



БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

ГУБЕРНАТОР БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

« 25 » апреля 20 22 г.

Белгород

№ 69

**Об утверждении схемы и программы
развития электроэнергетики
Белгородской области на 2023 – 2027 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 9 июня 2020 года № 1523-р **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 – 2027 годы (прилагается).
2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Белгородской области от 30 апреля 2021 года № 45 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2022 – 2026 годы».
3. Контроль за исполнением постановления возложить на заместителя Губернатора Белгородской области Гладского Д.Г.
4. Настоящее постановление вступает в силу с 1 мая 2022 года.

**Губернатор
Белгородской области**



В.В. Гладков

Приложение

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Губернатора
Белгородской области
от 25 апреля 2022 г.
№ 69

Схема и программа развития электроэнергетики
Белгородской области на 2023 – 2027 годы

г. Белгород

Введение.....	5
1. Общая характеристика Белгородской области.....	6
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период.....	9
2.1. Диспетчерское управление.....	9
2.2. Генерирующие компании.....	9
2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики.....	10
2.3. Электросетевые компании.....	10
2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании.....	11
2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности	11
2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии.....	14
2.7. Динамика изменения максимума нагрузки	16
2.8. Структура установленной электрической мощности.....	17
2.9. Структура выработки электроэнергии.....	18
2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона	19
2.10.1. Основные сведения по ЛЭП 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.....	19
2.10.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.....	21
2.10.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»	23
2.10.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»	26
2.10.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций	31
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области.....	38
4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области.....	39
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области	39
4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности.....	41
4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии..	42
4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области.....	43
4.5. Прогноз технологических присоединений	44

4.6.	Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы.....	48
4.7.	Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции	59
4.7.1.	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Архангельское	59
4.7.2.	Техпереворужение ПС 110/6 кВ Авторемзавод.....	60
4.7.3.	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Борисовка.....	60
4.7.4.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель.....	61
4.7.5.	Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные.....	62
4.7.6.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча	62
4.7.7.	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная	64
4.7.8.	Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня	68
4.7.9.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1.....	69
4.7.10.	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	69
4.7.11.	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево.....	70
4.7.12.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка	70
5.	Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.....	71
6.	Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	72
6.1.	Цифровизация электросетевого комплекса филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»	76
6.2.	Повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации	77
6.3.	Модернизация и расширение системы интеллектуального учёта, оснащение 100% ТП техническим учетом на вводах 0,4 кВ, оснащение потребителей интеллектуальными приборами учета	77
6.4.	Создание цифровой ПС 110/6 кВ Строитель.....	77

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 – 2027 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, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630, 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 Шишкина А.Н. от 09 ноября 2010 года № АИШ-369пр, Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937.

Основными целями схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 – 2027 годы (далее – СиПР Белгородской области) являются 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 СиПР 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 2023 – 2027 годов;

- анализ балансов мощности и электроэнергии в Белгородской области, предложенных в рамках проекта СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы, для обеспечения баланса между производством и потреблением энергосистемы Белгородской области, 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 2023 – 2027 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

- информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти области при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики области, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

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

СиПР Белгородской области сформирована на основании:

- проекта СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 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 2022 – 2026 годы, утвержденной постановлением Губернатора Белгородской области от 30 апреля 2021 года № 45;

- комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» на пятилетний период 2022 – 2026 годов, разработанной филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» и согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра.

СиПР 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. Северная часть области находится в лесостепной зоне, юго-восточная часть – в степной зоне. На территории региона протекают реки бассейнов Северского Донца, Дона и Днепра. Среднегодовая температура воздуха изменяется от 6⁰С на северо-востоке до 7,1⁰С на юго-востоке. Средняя температура января, самого холодного месяца, составляет 6,6⁰С – 7,6⁰С мороза, морозные дни зимой часто сменяются оттепелями.

Область привлекательна не только своими богатыми природными ресурсами, но и высоким научным и технологическим потенциалами, развитой транспортной, инженерной и рыночной инфраструктурами, высококвалифицированными кадрами, что во многом определяет приоритеты экономической политики Правительства области.

Через территорию Белгородской области проходят транспортные сети федерального значения – железнодорожная транспортная магистраль, соединяющая города Москву, Санкт-Петербург с Крымом и Кавказом, автомобильная дорога федерального значения М-2 «Крым» (Москва-Белгород-граница Украины). Географическое положение области на пересечении азиатско-европейских транспортных коридоров дает возможность использования транспортной инфраструктуры для транзита внешнеторговых трансграничных грузопотоков.

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, 16 городских и 174 сельских поселений.¹

Наиболее крупные города:

- Белгород – 391,8 тыс. человек;
- Старый Оскол – 222,6 тыс. человек;
- Губкин – 85,6 тыс. человек;
- Шебекино – 39,7 тыс. человек;

¹ Белгородская область в цифрах. 2021: Краткий статистический сборник/Белгородстат – 2021. – 240 страниц

- Алексеевка – 37 тыс. человек;
- Валуйки – 34,2 тыс. человек.

На рисунке 1.1 приведена административная карта Белгородской области.



Рисунок 1.1. Административная карта Белгородской области

Численность населения (по оценке на 1 января 2022 года) – 1 531 917 человек, в том числе городского – 1 037 398 человек (67,7 процента), сельского – 494 519 человек (32,3 процента), плотность населения – 56,5 человек на 1 кв. км.

Область сохранила за собой 4 место по численности населения в ЦФО (после г. Москвы, Московской и Воронежской областей) и 30 место среди субъектов Российской Федерации.

Белгородская область – динамично развивающийся регион России. Экономика базируется на наличии богатых минерально-сырьевых ресурсов (около 80 процентов железных руд Курской магнитной аномалии) и плодородных черноземов (более 70 процентов угодий области), высокого научно-технического и технологического потенциалов, квалифицированных кадров, развитой инфраструктуры, свободных производственных площадок для инвестирования и имеет многовидовую сбалансированную структуру: развитые промышленность и сельское хозяйство, комплекс по оказанию услуг населению.

Белгородская область выпускает 34,8 процента общероссийского производства концентрата железорудного, 23,3 процента свинины парной, остывшей или охлажденной, в том числе для детского питания, 15,6 процента комбикормов, 14 процентов – мяса и субпродуктов пищевых домашней птицы, 13,7 процента – молока сгущенного (концентрированного), 6,7 процента сахара белого свекловичного в твердом состоянии.

На территории региона расположены международный аэропорт «Белгород» (г. Белгород) и «Аэропорт Старый Оскол» (г. Старый Оскол).

Область является энергодефицитной: около 95 процентов используемой электроэнергии, 100 процентов природного газа и нефтепродуктов поступает из-за ее пределов.

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 операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

Установленная мощность объектов генерации на территории Белгородской области на 01 марта 2022 года составляет 234,981 МВт, из них 168,981 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 образуют 122 воздушные линии электропередачи классом напряжения 110-750 кВ общей протяженностью 3874,604 км и 92 трансформаторные подстанции напряжением 110-750 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов ПС 750-110 кВ составляет 15761,5 МВА.

Выработка электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Белгородской области в операционной зоне Курского РДУ, за 2021 год составила 805,64 млн кВт·ч, потребление – 16 335,25 млн кВт·ч.

Исторический максимум нагрузки по энергосистеме Белгородской области зафиксирован 21 января 2021 года в 10:00 и составил 2352,8 МВт при среднесуточной температуре -15,6 °С, что на 93,2 МВт выше предыдущего максимума, зафиксированного 25 декабря 2020 года.

2.2. Генерирующие компании

Генерирующими компаниями Белгородской области являются:

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

В эксплуатации генерирующих компаний находятся 4 электростанции суммарной электрической мощностью 168,981 МВт, 5 электростанций находятся

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

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 городском округе (1320 модулей двух видов: аморфные и поликристаллические, с суммарной активной поверхностью 1230,2 кв. м) установленной мощностью 0,1 МВт;

– ветряная электростанция в Яковлевском городском округе (пять ветрогенераторов) суммарной установленной мощностью 0,1 МВт.

Компания ООО «Региональная энергетическая компания»:

– БГС «Байцуры» в Борисовском районе суммарной установленной мощностью 0,5 МВт.

Электростанции на основе ВИЭ являются объектами распределенной генерации – выдают выработанную электроэнергию в распределительную электрическую сеть филиала ПАО «Россети Центр» – «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 «Россети Центр» – «Белгородэнерго».

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

На территории Белгородской области в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находятся 19 линий электропередачи напряжением 330-750 кВ суммарной протяженностью 826,595 км и 7 подстанций напряжением 330-750 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 7495 МВА.

Филиал ПАО «Россети Центр» – «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.

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» составляет 52 558,616 км, в том числе:

– ЛЭП 110 кВ – 2 439,719 км;

- ЛЭП 35 кВ – 2 734,987 км;
- ЛЭП 0,4-6-10 кВ – 47 383,910 км.

Филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» обслуживаются 182 подстанции 35-110 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 3 594,5 МВА, РП и ТП 6-10 кВ – 13 889 суммарной установленной трансформаторной мощностью 4 345,79 МВА.

2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании³

На территории Белгородской области на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществляют работу 19 сбытовых компаний, в том числе 1 гарантирующий поставщик электроэнергии (АО «Белгородэнергосбыт»):

1. АО «Белгородэнергосбыт»;
2. АО «КМА-Энергосбыт»;
3. АО «Монокристалл»;
4. АО «Первая сбытовая компания»;
5. ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»;
6. ООО «ВН-Энерготрейд»;
7. ООО «ГРИНН энергосбыт»;
8. ООО «Каскад-Энергосбыт»;
9. ООО «МагнитЭнерго»;
10. ООО «Металлэнергофинанс»;
11. ООО «Мираторг-Энерго»;
12. ООО «НОВИТЭН»;
13. ООО «РГМЭК»;
14. ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
15. ООО «СбытЭнерго»;
16. ООО «Транснефтьэнерго»;
17. ООО «Энергосистема»;
18. АО «Мосэнерго»;
19. ООО «Региональная генерирующая компания».

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.

Динамика баланса электроэнергии, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электроэнергии	15 644,67	15 906,25	15 939,96	15 936,91	16 335,25
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, в том числе:	743,77	814,70	829,22	757,46	805,64
Сальдо перетоков	14 900,91	15 091,55	15 110,74	15 179,45	15 529,61
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	4,75	5,12	5,20	4,75	4,93

Таблица 2.2

Динамика баланса электрической мощности, МВт

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум потребления	2 220	2 244	2 214	2 260	2 353
Рабочая мощность электростанций	173,80	177,78	134,20	134,58	146,27
Нагрузка электростанций	142,31	128,34	124,69	121,62	133,11
Получение мощности из других энергосистем (сальдо перетоков)	2 077,26	2 115,95	2 089,04	2 138,72	2 219,69
Дефицит (-) / избыток (+)	-2 045,77	-2 066,51	-2 079,53	-2 125,76	-2 206,53
Доля мощности собственных электростанций, %	7,83	7,92	6,06	5,95	6,22



Рисунок 2.1. Динамика баланса электроэнергии и мощности

Анализ отчетного баланса электроэнергии в энергосистеме Белгородской области показывает, что в 2021 году потребление электроэнергии увеличилось по отношению к уровню 2020 года на 398,34 млн кВт·ч или на 2,5 процента.

В таблице 2.3 приведена структура потребления электроэнергии на территории Белгородской области по видам экономической деятельности в 2020 – 2021 годах.

Структура потребления электроэнергии

№ п/п	Вид экономической деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч		Отклонение	
		2021	2020	млн кВт·ч	%
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	1 003,1	991,3	11,8	1,2
2	Добыча полезных ископаемых	5 483,8	5 381,3	102,5	1,9
3	Обрабатывающие производства	5 299,1	5 211,2	87,9	1,7
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1 449,1	1 414,0	35,1	2,5
5	Строительство	63,2	64,7	-1,5	-2,3
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	322,8	344,8	-22,0	-6,4
7	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности, не вошедшие в вышеперечисленные группировки	1 090,7	998,4	92,3	9,2
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	1 665,9	1 573,7	92,2	5,9
	Всего	16 377,7	15 979,4	398,3	2,5

Выработка электроэнергии собственными электростанциями в 2021 году по отношению к уровню 2020 года увеличилась на 48,18 млн кВт·ч или на 6,36 процента, покрытие электропотребления за счет собственной генерации в 2021 году составило 4,93 процента.

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 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки;

- из СЭС НЭК Укрэнерго (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 и две с энергосистемой Воронежской области (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная I цепь и ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная II цепь).

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

Таблица 2.4

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч за 2021 год
1	АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	г. Старый Оскол	Производство стали и стального сортового проката	3 677,78
2	АО «Лебединский ГОК»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	3 553,58
3	АО «Стойленский ГОК»	г. Старый Оскол	Добыча и обогащение железных руд	1 680,44
4	ОАО «РЖД»	Белгородская область	Транспорт	199,14
5	АО «Комбинат КМАруда»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	165,27
6	АО «Приосколье»	Белгородская область	Разведение сельскохозяйственной птицы	168,22
7	ЗАО «Осколцемент»	г. Старый Оскол	Производство цемента	137,05
8	ОАО «ЭФКО»	г. Алексеевка	Производство растительных и животных масел и жиров	134,56

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч за 2021 год
9	ООО «Белгородский завод сапфиров «Монокристалл»	г. Шебекино	Производство искусственного корунда	75,69
10	ООО «Гринхаус»	Старооскольский городской округ	Выращивание овощей	115,01
11	ЗАО «Завод премиксов № 1»	Шебекинский городской округ	Производство премиксов	135,75
12	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	с. Погореловка Корочанского района	Производство продуктов из мяса	78,83
13	ООО «Белая птица-Белгород»	с. Поляна Шебекинского городского округа	Разведение сельскохозяйственной птицы	42,62
14	ЗАО «Белгородский цемент»	г. Белгород	Производство цемента	46,80
15	АО «Корпорация «ГРИНН»	г. Белгород	Розничная торговля в неспециализированных магазинах	27,96
16	ООО «Русагро – Белгород» – Филиал «Ника»	Волоконовский район, п. Пятницкое	Производство сахара	18,30
17	ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	Белгородский район	Производство сахара	20,87
18	ООО «Завод ТЕХНО» г. Белгород	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	24,49
19	ООО «Русагро – Белгород» (г. Валуйки)	г. Валуйки	Производство сахара	15,83
20	ООО «Южный полюс» (Сити молл «Белгородский»)	Белгородский район	Сдача внаем собственного нежилого недвижимого имущества	15,10
21	ООО «Краснояржский сахарник»	п. Красная Яруга	Производство сахара	15,60
22	АО «Завод ЖБК-1»	г. Белгород	Производство изделий из бетона для использования в строительстве	12,17
23	ООО «Техсапфир»	г. Белгород	Производство электрических печей	9,73
24	АО «Сахарный комбинат Большевик»	Грайворонский городской округ, с. Головчино	Производство сахара	8,20
25	АО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий» (Белпанель)	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	16,74
26	АО «Оскольский завод металлургического машиностроения»	г. Старый Оскол	Обработка металлических изделий механическая	58,23
27	ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ», площадка ЗМК	г. Белгород	Производство стальных труб, полых профилей и фитингов, литье стали, производство строительных металлических конструкций, изделий и их частей	30,03

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч за 2021 год
28	ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ», площадка Мичуринская	г. Белгород	Производство стальных труб, полых профилей и фитингов, литье стали, производство строительных металлических конструкций, изделий и их частей	32,79

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки

Отчетные данные по изменению максимума нагрузки за 2017 – 2021 год энергосистемы Белгородской области приведены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5

Динамика изменения максимума нагрузки в регионе

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум нагрузки, МВт	2 220	2 244	2 214	2 260	2 353
Абсолютный прирост, МВт	-	24	-30	46	93
Относительный прирост, %	-	1,1	-1,3	2,1	4,1
Число часов использования максимума нагрузки	7 049	7 087	7 200	7 051	6 943

В 2021 году максимальное потребление мощности было зафиксировано в 10 часов 00 минут 21 января при среднесуточной температуре наружного воздуха $-15,6^{\circ}\text{C}$ и составило 2352,80 МВт, в это же время был зафиксирован исторический максимум нагрузки энергосистемы Белгородской области.



Рисунок 2.3. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

2.8. Структура установленной электрической мощности⁵

Структура и состав существующих электростанций энергосистемы Белгородской области 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, шт. / МВт	Суммарная установленная мощность, МВт	Место расположения
		ВСЕГО	234,981	
Филиал ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация»	ВСЕГО	21 / 234,981	234,981	
	всего, в том числе	7 / 144,773	144,773	
	Белгородская ТЭЦ	2×30	60	г. Белгород
	ГТУ ТЭЦ Луч	2×30	60	г. Белгород
АО «ГТ Энерго»	Губкинская ТЭЦ	9+3,773+12	24,773	г. Губкин
	всего, в том числе:	4 / 24,208	24,208	
Промышленные предприятия региона (сахарные заводы)	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	6,042+5,984+5,995+6,187	24,208	г. Белгород
	всего, в том числе:	10 / 66	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 «Краснояружский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	п. Красная Яруга
АО «Сахарный комбинат Большевик»	ТЭЦ	2×6	12	Грайворонский городской округ

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



Рисунок 2.4. Структура установленной мощности электростанций Белгородской энергосистемы

В 2022 году на Губкинской ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация» был введен в эксплуатации ТГ-4 установленной мощностью 12 МВт, проведена перемаркировка ТГ-3 с изменением установленной мощности с 10 МВт до 3,773 МВт с итоговым увеличением установленной мощности станции с 19 МВт до 24,773 МВт,

2.9. Структура выработки электроэнергии⁶

Структура выработки электроэнергии в 2021 году по принадлежности электростанций 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	805,64	100,0
Филиал ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация», в том числе:	628,48	78,0
Белгородская ГТУ ТЭС	326,85	40,6
ГТУ ТЭС Луч	221,44	27,5
Губкинская ТЭС	80,19	10,0
АО «ГТ Энерго», в том числе:	93,92	11,7
Мичуринская ГТ-ТЭС	93,92	11,7
Электростанции промышленных предприятий, в том числе:	83,24	10,3
ТЭС ООО «Русагро – Белгород» (г. Валуйки)	16,21	2,0
ТЭС ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	22,24	2,8
ТЭС ООО «Русагро – Белгород» – Филиал «Ника»	19,32	2,4
ТЭС ООО «Краснояружский сахарник»	16,89	2,1

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

Показатели	Выработано электроэнергии, млн кВт·ч	Доля выработки, %
ТЭЦ АО «Сахарный комбинат Большевик»	8,58	1,1



Рисунок 2.5. Структура выработки электроэнергии Белгородской энергосистемы

2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

2.10.1. Основные сведения по ЛЭП 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Основные сведения по ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Протяженность (полная), км	Протяженность (на балансе ЧП МЭС), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая	750	1982	189,9	189,9	4×АСО 500/64	60,8
2	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	500	1976	102,04	90,514	3×АС 330/43	18,01
3	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2	500	2019	102,6	92,6	3×АС 330/66	18,01
4	ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Металлургическая	500	1982	35,5	35,5	3×АС 330/43	35,5
5	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди	330	2015	103,826	94,393	2×АС 300/39	103,826
			2020		1,108		
6	ВЛ 330 кВ Белгород – Шебекино	330	1963	50,908	27,648	2×АС 400/51	50,908
			1995		21,73		
			2020		1,53		
7	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	330	1963	75,7	16,22	2×АС 400/51	38,1

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Протяженность (полная), км	Протяженность (на балансе ЧП МЭС), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
			1995		21,88		
8	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	330	1969	149,8	126,1	2×АС 240/32	85,41
9	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	330	1965	14,858	7,036	2×АС 300/39	14,858
			2016		3,066		
10	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1967	185,9	44,6	2×АС 300/39	44,6
11	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево	330	1968	132,487	42,981	2×АС 400/51	45,424
			2020		2,443	2×АС 400/63	
12	ВЛ 330 кВ Metallургическая – Валуйки	330	1999	123,2	123,2	2×АС 500/64	123,2
						2×АС 300/39	
						2×АС 240/32	
13	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 1	330	1984	11,6	10,89	2×АС 500/64	11,6
14	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 2	330	1984	11,56	10,85	2×АС 500/64	11,56
15	ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол	330	1979	25,83	25,83	2×АС 300/39	25,83
16	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 1	330	1984	18,89	18,19	2×АС 500/64	18,89
17	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 2	330	1984	19,501	18,8	2×АС 500/64	19,501
18	ВЛ 330 кВ Белгород – Фрунзенская	330	1964	34,145	20,713	2×АС 300/39	34,145
			2000		12,5		
			2006		0,23		
			2016		0,702		
19	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	330	1964	129,5	116,7	2×АС 300/39	69,3
			2000		12,5		
			2006		0,3		

Сводные данные по ЛЭП 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Сводные данные по ЛЭП 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Общая протяженность, км	Протяженность участка на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, км	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	750	1	189,900	189,900	60,800
2	500	3	240,140	218,614	71,520
3	330	15	1087,705	782,140	696,758
	Итого	19	1 517,745	1 190,654	829,078

За период 2017 – 2021 годов на территории Белгородской области была построена и введена в эксплуатацию 1 ВЛ напряжением 500 кВ (2019 год) протяженностью 102,6 км (ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2).

2.10.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС на территории Белгородской области находятся 7 ПС 330-750 кВ, на которых установлено 25 силовых (авто-) трансформатора высшим классом напряжения 35-750 кВ суммарной установленной мощностью 7495 МВА. Данные по силовым (авто-) трансформаторам 35-750 кВ и ПС 330-750 кВ приведены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10

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

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода
1	Металлургическая	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1982
		АТ-2	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980
		АТ-3	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1985
		АТ-4	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1988
		АТ-5	3хАОДЦТН-417000/750/500/10	1251	1986
2	Старый Оскол	АТ-1	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1979
		АТ-2	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1978
		АТ-3	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1987
		АТ-4	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1994
		АТ-5	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	2017
3	Белгород	АТ-1	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2016
		АТ-2	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2020
4	Валуйки	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1997
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980
		3Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013
		4Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013
		Т-5	ТДН-40000/110/10	40	2012
5	Губкин	АТ-2	АТДТН-200000/330/110/10	200	2016
		АТ-1	АТДТН-200000/330/110/10	200	2017
		Т-3	ТДТН-63000/110/35	63	2020
		Т-4	ТДТН-63000/110/35	63	2020
		Т-5	ТДТН-63000/110/35	63	2020

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода
6	Фрунзенская	АТ-1	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2008
		АТ-2	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2006
7	Шебекино	АТ-1	АТДЦТН-125000/330/110/6	125	1994

Таблица 2.11

Сводные данные по силовым (авто-) трансформаторам 35 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное 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	3	600
6	330/110/10	7	1 490
7	330/110/6	1	125
8	110/35	3	189
9	110/10	1	40
10	35/10/6	2	50
	Всего	25	7 495

В 2020 году была завершена комплексная реконструкция двух подстанций высшим напряжением 330 кВ: ПС 330 кВ Белгород и ПС 330 кВ Губкин.

В период 2017 – 2021 годов на территории Белгородской области были введены в эксплуатацию 3 автотрансформатора и 3 силовых трансформатора на 3 подстанциях:

2017 год:

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Губкин;

– один автотрансформатор 500/110/35 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол;

2020 год:

– три трансформатора 110/35 кВ номинальной мощностью 63 МВА каждый на ПС 330 кВ Губкин;

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 330 кВ Белгород;

2021 год:

– один автотрансформатор 330/110/35 кВ номинальной мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Лебеди.

2.10.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» находятся 109 линий электропередачи напряжением 110 кВ суммарной протяженностью 2299,534 км.

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Основные сведения по ЛЭП напряжением 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
1	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Майская	2007	24,821	АС-185
2	ВЛ 110 кВ Дубовое – Майская	1959	5,270	АС-185
3	ВЛ 110 кВ Долбино – Майская	1959	11,739	АС-185
4	ВЛ 110 кВ Южная – Майская	1975	7,3352	АС-185
5	ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	1973	33,529	АС-185
6	ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь	2014	6,939	АС-185
7	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка	1976	43,200	АС-240; АС-95; АС-70
8	ВЛ 110 кВ Волоконовка – Новый Оскол	1965	42,200	АС-240
9	ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское	1987	28,400	АС-150
10	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная I цепь	1969	17,200	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная II цепь	1969	17,200	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Тяговая – Алексеевка	1969	5,650	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	60,548	АСО-300; АС-240; АС-185
18	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 1	1986	9,300	АС-120
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	1974	21,771	АС-120, АС-150, АС-185
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры	1964	18,600	АСО-300; АС-240
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	43,300	АС-240

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
22	ВЛ 110 кВ Короча – Скородное	1979	28,700	АС-120
23	ВЛ 110 кВ Скородное – Коньшино	1977	15,000	АС-150; АС-120
24	ВЛ 110 кВ Чернянка – Новый Оскол	1964	18,800	АС-240
25	ВЛ 110 кВ Н.Оскол – Серебрянка	1989	26,840	АС-240; АС-150
26	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 2	1981	16,460	АС-185; АЖ-120
27	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 1	1981	11,020	АЖ-120
28	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 2	1978	7,325	АС-400
29	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 1	1980	7,519	АС-300
30	ВЛ 110 кВ Шеино – Короча	1967	26,420	АС-120; АС-150
31	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики	1963	33,264	АС-120; АС-240
32	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол – Тяговая	1975	24,377	АС-185; АСО-300; АС-300
33	ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры	1964	10,900	АС-300; АСО-300
34	ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП 7 I цепь с отпайкой на ПС 123	1972	7,390	АСО-500; АСКП-500; АС-150
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка	1964	29,900	АС-240
36	ВЛ 110 кВ Коньшино – Голофеевка	1977	47,100	АС-120; АС-150; АС-240
37	ВЛ 110 кВ Белгород – Шеино	1967	21,568	АС-120, АС-150
38	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 1 с отпайками	1979	47,407	АС-185; АС-120
39	ВЛ 110 кВ Белгород – Сажное	1960	35,557	АС-150; АС-185
40	ВЛ 110 кВ Белгород – Авторемзавод с отпайками	1959	12,157	АС-185
41	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная цепь II с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1974	9,536	АС-185; АС-150
42	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная цепь I с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1973	12,035	АС-185; АС-150
43	ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка	1983	18,807	АЖ-120; АС-120
44	ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка	1969	35,406	АС-120/19; АС-185/29
45	ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	1988	37,045	АС-120; АС-240
46	ВЛ 110 кВ Ивня – Ракитное	1994	43,120	АС-120
47	ВЛ 110 кВ Серебрянка – Максимовка	1987	60,091	АС-150
48	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Ракитное	1986	12,000	АС-120
49	ВЛ 110 кВ Южная – Западная № 2	1975	16,710	АС-185
50	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Грайворон	1979	35,300	АС-120
51	ВЛ 110 кВ Готня – Красная Яруга	1969	11,900	АС-120
52	ВЛ 110 кВ Шебекино – Химзавод	1973	8,052	АС-185
53	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 1	1994	0,673	АС-185
54	ВЛ 110 кВ Борисовка – Грайворон	2002	33,950	АС-150
55	КВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками	1968	8,051	АС-185
56	ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром	1968	1,323	АС-150
57	КВЛ 110 кВ Фрунзенская – Белгородская ТЭЦ с отпайкой на ПС Стрелецкая	1986	34,533	АС-185; АС-150; АС-120
58	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 2 с отпайками	1979	46,549	АС-185; АС-120
59	ВЛ 110 кВ Белгород – Шебекино 110	1973	34,868	АС-185

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
60	ВЛ 110 кВ Беломестное – Прохоровка	1960	63,224	АС-150
61	ВЛ 110 кВ Белгород – Беломестное	1960	10,251	АС-150; АС-185
62	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 2	1994	0,673	АС-185
63	ВЛ 110 кВ Черемошное – Долбино	1959	20,240	АС-185
64	ВЛ 110 кВ Белгород – Дубовое	1975	9,594	АС-185
65	ВЛ 110 кВ Белгород – ГТУ ТЭЦ Луч	1975	9,582	АС-185
66	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 1	1976	2,300	АС-95
67	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 2	1976	2,300	АС-95, АС-120
68	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 1	1967	5,400	АС-185, АЖ-120
69	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 2	1967	5,400	АС-185, АЖ-120
70	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки Тяговая № 1	1967	2,800	АС-120
71	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки Тяговая № 2	1967	2,800	АС-120
72	ВЛ 110 кВ Вейделевка – Айдар	1969	41,600	АЖ-120; АС-95
73	ВЛ 110 кВ Валуйки – Вейделевка	1969	26,129	АС-95, АЖ-120
74	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар	1991	82,600	АС-120
75	ВЛ 110 кВ Белгород – Мичуринская ГТ-ТЭЦ	1961	9,506	АС-185
76	ВЛ 110 кВ Западная – Авторемзавод	1961	3,690	АС-185
77	ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава	1960	8,590	АС-150
78	ВЛ 110 кВ Сажное – Александровка	1960	26,481	АС-150
79	ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава	1960	8,905	АС-150
80	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Промышленная	1983	36,355	АС-185
81	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Пушкарная	1977	6,900	АС-185
82	ВЛ 110 кВ Старый Оскол Тяговая – Промышленная	1981	2,994	АС-185
83	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 2	1977	26,164	АС-185
84	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 2	1986	9,300	АС-120
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 2	1974	21,771	АС-120; АС-150; АС-185
86	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Очистные	1980	14,879	АС-185
87	ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками	1977	41,443	АС-240, АС-120
88	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 1	1978	17,600	АС-400, АС-150
89	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 2	1978	17,600	АС-400, АС-150
90	ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	1969	37,180	АС-120
91	ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня	1969	21,311	АС-120; АС-185
92	ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская	1965	23,686	АС-240
93	ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка	1965	28,766	АС-240
94	ВЛ 110 кВ Губкин – Бекетово	1964	21,076	АС-150
95	ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово	1975	12,386	АС-150/19
96	ВЛ 110 кВ Шебекино 330 – Шебекино 110	1973	9,465	АС-185
97	КВЛ 110 кВ Белгород – Южная II цепь с отпайками	1968	8,035	АС-185
98	ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное	1959	35,880	АС-185
99	ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная	1968	12,301	АС-120; АС-185
100	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2	1968	13,590	АС-120
101	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с отпайкой на ПС Стрелецкая	1968	14,894	АС-120; АС-185
102	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1	2007	23,560	АС-185

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
103	ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП 7 II цепь с отпайками	1972	14,789	АСО-500; АСКП-500; АС-185; АС-150
104	ВЛ 110 кВ Шебекино – Нежеголь	2014	9,192	АС-185/24
105	КВЛ 110 кВ Белгород – Белгородская ТЭЦ	1986	5,918	АС-185, АС-150
106	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Рудник	2007	25,743	АС-185
107	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1	2009	14,980	АС-185
108	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2	2007	2,143	АС-120
109	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	1959	5,713	АС-185

За период 2017 – 2021 годов филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» были введены в эксплуатацию 16,984 км новых ВЛ 110 кВ:

- 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;
- ВЛ 110 кВ Шебекино 330 – Шебекино 110 протяженностью 9,532 км.

2.10.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» находятся 59 ПС 110 кВ, на которых установлено 118 силовых трансформаторов суммарной установленной мощностью 2669,7 МВА. Данные по силовым трансформаторам и ПС 110 кВ приведены в таблицах 2.13 и 2.14.

Таблица 2.13

ПС 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 16.06.2021	K _{загр.} , %	Загрузка, МВА 15.12.2021	K _{загр.} , %
1	Авторемзавод	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	2,44	15,27	3,10	19,35
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	3,25	20,30	2,55	15,94
2	Айдар	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	1,93	12,07	2,38	14,84
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1971	4,49	44,89	5,35	53,51
3	Александровка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	11,33	45,31	12,43	49,73
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	6,73	26,92	7,87	31,49
4	Алексеевка районная	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	14,99	59,97	17,96	71,85

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Сном, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 16.06.2021	Кзагр., %	Загрузка, МВА 15.12.2021	Кзагр., %
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	13,73	54,91	15,23	60,91
		3Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1992	17,67	70,67	16,55	66,18
5	Архангельское	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1977	5,53	55,29	6,66	66,59
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	3,99	24,94	4,62	28,85
6	Белгород-1	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	1995	13,14	32,85	14,20	35,50
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	10,02	25,04	11,72	29,30
		3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	14,45	36,12	13,15	32,88
7	Борисовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	3,52	22,03	5,30	33,11
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	3,28	20,48	4,87	30,45
8	Верхняя Покровка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1968	6,61	66,14	7,22	72,19
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	2,99	29,94	4,69	46,89
9	Вагунинская	1Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,50	7,95	0,01	0,17
		2Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,49	7,72	1,48	23,51
10	Вейделевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1982	2,73	27,34	3,71	37,10
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1985	2,27	22,66	3,21	32,13
11	Витаминный комбинат	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	10,29	25,72	8,88	22,20
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	8,43	21,09	10,98	27,46
12	Волоконовка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1991	6,09	24,37	6,84	27,36
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	7,52	30,09	9,43	37,74
13	Восточная	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	14,09	35,23	21,53	53,84
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	12,82	32,05	18,59	46,48
14	Голофеевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1973	0,96	9,58	1,51	15,07
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	0,35	3,55	0,59	5,94
15	Готня	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	2,67	16,69	3,79	23,69
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	4,03	25,18	4,48	28,02
16	Грайворон	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1981	3,32	20,74	4,71	29,44
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1970	10,11	63,17	12,58	78,61
17	Долгая Поляна	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1986	1,53	24,31	1,92	30,50
18	Донец	3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	7,35	18,39	7,96	19,89
		4Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	8,26	20,64	8,97	22,43
19	Дубовое	1Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	7,07	17,68	6,77	16,93
		2Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	5,99	14,98	6,78	16,94

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 16.06.2021	К _{загр.} , %	Загрузка, МВА 15.12.2021	К _{загр.} , %
20	Журавлики	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1996	6,86	27,42	10,62	42,47
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	4,46	11,16	5,82	14,55
21	Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	6,25	39,07	8,44	52,75
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1976	6,34	39,61	8,09	50,56
22	Ивня	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1981	1,73	17,25	2,46	24,58
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1984	4,23	42,33	4,77	47,74
23	Красная Гвардия	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1971	6,43	40,21	8,64	54,02
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,88	30,51	5,41	33,82
24	Казачьи Бугры	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1992	3,42	13,68	4,49	17,96
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1988	2,75	11,02	4,12	16,46
25	Коньшино	2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1992	0,19	3,00	0,29	4,54
26	Короча	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	8,31	51,96	9,43	58,95
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	12,89	80,58	14,04	87,73
		3Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	6,36	39,78	6,33	39,54
27	Крапивенская	1Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	2,81	17,58	4,83	30,16
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	3,31	20,72	4,04	25,25
28	Красная Яруга	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	3,94	24,64	5,24	32,77
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	2,15	13,46	2,62	16,40
29	Крейда	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	6,47	25,87	7,12	28,49
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	8,11	32,45	7,75	31,02
30	Лизины	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1975	2,06	12,85	2,64	16,51
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1976	2,91	18,19	3,50	21,85
31	Майская	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	7,47	18,67	11,44	28,60
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	6,36	15,90	9,55	23,88
32	Максимовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986	2,20	13,73	2,73	17,07
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	1,58	9,84	2,05	12,80
33	Малиновка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	8,71	54,47	6,06	37,86
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	9,05	56,55	7,42	46,36
34	Нежеголь	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	8,98	22,45	8,69	21,72
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	9,85	24,63	11,97	29,91
35	Новый Оскол	1Т	ТДТНГ-31500/110/35/10	31,5	1965	7,64	24,26	10,87	34,52
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1985	5,65	22,61	6,57	26,28
36	Обуховская	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1978	0,75	3,00	1,36	5,43

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Сном., МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 16.06.2021	Кэфр., %	Загрузка, МВА 15.12.2021	Кэфр., %
		2Т	ТРДН(С)- 25000/110/10	25	1977	1,76	7,03	1,07	4,27
37	Оросительная	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1985	3,08	19,27	5,56	34,74
		2Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	2000	2,96	18,48	5,07	31,71
38	Очистные	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1979	1,76	11,01	1,69	10,53
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1978	2,06	12,87	2,58	16,10
39	Пищепром	1Т	ТДТН- 25000/110/10/6	25	1995	2,51	10,04	4,58	18,33
		2Т	ТДТН- 25000/110/10/6	25	1979	3,04	12,15	6,62	26,50
40	Промышленная	1Т	ТРДН(С)- 25000/110/10	25	1981	11,90	47,60	10,31	41,24
		2Т	ТРДН(С)- 25000/110/10	25	1982	6,75	27,00	5,81	23,24
41	Птицефабрика	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	6,35	39,70	5,41	33,79
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1981	5,86	36,63	5,75	35,96
42	Пушкарная	1Т	ТРДН- 40000/110/10/10	40	1977	8,39	20,97	8,78	21,94
		2Т	ТРДН- 40000/110/10/10	40	1977	8,14	20,34	13,49	33,72
43	Ракитное	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1990	4,46	27,89	0,00	0,00
		2Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1990	0,14	0,88	6,30	39,40
44	Ровеньки	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	2000	3,36	20,98	4,89	30,58
45	Рудник	1Т	ТДТН- 25000/110/35/6	25	1979	4,53	18,13	8,69	34,75
		2Т	ТДТН- 25000/110/35/6	25	1979	5,11	20,46	4,50	17,98
46	Северная	1Т	ТРДН- 40000/110/10/10	40	2006	7,69	19,23	10,36	25,89
		2Т	ТРДН- 40000/110/10/10	40	2006	12,47	31,17	17,25	43,12
47	Серебрянка	1Т	ТДТН- 10000/110/35/10	10	1987	0,75	7,45	1,25	12,53
48	Скородное	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1983	2,73	17,05	4,88	30,52
		2Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1994	4,53	28,30	5,01	31,34
49	Старый Оскол-1	1Т	ТДТН- 25000/110/35/6	25	1990	9,31	37,23	11,50	46,01
		2Т	ТДТН- 20000/110/35/6	20	1967	5,66	28,28	6,05	30,27
		3Т	ТРНДЦН- 25000/110/6	25	1989	6,73	26,92	6,44	25,75
50	Стрелечная	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1989	3,82	23,90	6,27	39,21
		2Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1992	4,63	28,91	9,02	56,36
51	Строитель	1Т	ТДН-15000/110/6	15	1968	5,23	34,89	6,33	42,22
		2Т	ТДНГ-15000/110/6	15	1962	3,18	21,21	5,56	37,06
52	Томаровка	1Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1973	10,31	64,46	11,98	74,85
		2Т	ТДТН- 16000/110/35/10	16	1985	5,25	32,84	6,16	38,50
53	Хим. завод	1Т	ТРДН- 32000/110/6/6	32	1980	8,42	26,31	9,24	28,88

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 16.06.2021	К _{загр.} , %	Загрузка, МВА 15.12.2021	К _{загр.} , %
		2Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1979	8,03	25,10	13,61	42,54
54	Центральная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	10,03	25,08	13,14	32,84
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	10,31	25,76	12,94	32,34
55	Черемошное	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	10,10	40,40	11,53	46,12
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2001	6,63	26,51	15,07	60,29
56	Чернянка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1972	6,17	38,56	8,98	56,15
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2009	5,05	31,55	6,95	43,42
57	Шебекино	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	12,30	30,76	13,58	33,96
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	8,60	21,51	9,52	23,80
58	Шенно	1Т	ТДТН-10000/110/10	10	1986	2,33	23,26	1,94	19,36
		2Т	ТДН-10000/110/10	10	2017	1,10	11,01	2,33	23,34
59	Южная	1Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1983	13,07	32,68	17,34	43,35
		2Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1988	12,54	31,36	14,01	35,02

На 4 ПС установлено по одному силовому трансформатору, на 4 ПС – по 3, и на остальных 51 ПС – по 2 силовых трансформатора.

Таблица 2.14

**Сводные данные по силовым трансформаторам 110 кВ
филиала ПАО «Россети Центр» – «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
3	110/10/10	12	480
4	110/10/6	6	180
5	110/6/6	9	344
6	110/10	16	260,6
7	110/6	9	151
	Всего	118	2 669,70

За 2017 – 2021 год филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» была построена и введена в эксплуатацию 1 новая ПС:

– ПС 110/10 кВ Ватутинская с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×6,3 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 ПС 110 кВ Шеино был заменен 1 силовой трансформатор с изменением установленной мощности ПС 110 кВ, данные о замене приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15

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

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	S _{ном.} , МВА (на дату 01.01.2016)	S _{ном.} , МВА (на дату 31.12.2020)	ΔS _{ном.} , МВА (транс.)	ΔS _{ном.} , МВА (по ПС в целом)
I	Шеино	110/10	2Т	3,2	10	6,8	6,8

2.10.5. 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», АО «Стойленский ГОК» и АО «ОЭМК им. А.А. Угарова».

В таблице 2.16 приведены сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.16

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

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
1	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	2хАС–300/39	38,300	1982
					0,794	2018
2	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди		330	2хАС–300/39	4,75623	1982
3	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди		330	2хАС–300/39	8,325	1982
4	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 I цепь		110	АС–500/64	23,532	1977
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 II цепь		110	АС–500/64	23,532	1977
6	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 I цепь	110	АС–240/39	0,426	1977	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	Уном., кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
				АС-500/64,	0,624	
7	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 II цепь		110	АС-240/39 АС-500/64,	0,426 0,624	1977
8	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 I цепь		110	АС-240/39	0,395	2009
9	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 II цепь		110	АС-240/39	0,395	2009
10	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 II цепь		110	АС-240/32	3,140	2005
11	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 I цепь с отпайкой на ГПП 2		110	АС-240/32	4,027	2005
12	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 2 II цепь		110	АС-240/32	3,225	2008
13	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 4 I цепь с отпайкой на ПС-109		110	АС-240/32	7,593	1982
14	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 109 II цепь		110	АС-240/32	7,092	1982
15	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 I цепь		110	АС-240/39	6,880	1981
16	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 II цепь		110	АС-240/39	6,880	1981
17	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 I цепь		110	АС-500/64	9,960	1977
18	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 II цепь		110	АС-500/64	9,960	1977
19	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 III цепь		110	АС-500/64	10,760	2018
20	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 IV цепь		110	АС-500/64	10,760	2018
21	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 122 I цепь с отпайками		110	АС-240/39	10,291	1985
22	ВЛ 110 кВ Лебеди – ЛГОК II цепь		110	АС-240/39	5,161	1985
23	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 4 I цепь		110	АС-240/39	3,227	2008
24	КВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП-1 I цепь		110	АПВВнгг-1×630/150-64/110	0,199	2019
25	КВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП-1 II цепь		110	АПВВнгг-1×630/150-64/110	0,300	2019
26	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 1		330	2хАС-500/64	0,700	1984
27	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 2		330	2хАС-500/64	0,700	1984
28	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 1		330	2хАС-500/64	0,710	1984
29	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 2		330	2хАС-500/64	0,710	1984
30	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 1		110	АС-400; NOKUDEY 3(1x630)	7,600 0,685	1982
31	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 2		110	АС-400 NOKUDEY 3(1x630)	7,600 0,685	1982
32	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 1		110	АС-185	4,600	1978
33	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 2		110	АС-185	4,600	1978
34	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 1	АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	110	АС-120/19	2,500	1983
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 2		110	АС-120/19	2,550	1983
36	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.1 Т4		110	NOKUDEY 3(1x240)	1,075	1982
37	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.2 Т5		110	NOKUDEY 3(1x240)	1,182	1982
38	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 91Е Т1		110	МКАШв 3(1x150)	1,600	1984
39	КЛ 110 кВ ГПП – 91Е Т2		110	МКАШв 3(1x150)	1,100	1984
40	КЛ 110 кВ ГПП – ШН-1 Т13		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,135	1984
41	КЛ 110 кВ ГПП – ШН-1 Т24		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,125	1984
42	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т1		110	2XSU 3(1x240+35)	1,740	1991
43	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т2		110	2XSU 3(1x240+35)	1,750	1991
44	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т1		110	A2XS(FL) 3(1x240)	2,600	2008

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип, сечение провода (кабели)	Длина ЛЭП, км	Год ввода	
45	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т2		110	A2XS(FL) 3(1x240)	2,590	2008	
46	КЛ 110 кВ ГПП – SH-2		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,536	1984	
47	КЛ 110 кВ ГПП – SH-3		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,490	1984	
48	КЛ 110 кВ ГПП – SH-4		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,429	1984	
49	КЛ 110 кВ ГПП – SH-5		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,373	1984	
50	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 1		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,350	2008	
51	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 2		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,320	2008	
52	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 3		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,310	2010	
53	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е11		110	FХКJ 6(1x800+95)	0,460	1984	
54	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е19		110	FХКJ 6(1x800+95)	0,555	1984	
55	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C1		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,100	1984	
56	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C2		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,125	1984	
57	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 CF		110	FХКJ 3(1x240+95)	0,080	1984	
58	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 с отпайкой на ГПП-11		АО «Стойленский ГОК»	110	AC-400;	15,356	2009
					AC-240	0,162	2009
59	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 2 с отпайками			110	AC-400;	15,356	2010
					AC-150;	4,100	2010
		AC-240;			2,086	2010	
		AC-95			1,548	2010	
60	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 с отпайкой на ГПП-11	110		AC-400;	15,356	2009	
				AC-240	0,204	2009	
61	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 4 с отпайками	110		AC-400;	15,356	2010	
				AC-150;	4,100	2010	
				AC-240;	2,086	2010	
				AC-95	1,548	2010	
62	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 1 с отпайками	110		AC-240;	20,096	2009	
				AC-150		2009	
63	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 2 с отпайками	110		AC-240;	20,089	2011	
				AC-150		2011	
64	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 с отпайками	110		AC-150	13,590	2009	
65	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 с отпайками	110	AC-150	13,590	2009		
66	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 на ГПП-14	110	AC-240	1,347	2016		
67	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 на ГПП-14	110	AC-240	1,347	2016		
68	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 на ГПП-15	110	AC-150	0,202	2016		
69	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 на ГПП-15	110	AC-150	0,202	2016		
70	Фидер 5 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)	110	AC-150	0,740	2016		
71	Фидер 6 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)	110	AC-150	0,740	2016		
72	Старый Оскол – Стройиндустрия № 1	ЗАО «Спецэнерго»	110	AC-240	6,000	1977	
73	Старый Оскол – Стройиндустрия № 2		110	AC-240	6,000	1977	
74	ЛЭП-110 ввод № 1	ОАО «ОЗММ»	110	AC-240/39	0,048	1978	
75	ЛЭП-110 ввод № 2		110	AC-240/39	0,055	1978	
76	ВЛ 110 кВ ПС Губкин 330 – ПС Промышленная	ОАО «РЖД»	110	AC-185	3,500	1997	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
77	ВЛ 110 кВ ПС Голофеевка – ПС Новый Оскол		110	АС-240	55,680	2003
78	Лизины-1	ООО «Биохим-сервис»	110	АС-185	0,040	1975
79	Лизины-2		110	АС-185	0,040	1977
80	ВЛ 110 кВ № 1 Рудник-2	ООО «Крипанга»	110	АС-185	1,440	2003
81	ВЛ 110 кВ № 2 Рудник-2		110	АС-185	1,440	2003
82	Оскол-500 от яч. 43	ООО «ОСМиБТ»	110	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
83	Оскол-500 от яч. 44		110	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
84	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	АО «ГТ Энерго»	110	АС-185	24,760	2008
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	АС-240/32	10,213	2017
86	Губкин – КМАруда I цепь	АО «Комбинат КМАруда»	110	АПВВнг-630	0,400	2019
			110	АС-150/24	8,900	2019
87	Губкин – КМАруда II цепь	АО «Комбинат КМАруда»	110	АПВВнг-630	0,600	2019
			110	АС-150/24	8,900	2019

Всего на балансе сторонних организаций находятся 87 ЛЭП напряжением 110 кВ и выше суммарной протяженностью 531,126 км, в том числе: 7 ЛЭП 330 кВ протяженностью 54,995 км и 80 ЛЭП 110 кВ протяженностью 476,131 км.

В 2017 – 2021 годах сторонними организациями были введены в эксплуатацию 2 ВЛ 330 кВ и 15 ВЛ 110 кВ, в том числе:

– АО «Лебединский ГОК» ввел в эксплуатацию участок ВЛ 330 кВ Metallургическая – Лебеди протяженностью 0,794 км, участок ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди протяженностью 0,78 км, 2 ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 III цепь, ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 IV цепь протяженностью 21,52 км, 2 КВЛ 110 кВ: КВЛ 110 кВ ГПП-7 – ГПП-1 I цепь, КВЛ 110 кВ ГПП-7 – ГПП-1 II цепь протяженностью 0,499 км;

– АО «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;

– АО «Комбинат КМАруда» ввел в эксплуатацию 2 КВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда цепь 1, ВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда цепь 2 общей протяженностью 18,8 км.

Сводные данные по ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17

**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	51,794
		110	22	149,409
		всего	25	201,203
2	АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	330	4	2,82
		110	28	48,845
		всего	32	51,665
3	АО «Стойленский ГОК»	330	-	-
		110	14	149,201
		всего	14	149,201
4	Прочие организации	330	-	-
		110	16	128,676
		всего	16	128,676
Итого			87	530,745

В таблице 2.18 приведены сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.18

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

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	3×200	2018-2021
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	2×63	1980 (2021)
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		330	5×320	1984

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуата- цию	
17	Меткомбинат 24.11	АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	110	2×63	1982	
18	12Е		110	2×63	1982	
19	SH-1		110	2×63	1984	
20	91Е		110	2×40	1984	
21	16Е		110	2×63	1986	
22	17Е		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		АО «Стойленский ГОК»	110	2×16	1999 - 2003
34	ГПП-3			110	2×25	1973
35	ГПП-4			110	2×10	1984
36	ГПП-5			110	4×16	1982 - 2007
37	ГПП-6			110	4×16 + 2×10	1983 - 2014
38	ГПП-7			110	4×40	1984 - 2007
39	ГПП-9			110	15 + 16	2004 - 2008
40	ГПП-10			110	2×10	2008
41	ГПП-14			110	2×63	2016
42	ГПП-15			110	2×10 + 2×16	2016
43	ГПП-2		ЗАО «Осколцемент»	110	2×16	1975
44	Карьер мела			110	10 + 6,3	1972
45	ЦРП-110/6			110	2×32	1970
46	Стройиндустрия		ЗАО «Спецэнерго»	110	2×25	1979
47	Цементзавод		ЗАО «Белгородский цемент»	110	2×40	1979
48	Строительная	ОАО «КМАПЖС»	110	2×10	1970	
49	Ремзавод-1	ОАО «ОЗММ»	110	2×40	1978	
50	Алексеевка – Тяговая	ОАО «РЖД»	110	40 + 20	1967	
51	Беломестное		110	2×16	1978	
52	Валуйки – Тяговая		110	2×40	1967	
53	Долбино		110	15 + 20	1959	
54	Палатовка		110	2×40	1968	
55	Прохоровка		110	2×10	1960	
56	Сажное		110	2×15	1960	
57	Старый Оскол – Тяговая		110	2×40	2000	
58	Тяговая – Новый Оскол		110	2×25	2003	
59	Белгородская ТЭЦ		Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	110	2×40	2007
60	ГТУ ТЭЦ Луч	110		2×40	2005	
61	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	110	2×25	2005	
62	ГКС	ОАО «Трансгаз»	110	25 + 40		

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
63	Белгород-2	ООО «Подстанция Белгород-2»	110	25 + 40	1983; 2009
64	Лизины	ООО «Биохим-сервис»	110	2×16	1975
65	Рудник-2	ООО «Карпанга»	110	2×25	2003
66	Стройматериалы	ООО «ОСМиБТ»	110	2×40	1990
67	Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	1×63	2017
68	КМАРуда	АО «Комбинат КМАРуда»	110	2×40	2019

Сводные данные по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19

**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	8	2 200,0	2
2	110	138	4 745,3	66
	Итого	146	6 945,3	68

Всего на территории Белгородской области находятся 68 абонентских подстанций классом напряжения 110 кВ и выше, на которых установлены 146 силовых трансформаторов суммарной мощностью 6945,3 МВА.

В 2017 – 2021 годах были введены в эксплуатацию:

- 1 подстанция 330 кВ – ПС 330 кВ Лебеди с тремя автотрансформаторами мощностью 200 МВА каждый и 1 подстанция 110 кВ – ПС 112 с двумя силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый на предприятии АО «Лебединский ГОК»;

- 2 подстанции 110 кВ на предприятии АО «Стойленский ГОК» ПС 110/10 кВ ГПП-14 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый и ГПП-15 с четырьмя силовыми трансформаторами мощностью 2×10 МВА и 2×16 МВА;

- 1 подстанция 110 кВ на предприятии ООО «Гринхаус» ПС 110/10 кВ Гринхаус с 1 силовым трансформатором мощностью 63 МВА для электроснабжения тепличного комбината;

- 1 подстанция 110 кВ на предприятии АО «Комбинат КМАРуда» с 2 силовыми трансформаторами мощностью 40 МВА каждый.

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

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

Энергосистема Белгородской области является дефицитной: по состоянию на конец 2021 года за счёт собственной выработки покрывается только 4,93 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 им. А.А. Угарова», АО «Лебединский ГОК», АО «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 областей и СЭС Укрэнерго (Харьковская область).

Значительная часть сетевого и подстанционного оборудования эксплуатируется более 25 лет: 11 автотрансформаторов с высшим напряжением 330-750 кВ (44,0 процента), установленных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 84 силовых трансформатора (71,2 процента) с высшим напряжением 110 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго».

802,792 км (67,6 процента) ВЛ 330-750 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 2076,869 км (87,4 процента) ВЛ 110 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго», эксплуатируются 30 и более лет.

По данным информационного ресурса ПАО «Россети Центр» – «Сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения»⁷ на двух подстанциях филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» отсутствует техническая возможность технологического присоединения. Перечень этих подстанций приведен в таблице 3.1.

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	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам ⁸ , МВА	Дефицит мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам на ТП, находящихся на исполнении, и актам, МВА	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
1	ПС 110/35/10 кВ Грайворон	32	17,38	-0,50	0,23	-0,73
2	ПС 110/10 кВ Западная	32	17,51	-1,51	0,64	-1,29

На 2 ПС в ремонтных и аварийных режимах перегруз трансформаторов ликвидируется путем перевода нагрузки на смежные ПС по сетям 35-10 кВ:

- ПС 110/35/10 кВ Грайворон;
- ПС 110/10 кВ Западная.

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

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;

⁸ Данные замеров за предшествующие 3 года (2019 – 2021 годы)

- 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 «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы» в энергосистеме Белгородской области прогнозируется ежегодное увеличение электропотребления с 16 335,25 млн кВт·ч в 2021 году до 17 506 млн кВт·ч в 2027 году, среднегодовой прирост за период 2022 – 2027 годов составит 1,17 процента.

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

Таблица 4.1

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	16 335	16 517	17 062	17 429	17 499	17 502	17 506
Изменение к предыдущему периоду, млн кВт·ч	-	181,8	545,0	367,0	70,0	3,0	4,0
Относительный прирост к предыдущему году, %	-	1,1	3,3	2,2	0,4	0,0	0,0

Проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы» прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2 353 МВт в 2021 году до 2 486 МВт в 2027 году, что на 5,66 процента больше, чем в 2021 году.

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

Прогноз максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум нагрузки, МВт	2 353	2 346	2 423	2 469	2 485	2 485	2 486
Изменение к предыдущему периоду, МВт	-	-7	77	46	16	0	1
Темпы роста, %	-	-0,3	3,3	1,9	0,6	0,0	0,0

Динамика изменения потребления электроэнергии и максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме на 2022 – 2027 годы представлены на рисунке 4.1.

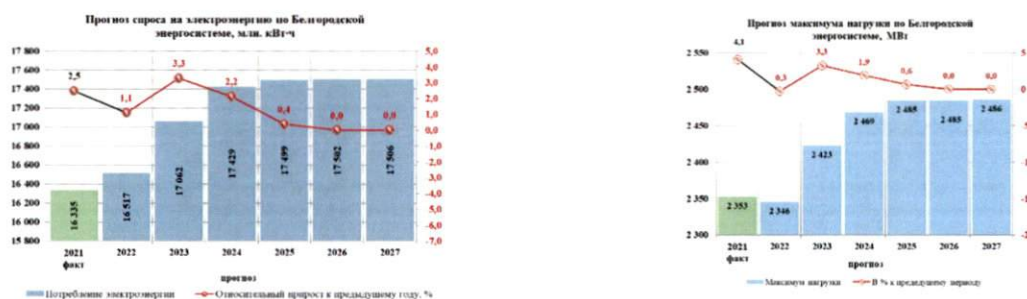


Рисунок 4.1. Прогноз спроса на электроэнергию и максимума нагрузки в энергосистеме Белгородской области

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии

Структуры 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 приведены в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно.

Таблица 4.3

Структура перспективных балансов мощности

Показатель	Год						
	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (собственный максимум), МВт	2 353,0	2 346,0	2 423,0	2 469,0	2 485,0	2 485,0	2 486,0
Покрытие (установленная мощность), МВт	229,2	241,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2
в том числе							
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	229,2	241,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Год						
	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Доля собственных станций, %	9,74	10,28	9,54	9,36	9,30	9,30	9,30
Дефицит мощности, МВт	2 123,8	2 104,8	2 191,8	2 237,8	2 253,8	2 253,8	2 254,8

Таблица 4.4

Структура перспективных балансов электрической энергии

Показатель	Год						
	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (потребление электрической энергии), млн кВт·ч	16 335	16 517	17 062	17 429	17 499	17 502	17 506
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	806	889	989	1 010	1 083	1 017	1 055
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	806	889	989	1 010	1 083	1 017	1 055
ВЭС, СЭС							
Сальдо перетоков электрической энергии ⁹ , млн кВт·ч	15 529	15 628	16 073	16 419	16 417	16 485	16 451

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

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы в 2022 году на Губкинской ТЭЦ филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация» планируется ввод в эксплуатацию ТГ-4 установленной мощностью 12 МВт, а в 2023 году – вывод из эксплуатации ТГ-3 установленной мощностью 10 МВт.

На Мичуринской ГТ-ТЭЦ АО «ГТ Энерго» 01. Июля 2021 года завершена модернизация генерирующего оборудования ГТУ-1, ГТУ-2, ГТУ-3, ГТУ-4 с изменением установленной мощности станции с 36 МВт до 24,208 МВт.

На Губкинской ТЭЦ филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация» 26 января 2022 года введён в эксплуатацию ТГ- 4 установленной мощностью 12 МВт и 31 января 2022 года проведена перемаркировка ТГ-3 с изменением установленной мощности с 10 МВт до 3,773 МВт.

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

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

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

Электростанции	Год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ВСЕГО, в том числе	235	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2
ГТ ТЭЦ	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
ТЭЦ	24,8	21	21	21	21	21
ТЭЦ сахарных заводов	66	66	66	66	66	66
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0

4.5. Прогноз технологических присоединений¹⁰

На дату начала формирования СиПР Белгородской области в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находились 2 действующих технических условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ) суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств потребителей 244,0 МВт.

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное 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	АО «ЛГОК»	ПС 330 кВ Лебеди, ПС 110 кВ ГПП 7	200	330, 110	2024	ПС 750 кВ Металлургическая, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Губкин
2	ООО «Гринхаус»	ПС 110/10 кВ	44	110	2022	ПС 500 кВ Старый Оскол

В филиале ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» на исполнении находятся 3245 договоров технологического присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям на общую мощность 143,81 МВт, в том числе:

¹⁰ Данные на момент начала формирования СиПР Белгородской области на 2023 – 2027 годы

– максимальной мощностью до 15 кВт включительно – 2741 договор на общую мощность 32,99 МВт;

– максимальной мощностью более 15 кВт до 150 кВт включительно – 448 договоров на общую мощность 41,65 МВт;

– максимальной мощностью более 150 кВт до 670 кВт включительно – 35 договоров на общую мощность 11,10 МВт;

– максимальной мощностью более 670 кВт – 21 договор на общую мощность 59,60 МВт.

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «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 «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
1	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс с ледовым полем	Белгородская область, Белгородский район, п. Майский, ул. Зеленая, 7а	1 091,30	110/10/10 Майская
2	ООО «Мираторг-Белгород»	ТП 6/0,4 производственной базы	г. Строитель, ул. 2-я Заводская, 17	250,00	110/6 Строитель
3	ООО «ЛТД Луч»	Нежилое здание	г. Белгород, ул. Железнодорожная, 79	163,00	110/10/6 Южная
4	ООО «Белгородские яблоки»	Хранилище с/х продукции с блоком подработки	г. Новый Оскол, к.н. 31:19:1206001:2	3 060,80	110/35/10 Серебрянка
5	АО «Дирекция по развитию промышленных зон»	Производственные корпуса промпарка «Губкин»	в гр. АОЗТ «Авангард», к.н. 31:03:090300	5 000,00	35/6 Восточная
6	БГТУ им. В.Г. Шухова	Общежитие на 400 мест	г. Белгород, ул. Костюкова, 46	309,90	110/10/6 Южная
7	ООО «СЗ ИС-Девелопмент»	Многokвартирный жилой дом	г. Старый Оскол, ул. Свердлова, 6	250,00	110/35/6 Старый Оскол-1
8	ООО «Стройинжиниринг»	Многokвартирный жилой дом	г. Старый Оскол, пр-кт Алексея Угарова, 12а	946,00	110/10/10 Центральная
9	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Многokвартирный жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	г. Белгород, ул. Королева	430,00	110/10/6 Южная
10	ООО «Алексеевский соевый комбинат»	Элеватор	г. Алексеевка, ул. Мостовая, 4а	2 000,00	110/27,5/10 Алексеевка тяговая

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
11	КФХ «Прогресс»	Нежилое помещение	с. Ивановка, р-н АОЗТ «Ивановское»	160,00	35/6 Западная
12	ООО «Тамбовский Бекон»	2КТП-2000/6/0,4 кВ элеваторного комплекса	г. Шебекино, ул. Урожайная, 20а	1 700,00	110/6 Лизины
13	Синюк Сергей Васильевич	Производственное здание	с. Стрелецкое, ул. Степная, 53	250,00	110/35/10 Стрелецкая
14	НИТУ «МИСИС»	Нежилое здание	г. Старый Оскол, мкр Ольминского, 16	739,20	110/10/10 Пушкарная
15	ООО «Гофротара»	Производственное здание	г. Шебекино, ул. Нежегольское шоссе, 2	3 500,00	110/6 Лизины
16	ООО «СЗ БРИК-СИТИ»	Многоэтажная жилая застройка	г. Белгород, мкр Спутник	230,00	110/10 Дубовое
17	ГУП «Белоблводоканал»	Очистные сооружения канализации	с. Бехтеевка	289,00	110/35/10 Короча
18	ООО «НГМ»	Производственное здание	г. Белгород, ул. Волчанская, 167	660,00	110/35/6 Восточная
19	ЗАО «ФДБ»	Печатная машина флексографическая	г. Белгород, ул. Княгини Волковой, 6	250,00	110/35/6 Крейда
20	ООО «Художественная ковка «АрБет»	Жилые дома	пгт Разумное	590,00	110/35/6 Восточная
21	ООО «Каскад»	Административное офисное здание	г. Белгород, ул. 60 лет Октября, 4а	200,00	110/10 Дубовое
22	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Центр молодежных инициатив	г. Белгород, ул. Студенческая, 17а	374,00	110/6/6 Белгород
23	ООО Центр биотехнологий «Бирюч»	Технопарк	с. Малобыково, ул. Белая Вежа, 1	9 600,00	Проектируемая ПС
24	ООО «Шебекинский Лакокрасочный завод»	Освещение и электрооборудование	с. Новая Таволжанка, к.н. 31:17:1903006:32	422,00	35/10 Н. Таволжанка
25	ООО «Еда будущего»	Завод по производству растительного мяса	г. Алексеевка, ул. Ватутина, 2	9 600,00	Проектируемая ПС
26	ООО «Покровский ЗРМ»	ТП 6/0,4 кВ	с. Покровка, ул. Победы, 6б	260,00	110/35/6 Рудник
27	ООО «Михайловское»	Склад	с. Можайское	238,45	35/10 В. Михайловка
28	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Многоэтажная жилая застройка	г. Строитель	270,00	110/10 Крапивенская
29	ООО «Хохланд Руссланд»	Завод по производству сыров и сырных продуктов	пгт Прохоровка, ул. Мичурина, 48	4 950,00	110/35/10 Александровка

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
30	ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	Промышленное предприятие	х. Крапивенские Дворы, ул. Магистральная, 109	2 455,00	110/10 Крапивенская
31	ООО «ЕТК»	Электросетевое хозяйство	пгт Северный, территория АТП-2	330,00	110/10/10 Северная
32	ОГБУЗ «Белгородская центральная районная больница»	Объект медицинского учреждения	пгт Разумное, ул. Юбилейная, 2	350,00	110/6/6 Витаминный комбинат
33	ООО «Лента»	Торговый центр	г. Белгород, ул. Щорса, 43а	1 026,00	110/10/6 Южная
34	ООО «Белдорстрой»	ТП-109 карьерного земснаряда и АБЗ	с. Новая Таволжанка	570,00	35/10 Н. Таволжанка
35	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Многоэтажная жилая застройка	г. Белгород, ул. Везельская	1 960,00	110/10/10 Майская
36	ООО «Управляющая компания ЖБК-1»	Многоэтажная жилая застройка	г. Белгород, ул. Некрасова, 1	285,00	110/6/6 Белгород
37	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Строительство ковидного госпиталя	г. Старый Оскол	1 500,00	110/35/6 Старый Оскол-1
38	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Строительство ковидного госпиталя	х. Жданов, в границах СПК «Терновский»	1 500,00	110/10/10 Северная
39	ООО «Брик керамикс»	Офисное здание	г. Белгород, Юго-Западный район	458,00	110/10 Западная
40	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Строительство культурно-просветительского центра	п. Волоконовка, ул. Буденного, 29	171,40	110/35/10 Волоконовка
41	ФГКУ «ОАО СН»	Комплекс зданий и сооружений	г. Белгород, пр-кт Б. Хмельницкого, 166	1 138,60	110/6/6 Белгород
42	МБУ «Белгорблагостроительство»	Обустройство катка ПК и О им. В.И. Ленина	г. Белгород, ул. Н. Островского	400,00	110/6/6 Белгород
43	ОГБУ «Старооскольская окружная больница Святителя Луки Крымского»	Медицинское учреждение	г. Старый Оскол, мкр Олимпийский, 2	200,00	110/10/10 Пушкарная
44	ООО «Белянка»	Сельхозобъект	с. Стариково, ул. Колхозная	450,00	35/10 Стариково
45	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Строительная площадка	г. Белгород, ул. Везельская	350,00	110/10 Западная
46	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	Склад хранения мясной продукции	с. Погореловка	4 100,00	110/35/10 Короча

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
47	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Многоэтажная жилая застройка	г. Белгород, ул. Виктора Лосева	1 501,00	110/6/6 Витаминный комбинат
48	ООО Специализированный застройщик «ТЮС ПГС»	Строительная площадка	г. Строитель, мкр «Сретенский»	250,00	110/6 Строитель
49	ООО «Белгранкорм»	Свинокомплекс	в границах СПК «Дружба им. Васильева»	800,00	35/10 Драгунка
50	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Строительство культурно-спортивного центра	г. Короча, ул. Советская	273,20	110/35/10 Короча
51	ООО «БИО-ГРАН»	Производственное здание	г. Алексеевка, ул. Павла Ющенко	200,00	110/35/10 Алексеевка
52	ООО «Белгранкорм – Томаровка им. Васильева»	Зерносушильный комплекс	с. Пушкарное, к.н. 31:10:1202001:35	288,00	110/35/10 Томаровка
53	ООО «Семхоз «Ракитянский»	Освещение, вентиляция, электродвигатели бункера	с. Солдатское, южнее балки Туркин Яр	345,00	110/10 Готня
54	ООО СЗ «ИС-Девелопмент»	Многоквартирный жилой дом	г. Старый Оскол, мкр Космос, 11	1 428,82	110/10/10 Пушкарная
55	ООО «Федосеевка»	Многоэтажная жилая застройка	г. Белгород, ул. Пушкина, 20	182,30	110/10 Западная
56	ООО «Автострада»	Установка асфальтосмесительная	Юго-Западнее с. Евгеньевка	400,00	35/10 Бабровы Дворы

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 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 2022 – 2027 годы**

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС							
1	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с заходами ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная и строительством ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Мирный (Суджа)	2024	330	145 км	-	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
Филиал ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»							
2	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с заходами на ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой грозозащитного троса	2022	110	13,515 км	-	-	Дефектный акт б/н
3	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная с заменой грозозащитного троса	2022	110	11,864 км	-	-	Дефектный акт б/н
4	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром с заменой грозозащитного троса	2022	110	2,673 км	-	-	Дефектный акт б/н
5	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Борисовка с заменой масляных выключателей 110 кВ (1 шт.), оборудования ОРУ 110 кВ (3 шт.), РЗА и ТМ (8 шт.), реконструкцией ЗРУ 10 кВ (478,8 м ²), системы видеонаблюдения (29 видеокамер и сервер) и охранного освещения (463 м.п.)	2022	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Борисовка от 07.06.2018 г. № БЛ-2554
6	Строительство ПС 110/10 кВ Слобода (ООО «Еда будущего»)	2022	110	10 (+10) МВА	-	10 МВА	ТУ от 24.09.2021 г. № 20689496 на технологическое присоединение к электрическим
7	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	2022	110	0,150 км	-	АС-95	

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	до ПС 110/10 кВ Слобода (ООО «Еда будущего»)						сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» (договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 23.09.2021 г. № 42142629)
8	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар до ПС 110/10 кВ Слобода (ООО «Еда будущего»)	2022	110	0,150 км	-	АС-95	
9	Реконструкция РЗА на ПС 110/10/6 кВ Южная. Создание устройств РЗА – ДФЗ КВЛ 110 кВ Белгород – Южная I (II) цепь с отпайками (Сириус – ДФЗ-01) – НВЧЗ КВЛ 110 кВ Белгород – Южная I (II) цепь с отпайками (Сириус-3-ВЧ-01)	2023	110	80 (+0) МВА	2×40 МВА	2×40 МВА	Протокол согласительного совещания в Минэнерго России от 24.09.2021 г. № 07-1541-пр
10	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка с заменой грозозащитного троса и установкой оборудования системы мониторинга интенсивности гололедообразования МИГ (1 шт.)	2023	110	38,049 км	-	-	Дефектный акт б/н
11	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка с заменой грозозащитного троса и установкой оборудования системы мониторинга интенсивности гололедообразования МИГ (1 шт.)	2023	110	43,175 км	-	-	Дефектный акт б/н
12	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка с заменой грозозащитного троса	2023	110	42,146 км	-	-	Дефектный акт б/н
13	Техпереворужение ВЛ 110 Старый Оскол – Цемзавод № 1 с заменой грозозащитного троса, подвесных гирлянд и устройств защит (292 шт.)	2023	110	21,770 км	-	-	Дефектный акт б/н

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
14	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с заходами на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна с заменой грозозащитного троса, подвесных гирлянд и устройств защиты (412 шт.)	2023	110	38,737 км	-	-	Дефектный акт б/н
15	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Ст. Оскол 500 – К. Бугры с заменой грозозащитного троса, подвесных гирлянд и устройств защит (202 шт.), установкой оборудования системы мониторинга интенсивности гололедообразования МИГ (1 шт.)	2023	110	18,146 км	-	-	Дефектный акт б/н
16	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с заходами на ПС 110/35/6 кВ Шебекино с заменой грозозащитного троса, подвесных гирлянд и устройств защиты (407 шт.), установкой оборудования системы мониторинга интенсивности гололедообразования МИГ (1 шт.)	2023	110	34,520 км	-	-	Дефектный акт б/н
17	Строительство ПС 110/10 кВ Бирюч	2023	110	10 (+10) МВА	-	10 МВА	ТУ от 17.08.2021 г. № 20671675
18	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское до ПС 110 кВ Бирюч	2023	110	0,150 км	-	АС-95	на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» (договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям)

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
							от 17.08.2021 г. № 42098827)
19	Техпереворужение ПС 110/6 кВ Авторемзавод с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (3 ячейки), ТТ 110 кВ на существующих ячейках (2 комплекта), устройств РЗА (2 шт.), оборудования ОРУ 110 кВ (26 шт.), с установкой щита постоянного тока (1 шт.)	2023	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Авторемзавод от 07.06.2018 г. № БЛ-2552
20	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель с заменой трансформаторов 2×ТДН-15000/110/6 на 2×ТДН-16000/110/6, оборудования ОРУ 110 кВ, с установкой элегазовых выключателей 110 кВ, с монтажом БМЗ, ЗРУ 6 кВ, совмещенного с ОПУ	2024	110	32 (+2) МВА	2×15 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Строитель от 19.09.2019 г. № 3126
21	Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные с заменой масляных выключателей 6 кВ (26 шт.) на вакуумные в ЗРУ 6 кВ	2024	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Очистные от 07.06.2018 г. № БЛ-2568
22	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол тяговая, Старый Оскол – Центральная с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	110	3,500 км	АСО-300, АС-185	АСО-300, АС-185	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая от 07.06.2016 г. № 21
23	Модернизация ПС 110 кВ Александровка с монтажом ячейки 35 кВ для подключения строящейся ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищеве	2024	110	50 (+0) МВА	2×25 МВА	2×25 МВА	Подключение строящейся ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищеве

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
24	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	2025	110	50 (-20) МВА	2×25 + 20 МВА	2×25 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1, уменьшение нагрузки (ликвидация литейного производства АО «СОМЗ»)
25	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Архангельское с заменой масляных выключателей 35 кВ (8 шт.) и 110 кВ (1 шт.) на элегазовые, оборудования ОРУ 110 кВ (14 шт.), устройств РЗА (44 шт.) и монтажом оборудования системы постоянного оперативного тока (1 шт.)	2026	110	26 (+0) МВА	10 + 16 МВА	10 + 16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Архангельское от 07.06.2018 г. № БЛ-2551
26	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора ТДТН-32000/110/35/10, оборудование ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме № 35-9, ЗРУ 10 кВ в БМЗ	2026	110	64 (+16) МВА	3×16 МВА	2×32 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Короча от 05.05.2016 г. № БЛ-2151
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	0,687 км	АС-120	АС-120	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	0,992 км	АС-120, АС-150	АС-120, АС-150	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
29	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2×40 на 2×32 и 2×6,3 МВА, монтажом БМЗ: ЗРУ 6 кВ, ЗРУ 10 кВ, ОПУ с панелями РЗА, системами телемеханики и цифровых каналов связи	2026	110	76,6 (-3,4) МВА	2×40 МВА	2×32 + 2×6,3 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/10/6 кВ Южная от 20.06.2016 г. № 25, акт проверки Минэнерго России № 42/2017
30	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2×ТРДН-40000/110/10 на 2×ТДТН-40000/110/35/10 и монтажом оборудования ЗРУ 35 кВ	2026	110	80 (+0) МВА	2×40 МВА	2×40 МВА	Для изменения конфигурации сети 35 кВ
31	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	23,700 км	АС-240	АС-240	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка от 07.06.2016 г. № 21
32	Реконструкция ВЛ 110 кВ Н. Оскол – Верхняя Покровка с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	43,200 км	АС-70	АС-70	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка от 07.06.2016 г. № 2171
33	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная с заменой провода на аналогичный	2026	110	10,700 км	АС-185	АС-185	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 –

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны						Центральная от 07.06.2016 г. № 19
34	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	47,100 км	АС-120	АС-120	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино б/н
35	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	35,900 км	АС-185	АС-185	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное б/н
36	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Айдар с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые (7 шт.), с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ (42 шт.), устройств РЗА (8 шт.)	2026	110	26 (+0) МВА	10 + 16 МВА	10 + 16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Айдар от 07.06.2018 г. № БЛ-2550
37	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Александровка с заменой масляных выключателей ОРУ 35 кВ на элегазовые (7 шт.)	2026	110	50 (+0) МВА	2×25 МВА	2×25 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Александровка от 07.06.2018 г. № БЛ-2553
38	Техпереворужение ПС 110/35/6 кВ Журавлики с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые (8 шт.), устройств РЗА (7 шт.), с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ (46 шт.), системы постоянного оперативного тока (1 шт.)	2026	110	65 (+0) МВА	25 + 40 МВА	25 + 40 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/6 кВ Журавлики от 07.06.2018 г. № БЛ-2533

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
39	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с заходами на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	110	5,600 км	АС-240	АС-240	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с заходами на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна от 07.06.2016 г. № 25
Сторонние организации (не электросетевые компании)							
40	Реконструкция ПС 110 кВ Гринхаус с установкой второго трансформатора мощностью 63 МВА	2022	110	126 (+63) МВА	1×63 МВА	2×63 МВА	ТУ от 27 июня 2016 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ООО «Гринхаус»
41	Строительство ПС 110 кВ ГПП-11 и заходов от ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 III цепь, ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 IV цепь	2023	110	80 (+80) МВА / 4×0,3 км	-	2×40 МВА	ТУ от 26 декабря 2019 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Лебединский ГОК»
42	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебеди с размещением на новой площадке, с установкой четвертого автотрансформатора мощностью 1×200 МВА (АО «Лебединский ГОК»)	2024	330	800 (+200) МВА	3×200 МВА	4×200 МВА	ТУ от 17 августа 2007 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Лебединский ГОК», проект СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
43	Строительство ПС 110 кВ Сланцевая и двух ЛЭП 110 кВ (ВЛ 110 кВ Лебеди – Сланцевая I цепь,	2024	110	80 (+80) МВА / 2×1,3 км	-	2×40 МВА	ТУ от 26 декабря 2019 года на технологическое присоединение к электрическим

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	ВЛ 110 кВ Лебеди – Сланцевая II цепь)						сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Лебединский ГОК»
Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов 35 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» (информационные данные)							
44	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово с ответвлением на ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2022	35	0,125 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
45	Строительство участка КЛ 35 кВ Валуйки – Рождественская-1 в районе ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки	2022	35	0,095 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
46	Строительство КЛ 35 кВ (кабельная вставка в ВЛ 35 кВ Валуйки – Мандрово в районе ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки	2022	35	0,125 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
47	Строительство пункта секционирования с использованием реклоузера 35 кВ (1 шт.), монтажом разъединителей 35 кВ (5 шт.) и оборудования управления (3 шт.) для резервирования КЛ 35 кВ Валуйки – Рождественская, Рождественская-2 на ПС 35 кВ Рождественская	2022	35	-	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
48	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	2023	35	21,001 км	-	АС-120	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Подольхи
49	Строительство ВЛ 35 кВ Максимовка – Борисовка	2023	35	33,000 км	-	АС-95	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Борисовка

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
50	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	23,200 км	АС-50	АС-50	Акт обследования технического состояния ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка от 24.10.2018 г. № 3883
51	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево	2024	35	39,852 км	-	АС-120	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Гостицево
52	Реконструкция 2- цепного участка ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с отпайкой на ПС 35/6 кВ Земснаряд с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	4,800 км	АС-95	АС-95	Вынос ВЛ 35 кВ из зоны массовой застройки микрорайонов ИЖС
53	Реконструкция РП 10 кВ Комсомолец в ПС 35/10 кВ с установкой трансформаторов 2×4 МВА и ОРУ 35 кВ по схеме №35-5АН	2024	35	0 (+8) МВА	-	2×4 МВА	Для обеспечения потребителей от РП 10 кВ Комсомолец электроэнергией надлежащего качества
54	Строительство отпайки ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Долбино - Бессоновка (протяженность 9,1 км)	2024	35	9,100 км	-	АС-70	Для подключения вновь образованной ПС 35/10 кВ после реконструкции РП 10 кВ Комсомолец
55	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Анновка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,371 км	АС-70, АС-95	АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
56	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Яблонново с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,320 км	АС-95	АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
57	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Поповка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,629 км	АС-70	АС-70	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
58	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Борисы с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,531 км	АС-70	АС-70	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
59	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 2 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка, на ПС 35/10 кВ Алексеевка, с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,356 км	АС-70, АС-95	АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
60	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 1 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка, на ПС 35/10 кВ Алексеевка, с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2026	35	0,356 км	АС-50, АС-70, АС-95	АС-50, АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
61	Строительство КЛ 35 кВ Майская – Н. Деревня и Майская – Таврово	2026	35	7,200 км	-	АПвПуг-185	В связи с образованием РУ 35 кВ на ПС 110 кВ Майская
62	Модернизация ПС 35/10 кВ Н. Александровка с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА	2026	35	5 (+0) МВА	2×2,5 МВА	2×2,5 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 35/10 кВ Н. Александровка от 07.06.2018 г. № БЛ-2547

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
63	Техпереворужение ПС 35/10 кВ Шаховка с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые (5 шт), с монтажом здания ЗРУ, установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ (28 шт.), ОПУ (33 шт.), систем постоянного оперативного тока и телемеханики, устройств РЗА	2026	35	8 (+0) МВА	2×4 МВА	2×4 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 35/10 кВ Шаховка от 07.06.2018 г. № БЛ-2548

4.7. Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции

4.7.1. Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Архангельское

Оборудование ПС находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет около 64 процентов. На ПС 110/35/10 кВ Архангельское установлены 2 силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА.

Установленное на ПС 110/35/10 кВ Архангельское оборудование отработало нормативный срок и выработало свой механический ресурс, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Архангельское от 07.06.2018 г. № БЛ-2551.

От ПС 110/35/10 кВ Архангельское осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Старооскольского городского округа.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское (без изменения трансформаторной мощности) направлена на замену отработавшего свой нормативный срок 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 снижение повреждаемости оборудования 10, 35, 110 кВ, замена выработавшего свой механический ресурс оборудования.

4.7.2. Техпервооружение ПС 110/6 кВ Авторемзавод

Предпосылкой реализации проекта является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации. ПС построена в 1990 году, основная масса оборудования ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой механический ресурс, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Авторемзавод от 07.06.2018 г. № БЛ-2552.

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 без изменения трансформаторной мощности): замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ в целях замены отработавшего нормативный срок оборудования.

4.7.3. Техпервооружение ПС 110/35/10 кВ Борисовка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Борисовка находится в эксплуатации с 1985 года, износ оборудования составляет около 55 процентов, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Борисовка от 07.06.2018 г. № БЛ-2554.

От данной подстанции осуществляется электроснабжение крупных агро- и промышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Борисовского района Белгородской области, отключение которых может привести к социальным рискам.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ Борисовка, замена отработавшего свой нормативный срок оборудования, снижение затрат на эксплуатацию оборудования. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка, без изменения трансформаторной мощности, предусматривает замену секционного масляного выключателя 110 кВ на элегазовый, замену разъединителей 110 кВ, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части ОРУ 110 кВ в целях повышения надёжности электроснабжения.

4.7.4. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель

Подстанция 110/6кВ Строитель введена в работу в 1971 году.

Необходимость реконструкции ПС 110/6кВ Строитель обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием, моральным и физическим износом оборудования (акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Строитель от 19.09.2019 г. № 3126), наличием категорийных потребителей и рисков обесточения потребителей.

На ПС 110/6 кВ Строитель в настоящее время установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 2×15 МВА (год ввода 1962 и 1968 соответственно).

От ПС 110/6 кВ Строитель запитаны следующие потребители:

- население – 20 тыс. человек, проживающих в 16 населенных пунктах Яковлевского городского округа, включая город Строитель;
- около тысячи объектов малого бизнеса;
- 15 объектов водоканала;
- центральная районная больница;
- 10 котельных;
- 8 школ;
- 5 детских садов.

Кроме того, от ПС 110/6 кВ Строитель запитаны микрорайоны, развиваемые по Программе индивидуального жилищного строительства Белгородской области: МКР «Крапивенский», «Заводской», «Быковский».

Загрузка центра питания в дни зимнего и летнего контрольных замеров:

Год проведения замера	2017	2018	2019	2020	2021
Нагрузка, МВА (зима)	12,57	12,13	11,83	12,41	11,89
Нагрузка, МВА (лето)	8,71	10,26	9,38	8,64	8,41

Возможность перевода нагрузки по распределительным сетям на другие центры питания 35-110 кВ отсутствует, так как окружающая сеть Яковлевского городского округа не соответствует классу напряжения 6 кВ.

При реконструкции ПС 110/6 кВ Строитель предусмотрена в дальнейшем возможность расширения ПС под класс напряжения 10 кВ, что позволит развить сети напряжением 10 кВ и реализовать подключение новых потребителей с резервированием электроснабжения от других центров питания.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель считается приоритетным проектом в связи с социально-экономическим развитием Яковлевского городского округа.

4.7.5. Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные

Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные предусматривает замену МВ 6 кВ на вакуумные, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части (без изменения трансформаторной мощности), в целях замены отработавшего свой нормативный срок

оборудования (акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Очистные от 07.06.2018 г. № БЛ-2568).

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

4.7.6. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча

На ПС 110/35/10 кВ Короча в настоящее время установлены три силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода в эксплуатацию – 1985 – 1988).

ПС 110/35/10 кВ Короча является ответственным центром питания Белгородской области, от которого запитаны:

- ЗАО «Свинокомплекс «Короча» (мясоперерабатывающий завод ГК «Мираторг»);
- свинокомплекс «Ивановский»;
- птицефабрика ОАО «Русь»;
- Корочанская ЦРБ;
- очистные сооружения;
- ОВД;
- ветсанутильзавод;
- детские сады и школы;
- котельные;
- бытовые потребители Корочанского района численностью населения более 18 тыс. жителей.

Необходимость реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием, моральным и физическим износом оборудования, что подтверждено актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Короча от 05.05.2016 г. № 2151.

Объем нагрузки, переводимой при реализации схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, составляет 4,5 МВт.

Загрузка центра питания в дни зимнего и летнего контрольных замеров:

Год проведения замера	2017	2018	2019	2020	2021
Нагрузка, МВА (зима)	30,28	32,41	30,54	29,74	29,80
Нагрузка, МВА (лето)	26,30	27,46	28,74	27,33	27,57

На исполнении находятся 26 договоров ТП (приложение № 1 к СиПР Белгородской области) максимальной мощностью 5 199,2 кВт.

Величина перспективной нагрузки ($S_{персп}$) существующих трансформаторов определяется на основании:

- величины их фактической нагрузки ($S_{max}^{факт}$ (МВА)) как наибольшей величины нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров нагрузок за пятилетний ретроспективный период, которая в 2018 году составила

32,41 МВА;

- объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение ($P_{\text{ТУ}}$ (МВт)), которая равна 5,199 МВт, а с учетом коэффициентов реализации ТУ – 2,27 МВт;

- увеличения нагрузки $P_{\text{доп}}$ подстанции, в случае перераспределения мощности с других центров питания, в данном случае равной нулю, и объема схемно-режимных мероприятий ($P_{\text{срм}}$), направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции (МВт). Объем перераспределяемой нагрузки на другие центры питания составляет 4,5 МВт;

$$S_{\text{персп}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{факт}} \cdot \cos\varphi + P_{\text{ТУ}} \cdot k_p + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}}{\cos\varphi} = \frac{32.41 \cdot 0.9 + 2.27 - 4.5}{0.9} = 29.93 \text{ МВА}$$

Мероприятия по реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча утверждены в инвестиционной программе ПАО «Россети Центр» на 2021 – 2026 годы (приказ Минэнерго России от 22 декабря 2021 года № 23@).

Номинальная мощность трансформаторов должна быть:

$$S_{\text{ном.}} \geq S_{\text{персп}}$$

Мощность рекомендуемого к установке трансформатора определяется как ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей, чем расчетная величина.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча предусматривает размещение ПС на новой площадке, установку двух силовых трансформаторов ТДТН-32000/110/35/10 вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10, изменение схем ОРУ 110 и 35 кВ, РУ 10 кВ, что позволит привести схему подстанции в соответствие с типовой, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча, с увеличением установленной мощности считается приоритетным проектом, в связи с социально-экономическим развитием Корочанского района Белгородской области.

4.7.7. 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 110/10/6 кВ с расщепленными обмотками мощностью 2×40 МВА (год ввода трансформаторов 1Т и 2Т – 1982 и 1987 соответственно).

Износ оборудования составляет около 70 процентов, оборудование выработало свой механический ресурс. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталы стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеются

многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслобортные устройства находятся в неудовлетворительном состоянии. Строительная часть и оборудование подстанции требуют полной замены (акт обследования технического состояния ПС 110/10/6 кВ Южная от 20.06.2016 г. № 25).

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная необходима для замены отработавшего свой нормативный срок оборудования (индекс технического состояния магнитопровода трансформатора Т2 не превышает значения «50»).

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная, с увеличением установленной мощности считается приоритетным проектом 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 тыс. 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;
- ГУП «Белоблводоканал»;
- 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.

Загрузка центра питания в дни зимнего и летнего контрольных замеров, МВА:

Класс напряжения	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Зимние контрольные замеры					
РУ 6 кВ	29,53	29,11	26,77	27,51	26,01
РУ 10 кВ	5,91	6,32	6,20	6,06	5,04
Всего	35,43	35,43	32,97	33,57	31,35
Летние контрольные замеры					
РУ 6 кВ	21,93	28,39	25,31	22,38	21,96
РУ 10 кВ	4,39	6,16	5,86	4,93	4,66
Всего	26,32	34,55	31,17	27,31	26,62

Мероприятия по реконструкции ПС 110/10/6 кВ Южная утверждены в инвестиционной программе ПАО «Россети Центр» на 2021 – 2026 годы (приказ Минэнерго России от 22 декабря 2021 года № 23@).

В связи с неравномерностью загрузки РУ 6 кВ и РУ 10 кВ (80 и 20 процентов загрузки ПС соответственно) падение напряжения на обмотках 6 кВ значительно выше, чем на обмотках 10 кВ. При поддержании уровня напряжения на секциях шин 6 кВ в пределах нормы, напряжение на секциях шин 10 кВ повышается выше допустимых пределов, так же при

поддержании уровня напряжения по стороне 10 кВ в пределах нормы значение напряжения на стороне 6 кВ ниже допустимого предела. Отделом метрологии и качества электроэнергии службы релейной защиты, автоматики, измерений и метрологии филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» для секций шин 6 и 10 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная установлены уставки автоматического регулирования напряжения 6,06 – 6,3 кВ и 10,1 – 10,5 кВ соответственно. Данные уставки определены на основании расчетов режимов и замеров напряжения на ТП 6(10)/0,4 кВ в сети 6 и 10 кВ, присоединенных к ПС 110/10/6 кВ Южная. При выходе уровня напряжения за пределы принятых уставок уровень напряжения в точках поставки электрической энергии потребителям выходит за пределы, допустимые ГОСТ.

В прогнозируемом зимнем режиме максимальных нагрузок 2024 года при 8 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 6 кВ будет 6,02 кВ, что меньше нижнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 10 кВ будет 10,15 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.2).

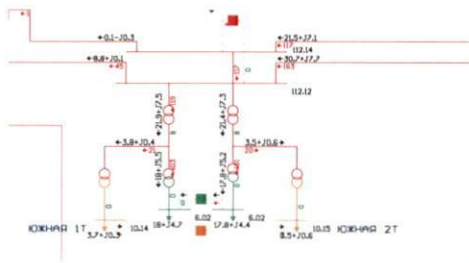


Рисунок 4.2. РПН в 8 положении

В прогнозируемом зимнем режиме максимальных нагрузок 2024 года при 11 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 10 кВ будет 10,67 кВ, что выше верхнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 6 кВ будет 6,3 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.3).

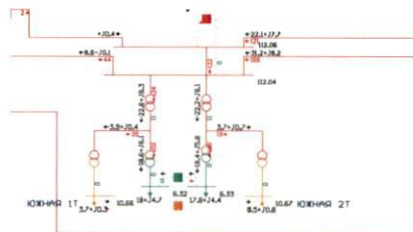


Рисунок 4.3. РПН в 11 положении

В прогнозируемом летнем режиме минимальных нагрузок 2024 года при 5 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 6 кВ будет 6,03 кВ, что меньше нижнего предела уставки автоматического

регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 10 кВ будет 10,15 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.4).

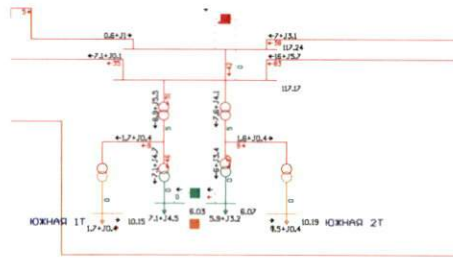


Рисунок 4.4. РПН в 5 положении

В прогнозируемом летнем режиме минимальных нагрузок 2024 года при 8 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 10 кВ будет 10,7 кВ, что больше верхнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 6 кВ – 6,3 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.5).

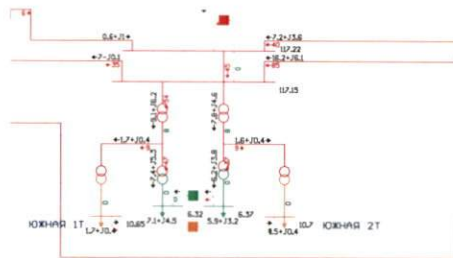


Рисунок 4.5. РПН в 8 положении

Таким образом, при применении на ПС 110/10/6 кВ Южная трехобмоточных силовых трансформаторов 110/10/6 кВ поддерживать напряжение в пределах нормы на секциях шин 6 кВ без превышения уровня напряжения на секциях шин 10 кВ выше допустимого в автоматическом режиме не представляется возможным.

На исполнении находятся 35 договоров ТП (приложение № 1 к СиПР Белгородской области) электроустановок заявителей максимальной мощностью 2956,59 кВт, в том числе присоединяемых к шинам 6 кВ – 32 договора максимальной мощностью 2911,59 кВт, а с учетом коэффициента реализации ТУ – 787,52 кВт и к шинам 10 кВ – 3 договора максимальной мощностью 45,0 кВт, а с учетом коэффициента реализации ТУ – 9,0 кВт.

Перспективная нагрузка трансформаторов классом напряжения 110/6 кВ составит:

$$S_{\text{персп}} = \frac{S_{\text{факт}}^{\text{max}} \cdot \cos\varphi + P_{\text{ТУ}} \cdot k_p + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}}{\cos\varphi} = \frac{29.11 \cdot 0.9 + 0.788}{0.9} = 30.0 \text{ МВА}$$

Номинальная мощность трансформаторов классом напряжения 110/6 кВ

должна быть:

$$S_{\text{ном.}} \geq S_{\text{персп}}$$

Мощность рекомендуемого к установке трансформатора определяется как ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей, чем расчетная величина.

Мощность рекомендуемого к установке трансформатора определяется как ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей, чем расчетная величина, т.е. 32 МВА.

Перспективная нагрузка трансформаторов классом напряжения 110/10 кВ составит:

$$S_{\text{персп}} = \frac{S_{\text{факт}} \cdot \cos\varphi + P_{\text{ту}} \cdot k_p + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}}{\cos\varphi} = \frac{6.32 \cdot 0.9 + 0.009}{0.9} = 6.3 \text{ МВА}$$

Номинальная мощность трансформаторов классом напряжения 110/10 кВ должна быть:

$$S_{\text{ном.}} \geq S_{\text{персп}}$$

Мощность рекомендуемого к установке трансформатора определяется как ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей, чем расчетная величина, т.е. 6,3 МВА.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная предусматривает строительство нового ОРУ 110 кВ для размещения оборудования, установку 2 дополнительных силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×6,3 МВА, замену существующих трансформаторов на трансформаторы 110/6 кВ 2×32 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 6 и 10 кВ, что позволит поддерживать напряжения на секциях шин 6 и 10 кВ в автоматическом режиме, строительство новых ЗРУ 6 и 10 кВ, установку микропроцессорных панелей РЗА, замену оборудования ТМ и АСДУ.

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

От ПС 110/10/10 кВ Майская осуществляется электроснабжение около 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 без изменения трансформаторной мощности с заменой существующих силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ на трансформаторы напряжением

110/35/10 кВ 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.

На рисунках 4.6 и 4.7 представлены существующая схема сети 35 кВ до реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская и предлагаемая схема сети 35 кВ после реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская.

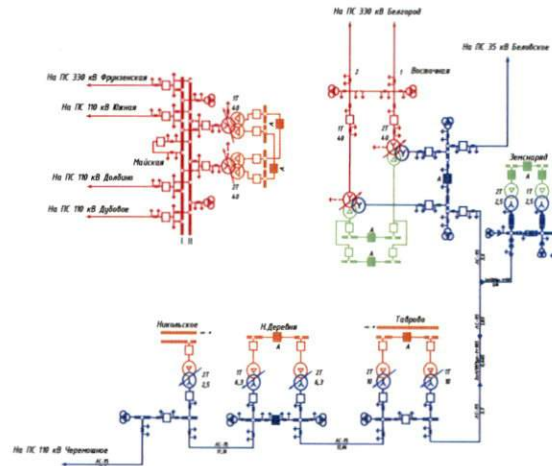


Рисунок 4.6. Существующая схема сети 35 кВ до реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

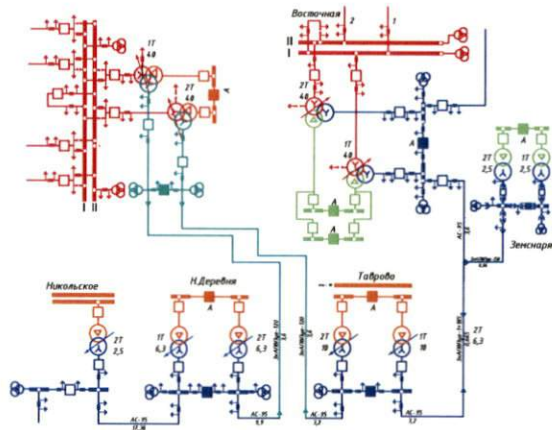


Рисунок 4.7. Схема сети 35 кВ после реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

Мероприятия реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня утверждены в инвестиционной программе ПАО «Россети Центр» на 2021 – 2026 годы (приказ Минэнерго России от 22 декабря 2021 года № 23@).

4.7.9. 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 около 70 процентов, что

подтверждено актом обследования технического состояния ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 от 09.06.2016 г. № 17.

В настоящее время на ПС установлены 3 силовых трансформатора 25+20+25 МВА. После ликвидации литейного производства на предприятии АО «Старооскольский механический завод», которое подключено по сети 35 кВ к ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1, наметилась тенденция снижения нагрузки ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1.

Реконструкция ПС 110/35/6 Старый Оскол-1 предусматривает замену трех силовых трансформаторов ТДТН-25000/110, ТДТНГ-20000/110 и ТРНДЦН-25000/110 на два силовых трансформатора ТДТН-25000/110 (уменьшение установленной мощности на 20 МВА), изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкцию строительной части, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замену аккумуляторной батареи в целях замены оборудования, отработавшего свой нормативный срок.

4.7.10. 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 Короча – Подольхи 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 2,6 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи позволит повысить надёжность электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35/10 кВ Подольхи.

4.7.11. 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 Яковлевского городского округа: котельных, школ и детских садов с. Гостищево, Кривцово, Терновка, Шопино, Геронтологического медицинского центра с. Гостищево, а также

промышленных и сельскохозяйственных предприятий: кирпичного завода, Свинокомплекса «Ивановский», объектов молочной компании «Зеленая долина». Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Беломестное – Гостищево. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 3,78 МВА) от данной ПС будут обесточены.

4.7.12. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка, 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 (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса, акт обследования технического состояния ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка от 24.10.2018 г. № 3883).

Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка предусматривает замену опор, провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, линейной изоляции и грозотроса.

Реализация проекта позволит заменить отработавшее свой нормативный срок оборудование.

На период 2022 – 2027 годов проектом СиПР ЕЭС России на территории Белгородской области предусмотрено строительство 1 ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Мирный (Суджа) ориентировочной протяженностью 145 км, реконструкция 1 подстанции с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Лебеди АО «Лебединский ГОК»).

СиПР Белгородской области запланировано:

- строительство 4 новых ПС с высшим классом напряжения 110 кВ установленной мощностью трансформаторов 180 МВА (2 ПС филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» и 2 ПС АО «Лебединский ГОК»);

- строительство 9 новых ВЛ 110 кВ общей протяженностью 3,17 км (3 ВЛ филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» и 6 ВЛ АО «Лебединский ГОК»), 4 ВЛ 35 кВ общей протяженностью 102,953 км и 2 КЛ 35 кВ общей протяженностью 7,2 км (филиалом ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»);

- реконструкция 16 ПС 35-110 кВ, в том числе 4 с изменением трансформаторной мощности и 1 (ПС 110/10/10 кВ Майская) с переводом на другой класс напряжения;

- реконструкция 1 РП 10 кВ с образованием ПС 35/10 кВ;

- реконструкция 20 ВЛ 35-110 кВ общей суммарной протяженностью 202,287 км;

– замена грозозащитного троса на 10 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 264,595 км.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Белгородской области по состоянию на конец 2027 года представлена в приложении № 2 к СиПР Белгородской области.

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

В режимный день 15 декабря 2021 года потребление реактивной мощности в энергосистеме Белгородской области составило 966 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,4.

В режимный день 16 июня 2021 года потребление реактивной мощности в энергосистеме Белгородской области составило 557 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,25 и не превысило максимального значения, которое для сети 110 кВ составляет 0,5¹¹.

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

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.

В 2020 году на двух подстанциях: ПС 330 кВ Белгород и на ПС 330 кВ Губкин было установлено четыре батареи статических конденсаторов на шинах 110 кВ мощностью 52 МВАр каждая.

6. 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

¹¹ 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».

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 Международной энергетической комиссии (далее – МЭК).

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

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

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

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

Активно-адаптивную сеть характеризует:

- гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;
- надёжность. Сеть должна гарантировать надежность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;
- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

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

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления.

Под оперативно-технологическим управлением (далее – ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электроэнергии по сетям.

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

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

На ПС 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение автоматизированных систем управления технологическими процессами (далее – 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 том числе 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:

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

– 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 АСУТП «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 АСУТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;

– локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

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

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

6.1. Цифровизация электросетевого комплекса филиала ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго»

Цель: создание эталонного электросетевого комплекса с применением цифровых технологий, обеспечивающего надежное электроснабжение потребителей Белгородской области, а также социально-экономическое развитие региона, снижение потерь электрической энергии, снижение издержек, улучшение показателей надежности энергосистемы.

Задачи программы:

– совершенствование процесса оперативно-технологического управления (далее – ОТУ), включая применение современных информационных систем, совершенствование каналов связи и передачи данных;

– повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации, реконструкцию ВЛ 10(6) кВ с применением провода СИП, реконструкцию КЛ 10(6) кВ, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии, реконструкцию РП/ТП 10(6) кВ с доведением уровня наблюдаемости до 100 процентов;

– модернизация и расширение системы интеллектуального учёта электроэнергии, включая модернизацию систем учёта электроэнергии на ПС 35-110 кВ, в сети 0,4-10(6) кВ;

– повышение надёжности и управляемости питающих центров 35-110 кВ, включая комплексную или частичную реконструкцию ПС 35-110 кВ, применение технологий «цифровая подстанция» (далее – ЦПС);

– повышение надёжности электрической сети 0,4 кВ, включая повышение наблюдаемости, реконструкцию ВЛ 0,4 кВ с применением провода СИП, реконструкцию КЛ 0,4 кВ, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии.

6.2. Повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации

Программой предусматривается создание 17 цифровых РЭС.

Цифровая сеть – электрическая сеть, которая опирается на три ключевых критерия: сеть должна быть наблюдаема, дистанционно управляема с любой точки области, уметь автоматически обрабатывать большинство операций на всех уровнях напряжения.

В целях повышения надёжности и создания цифровой сети филиала предусматривается реконструкция 163 ВЛ 6, 10 кВ с монтажом 203 реклоузеров, 92 управляемых разъединителей и 285 разъединителей с ручным приводом, 7 индикаторов короткого замыкания, 6 пунктов коммерческого учета 10 кВ (межрайонные связи).

Кроме того, предусматривается реконструкция 102 ячеек 6, 10 кВ на ПС 35-110 кВ с заменой коммутационных аппаратов и устройств РЗА, установка 80 ЗМН.

6.3. Модернизация и расширение системы интеллектуального учёта, оснащение 100% ТП техническим учетом на вводах 0,4 кВ, оснащение потребителей интеллектуальными приборами учета

Программой предусмотрено оснащение 28282 точек поставки электроэнергии потребителям (юридических и физических лиц) интеллектуальными приборами учета. Выполнение данного мероприятия позволит снизить потери электроэнергии за счет повышения класса точности приборов учета, исключения возможности хищений путем вмешательства в работу прибора учета с целью искажения данных измерений.

Кроме того, оснащение интеллектуальными приборами учета потребителей в дальнейшем даст возможность создания новых сервисов на основе мобильного приложения (получать показания прибора учёта электроэнергии и иметь доступ к архиву данных о потреблении за предшествующие периоды).

6.4. Создание цифровой ПС 110/6 кВ Строитель

ПС 110/6 кВ Строитель введена в эксплуатацию в 1971 году. В нормальном режиме ПС 110/6 кВ Строитель запитана двумя отпайками от ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник цепь 1 и от ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник цепь 2.

На ПС 110/6 кВ Строитель установлено два силовых трансформатора ТДН-15000/110/6, год выпуска – 1962 и 1968 соответственно.

Загрузка ПС 110/6 кВ Строитель в день зимнего контрольного замера составила 12,41 МВА.

Объем заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, составляет 1,68 МВт.

Объем работ в рамках проекта «Цифровая ПС»:

В соответствии с ТЭО, в рамках реализации корпоративного плана импортозамещения ПАО «Россети», выполнить строительство РУ 110 кВ на базе ячеек КРУЭ типа ЯТЭ-110 с ремонтной перемычкой с элегазовой изоляцией по схеме № 110-4Н.

Строительство здания ЗРУ, совмещенного с ОПУ, индивидуального исполнения с монолитной цокольной частью и металлическим каркасом, обшитым алюмокомпозитными утепленными панелями.

Монтаж двух силовых трансформаторов типа ТДТН-16000/110/10/6 с системой мониторинга (контроль параметров: H_2 , CO, H_2O , суммы горючих газов (CO, CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 в пересчете на CO), контроль тангенса угла диэлектрических потерь вводов 110 кВ под рабочим напряжением, контроль частичных разрядов, с перспективой увеличения мощности трансформаторов до 25 МВА. Для системы мониторинга предусмотреть программное обеспечение, выполняющее анализ и сравнение результатов измерения в реальном времени и формирующее сигнал на рабочее место инженера службы диагностики.

Монтаж КРУ 6-10 кВ на базе ячеек типа КРУ СЭЩ-80 с вакуумными выключателями, со следующими параметрами: соответствие ГОСТ Р 55190-2012, выключатель установлен на собственной тележке, электропривод выкатного элемента и ЗН, вакуумные выключатели производства Таврида электрик.

Монтаж двух «сухих» ТСН типа ТСЗ-160/10 УЗ и двух ДГР типа СДГА-860/6 УЗ с литой изоляцией с установкой внутри здания ЗРУ.

Применение алюминиевых токопроводов в литой изоляции 6-10 кВ.

Применение свинцово-кислотной аккумуляторной батареи шкафного исполнения по технологии dryfit со сроком службы 20 лет.

Применение интеллектуальных приборов учета для АСУЭ.

Построение 3 архитектуры ЦПС для систем РЗА и АСУ ТП.

Применение внешнего ограждения жалюзийного типа.

Благоустройство территории ПС с применением асфальтобетона и выделением пешеходных дорожек.

Предусмотреть помещения для установки в перспективе ДГА 10 кВ.

Применение стальной многогранной опоры типа УМ110-2.60.2.4.4.49 для организации заходов ВЛ 110 кВ.

Целевая архитектура цифровой ПС 110/6 кВ Строитель:

На ПС 110/6 кВ Строитель реализуется 3 архитектура ЦПС, в соответствии с протоколом МЭК 61850, которая предусматривает:

Процессы архитектуры	Уровень поддержки МЭК 61850
Обмен между интеллектуальными электронными устройствами дискретными сигналами	GOOSE объектно-ориентированные сообщения МЭК 61850-8-1
Информационный обмен с АСУТП и верхним уровнем SCADA	MMS данные и команды МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
Передача измерений токов и напряжений	SV потоки мгновенных значений токов и напряжений МЭК 61850-9-2 (без применения цифровых ТТ и ТН)

На ПС 110/6 кВ Строитель предусматривается программно-технический комплекс централизованной защиты и управления. Цифровая система управления подстанцией интегрирует в себе цифровые системы релейной защиты, телемеханики с использованием стандарта МЭК 61850.

Проектом предусмотрено применение мультитросовой молниезащиты в соответствии с результатами НИОКР «Программно-аппаратный комплекс для защиты подстанций 35-110 кВ нового поколения от электромагнитных воздействий с применением мультитросовой молниезащиты».

Ожидаемый эффект от реализации проекта составит:

- уменьшение количества отключений на потребителя в год (SAIFI) – 0,00000053 шт.;
- уменьшение продолжительности отключений на потребителя в год (SAIFI) – 0,00000092 час.;
- снижение затрат на ТоИР – 452,16 тыс. руб.;
- снижение затрат на оперативное обслуживание – 174,2 тыс. руб.;
- снижение недоотпуска электроэнергии – 3820 кВт*час;
- снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии – 9,93 тыс. руб.

Проект реконструкции ПС 110/6 кВ Строитель направлен на техническое перевооружение существующей ПС с применением технологии цифровой подстанции.



Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетики Белгородской
области на 2023 – 2027 годы

Данные о действующих договорах технологического присоединения
к шинам 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Короча

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Максимальная мощность с учетом коэффициента реализации ТУ, кВт
1	Антипов Андрей Алексеевич	Складское помещение	с. Погореловка, пер. Центральный	79,00	15,80
2	ГУП «Белоблводоканал»	Очистные сооружения канализации	с. Бехтеевка	289,00	57,80
3	Администрация городского поселения «Город Короча»	Парк «Молодежный»	г. Короча, ул. Дорошенко	150,00	30,00
4	АО «Агрофирма Русь»	Инкубатор	с. Бехтеевка	65,00	13,00
5	ООО «Бизнес-М»	Базовая станция сотовой связи	с. Афанасово, ул. Новая	10,00	2,00
6	Алексеев Александр Викторович	Стройплощадка жилого дома	с. Подкопаевка, ул. Троицкая, 31	15,00	3,00
7	Глазачев Дмитрий Валерьевич	Стройплощадка жилого дома	с. Подкопаевка, ул. Михайловская, 15	10,00	2,00
8	Лысых Татьяна Федоровна	Стройплощадка жилого дома	х. Новая Деревня	10,00	2,00
9	Идрисов Нурислам Ахметзянович	Магазин	с. Подкопаевка, ул. Дачная, 1	30,00	6,00
10	Дмитриенко Владимир Дмитриевич	Стройплощадка жилого дома	с. Прудки, ул. Молодежная	15,00	3,00
11	Дмитриенко Владимир Дмитриевич	Жилой дом	с. Прудки, ул. Кочеткова, 9	11,00	2,20
12	Коленько Дмитрий Владимирович	Садовый дом	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	15,00	3,00
13	Городова Татьяна Петровна	Садовый дом	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	12,00	2,40
14	Новиков Сергей Иванович	Садовый дом	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	15,00	3,00
15	Ткачев Сергей Николаевич	Жилой дом	г. Короча, ул. Красная Площадь, 5б	10,00	2,00
16	Магомедов Курбан Раджабович	Стройплощадка жилого дома	с. Подкопаевка, ул. Березовая	15,00	3,00
17	Мясоедова Ольга Георгиевна	Садовый дом	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	15,00	3,00
18	Богданова Алла Владимировна	Садовый дом	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	4,00	0,80
19	Кондратов Егор Стефанович	Жилой дом	с. Пушкарное, пер. им Мишустина, 3	10,00	2,00

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Максимальная мощность с учетом коэффициента реализации ТУ, кВт
20	Администрация Бехтеевского сельского поселения	Уличное освещение	с. Казанка	5,00	1,00
21	Горбунов Александр Иванович	Жилой дом	с. Подкопаевка, ул. Березовая	15,00	3,00
22	Жданова Тамара Николаевна	Малозэтажная жилая застройка	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	10,00	2,00
23	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	Склад хранения мясной продукции	с. Погореловка	4 100,00	2 050,00
24	Матюхина Вера Ивановна	Малозэтажная жилая застройка	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	8,00	1,60
25	Погребная Клавдия Ивановна	Малозэтажная жилая застройка	с. Казанка, СНТ «Корочанское»	8,00	1,60
26	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Строительство культурно-спортивного комплекса	г. Короча, ул. Советская	273,20	54,64
Всего				5 199,20	2 269,84

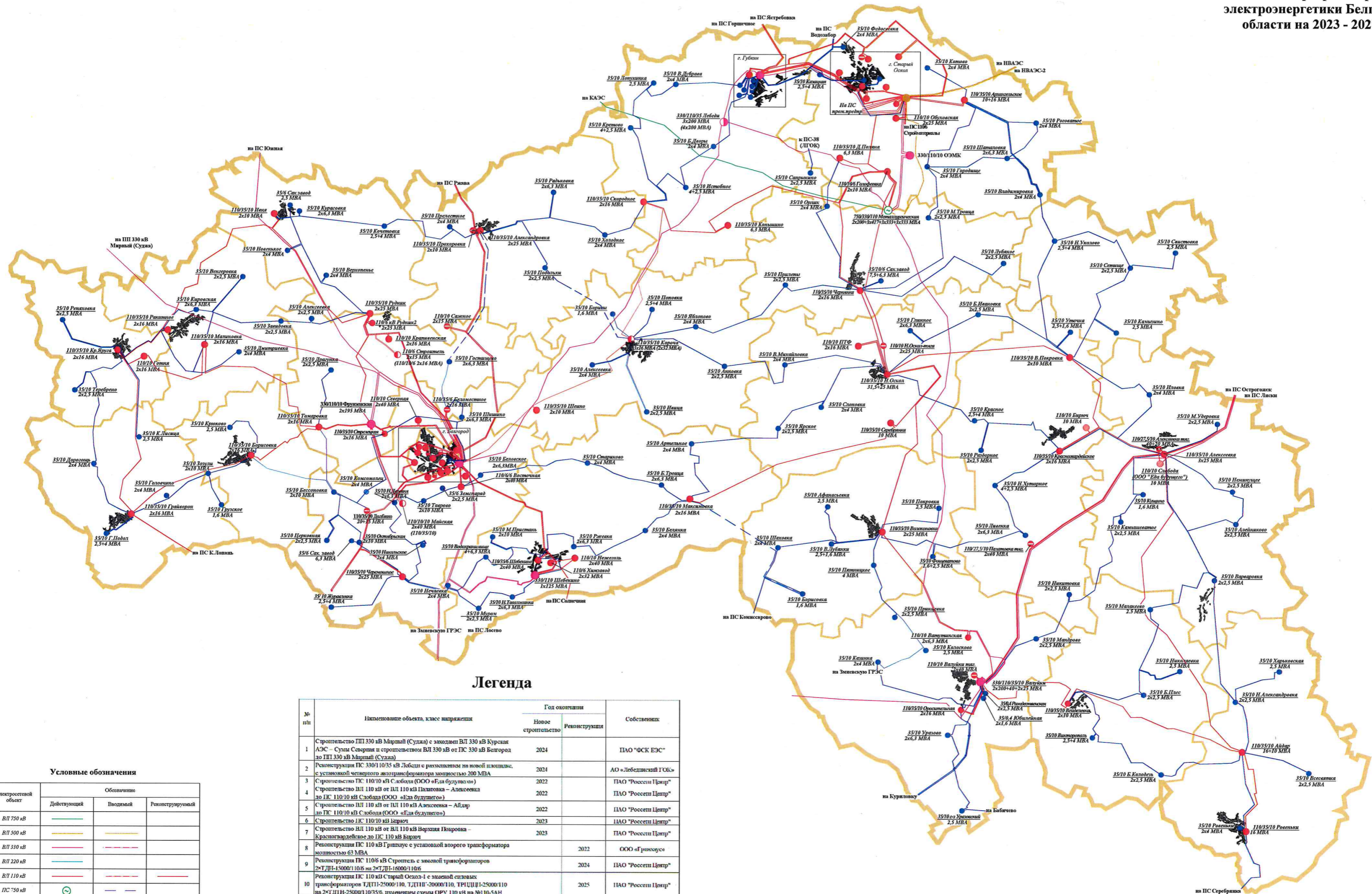
Данные о действующих договорах технологического присоединения к шинам 6 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Максимальная мощность с учетом коэффициента реализации ТУ, кВт
1	ООО «ЛТД Луч»	Нежилое здание	г. Белгород, ул. Железнодорожная, 79	163,00	32,60
2	БГТУ им. В.Г. Шухова	Общежитие на 400 мест	г. Белгород, ул. Костюкова, 46	309,90	61,98
3	БРОО «ОКЦ»	Площадка для собак	г. Белгород, ул. Северо-Донецкая	10,00	2,00
4	ООО «Специализированный застройщик ТЮС ПГС»	Многоквартирный жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	г. Белгород, ул. Королева	430,00	86,00
5	Островская Жанна Николаевна	Нежилое здание	г. Белгород, ул. Зареченская, 136	135,00	27,00
6	ООО «Бизнес-М»	Базовая станция сотовой станции	г. Белгород, пр-кт Ватутина	10,00	2,00
7	АО «Газпром газораспределение Белгород»	Преобразователь катодной защиты	г. Белгород, ул. Костюкова, 46	3,00	0,60
8	ООО «Линзмастер»	Торговый центр	г. Белгород, ул. Пирогова, 45	119,00	23,80
9	Илюхин Юрий Анатольевич	Гараж	г. Белгород, ул. Транспортная	15,00	3,00
10	Коптев Николай Афанасьевич	Магазин	г. Белгород, ул. Костюкова, 35а	27,00	5,40
11	Кущенко Антонина Григорьевна	Гараж	г. Белгород, ул. Пугачева	6,00	1,20

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Максимальная мощность с учетом коэффициента реализации ТУ, кВт
12	Богомазов Артем Иванович	Гараж	г. Белгород, ул. 5 Августа	15,00	3,00
13	ООО «Лента»	Торговый центр	г. Белгород, ул. Щорса, 43а	1 026,00	410,40
14	Гусарец Ирина Александровна	Торговый центр	г. Белгород, ул. Костюкова, 41	133,00	26,60
15	Черных Юлия Николаевна	Магазин	г. Белгород, ул. Костюкова, 36г	53,80	10,76
16	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Физкультурно-оздоровительный комплекс	г. Белгород, ул. Белинского, уч. 114	149,85	29,97
17	Гнездилов Сергей Михайлович	Гараж	г. Белгород, ул. Костюкова	10,00	2,00
18	Резван Марина Валентиновна	Студия по мастер-классу кулинарии	г. Белгород, ул. Костюкова, 12в	25,00	5,00
19	Саркисян Ирина Васильевна	Гараж	г. Белгород, ул. Транспортная	8,00	1,60
20	Гребенкин Николай Иванович	Малозэтажная жилая застройка	г. Белгород, ул. Апанасенко, 14	12,00	2,40
21	Баталов Юрий Викторович	Нежилое помещение в многоквартирном жилом доме	г. Белгород, ул. Харьковская, 5	43,56	8,71
22	Куприев Алексей Николаевич	Гараж	г. Белгород, ул. Пугачева	7,00	1,40
23	Ланин Владимир Павлович	Гараж	г. Белгород, ул. Пугачева	15,00	3,00
24	Лашенко Татьяна Александровна	Жилой дом	г. Белгород, ул. Плеханова, 40	12,00	2,40
25	Стребков Сергей Александрович	Гараж	г. Белгород, ул. Губкина	5,00	1,00
26	Комиссаров Сергей Александрович	Гараж	г. Белгород, ул. Губкина	14,00	2,80
27	Комиссарова Елена Дмитриевна	Гараж	г. Белгород, ул. Губкина	14,00	2,80
28	Мартиросян Александр Сергеевич	Гараж	г. Белгород, ул. Транспортная	15,00	3,00
29	Заика Екатерина Николаевна	Нежилое помещение № 13 в МКЖД	г. Белгород, ул. Харьковская, 5	13,98	2,80
30	Новиков Яков Васильевич	Нежилое помещение	г. Белгород, ул. Харьковская, 3	81,50	16,30
31	Вакуленко Дмитрий Игоревич	Жилой дом	г. Белгород, ул. Донецкая, 486	15,00	3,00
32	Карнаухов Александр Алексеевич	Гараж	г. Белгород, пер. Магистральный, 4-й	15,00	3,00
Всего				2911,59	787,52

**Данные о действующих договорах технологического присоединения
к шинам 10 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная**

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Максимальная мощность с учетом коэффициента реализации ТУ, кВт
1	Зубков Валерий Дмитриевич	Жилой дом	п. Дубовое, ул. Лучезарная, 11	15,00	3,00
2	Мезенок Илья Валерьевич	Жилой дом	п. Дубовое, территория СНТ «Ромашка-2»	15,00	3,00
3	Туралина Неонила Альфредовна	Малозэтажная жилая застройка	п. Дубовое, мкр. Грушевый, ул. Садовая, з/у 27-б	15,00	3,00
Всего				45,00	9,00



Легенда

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания		Собственник
		Новое строительство	Реконструкция	
1	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с заводной ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Суджа и строительством ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Мирный (Суджа)	2024		ПАО "ФСК ЕЭС"
2	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебедянь с размещением на новой площадке, с установкой четвертого автотрансформатора мощностью 200 МВА	2024		АО «Лебедянский ГОК»
3	Строительство ТК 110/10 кВ С. Лебедянь (ФГО «Г. в будущем»)	2022		ПАО "Россети Центр"
4	Строительство ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Павлова – Алексеевка до ПС 110/10 кВ Свобода (ООО «Еда будущее»)	2022		ПАО "Россети Центр"
5	Строительство ПП 110 кВ от ПП 110 кВ Алексеевка – Айдар до ПС 110/10 кВ Свобода (ООО «Еда будущее»)	2022		ПАО "Россети Центр"
6	Строительство ЛС 110/10 кВ Барют	2023		ПАО "Россети Центр"
7	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Верхняя Похорова – Крапивинское до ПС 110 кВ Барют	2023		ПАО "Россети Центр"
8	Реконструкция ПС 110 кВ Грязяусе с установкой второго трансформатора мощностью 63 МВА		2022	ООО «Грязяусе»
9	Реконструкция ПС 110/6 кВ Стрельня с заменой трансформаторов 2хТДН-15000/110/6 на 2хТДН-16000/110/6		2024	ПАО "Россети Центр"
10	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с заменой силовых трансформаторов ТДПН-25000/110, ТДПН-20000/110, ТДПН-15000/110 на 2хТДН-25000/110/35/6, изменение схемы ОРУ 110 кВ на №110-5АН		2025	ПАО "Россети Центр"
11	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Корона с переводом ПС на новую площадку. Выдача трех трансформаторов ТДПН-16000/110/35/10 устанавливаются для трансформатора ТДПН-32000/110/35/10		2026	ПАО "Россети Центр"
12	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2хТДН-40000/110/10 на 2хТДН-40000/110/35/10		2026	ПАО "Россети Центр"
13	Строительство ВЛ 35 кВ Майская – Н. Деревня и Майская – Таврово.	2026		ПАО "Россети Центр"
14	Строительство ВЛ 35 кВ Алексеевка – Гостинская	2024		ПАО "Россети Центр"
15	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2х10 на 2х32 и 2х63 МВА		2026	ПАО "Россети Центр"
16	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подолжск	2023		ПАО "Россети Центр"
17	Строительство ВЛ 35 кВ Мамылова – Борсовка	2023		ПАО "Россети Центр"
18	Строительство отпайки ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Добытово-Иессоновка (продолжение 2.1 кВ)	2024		ПАО "Россети Центр"
19	Реконструкция ПП 10 кВ Комсомольск в ПС 35/10 кВ с установкой трансформаторов 2х4 МВА		2021	ПАО "Россети Центр"

Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначения		
	Действующий	Выходящий	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ			
ВЛ 500 кВ			
ВЛ 330 кВ			
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 110 кВ			
ПС 750 кВ			
ПС 500 кВ			
ПС 330 кВ			
ПС 110/35/10 кВ			
Тяжелые ПС			
ТЭЦ			

3100-СипР-2023-2027-ХС-2022

Белгородская область

Изм. Число листов Подпись Дата

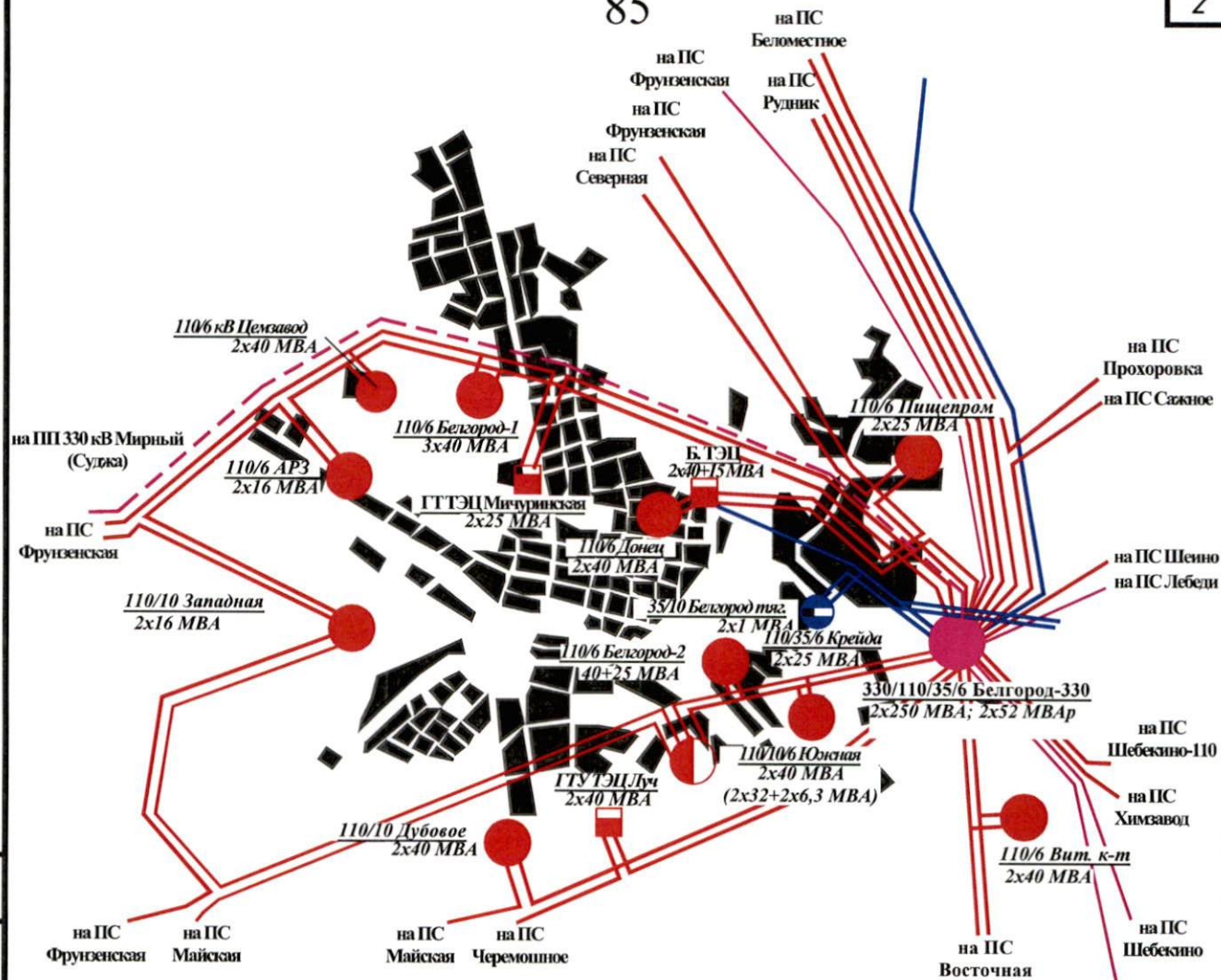
Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 - 2027 годы

Карта-схема Белгородской энергосистемы

Статус	Лист	Листов
П	1	4

Формат А1

Согласовано
Имя, И.О. Подпись и дата Взам. инв. №



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение	
	Действующий	Реконструируемый
ВЛ 330 кВ	—	
ВЛ 110 кВ	—	
ПС 330 кВ	●	◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	◐
Тяговые ПС	⊖	
ТЭЦ	■	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

3100-СипР-2023-2027-ХС-2022

Белгородская область

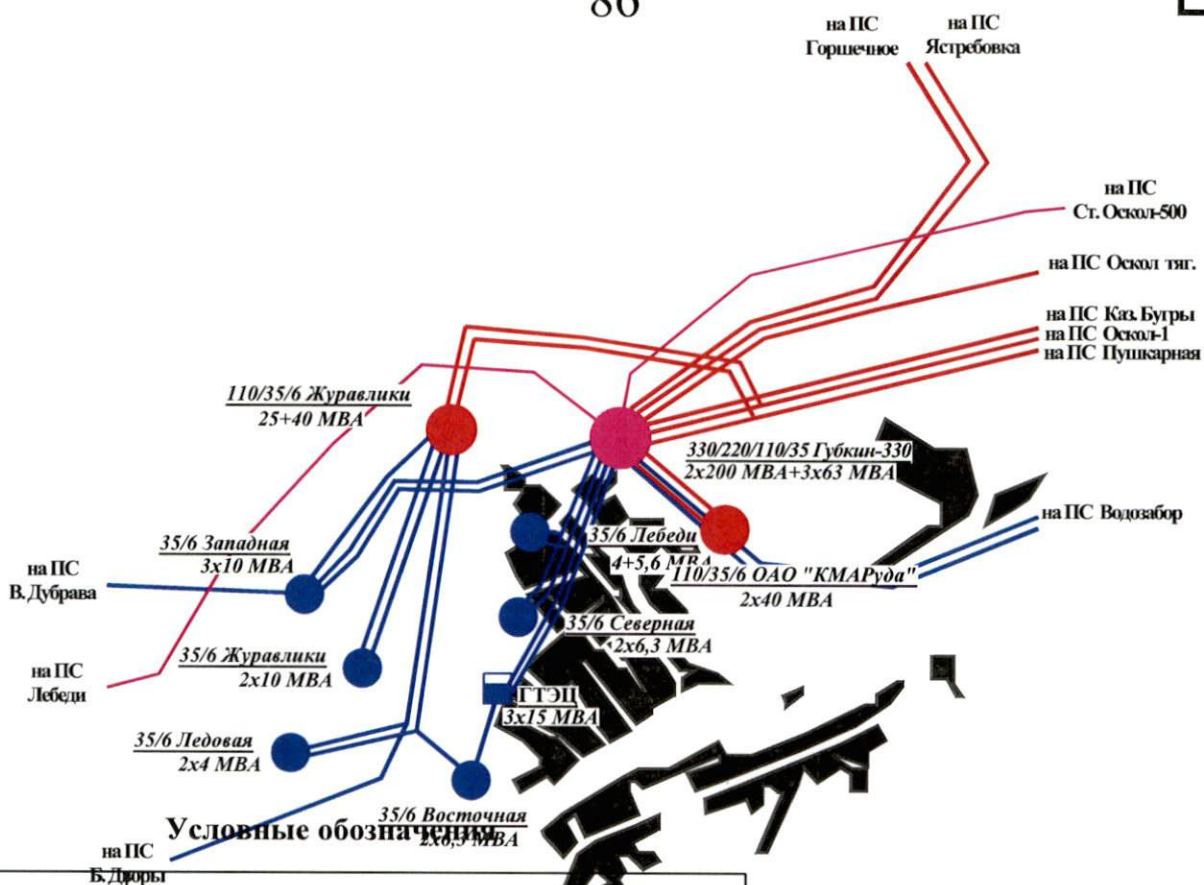
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 - 2027 годы

Стадия	Лист	Листов
П	2	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Белгородский энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	—		
ВЛ 500 кВ	—	—	
ВЛ 330 кВ	—	—	
ВЛ 220 кВ	—		
ВЛ 110 кВ	—	—	- - -
ПС 750 кВ	⊕		
ПС 500 кВ	⊗		⊕
ПС 330 кВ	●		◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●	◐
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

3100-СиПР-2023-2027-ХС-2022

Белгородская область

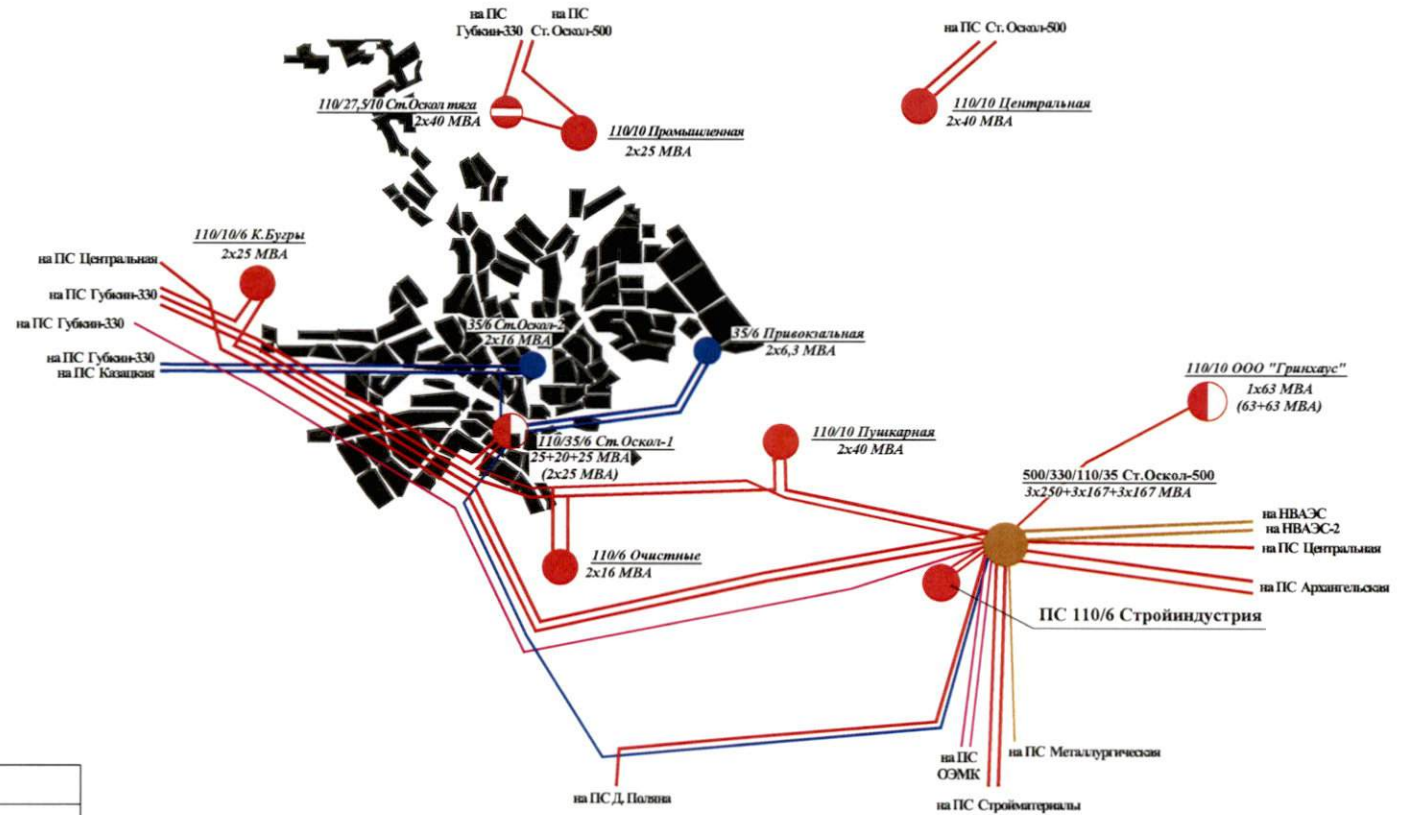
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 - 2027 годы

Стадия	Лист	Листов
П	3	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Губкинский энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	—		
ВЛ 500 кВ	—	—	
ВЛ 330 кВ	—	—	
ВЛ 220 кВ	—		
ВЛ 110 кВ	—	—	- - -
ПС 750 кВ	⊕		
ПС 500 кВ	⊕		⊕
ПС 330 кВ	●		●
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●	●
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

3100-СИПР-2023-2027-ХС-2022					
Белгородская область					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023 - 2027 годы			Стадия	Лист	Листов
			П	4	4
Карта-схема Белгородской энергосистемы. Старооскольский энергоузел.					

Согласовано

Взам. инв.№
Подпись и дата
Инв.№ подл.