Губернатор Калужской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

26 апреля 2022 г. № 175

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2023-2027 годы

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации от 12.08.2013 № 691, от 17.02.2014 № 116, от 23.01.2015 № 47, от 16.02.2015 № 132, от 13.08.2018 № 937, от 30.04.2020 № 628, от 29.08.2020 № 1298, от 30.01.2021 № 86, от 12.07.2021 № 1169, от 10.03.2022 № 338), **ПОСТАНОВЛЯЮ**:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Калужской области на 2023 - 2027 годы согласно приложению к настоящему постановлению.

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления Губернатора Калужской области от 28.04.2021 № 200 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2022 - 2026 годы».

Губернатор Калужской области **В.В. Шапша**

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Губернатора
Калужской области
от 26.04.2022 № 175

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АДТН–аварийно допустимая токовая нагрузка
АО–акционерное общество
АОПО–автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования
АОСН–автоматика ограничения снижения напряжения
АТ–автотрансформатор
АЭС–атомная электростанция
АПВ –автоматическое повторное включение;
БСК–батарея статических конденсаторов
В–выключатель
ВЛ–воздушная линия электропередачи
ВЭБ–выключатель элегазовый баковый
ГРЭС–государственная районная электростанция
ГТУ–газотурбинная установка
ДДТН–длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС–Единая национальная энергетическая система;
ЗАО–закрытое акционерное общество
ИТС–индекс технического состояния трансформаторного оборудования
КЗ–контрольный замер
ЛЭП–линия электропередачи
МВ–масляный выключатель
МЭ–Министерство энергетики
МВА–мегавольтампер
ОАО–открытое акционерное общество
ООО–общество с ограниченной ответственностью
ОРУ–открытое распределительное устройство
ОЭЗ ППТ–особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ОЭС Центра–объединённая энергосистема Центра
ПАО–публичное акционерное общество
ПАР–послеаварийный режим
пгт – поселок городского типа
ПС – электрическая подстанция
РДУ – региональное диспетчерское управление
РУ – распределительное устройство
СВ – секционный выключатель
СИПР – схема и программа развития электроэнергетики
скш – секция шин
СМВ – секционный масляный выключатель
СРМ – схемно-режимное мероприятие
СШ – система шин

ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
тр-р	–	трансформатор
ТЭС	–	теплоэлектростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ШР	–	шинный разъединитель
ЭС	–	энергосистема
$I_{ддтн}$	–	длительно допустимый ток
$I_{ном}$	–	номинальный ток

ВВЕДЕНИЕ

Основными целями схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Калужской области на 2023 - 2027 годы (далее – СиПРЭ Калужской 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 СиПРЭ Калужской области являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Калужской области на 2023 - 2027 годы по годам;

- разработка предложений по развитию электрической сети номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Калужской области на 2023 - 2027 годы для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;

- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

СиПРЭ Калужской области выполнена на основании (с учетом):

- генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года;

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России (далее – СиПР ЕЭС России);

- сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

- предложений системного оператора по развитию распределительной сети;

- утвержденных в установленном порядке в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электрорэнергетики» (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации от 30.06.2010 № 484, от 29.12.2011 № 1178, от 22.03.2012 № 231, от 27.02.2013 № 159, от 08.05.2013 № 403, от 29.03.2014 № 247, от 16.02.2015 № 132, от 04.09.2015 № 941, от 20.01.2016 № 12, от 12.11.2016 № 1157, от 17.02.2017 № 202, от 20.11.2018 № 1391, от 08.12.2018 № 1496, от 25.01.2019 № 43, от 15.05.2019 № 601, от 30.04.2020 № 628, от 30.05.2020 № 794, от 29.09.2020 № 1560, от 18.12.2020 № 2160, от 29.12.2020 № 2339, от 30.01.2021 № 86) действующих редакций инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и сетевых организаций;

- фактических нагрузок максимума и минимума летнего контрольного замера

2021 года и зимнего контрольного замера 2021 года.

СиПРЭ Калужской области разработана в соответствии с:

- Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 30.12.2004 № 211-ФЗ, от 18.12.2006 № 232-ФЗ, от 04.11.2007 № 250-ФЗ, от 14.07.2008 № 118-ФЗ, от 25.12.2008 № 281-ФЗ, от 23.11.2009 № 261-ФЗ, от 09.03.2010 № 26-ФЗ, от 26.07.2010 № 187-ФЗ, от 26.07.2010 № 188-ФЗ, от 26.07.2010 № 189-ФЗ, от 27.07.2010 № 191-ФЗ, от 28.12.2010 № 401-ФЗ, от 07.02.2011 № 8-ФЗ, от 08.03.2011 № 33-ФЗ, от 04.06.2011 № 123-ФЗ, от 18.07.2011 № 242-ФЗ, от 19.07.2011 № 248-ФЗ, от 06.12.2011 № 394-ФЗ, от 06.12.2011 № 401-ФЗ, от 25.06.2012 № 93-ФЗ, от 29.06.2012 № 96-ФЗ, от 30.12.2012 № 291-ФЗ, от 05.04.2013 № 35-ФЗ, от 06.11.2013 № 308-ФЗ, от 25.11.2013 № 317-ФЗ, от 20.04.2014 № 83-ФЗ, от 21.07.2014 № 217-ФЗ, от 14.10.2014 № 307-ФЗ, от 29.12.2014 № 466-ФЗ, от 29.06.2015 № 160-ФЗ, от 13.07.2015 № 224-ФЗ, от 13.07.2015 № 233-ФЗ, от 03.11.2015 № 307-ФЗ, от 30.12.2015 № 450-ФЗ, от 30.03.2016 № 74-ФЗ, от 01.05.2016 № 132-ФЗ, от 23.06.2016 № 196-ФЗ, от 03.07.2016 № 268-ФЗ, от 28.12.2016 № 508-ФЗ, от 30.06.2017 № 129-ФЗ, от 18.07.2017 № 176-ФЗ, от 29.07.2017 № 216-ФЗ, от 29.07.2017 № 273-ФЗ, от 29.12.2017 № 451-ФЗ, от 29.06.2018 № 172-ФЗ, от 19.07.2018 № 208-ФЗ, от 29.07.2018 № 254-ФЗ, от 29.07.2018 № 271-ФЗ, от 29.07.2018 № 272-ФЗ, от 27.12.2018 № 522-ФЗ, от 02.08.2019 № 262-ФЗ, от 02.08.2019 № 300-ФЗ, от 27.12.2019 № 471-ФЗ, от 27.12.2019 № 478-ФЗ, от 24.04.2020 № 141-ФЗ, от 31.07.2020 № 281-ФЗ, от 08.12.2020 № 402-ФЗ, от 29.12.2020 № 480-ФЗ, от 30.12.2020 № 534-ФЗ, от 11.06.2021 № 170-ФЗ);

- постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации от 12.08.2013 № 691, от 17.02.2014 № 116, от 23.01.2015 № 47, от 16.02.2015 № 132, от 13.08.2018 № 937, от 30.04.2020 № 628, от 29.08.2020 № 1298, от 30.01.2021 № 86, от 12.07.2021 №1169, от 10.03.2022 № 338).

1. Общая характеристика энергосистемы Калужской области

Калужская область – субъект Российской Федерации, расположенный в центральной европейской части страны. Входит в состав Центрального федерального округа. Имеет границы с Троицким административным округом города Москвы, с Московской, Тульской, Брянской, Смоленской, Орловской областями. Калужская область образована в 1944 году.

Территория составляет 29 777 тыс. км².

Численность населения области на 01.01.2021 составляла 1000,98 тыс. чел., плотность населения 33,62 чел./км², удельный вес городского населения: 75,98 %.

Административный центр области – город Калуга (численность населения на 01.01.2021 – 331,842 тыс. чел.) расположен в 160 км к юго-западу от Москвы. Количество муниципальных образований (на 01.01.2021) – 26, в том числе крупных:

– городских округов – 2;

– муниципальных районов – 24.

Географическое положение городских округов и муниципальных районов Калужской области представлено на рисунке 1. Наименования районов и округов, соответствующих цифрам, с указанием административного центра, площади и населения представлены в таблице 1.

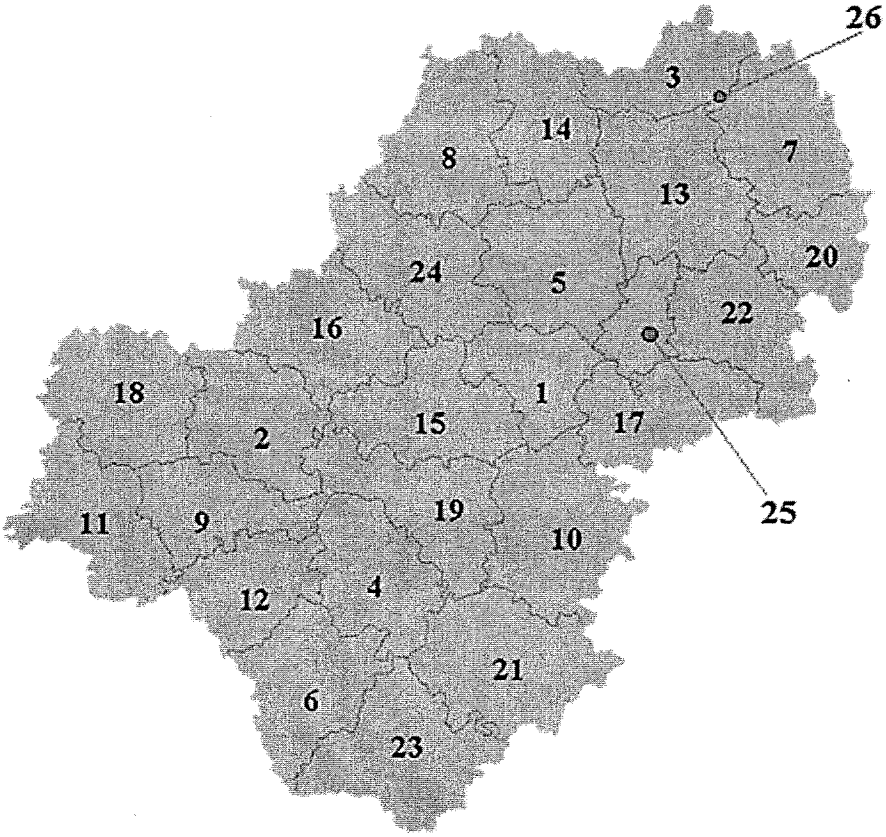


Рисунок 1. Административно-территориальное деление Калужской области

Таблица 1. Территория и население административных единиц Калужской области на 01.01.2021

№	Наименование района	Административный центр	Площадь, км²	Население, чел.
		Муниципальные районы		
1	Бабынинский	посёлок Бабынино	846,6	18 313
2	Барятинский	село Барятино	1 110,3	5 984
3	Боровский	город Боровск	759,6	63 220
4	Думиничский	пгт Думиничи	1173,9	13 684
5	Дзержинский	город Кондрово	1 335,9	52 464
6	Жиздринский	город Жиздра	1 281,7	10 011
7	Жуковский	город Жуков	1 268,2	55 095
8	Износковский	село Износки	1 333,8	7 185
9	Кировский	город Киров	1 000,4	39 786
10	Козельский	город Козельск	1 522,7	35 832
11	Куйбышевский	посёлок Бетлица	1 243,0	7 608
12	Людиновский	город Людиново	954,5	40 747
13	Малоярославецкий	город Малоярославец	1 547,2	50 149
14	Медынский	город Медынь	1 148,4	13 163
15	Мещовский	город Мещовск	1 237,7	11 532
16	Мосальский	город Мосальск	1 320,4	8 683
17	Перемышльский	село Перемышль	1 156,0	13 280
18	Спас-Деменский	город Спас-Деменск	1 369,0	7 057
19	Сухиничский	город Сухиничи	1 232,7	22 667
20	Тарусский	город Таруса	714,6	15 333
21	Ульяновский	село Ульяново	1 655,9	6 947
22	Ферзиковский	посёлок Ферзиково	1 249,9	18 062
23	Хвастовичский	село Хвастовичи	1 413,3	10 570
24	Юхновский	город Юхнов	1 332,5	10 279
		Городские округа		
25	Калуга	город Калуга	542,7	331 842
26	Обнинск	город Обнинск	43	117 757

Калужская область расположена в центральной части Восточно-Европейской равнины. На западе и северо-западе Калужской области расположена Смоленская возвышенность (высота до 279 м), на востоке – Среднерусская возвышенность. Рельеф Калужской области представляет собой холмисто-увалистую, местами плоскую равнину, густо расчленённую долинами рек, балками и лощинами.

С севера на юг Калужская область протянулась более чем на 220 км от 53°30' до 55°30' северной широты, с запада на восток – на 220 км, площадь территории составляет 29,8 тыс. км².

Города Калужской области: Калуга, Балабаново, Белоусово, Боровск, Ермолино, Жиздра, Жуков, Киров, Козельск, Кондрово, Кремёнки, Людиново, Малоярославец, Медынь, Мещовск, Мосальск, Обнинск, Сосенский, Спас-Деменск, Сухиничи, Таруса, Юхнов.

Климат Калужской области умеренно-континентальный с резко выраженными сезонами года: умеренно жарким и влажным летом и умеренно холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Средняя температура июля составляет от плюс 18 °С на севере до плюс 21 °С на юге, января – от минус 12 °С до минус 8 °С. Тёплый период (с положительной среднесуточной температурой) длится 205 (север) – 220 (юг) дней. Количество осадков в год – 650 мм.

На земную поверхность территории области поступает значительное количество солнечной радиации – около 115 ккал на 1 см^2.

Гидрография Калужской области определяется наличием 2043 рек и водотоков, 280 из которых имеют протяженность более 10 км. Поверхностные водотоки принадлежат бассейнам реки Волга. Наиболее крупная река – Ока. Длина русла на территории Калужской области составляет 180 км. Наиболее крупные притоки Оки – Угра, Жиздра, Протва.

На территории области около 500 торфяных болот. Площадь большинства из них не превышает 100 га. Заболоченность области менее 1 %. Болота на территории области распространены неравномерно. Наиболее заболочены северо-западные и западные районы (бассейн р. Угры), а также Брянско-Жиздринское полесье. Наибольшие болота – Игнатовское, Калуговское, Красниковское, Шатино.

1.1. Промышленность

Ведущее место в структуре хозяйственного комплекса Калужской области занимает промышленное производство. С 2016 по 2020 годы объем промышленного производства показал рост с 565,6 до 904,6 млрд рублей. При этом индекс промышленного производства в Калужской области за 2020 год составил 101,3 % к уровню 2019 года.

В регионе выпускаются: продукция лесопромышленного комплекса (бумага, картонная тара, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, паркетная доска), строительные материалы (кирпич, керамические санитарно-технические изделия, железобетонные конструкции), резиновые и пластмассовые изделия (трубы и профили), продукция химической промышленности (фармацевтические препараты, пластмассы), пищевая промышленность (мясная молочная, продукция, кондитерские изделия, овощная продукция и т. д.) и текстильного производства (мужская и женская, специальная одежда, обувное производство). В основе энергетики региона – распределение электроэнергии, газа и воды.

Основу промышленного производства Калужской области составляет машиностроение и металлообработка. Отличительной особенностью Калужской области является широкое разнообразие выпускаемой продукции:

– легковые и грузовые автомобили (ООО «Фольксваген Групп Рус», ООО «ПСМА Рус», АО(Н) «Вольво Восток»);

– электрооборудование для транспортных средств (ПАО «КЗАЭ», АО «Автоэлектроника»);

– турбины и турбогенераторы (ПАО «Калужский турбинный завод»);

– газотурбинные двигатели и мотоблоки (ПАО «КАДВИ»);

– телевизоры (ООО «Самсунг Электроникс Рус Калуга»);

– радиоэлектронная и коммутационная аппаратура связи, средства связи специального назначения (АО «Калугаприбор», АО «Калужский Электромеханический Завод», АО «КНИИТМУ»);

– изделия для оборонно-промышленного комплекса (АО «Тайфун», АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина», АО «КНИРТИ», АО «КЗТА»);

– медицинская техника, электронные лампы и изделия квантовой техники (АО «Восход-КРЛЗ», АО «МПЗ»);

– аппаратура и оборудование для АЭС и радиохимических производств (ПАО ПЗ «Сигнал»);

– тепловозы, машины и механизированный инструмент для ремонта и эксплуатации железнодорожных путей (АО «ЛТЗ», АО «Калугапутьмаш», АО «РПМ», ОАО «Калугатрансмаш»);

– измерительные приборы (АО «НПО «Промприбор», ООО НПП «Метра»);

– кухонные вытяжки (ООО «Элмат»);

– стальные трубы, алюминиевый профиль, теплицы (ООО «Агрисовгаз»);

– металлоконструкции и здания из сэндвич-панелей (ООО «Венталл»);

– изделия из чугунного, стального и цветного литья (АО «СЧЗ», ОАО «Кировский завод», АО «Спецлит»);

– выплавка стали, изготовление арматурного и фасонного проката (ООО «НЛМК-Калуга»);

– кабельная продукция (ООО «ККЗ», АО «Людиновокабель», АО «Трансвок»);

– выращивание сельскохозяйственных продуктов (ООО «Агро-инвест»).

1.1.1. Индустриальные парки и промышленные зоны

Наибольшее влияние на развитие промышленного комплекса Калужской области оказало создание новых производств на территории индустриальных парков и промышленных зон. Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Калуга» и индустриальные парки готовы к размещению производств. Наиболее крупными из них являются: «Ворсино», «Обнинск», «К-Агро», «Грабцево», «Сосенский», «И-парк», «Маклаки», «Коллонтай», «Мещовский Центролит», «Росва», «Калуга-Юг», «Детчино». Общая площадь индустриальных парков, находящихся на территории Калужской области, составляет 7,54 тыс. га, из которых свободно 3,48 тыс. га. Ниже представлено описание некоторых из них.

Индустриальный парк «Ворсино»

Парк расположен на северо-востоке региона, на границе Калужской и Московской областей, вдоль трассы М-3 «Москва – Киев», в 6 км от Обнинска, 75 км от г. Москва и 95 км от г. Калуга. Расстояние от МКАД 67 км и 20 км до границ Новой Москвы.

Статус индустриального парка присвоен 1 апреля 2008 года. Территория индустриального парка составляет 1431,69 га. Из них 127,18 га свободно для размещения инвесторов.

Основными резидентами индустриального парка являются:

– ООО «НЛМК-Калуга» (электрометаллургический завод);

– ООО «Самсунг Электроникс Рус Калуга» (производство аудио-, видео- и бытовой техники);

– ООО «Нестле Россия» (производственные цеха);

– АО «Л'Ореаль» (производство косметических средств);

– ООО «Кей Ти Эн Джи Рус» (табачная фабрика по производству сигарет);

– ООО «Одиссейпром» (производство мебели);

– АО «Винтрастком» (производство пластиковой посуды для авиакомпаний);

– АО «Линде Газ Рус» (производство пищевых, промышленных и специальных газов);

– ООО «АстраЗенека Индастриз» (исследование, развитие и использование рецептурных препаратов);

– ООО «МАЛЕ РУС» (поставщик мировой автомобильной промышленности);

– ООО «ЛАМИНАМ РУС» (производство сверхтонкой керамической плитки);

– ООО «Архбум тиссью групп» (производство картона, упаковки, целлюлозы и ученических тетрадей);

– ООО «АйСиЭм Гласс Калуга» (производство пеностекольного щебня);

– ООО «Парт Инн» (отель);

– ООО «АЭРОЛАЙФ» (производство фотокаталитических очистителей воздуха);

– АО «Техмашимпекс» (производство пластмассовых изделий);

– ООО «Д.А.Рус» (производство пластмассовых и резинотехнических изделий);

– ООО «ОРАК» (производство инновационных декоративных синтетических молдингов и орнаментов);

– ООО «ЭЛА Контейнер РУ» (производство и сборка мобильных помещений контейнерного типа);

– ООО «Габриэль-Хеми-Рус-2» (производство суперконцентратов и добавок для окрашивания и модификации пластиков);

– АО «Триада-Импекс» (производство состава для ремонта на основе цемента);

– ООО ПО «Металлист» (производство систем водостока и ограждения из металлического прутка и профиля, метизов и оцинкованной проволоки);

– ООО «Сфера-Фарм» (производство медицинских инфузионных растворов).

Индустриальный парк «Грабцево»

Индустриальный парк «Грабцево» расположен в черте города Калуга, в 25 км от трассы М-3 «Украина», в 15 км от трассы Р-132 «Калуга – Тула – Рязань», в непосредственной близости функционирует АО «Международный аэропорт «Калуга».

Статус индустриального парка присвоен 7 октября 2009 года. Общая площадь индустриального парка составляет 390 га. Из них 39 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Грабцево» являются:

– ООО «ФОЛЬКСВАГЕН Груп Рус» (производство автомобилей);

– ООО «Фольксваген Компоненты и Сервисы» (завод двигателей);

– Филиал АО «Магна Автомотив Рус» (поставка систем и модулей пластмассовых деталей экстерьера для автомобильной промышленности);

– ООО «Бентелер Аутомотив» – производство деталей подвески автомобилей;

– ООО «СМРК Аутомотив Технолоджи Ру» (производство деталей интерьера автомобилей);

– ООО «Гестамп-Северсталь-Калуга» (производство штампованных деталей для кузовов легковых автомобилей);

– ООО «Япп Рус Автомобильные системы» (выпуск пластиковых топливных баков);

– ООО «Индастриал Стил Ресайклинг» (обработка металлических отходов);
– ООО «Северсталь-Гонварри-Калуга» (сервисный металлоцентр);
– ООО «Фуяо Стекло Рус» (производство автомобильного стекла);
– ЗАО «Берлин-Фарма» (фармацевтическое производство);
– ООО «Ново Нордиск Продакшн Саппорт» (производство инсулина).

Индустриальный парк «Росва»

Индустриальный парк «Росва» расположен на 23 км юго-западнее города Калуга, в 2 км от трассы М-3 «Украина», в посёлке Росва.

Статус индустриального парка присвоен 10 марта 2009 года. Общая площадь парка составляет 748 га. Из них 77 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Росва» являются:

– ООО «Пежо Ситроен Мицубиси Автомобили Рус» (производство автомобилей);

– ООО «Русские газовые турбины» (ремонт и техническое обслуживание компонентов газовых турбин);

– ООО «Форесия аутомотив девелопмент» (производство выхлопных систем и деталей интерьера);

– ООО «ФУКС ОЙЛ» (производство смазочных (моторных, тракторных, трансмиссионных, компрессорных) масел, а также смазочно-охлаждающих, гидравлических и закалочных жидкостей);

– ООО «Континентал Калуга» (производство автомобильных шин для легковых автомобилей и легкого коммерческого транспорта);

– ContiTech – филиал ООО «Континентал Калуга» (производство трубопроводов для систем кондиционирования и деталей гидроусилителя рулевого управления автомобилей);

– АО «Биотехнологический комплекс «Росва» (комплекс глубокой переработки пшеницы (производство клейковины, глюкозно-фруктозного сиропа, коммерческого крахмала, кормовых добавок, моногидрата глюкозы, сорбита и аскорбиновой кислоты);

– ООО «Сибирский элемент Рента-К» (производство бетона и сухих смесей);

– ООО «Компания Техностройй» – создание автотранспортного предприятия с новейшей спецтехникой для обслуживания промышленных предприятий.

Индустриальный парк «Калуга Юг»

Индустриальный парк «Калуга Юг» расположен на южной границе г. Калуга в черте города к северу от транспортной развязки «Калуга – Козельск – Тула» вдоль трассы Р-132 «Калуга – Тула – Рязань». Расстояние до трассы М-3 «Украина» – 16 км.

Статус индустриального парка присвоен 7 октября 2009 года. Общая площадь парка составляет 114 га. Из них 0 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Калуга Юг» являются:

– АО(н) «Вольво Восток» (завод по производству грузовых автомобилей, завод по сборке строительной техники);

– ЗАО «Вольво Восток» (производство строительной техники (экскаваторы));

– ООО «Вольво Компоненты» (выпуск кабин для грузовых автомобилей Volvo и Renault);

– ООО «Мако Фурнитура» (завод по производству фурнитуры для окон);

– ООО «Меркатор Калуга» (завод по производству навесного оборудования для обслуживания дорог);

– АО «Рекаст» (завод по производству бумажных упаковочных материалов);

– ООО «Мануфактуры Боско» –швейная фабрика.

Промышленная зона «Детчино»

Промышленная зона «Детчино» расположена вблизи посёлка Детчино вдоль федеральной трассы М-3 «Украина» в 140 км от Москвы в черте города Калуги.

Общая площадь парка составляет 183 га. Из них 32 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Детчино» являются:

– ООО «Этекс» (производство фиброцементных строительных материалов);

– ООО «ЭкоНива-Калуга» (сервисный центр по гарантийному обслуживанию сельскохозяйственной техники);

– ООО «АгроИнвест» (центр сбыта и сервиса животноводческой техники);

– ООО «ГРИММЕ-Калуга» (центр сбыта и сервиса сельскохозяйственной техники);

– ООО «ЛЕМКЕН-Калуга» (центр сбыта и сервиса сельскохозяйственной техники);

– ООО «Вольф Систем» (производство конструкций для сельхозсооружений и деревянных каркасно-панельных домов);

– АО «Русский продукт» (производство продуктов питания: супов, мучных смесей для выпечки, панировочных смесей, кулинарных добавок, геркулесовых каш, кукурузных экстрадированных чипсов);

– ООО «БОГАН» (проект строительства завода по производству металлопрокатных изделий).

АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»

Площадка «Людиново»

Площадка «Людиново» расположена в 60 км от федеральной трассы А-101 «Москва-Малоярославец-Рославль» и в 23 км от федеральной трассы М - 3 «Украина». Вдоль южной границы ОЭЗ ППТ «Калуга» проходит транзитная автодорога, соединяющая обе федеральные трассы. В пределах г. Людиново расположены две железнодорожные станции: Людиново-1 (III класса) и Людиново - 2 (IV класса), расположенные на железнодорожной магистрали «Вязьма-Фаянсовая-Брянск». Планируется строительство железнодорожного пути от ст. Людиново-1 до территории ОЭЗ ППТ «Калуга» протяженностью около 5 км.

Площадь площадки «Людиново» составляет 625,1 га.

В настоящее время территория ОЭЗ обеспечена инженерными коммуникациями в следующих объемах:

– электроснабжение – 212 МВт (свободная мощность 30,7 МВт);

– водоснабжение – 10 000 м³/сутки (свободная мощность 5067 м³/сутки);

– водоотведение – 8700 м³/сутки (свободная мощность 5067 м³/сутки);

– газоснабжение – 65,3 млн м³/год (свободная мощность 8279 м³/сутки);
– ливневая канализация до 220 л/сек.

В качестве резидентов площадки «Людиново» рассматривается ряд российских и иностранных компаний. Ниже представлен список резидентов с заявленной мощностью:

– ООО «Агро-Инвест» – 120 МВт;
– ООО «Алхимет» – 4 МВт;
– ООО «Сан Марко Руссия» – 0,167 МВт;
– ООО «ДЕКО ГРУП» – 2,264 МВт;
– ООО «Кроношпан Калуга» – 61,5 МВт;
– ООО «Ультра Декор Рус» – 0,4 МВт;
– ООО «Инвестпромстрой» – 6 МВт.

Площадка «Боровск»

Площадка «Боровск» расположена на трассе М-3 «Украина», в 15 км от трассы А-101 «Москва - Рославль» и в 6 км от «Московского большого кольца» А-108, которое обеспечивает выход к трассе М-1 «Москва - Минск». По территории Боровского района проходит железная дорога Москва - Киев общей протяженностью 16 км, с двумя станциями «Ворсино» и «Балабаново». Имеется грузовой аэродром «Ермолино» с взлетно-посадочной полосой, позволяющий принимать все виды самолетов.

Площадь площадки «Боровск» составляет 610 га.

В настоящее время территория ОЭЗ обеспечена инженерными коммуникациями в следующих объемах:

– водоснабжение – 5000 м³/сутки;
– водоотведение – 5000 м³/сутки;
– газоснабжение – 110 млн м³/год.

В качестве резидентов площадки «Боровск» рассматривается ряд российских и иностранных компаний. Ниже представлен список резидентов с заявленной мощностью:

– ООО «Рефкул» – 1,5 МВт;
– ООО «Мир-Фарм Калуга» – 6 МВт;
– ООО «ТиЭйч Милк Индустри» – 9 МВт;
– АО «ВАКТЕК» – 3 МВт;
– ООО «Натюрель» – 4,96 МВт;
– АО «БиоРим» – 5 МВт;
– ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС» – 20 МВт;
ООО «Евроклима Рус Продакшн» – 0,75 МВт.

На территории площадки «Боровск» предусмотрено строительство объекта по производству электрической энергии резидента ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС» общей мощностью 20 МВт, с присоединением к электрическим сетям, сроком реализации – 1 квартал 2023 года.

1.1.2. Химическая промышленность

Перспективным направлением в развитии промышленного комплекса Калужской области является химическая промышленность. На территории области

она в основном представлена фармацевтическими и нефтеперерабатывающими предприятиями.

На 2021 год зарегистрировано 17 крупных предприятий химической промышленности, производящие лекарственные препараты, химические продукты строительного назначения, моющие средства, а также одно производство, выпускающее ядерные изотопы.

В настоящее время в области продолжает формироваться фармацевтический кластер, основу которого составляют предприятия, занимающиеся разработкой научных идей и внедрением новых технологий. Деловыми партнерами региона стали крупнейшие иностранные фармацевтические компании: ООО «Хемофарм», ЗАО «БЕРЛИН-ФАРМА», ООО НПО «ФармВИЛАР», ООО «НИАРМЕДИК ФАРМА» и ООО «АСТРАЗЕНЕКА ИНДАСТРИЗ». Центром научных исследований является наукоград г. Обнинск.

Наличие эффективно функционирующей цепочки по разработке и внедрению готовой продукции биотехнологий – от научных разработок и опытно-клинических исследований новых субстанций, и лекарственных препаратов до промышленного выпуска конечной продукции – готовых лекарственных форм, позволило приступить к формированию кластера биотехнологий и фармацевтики. Общим результатом реализации мероприятий по формированию кластера станет создание эффективной системы поддержки и продвижения наукоемких, инновационных проектов от момента зарождения научной идеи до организации серийного выпуска продукции.

Основные организации и проекты кластера – технопарк «Обнинск», Медицинский радиологический научный центр Российской академии медицинских наук (МРНЦ РАМН), ГНУ ВНИИСХРАЭ Россельхозакадемии, ФГУП «НИФХИ им. Л. Я. Карпова», ФГУП «ОНПП «Технология» и др.

1.1.3. Пищевая промышленность

Одним из важнейших направлений развития Калужской области является пищевая промышленность. На территории области она в основном представлена мясоперерабатывающими предприятиями, молочными заводами, предприятиями по производству мукомольной продукции и предприятиями по производству алкогольной и безалкогольной продукции.

Наиболее крупными представителями индустрии являются ООО «Нестле Россия», АО «Инвест Альянс», ООО «Итера», АО «Обнинский колбасный завод», ООО «ПК «Обнинские молочные продукты» и др.

1.1.4. Лёгкая промышленность

Легкая промышленность Калужской области объединяет около 250 предприятий и организаций различных форм собственности, из них 11 крупных и средних. Основные виды производств легкой промышленности области представлены следующими крупными предприятиями:

– текстильное производство (ООО «Ермолино», АО «Руно»);

– производство одежды (АО «Сухиничская швейная фабрика», ООО «Людиновская швейная компания»);

– производство обуви, изделий из кожи (АО «КОФ «Калита», ООО «Калужская обувь», ООО «Форио»).

1.2. Институты развития

Для реализации инвестиционной политики Правительством области созданы следующие институты:

– АО «Агентство инновационного развития – центр кластерного развития Калужской области», целью которого является создание условий для возникновения и продвижения инноваций, повышение конкурентоспособности региональных компаний, расширение возможностей для развития бизнеса в Калужской области и за ее пределами;

– АО «Корпорация развития Калужской области» – государственный оператор по созданию индустриальных парков и развитию инженерной инфраструктуры, целью которого является создание новых и развитие существующих индустриальных парков, строительство инженерной инфраструктуры в индустриальных парках;

– ООО «Индустриальная логистика» – государственный оператор по предоставлению недискриминационного доступа к логистической и железнодорожной инфраструктуре, целью которого является создание логистических и таможенных терминалов, строительство и эксплуатация железных дорог в индустриальных парках;

– ГАУ «Агентство регионального развития Калужской области» – государственный оператор по консультированию и индивидуальному сопровождению инвесторов при реализации инвестиционных проектов, целью которого является привлечение инвестиций в экономику Калужской области, продвижение региона на международный рынок.

1.3. Строительство

В 2021 году на территории Калужской области введено в эксплуатацию квартир жилой площадью 862 тыс. м^2.

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

2.1. Характеристика энергосистемы

2.1.1. Общая характеристика энергосистемы

Энергосистема Калужской области работает в составе ОЭС Центра. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистеме Калужской области, входящей в состав ЕЭС России, осуществляется АО «СО ЕЭС» (в том числе филиалом АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, а также филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра).

Энергосистема Калужской области имеет электрическую связь с энергосистемами Брянской, Смоленской, Рязанской, Тульской областей, а также с энергосистемой Москвы и Московской области.

В таблице 2 представлены основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2021 год.

Таблица 2. Основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2021 год

Показатель	ОЭС Центра	Энергосистема Калужской области	Доля энергосистемы Калужской области, %
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	256 331	7 492	2,92
Максимальное потребление энергосистемы, МВт	40 535	1270	3,13
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт*	51 639	142	0,275
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	255 567	259	0,1

* - установленная электрическая мощность электростанций на 01.10.2021;

Из представленных данных следует, что на долю энергосистемы Калужской области приходится:

– 2,92 % потребления электроэнергии ОЭС Центра;
– 3,13 % участия в максимуме потребления ОЭС Центра;
– 0,275 % установленной мощности электростанций ОЭС Центра;
– 0,1 % общей выработки электроэнергии по ОЭС Центра.

2.1.2. Характеристика генерирующих компаний

Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»

Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» объединяет энергоактивы компании «Квадра» в Тульской, Калужской и Рязанской областях. Общая установленная электрическая мощность Центрального филиала – 804,771 МВт, тепловая – 1753,6 Гкал/ч.

На территории Калужской области расположено производственное подразделение «Калужская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», установленной электрической мощностью 41,8 МВт, тепловой – 110,1 Гкал/ч.

ПАО «Калужская сбытовая компания»

ПАО «Калужская сбытовая компания» является гарантирующим поставщиком электрической энергии на территории Калужской области.

ПАО «Калужская сбытовая компания», первой из энергосбытовых предприятий, реализовало проект строительства газотурбинной станции (ГТУ-ТЭЦ). Станция расположена в промышленной зоне города Обнинска, рядом с территорией технопарка «Обнинск». Ее установленная электрическая мощность составляет 21 МВт и установленная тепловая мощность – 49,88 Гкал/час. В качестве основного топлива в работе Обнинской ГТУ-ТЭЦ № 1 используется природный газ.

ООО «Каскад-Энергосбыт»

ООО «Каскад-Энергосбыт» специализируется на оказании услуг на рынке электроэнергии. Установленная электрическая мощность ГПЭС БТ посёлке Воротынск составляет 6,228 МВт.

2.1.3. Характеристика электростанций промышленных предприятий

Акционерное общество «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А. И. Лейпунского» (далее – АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)

АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» является многопрофильной научной организацией, осуществляющей производство электроэнергии для целей научных исследований. Установленная электрическая мощность ТЭЦ ФЭИ составляет 6 МВт.

ПАО «Калужский турбинный завод»

ПАО «Калужский турбинный завод» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства и для потребителей г. Калуга. Установленная электрическая мощность ТЭЦ КТЗ составляет 43 МВт, ТЭЦ КТЗ пл. Турынино – 12 МВт.

ООО «КБК энерго»

ООО «КБК энерго» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд потребителей региона. Установленная электрическая мощность электростанции ООО «КБК энерго» Новокондровская ТЭЦ составляет 12 МВт.

2.1.4. Характеристика электросетевых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и оказывающим услуги по передаче электроэнергии на напряжении 110 кВ и выше, относятся следующие компании:

– филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей осуществляет передачу электроэнергии по сетям 500–220 кВ энергосистемы Калужской области;

– филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» в настоящее время отвечает за распределение, транспорт электроэнергии по территории Калужской области;

– ОАО «Российские железные дороги» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по сетям ОАО «РЖД»;

– АО «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени академика А. И. Лейпунского»;

– ПАО «Калужский турбинный завод»;

– ПАО «Калужский двигатель»;

– ПАО «Агрегатный завод».

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и оказывающим услуги по передачи электроэнергии на напряжении 10 кВ и ниже, относятся следующие компании:

– унитарное муниципальное предприятие «Коммунальные электрические и тепловые сети» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по территории муниципального образования «Город Малоярославец»;

– муниципальное предприятие города Обнинска «Горэлектросети» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по территории муниципального образования «Город Обнинск»;

– ООО «Каскад-Энергосеть» оказывают услуги по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электрическим сетям;

– АО «МСК Энерго»;

– АО «Восход» – Калужский радиоламповый завод;

– АО «Оборонэнерго»;

– ООО «ЭЛМАТ»;

– муниципальное предприятие коммунальных электрических, тепловых и газовых сетей муниципального района «Мосальский район»;

– ООО «ЦентрТехноКом»;

– ООО «ЭнергоАльянс»;

– федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт радиологии и агроэкологии»;

– ООО «Сетевая компания»;

– ООО «ТСО Кабицыно»;

– ПАО «КЗАЭ».

2.1.5. Характеристика сбытовых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и осуществляющими сбытовую деятельность, относятся следующие компании:

– ПАО «Калужская сбытовая компания» является гарантирующим поставщиком электроэнергии на территории Калужской области;

– ООО «Русэнергосбыт» является поставщиком электроэнергии для нужд ОАО «Российские железные дороги»;

– ООО «Каскад-Энергосбыт»;

– ООО «МАРЭМ+» является энергосбытовой компанией, профессиональным участником оптового рынка электрической энергии (мощности); компания входит в структуру крупнейшей российской частной энергетической компании «ЕвроСибЭнерго»;

– ООО «ГРИНН Энергосбыт»;

– ООО «НОВИТЭН»;

– АО «Мосэнергосбыт»;

– АО «Транссервисэнерго»;

– АО «Атомэнергопромсбыт»;

– ООО «Энергопромсбыт»;

– ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»;

– АО «Межрегионэнергосбыт»;

– АО «ЭСК РусГидро»;

– ООО «Тверская объединённая энергосбытовая компания»;

– АО «ОБЛЭНЕРГОСБЫТ»;

– ООО «ВН-Энерготрейд».

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Калужской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние пять лет

Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет приведена в таблице 3.

Таблица 3. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	6772,8	6921,3	6820,5	7065,5	7492,2
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	179,9	148,5	-100,8	245,0	426,6
Прирост, %	2,7	2,2	-1,5	3,6	6,0

Потребление электроэнергии энергосистемой Калужской области за 2021 год составило 7492,2 млн кВт·ч, что на 426,6 млн кВт·ч или 6,0 % больше, чем в 2020 году.

Потребление электроэнергии в энергосистеме Калужской области в 2021 году выросло относительно 2017 года на 719,4 млн кВт·ч или на 10,6 %.

На рисунке 2 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет.

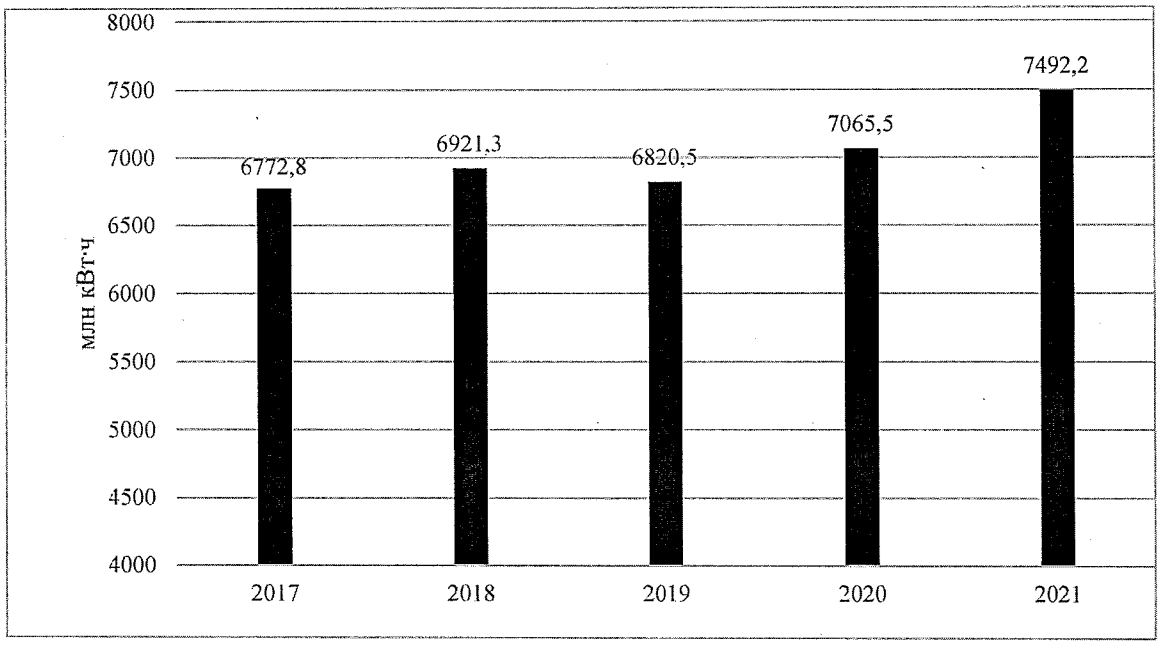


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет

Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за последние пять лет представлена в таблице 4 и на рисунке 3 в графическом виде.

Таблица 4. Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за период 2016–2020 гг., млн кВт·ч*

Отрасль	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Предприятия черной и цветной металлургии	808,6	777,4	815,6	802,0	н/д

Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	458,7	523,0	686,1	621,8	525,4
Строительство	66,6	69,8	69,7	51,1	54,9
Транспорт, хранение и связь	446,5	602,5	604,9	556,0	506,9
Другие виды экономической деятельности	508,5	455,1	470,6	491,2	541,8
Население	1900,1	2357,8	2259,1	1694,3	1799,2

* - данные за 2021 год органами государственной статистики будут опубликованы в летний период 2022 года

Рисунок 3. Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за 2016–2020 гг. *

* - данные за 2021 год органами государственной статистики будут опубликованы в летний период 2022 года.

Как видно из представленной диаграммы, доминирующими потребителями энергосистемы Калужской области являются население и отрасли металлургии.

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Основные потребители электроэнергии энергосистемы Калужской области располагаются в северной и северо-восточной частях региона. Перечень основных потребителей электрической энергии с указанием отчётных данных за 2016–2021 годы приведены в таблице 5.

Таблица 5. Основные потребители электроэнергии и мощности энергосистемы Калужской области

№	Наименование потребителя	Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	ООО «НЛМК-Калуга»	млн кВт·ч	794,54	835,44	691,45	783,1	781,0
		МВт	160,6	160,5	157,9	167	167
2	ОАО «РЖД»	млн кВт·ч	235,87	240,12	237,7	207,95	216,6
		МВт	40,91	55,41	62,2	61,5	60,0
3	ОАО «Холсим (Рус) СМ»	млн кВт·ч	166,9	186,1	196,9	191,143	191,2

		МВт	35	35	35	35	34
4	ООО «Агро-Инвест»	млн кВт·ч	74	167	249	313	345,9
		МВт	36	57	94	94	92
5	ГП «Калужский областной водоканал»	млн кВт·ч	107,25	103,66	107,93	106,8	111,75
		МВт	9,22	9,14	9,24	6,93	8,22
6	ООО «Фольксваген Груп Рус»	млн кВт·ч	81,60	88,21	86,75	75,23	69,799
		МВт	15,58	16,02	15,77	15,5	16,4
7	НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ	млн кВт·ч	407,61	57,93	60	61,16	36
		МВт	86,02	51,1	50,36	50,89	45,7
8	ООО «ПСМА Рус»	млн кВт·ч	19,05	28,66	29,63	23,96	30,267
		МВт	5,4	5,7	5,9	5,9	6,1
9	ЗАО «Кировская Керамика»	млн кВт·ч	31,76	36,32	35,63	35,7	36,1
		МВт	4,88	5,44	5,4	4,9	4,92
10	ПАО «Агрегатный завод»	млн кВт·ч	7,30	9,53	10,52	9,92	10,078
		МВт	3,24	2,64	2,88	2,95	2,97
11	ПАО «Калужский двигатель» (ПАО «КАДВИ»)	млн кВт·ч	32,29	30,47	29,97	24,90	28,00
		МВт	11,07	10,81	9,30	12,96	9,00
12	АО «ОНПП «Технология»	млн кВт·ч	27,11	27,44	26,87	25,81	27,99
		МВт	5,42	6,14	5,44	5,62	6,492
13	МП «Теплоснабжение»	млн кВт·ч	27,1	25,55	25,32	24,0	24,0
		МВт	4,4	4,02	3,79	3,62	3,79
14	ООО «Агрисовгаз»	млн кВт·ч	23,98	23,35	24,47	26,01	25,61
		МВт	4,06	4,23	3,8	4,26	4,426
15	АО «Калугапутьмаш»	млн кВт·ч	22,14	23,98	23,24	20,84	16,666
		МВт	7,06	6,8	6,24	4,80	4,56
16	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	млн кВт·ч	21,55	21,28	19,04	16,58	19,27
		МВт	н/д	25,5	7	7,98	7,8
17	АО «НИФХИ имени Л.Я. Карпова»	млн кВт·ч	14,85	14,55	15,22	14,56	15,422
		МВт	2,88	2,39	2,42	2,69	2,826
18	АО «Научно-производственное предприятие «Калужский приборостроительный завод «Тайфун»	млн кВт·ч	16,11	15,16	14,77	14,59	15,6
		МВт	3,91	3,86	4,68	4,62	4,67
19	ООО «ТРАНССТРОМИНВЕСТ»	млн кВт·ч	8,39	11,7	13,67	13,65	13,65
		МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
20	ЗАО «Людиновокабель»	млн кВт·ч	6,4	6,4	6,4	7,344	7,21
		МВт	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0
21	АО «КНИРТИ»	млн кВт·ч	6,9	6,6	6,87	7,00	7,6
		МВт	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8
22	ООО «Агрофирма Оптина» (ООО «Агробаланс»)	млн кВт·ч	1,36	4,75	4,99	5,66	5,258
		МВт	12,6	11,49	14,11	н/д	н/д
23	АО «Калугаприбор»	млн кВт·ч	4,64	4,47	4,44	3,70	4,027
		МВт	1,52	1,42	1,35	1,27	1,25
24	АО «Калужский электромеханический завод»	млн кВт·ч	6,09	3,89	2,47	2,44	2,48
		МВт	3,3	3,3	3,3	3,26	3,3
25	ПАО «Приборный завод «Сигнал»	млн кВт·ч	1,61	1,87	2,01	1,98	1,99
		МВт	0,44	0,57	0,645	0,65	0,65

2.4. Перечень основных перспективных потребителей

В энергосистеме Калужской области до 2027 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице 6 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности энергосистемы на территории Калужской области согласно актуальной редакции СиПР ЕЭС России.

Таблица 6. Планируемая к вводу электрическая нагрузка согласно заключенным договорам на технологическое присоединение

№	Наименование потребителя	Наименование ЦП	Заявленная мощность ТП, МВт	Разрешённая к потреблению мощность, МВт
1	ООО «НЛМК-Калуга»	ПС 220 кВ Метзавод	169,6	0
2	ООО «Мещовский комбинат транспортного литья» (ООО «МКТЛ»)	ПС110 кВ МКТЛ (новая ПС)	60	0
3	АО «Корпорация развития Калужской области»	ПС 110 кВ Восток	16	2
		ПС 110 кВ ПРМЗ, ПС 110 кВ Малинники	16	10
		ПС 110 кВ Гранат	17	6
		ПС 110 кВ Росва	9	0
4	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	ПС 110 кВ Промзона-2	58	58
5	ООО «Индустриальный Парк «Ворсино»	ПС 220 кВ Созвездие	30	30
		ПС 110 кВ Колосово	40	40
6	ООО «Кроношпан Калуга»	ПС 110 кВ Промзона	26	26
7	ООО «Инвестпроект»	ПС 110 кВ Ахлебинино	35	0
8	АО «Агентство инновационного развития - Центр кластерного развития Калужской области»	ПС 110 кВ Университет	13,011	13,011
9	ООО «Грейт»	ПС 110 кВ Гранат	5,6**	5,6
10	ООО «Лотте Кондитерская фабрика РУС»	ПС 110 кВ Маланьино	5,5	2,7
11	ООО «Омега Лиз – Калуга»	ПС 110 кВ Денисово	3	2
12	ООО «Профземресурс»	ПС 110 кВ Михали	4,98	4,98
13	ООО «Первый завод»	ПС 110 кВ Первый завод (новая ПС)	14,6	0
14	ООО «Энергомонтаж»	ПС 110 кВ Окружная	1,874	1,874
15	МКУ «Управление капитального строительства города «Калуга»	ПС 110 кВ Гранат	5,82	0

2.5. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области

Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за последние пять лет приведена в таблице 7.

Таблица 7. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за последние пять лет

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	За 5 лет
Максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт	1095	1160	1146	1222	1270	–
Абсолютный прирост максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт	-	65	-14	76	48	175
Прирост, %	-	5,9	-1,2	6,6	3,9	16

В 2021 году максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области составило 1270 МВт, что на 48 МВт или на 3,9 % больше, чем в 2020 году.

Суммарно за последние 5 лет максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области увеличилось на 175 МВт или на 16 %.

На рисунке 4 в графическом виде представлена динамика изменения максимального потребления электрической мощности в энергосистеме Калужской области за последние пять лет.

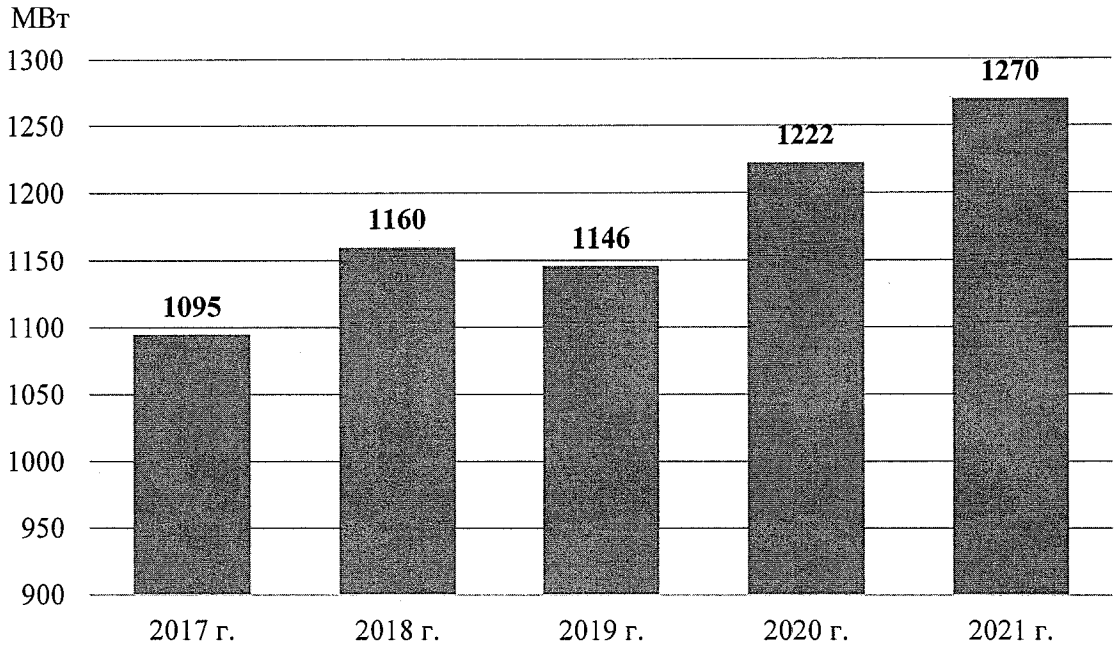


Рисунок 4. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за последние 5 лет

2.6. Существующие электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Установленная мощность объектов генерации энергосистемы Калужской области приведена в таблице 8.

Таблица 8. Установленная мощность объектов генерации энергосистемы Калужской области (по состоянию на 01.01.2022)

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Калужская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	41,8
Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	ПАО «Калужская сбытовая компания»	21
ГПЭС БТ п. Воротынск	ООО «Каскад-Энергосбыт»	6,228
Электростанции промышленных предприятий		
ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	6
ТЭЦ КТЗ	ПАО «Калужский турбинный завод»	43
ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «Калужский турбинный завод»	12
Новокондровская ТЭЦ	ООО «КБК энерго»	12
Итого по энергосистеме Калужской области:		142,028

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Калужской области по состоянию на 1 января 2022 года составляет 142,028 МВт.

Анализ представленной структуры показывает следующее:

– установленная электрическая мощность электростанций генерирующих компаний составляет 48,6 % (69,028 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области;

– установленная электрическая мощность электростанций промышленных предприятий составляет 51,4 % (73 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области;

– крупнейшей электростанцией энергосистемы Калужской области является ТЭЦ КТЗ суммарной установленной мощностью 43 МВт.

Состав существующих электростанций энергосистемы Калужской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная электрическая мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице 9.

Таблица 9. Состав существующих электростанций энергосистемы Калужской области

№ п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Тип турбоагрегатов
1	г. Калуга	ПАО «Квадра»	Калужская ТЭЦ	Электростанция оптового рынка	6	П-6-3,4/0,5-1
					6	Р-6-35/5М
					29,8	ГТУ LM 2500
		Итого по ПАО «Квадра»			41,8	–
2	г. Калуга	ПАО «Калужский турбинный завод»	ТЭЦ КТЗ	ПАО «Калужский турбинный завод»	12	ПТ-12-90/10
					6	АТ-6-3
					25	ПТ-25-90-10М
3	г. Калуга, Турынино		ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «Калужский турбинный завод»	12	ПТ-12-35/10М
		Итого по ПАО «Калужский турбинный завод»			55,00	–
4	г. Калуга, п. Воротынск	ООО «Каскад-Энергосбыт»	ГПЭС БТ п. Воротынск	ОАО «Стройполимерке рамика»	6,228	JMC 420 GS-N.LC
		Итого по ООО «Каскад-Энергосбыт»			6,228	–
	Итого по г. Калуге				103,028	–
5	г. Кондрово	ООО «КБК энерго»	Новокондровская ТЭЦ	ПАО «Калужская сбытовая компания» (розничный рынок)	6	Р-6-35/10-М
					6	ПР-6-35-10/5
		Итого по ООО «КБК энерго»			12	–
	Итого по г. Кондрову				12	–
6	г. Обнинск	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	6	АП-6
		Итого по АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»			6	–
7	г. Обнинск	ПАО «Калужская сбытовая компания»	Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	ПАО «Калужская сбытовая компания» (розничный рынок)	21	ГТУ LM2500 DLE
		Итого по ПАО «Калужская сбытовая компания»			21	–
Итого по г. Обнинску					27	–
Итого по энергосистеме Калужской области					142,028	–

Структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области с разбивкой по собственникам приведена на рисунке 5.

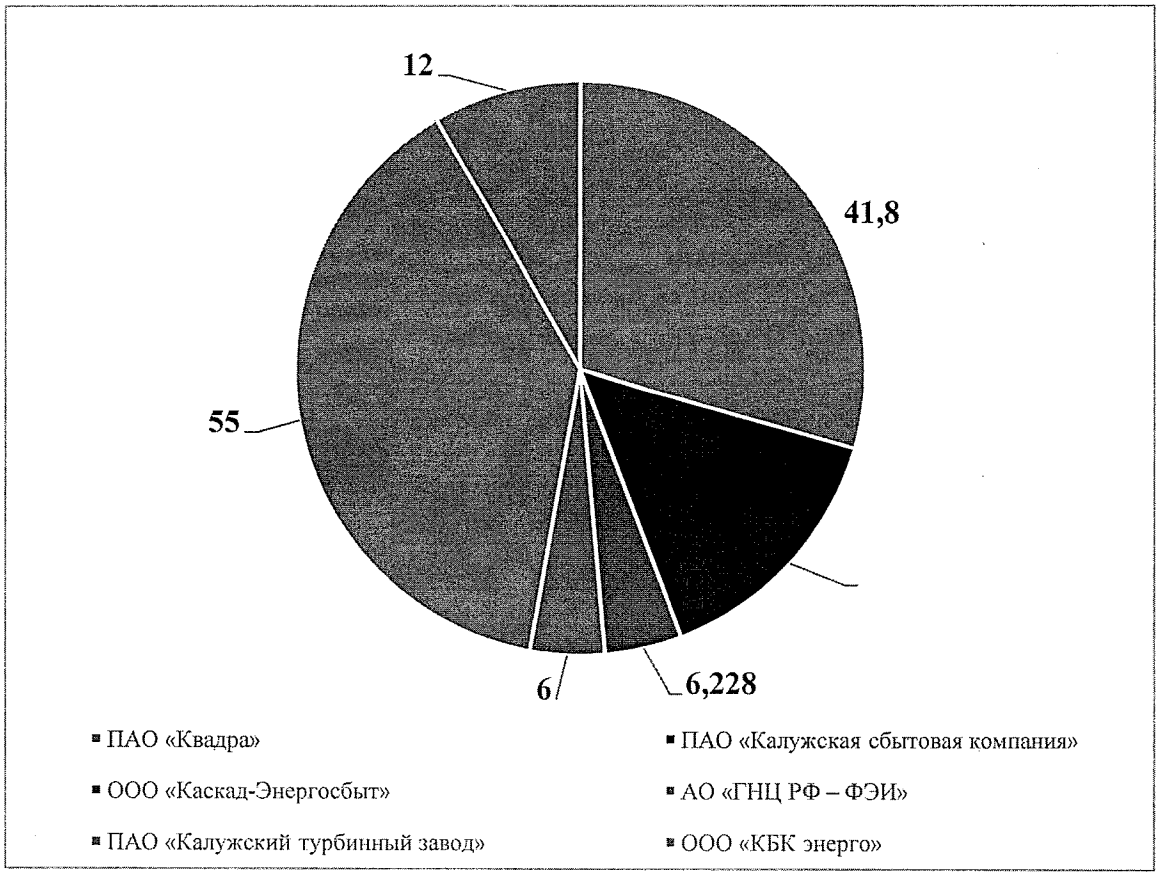


Рисунок 5. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

2.7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за 5 лет представлена в таблице 10.

Таблица 10. Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области

Наименование электростанции	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
Выработка	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Калужская ТЭЦ	13,4	5,2	15,3	5,8	21,7	7,6	1,7	0,8	19,1	7,4
Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	60,3	23,5	68,5	26,2	92,8	32,6	68,4	31,5	96,7	37,4
ГПЭС БТ п. Воротынск	31,9	12,5	33,5	12,8	32,0	11,2	30,5	14,1	31,5	12,2
Электростанции промышленных предприятий	150,5	58,8	144,4	55,2	138,4	48,6	116,5	53,6	111,6	43,1
Итого по энергосистеме Калужской области	256,1	100,0	261,6	100,0	285,0	100,0	217,1	100,0	259,0	100,0

В графическом виде структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за 5 лет представлена на рисунке 6.

По типам электростанций – 100 % электроэнергии в энергосистеме Калужской области вырабатывается на тепловых электростанциях.

По типам собственности – за 2021 год на электростанциях генерирующих компаний выработано 53,9 % электроэнергии, на электростанциях промышленных предприятий – 46,1 %.

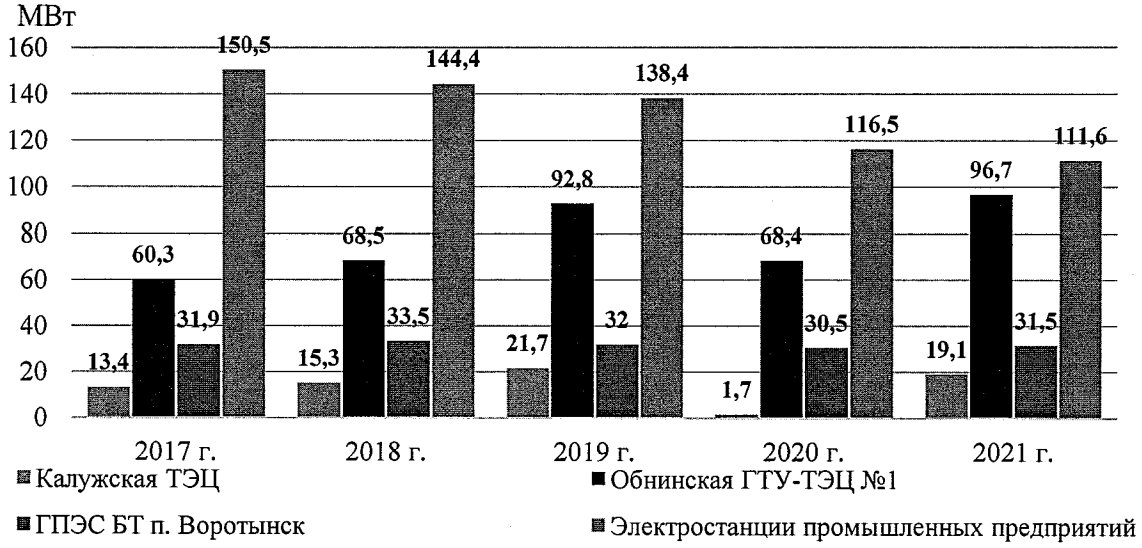


Рисунок 6. Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за последние пять лет.

2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

2.8.1. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние 5 лет представлены в таблице 11 и на рисунке 7.

Таблица 11. Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние пять лет, млн кВт.ч

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление всего:	6772,8	6921,3	6820,5	7065,5	7492,2
Выработка электроэнергии всего:	256,1	261,6	285,0	217,1	259,0
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача),	6516,7	6659,7	6535,5	6848,4	7233,2

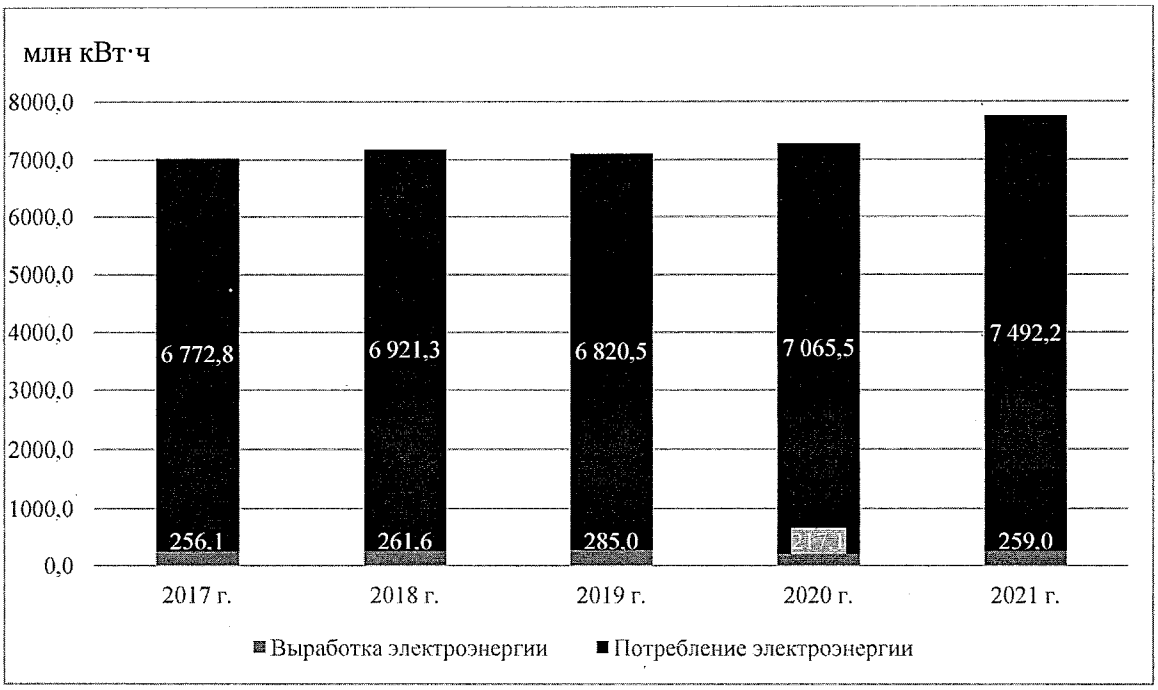


Рисунок 7. Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние пять лет

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние 5 лет складывались с дефицитом. Дефицит производства электроэнергии покрывался за счет перетоков по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем.

2.8.2. Балансы мощности

Балансы мощности энергосистемы Калужской области за последние 5 лет представлены в таблице 12 и на рисунке 8.

Таблица 12. Балансы мощности энергосистемы Калужской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за последние 5 лет, МВт

№	Показатель	09.02.17 11:00	20.12.18 10:00	23.01.19 11:00	11.12.20 13:00	23.12.21 17:00
1	Установленная электрическая мощность, всего	124	142	142	142	142
2	в том числе: ТЭС	69	69	69	69	69
3	Электростанции промышленных предприятий (1-2)	55	73	73	73	73
4	Ограничения, всего	46	61	61	69	70
5	в том числе: ТЭС	9	7	7	12	10
6	Электростанции промышленных предприятий (4-5)	37	54	54	57	60
7	Располагаемая мощность, всего (1-4)	78	81	81	73	72
8	в том числе: ТЭС (2-5)	60	62	62	57	59
9	Электростанции промышленных предприятий (3-6)	18	19	19	16	13
10	Ремонты, всего	0	0	0	0	0
11	в том числе: ТЭС	0	0	0	0	0
12	Электростанции промышленных предприятий (10-11)	0	0	0	0	0
13	Консервация, всего	0	0	0	0	0
14	в том числе: ТЭС	0	0	0	0	0
15	Электростанции промышленных предприятий (13-14)	0	0	0	0	0
16	Снижение мощности в связи с ЗРР	0	0	0	0	0
17	Мощность в реконструкции	0	0	0	0	0
18	Мощность в вынужденном простое	0	0	0	0	0
19	Рабочая мощность, всего (7-10-13-16-17-18)	78	81	81	73	72
20	в том числе: ТЭС	60	62	62	57	59
21	Электростанции промышленных предприятий (19-20)	18	19	19	16	13
22	Резерв, всего	36	3	4	39	3
23	в том числе: ТЭС	36	3	4	39	1
24	Электростанции промышленных предприятий (22-23)	0	0	0	0	3
25	Перегруз, всего	0	0	0	0	0
26	в том числе: ТЭС	0	0	0	0	0
27	Электростанции промышленных предприятий (25-26)	0	0	0	0	0
28	Нагрузка станций	42	78	78	33	69
29	в том числе: ТЭС	24	59	59	17	56
30	Электростанции промышленных предприятий (28-29)	18	19	19	16	13
31	Собственный максимум потребления энергосистемы	1095	1160	1146	1222	1270
32	Сальдо-переток (31-28)	1053	1082	1068	1189	1201
33	Дефицит (+)/избыток (-) (31-19)	1017	1079	1065	1149	1198

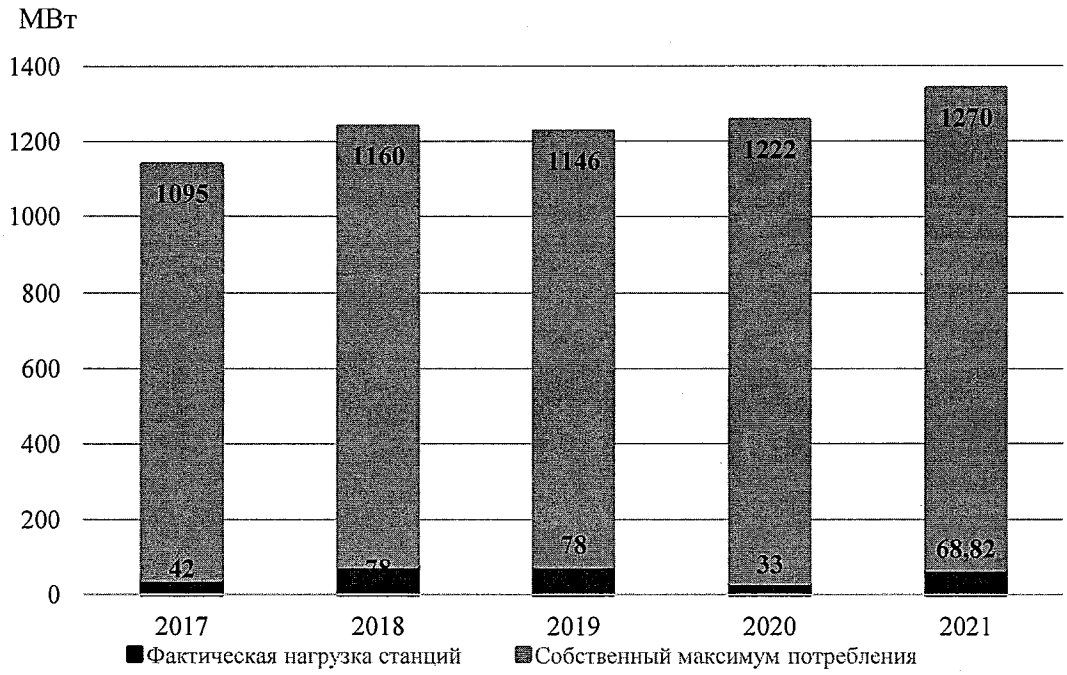


Рисунок 8. Балансы мощности энергосистемы Калужской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за последние 5 лет

При наличии собственной генерации и фактических максимумах потребления мощности в период 2017 - 2021 годов энергосистема Калужской области является дефицитной. Дефицит мощности энергосистемы покрывается за счет перетоков мощности из смежных энергосистем. При этом через энергосистему Калужской области проходит транзитный переток в направлении энергосистем Тульской области, Москвы и Московской области.

Несмотря на то, что за период 2017 - 2021 гг. установленная мощность электростанций выросла на 14,5 %, энергосистема Калужской области остается дефицитной по мощности.

2.9. Существующие линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

На территории энергосистемы Калужской области находится одна подстанция класса напряжения 500 кВ (ПС 500 кВ Калужская), десять подстанций 220 кВ (ПС 220 кВ Мирная, ПС 220 кВ Электрон, ПС 220 кВ Литейная, ПС 220 кВ Орбита, ПС 220 кВ Спутник, ПС 220 кВ Метзавод, ПС 220 кВ Созвездие, ПС 220 кВ Протон, ПС 220 кВ Лафарж, ПС 220 кВ Войлово), РП 220 кВ Станы, три участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ, 26 воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ.

Общая протяженность ВЛ, расположенных на территории энергосистемы Калужской области, и суммарная установленная электрическая мощность автотрансформаторов и трансформаторов:

– 500 кВ – 527,7 км/1503 МВА;

– 220 кВ – 1154,6 км/2919 МВА.

Протяженность сетей 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» составляет 1981,17 км.

В 2022 году завершаются работы по установке второго трансформатора (Т2, 25 МВА) на ПС 110 кВ Ахлебинино и организации схемы питания № 5Н-110 («Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий») с реконструкцией ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава и образованием ВЛ 110 кВ Орбита – Ахлебинино (4,88 км) и ВЛ 110 кВ Ахлебинино – Дубрава (14,997 км).

В 2021 году завершены работы по:

– замене трансформатора Т2 на новый мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Вега;

– замене трансформатора Т2 на новый мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Ворсино (произведена перекатка трансформатора Т1 мощностью 25 МВА, демонтированного с ПС 110 кВ Протва в 2018 году);

– замене трансформатора Т2 на новый мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Протва.

Перечень существующих ЛЭП и подстанций энергосистемы Калужской области классом напряжения 110 кВ и выше приведён в таблицах 13 и 14 соответственно.

Таблица 13. Перечень существующих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 Смоленская АЭС – Калужская	1985	–	500	228,1
2	ВЛ 500 Смоленская АЭС – Михайловская	1987	–	500	214,9
3	ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская	1985–1986	–	500	84,7
4	ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I цепь	1952	2015	220	52,215
5	ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская II цепь	1956	2015	220	54,1
6	ВЛ 220 кВ Калужская – Созвездие	1953	2016	220	39,618
7	ВЛ 220 кВ Созвездие – Метзавод I цепь	1953	2012	220	4,96
8	ВЛ 220 кВ Созвездие – Метзавод II цепь	1956	2017	220	5,253
9	ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская	1953	2011	220	4,22
10	ВЛ 220 кВ Калужская – Мирная	1956	1985	220	23,44
11	ВЛ 220 кВ Созвездие – Мирная	1956	2017	220	20,952
12	ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово	1956	2011	220	4,23
13	ВЛ 220 кВ Орбита – Спутник	2010	2015	220	35,51
14	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	1953	2010	220	17,34
15	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	1956	2015	220	46,61
16	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	1959	–	220	149,49
17	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	1957	–	220	117,59
18	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	1964	–	220	74
19	ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово	1959	2018	220	102,85
20	ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ – Электрон	1964	–	220	120,3
1	2	3	4	5	6
21	ВЛ 220 кВ Протон – Калужская N 1	1997	–	220	57,1
22	ВЛ 220 кВ Протон – Калужская N 2	1997	–	220	57,1

23	ВЛ 220 кВ Калужская – Метзавод I цепь	2012	–	220	47,54
24	ВЛ 220 кВ Калужская – Метзавод II цепь	2012	–	220	47,54
25	ВЛ 220 кВ Станы – Лафарж 1	2013	–	220	1,6
26	ВЛ 220 кВ Станы – Лафарж 2	2013	–	220	1,6
27	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	1954	2013	220	57,75
28	ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	1954	2013	220	8,072
29	ВЛ 220 кВ Протон – У-70	–	–	220	3,66
30	ВЛ 110 кВ Фаянсовая – Чипляево I	1963	–	110	42
31	ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками	1962	–	110	47
32	ВЛ 110 кВ Дятьковская – Литейная с отпайками	1962	–	110	9
33	ВЛ 110 кВ Литейная – Людиново «Западная»	1962	–	110	6,3
34	ВЛ 110 кВ Литейная – Людиново «Восточная»	1962	–	110	6,3
35	ВЛ 110 кВ Палики – Березовская	1965	–	110	43
36	ВЛ 110 кВ Березовская – Хвастовичи I	1969	–	110	28,5
37	ВЛ 110 кВ Березовская – Хвастовичи II	1969	–	110	28,5
38	ВЛ 110 кВ Людиново – Фаянсовая с отпайками на Болву	1959	–	110	21,2
39	ВЛ 110 кВ Литейная – Болва	1987	–	110	38
40	ВЛ 110 кВ Литейная – Бетлица	1990	–	110	45,96
41	ВЛ 110 кВ Литейная – Фаянсовая с отпайкой на Людиново	1987	–	110	33,2
42	ВЛ 110 кВ Фаянсовая – Чипляево II	1988	–	110	42
43	ВЛ 110 кВ Электрон – Мещовск I с отпайкой на ПС Руднево	1983	–	110	32,3
44	ВЛ 110 кВ Электрон – Мещовск II с отпайкой на ПС Руднево	1983	–	110	32,3
45	ВЛ 110 кВ Кудринская – Электрон	1963	–	110	25
46	ВЛ 110 кВ Электрон – Середейск с отпайкой на ПС Сухиничи I цепь	1963	–	110	14,3
47	ВЛ 110 кВ Электрон – Середейск с отпайкой на ПС Сухиничи II цепь	1963	–	110	14,3
48	ВЛ 110 кВ Середейск – Маклаки	1962	–	110	28,6
49	ВЛ 110 кВ Середейск – Думиничи	1965	–	110	14,3
50	ВЛ 110 кВ Думиничи – Палики	1965	–	110	14,3
51	ВЛ 110 кВ Мещовск – Мосальск	1994	–	110	30
52	ВЛ 110 кВ Электрон – Заводская I	1977	–	110	2,1
53	ВЛ 110 кВ Бабынино – Электрон	1963	–	110	45,6
54	ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками N 1	1960	1964/66	110	39,17
55	ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками N 2	1960	1964	110	34,97
56	ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками N 3	1960	1982/85	110	41,09
57	ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками N 4	1960	1982/85	110	41,16
58	ВЛ 110 кВ Спутник – Крутицы с отпайкой на ПС Азарово I цепь	1963	1992	110	12,18
59	ВЛ 110 кВ Спутник – Крутицы с отпайкой на ПС Аненки II цепь	1963	1992	110	12,18

1	2	3	4	5	6
60	ВЛ 110 кВ Спутник – Моторная 1 с отпайкой на ПС Пегас	1978	1992	110	4,54
61	ВЛ 110 кВ Спутник – Моторная 2 с отпайкой на ПС Пегас	1978	1992	110	4,54

62	ВЛ 110 кВ Суходрев – Спутник	1959	1994	110	28,27
63	ВЛ 110 кВ Калуга – Дубрава	1956	–	110	2,76
64	ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник I цепь	1960	1964	110	8,2
65	ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник II цепь	1960	1964	110	8,2
66	ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками I цепь	1967	1972/75	110	12,83
67	ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками II цепь	1967	1972/75	110	12,83
68	ВЛ 110 кВ Калуга – ПРМЗ	1996	–	110	4,8
69	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ – Спутник с отпайкой на ПС СДВ	1967	2011	110	9,8
70	ВЛ 110 кВ Спутник – Железняки с отпайками	1967	1979/86	110	9,17
71	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ – Орбита с отпайками	1979	2011	110	25,7
72	ВЛ 110 кВ Орбита – Железняки с отпайками	1979	1986	110	22,34
73	ВЛ 110 кВ Орбита – Гранат 1	1998	–	110	12,85
74	ВЛ 110 кВ Орбита – Гранат 2	1998	–	110	12,85
75	ВЛ 110 кВ Орбита – Автозавод 1 цепь	2008	–	110	24,91
76	ВЛ 110 кВ Орбита – Автозавод 2 цепь	2008	–	110	24,91
77	ВЛ 110 кВ Орбита –Ахлебинино	1956	2022	110	4,88
78	ВЛ 110 кВ Ахлебинино – Дубрава	1956	2022	110	14,997
79	ВЛ 110 кВ Орбита – Агеево	1956	1996	110	20,5
80	ВЛ 110 кВ Агеево – Перемышль 1	1980	–	110	13,98
81	ВЛ 110 кВ Агеево – Перемышль 2	1980	–	110	13,98
82	ВЛ 110 кВ Воротынск – Кудринская с отпайкой на ПС Угорская	1963	–	110	47,65
83	ВЛ 110 кВ Восток – Бабынино	1963	1981/92	110	23
84	ВЛ 110 кВ Крутицы – Воротынск с отпайками	1963	1982/92	110	15,62
85	ВЛ 110 кВ Ферзиково – Калуга с отпайкой на ПС Малинники	1989	–	110	37,3
86	ВЛ 110 кВ Спутник – Малинники с отпайками	1975	2008	110	3,42
87	ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	1952	1975	110	16,9
88	ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
89	ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
90	ВЛ 110 кВ Шепелево – Кричина с отпайкой на ПС Звягино	1954	–	110	33,4
91	ВЛ 110 кВ Шепелево – Сосенская 1	1997	–	110	3
92	ВЛ 110 кВ Шепелево – Сосенская 2	1997	–	110	3
93	ВЛ 110 кВ Крутицы – Восток с отпайкой на ПС Росва	1963	–	110	18,68
94	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Черкасово с отпайкой на ПС Радищево	1959	1999	110	23,92
95	Отпайка на ПС Радищево (ВЛ 110 кВ Кирпичная – Черкасово с отпайкой на ПС Радищево)	1975	–	110	7,52
96	ВЛ 110 кВ Малоярославец – Кирпичная	1959	1999	110	0,9
1	2	3	4	5	6
97	ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками	1959	–	110	27,01
98	Отпайка на ПС Радищево (ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками)	1975	–	110	3,98
99	Отпайка на ПС Свеча (ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками)	1975	–	110	0,6

100	Отпайка на ПС Буран (ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками)	2011	–	110	4,1
101	ВЛ 110 кВ Малоярославец – Мирная	1959	–	110	19,2
102	ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на ПС Доброе	1959	–	110	3,93
103	ВЛ 110 кВ Мирная – Цветково 1	1966	2007	110	4,77
104	ВЛ 110 кВ Мирная – Цветково 2	1966	2007	110	4,77
105	ВЛ 110 кВ Мирная – Белоусово I цепь с отпайкой на ПС Протва	1973	–	110	7,23
106	ВЛ 110 кВ Мирная – Белоусово II цепь с отпайкой на ПС Протва	1981	–	110	7,23
107	ВЛ 110 кВ Мирная – Белкино I цепь с отпайкой на ПС Радий	1975	–	110	8,34
108	ВЛ 110 кВ Мирная – Белкино II цепь с отпайкой на ПС Радий	1975	–	110	8,34
109	ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ ТЭЦ №1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная	1984	2011	110	10,97
110	КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ ТЭЦ №1 – Созвездие с отпайками	1954,2011	–	110	21,87
111	ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново	1954	2018	110	16,8
112	ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	1954, 2011	1977	110	6,96
113	КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками	1954, 2011	–	110	16,84
114	ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково	1954, 2011	–	110	16
115	ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками	1978	1988, 2013	110	24,08
116	ВЛ 110 кВ Протон – Космос	1941	2001	110	22,5
117	ВЛ 110 кВ Русиново – Вега 1	2005	–	110	9
118	ВЛ 110 кВ Русиново – Вега 2	2005	–	110	9
119	ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово	1980	1993	110	53,3
120	ВЛ 110 кВ Юхнов – Кондрово сев. с отпайками	1961/1980/1982	–	110	49,82
121	ВЛ 110 кВ Юхнов – Кондрово южн. с отпайкой на ПС Острожная	1971	–	110	51,57
122	ВЛ 110 кВ Литейная – Агрегатная 1	1974	–	110	5,68
123	ВЛ 110 кВ Литейная – Агрегатная 2	1974	–	110	5,68
124	ВЛ 110 кВ Литейная – Центролит 1 с отпайкой на ПС Промзона	н/д	–	110	4,5
125	ВЛ 110 кВ Литейная – Центролит 2 с отпайкой на ПС Промзона	н/д	–	110	4,5
126	ВЛ 110 кВ Кондрово – Рулон 1	2002	–	110	2,7
127	ВЛ 110 кВ Кондрово – Рулон 2	1998	–	110	2,7
128	ВЛ 110 кВ Калуга – КМЗ 1	1964	–	110	0,4
129	ВЛ 110 кВ Калуга – КМЗ 2	1964	–	110	0,4
130	ВЛ 110 кВ Калуга – КТЗ	1963	–	110	2,6
131	ВЛ 110 кВ Орбита – Турынино 1	1976	–	110	8,9
132	ВЛ 110 кВ Орбита – Турынино 2	1976	–	110	8,9
133	ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	1980	–	110	47
134	ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	1980	1988	110	28,3
1	2	3	4	5	6
135	ВЛ 110 кВ Созвездие – Колосово с отпайкой на ПС Промзона № 2 1 цепь	2014	–	110	10,44
136	ВЛ 110 кВ Созвездие – Колосово с отпайкой на ПС Промзона № 2 2 цепь	2014	–	110	10,44
137	ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	1956	2017	110	28,94
138	ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелево с отпайками	1974	2017	110	43,13

139	ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелево с отпайками	1974	2017	110	51,66

Таблица 14. Перечень ПС 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
1	2	3	4	5	6	7	8
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское ПМЭС							
1	ПС 500 кВ Калужская	500/220	500/220	АТ-1	3×АОДЦТН-167000/500/220-75У1	501	1997
				АТ-2	3×АОДЦТН-167000/500/220-75У1	501	1985
				АТ-3	3×АОДЦТН-167000/500/220-У1	501	2005
				Т1	ТМН-2500/110-80У1	2,5	1985
2	ПС 220 кВ Мирная	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН 195000/220/110-У1	195	2012
				АТ-2	АТДЦТН 195000/220/110-У1	195	2012
				Т1	ТДН-16000/110У1	16	2012
				Т2	ТДН-16000/110У2	16	2012
3	ПС 220 кВ Спутник	220/110	220/110	АТ-1	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
				АТ-2	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
				АТ-3	АТДЦТН-125000/220/110/0,4-У1	125	1996
				АТ-4	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
4	ПС 220 кВ Орбита	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	1975
				АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-82у1	125	1985
5	ПС 220 кВ Литейная	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110-68	200	1976
				АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110-У1	200	2019
6	ПС 220 кВ Электрон	220/110	220/110	АТ-2	АТДЦТН-125/220/110	125	1976
				АТ-1	АТДЦТН-125/220/110	125	2015
7	ПС 110 кВ Свеча	110/10	110	Т1	ТМН-2500/110-8ОУ1	2,5	1989
НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ							
1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПС 220 кВ Протон	220/110	220	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	1988
		220/110/10	220	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110	125	1988
Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»							
9	ПС 220 кВ Созвездие	220/110/10	220	АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110-У1	250	2011
		220/110/10	220	АТ-2	АТДЦТН-250000/220/110-У1	250	2018
10	ПС 110 кВ	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1989

	Бетлица		35	Т2	ТМН-4000/35	4	1989
11	ПС 110 кВ Болва	110/35/10	35	Т1	ТМ-6300/35	6,3	1974
			110	Т2	ТДТН-25000/110	25	1974
12	ПС 110 кВ Думиничи	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1983
				Т2	ТДТГ-10000/110	10	1983
13	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1980
14	ПС 110 кВ Людиново	110/35/6	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1974
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1973
				Т3	ТДТНГ-15000/110	15	1965
15	ПС 110 кВ Маклаки	110/35/10	110	Т1	ТМТ-6300/110	6,3	1970
16	ПС 110 кВ Мещовск	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1982
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1982
17	ПС 110 кВ Мосальск	110/35/10	110	Т2	ТДТН-16000/110	16	1994
			35	Т1	ТМН-4000/35	4	1978
			35	Т2	ТМН-6300/35	6,3	1990
18	ПС 110 кВ Руднево	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1990
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1991
19	ПС 110 кВ Середейск	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1975
				Т2	ТДТН-25000/110	25	1979
20	ПС 110 кВ Фаянсовая	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1971
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1970
21	ПС 110 кВ Хвастовичи	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1970
				Т2	ТДТН-10000/110	10	1988
22	ПС 110 кВ Чипляево	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1983
				Т2	ТМТН-6300/110	6,3	1973
23	ПС 110 кВ Буран	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110 УХЛ1	25	2011
24	ПС 110 кВ Вега	110/10	110	Т1	ТДТН-40000/110	40	2020
				Т2	ТДТН-40000/110	40	2021
25	ПС 110 кВ Денисово	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110У1	25	2007
				Т2	ТДТН-16000/110У1	16	2007
26	ПС 110 кВ Кирпичная	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110У1	16	1999
				Т2	ТДН-16000/110У1	16	1999
27	ПС 110 кВ Цветково	110/6	110	Т1	ТДНГ-20000/110/6	20	1999
				Т2	ТДНГ-20000/110/6	20	1966
				Т3	ТРДН-40000/110/6	40	1983
28	ПС 110 кВ Белоусово	110/10	110	Т1	ТДТН-10000/110/10	10	1987
				Т2	ТДТН-10000/110-У1	10	2011
29	ПС 110 кВ Черкасово	110/35/6	110	Т1	ТДТН-10000/110/6-70	10	1974
				Т2	ТДТН-10000/110/6-70	10	1993
30	ПС 110 кВ Белкино	110/10/10	110	Т1	ТРДН-25000/110/10-66	25	1975
				Т2	ТРДН-40000/110-У1	40	2010
31	ПС 110 кВ Радищево	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110/10	16	1978
				Т2	ТДН-16000/110/10	16	1976
32	ПС 110 кВ Строительная	110/10	110	Т1	ТДН-10000/110/10-70У1	10	1983
				Т2	ТДНГ-10000/110/10	10	1977
33	ПС 110 кВ Ворсино	110/35/10	110	Т1	ТДН-10000/110	10	1978
				Т2	ТДТН 25000/110	25	1987
34	ПС 110 кВ Русиново	110/35/10	110	Т1	ТДТН-40000/110-У1	40	2009
				Т2	ТДТН-40000/110/35/10	40	2009
35	ПС 110 кВ Протва	110/35/10	110	Т1	ТДТН-40000/110/35/10	40	2018
				Т2	ТДТН-40000/110/35/10	40	2021

36	ПС 110 кВ Космос	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991
				Т2	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991
37	ПС 110 кВ Маланьино	110/10	110	Т2	KTPU/T 123 NC 25000	25	2012
38	ПС 110 кВ Окружная	110/10/6	110	Т1	ТДТН-40000/110/10/6,6	40	2011
				Т2	ТДТН-40000/110	40	2011
39	ПС 110 кВ Юхнов	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1973
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1973
40	ПС 110 кВ Медынь	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1995
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1995
41	ПС 110 кВ Калуга	110/6	110	Т1	ТДТН-40000/110	40	1974
				Т2	ТДТН-31500/110	31,5	1960
42	ПС 110 кВ Шепелево	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1975
				Т2	ТМТГ-7500/110	7,5	1960
43	ПС 110 кВ Азарово	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1977
				Т2	ТДТН-16000-110	16	1971
			35	Т 4	ТД-10000/35	10	1978
44	ПС 110 кВ Железняки	110/6	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1990
				Т2	ТДН-16000/110	16	1986
45	ПС 110 кВ Ферзиково	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1979
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1987
46	ПС 110 кВ Агеево	110/35/10	110	Т1	ТДТНГ-20000/110	20	1960
				Т2	ТДТН-10000/110	10	1996
47	ПС 110 кВ Козельск	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1969
				Т2	ТДТНГ-16000/110	16	1981
48	ПС 110 кВ Кондрово	110/35/10	110	Т1	ТДТНГ-20000/110	20	1963
				Т2	ТДТНГ-20000/110	20	1965
				Т 3	ТДТН-25000/110	25	1971
49	ПС 110 кВ Кричина	110/35/6	110	Т1	ТДТНГ-10000/110	10	2016
				Т2	ТМН-1000/35	2,5	2016
50	ПС 110 кВ Звягино	110/35/6	110	Т1	ТДТНГ-10000/110	10	1964
				Т2	ТМН-1600/35	1,6	1964
51	ПС 110 кВ Приокская	110/10/6	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1984
				Т2	ТДТН-25000/110	25	1984
52	ПС 110 кВ Маяк	110/6	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	2009
				Т2	ТРДН-25000/110	25	2009
53	ПС 110 кВ Восход	110/6	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1990
				Т2	ТДТН-25000/110	25	1979
54	ПС 110 кВ Пятовская	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1972
				Т2	ТДТН-25000 /110	25	1972
55	ПС 110 кВ Дубрава	110/6	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1981
				Т2	ТРДН-25000/110	25	1983
56	ПС 110 кВ Малинники	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1979
				Т2	ТДН-16000/110	16	1979
57	ПС 110 кВ Сосенская	110/10	110	Т1	ТДН-10000/110	10	1976
				Т2	ТДН-10000 /110	10	1976
58	ПС 110 кВ Квань	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	2020
				Т2	ТДТН-16000/110	16	2020
59	ПС 110 кВ Перемышль	110/35/10	110	Т1	ТМТН-6300/110	6,3	2002
				Т2	ТДТН-10000/110	10	1979
60	ПС 110 кВ Аненки	110/6	110	Т1	ТДН-15000/110	15	1980
				Т2	ТДН-15000/110	15	1996
61	ПС 110/35/10 к В Ахлебинино	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	2014
			110	Т2	ТДТН-25000/110	25	2022
62	ПС 110 кВ Восток	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	2011
				Т2	ТДН-16000/110	16	2011
63	ПС 110 кВ	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	2009

	Росва			Т2	ТДТН-25000/110	25	2009
64	ПС 110 кВ Копытцево	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1987
				Т2	ТДН-16000/110	16	1982
65	ПС 110 кВ Острожная	110/35/10	110	Т2	ТДТН-10000/110	10	1984
66	ПС 110 кВ Гранат	110/10	110	Т1	ТРДН-40000/110	40	1986
				Т2	ТРДН-40000/110	40	1986
67	ПС 110 кВ Галкино	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	2008
				Т2	ТДТН-25000/110	25	2008
68	ПС 110 кВ Крутицы	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1993
				Т2	ТДН-16000/110	16	1993
69	ПС 110 кВ Пегас	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1993
				Т2	ТДН-16000/110	16	1993
70	ПС 110 кВ ПРМЗ	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1994
				Т2	ТДН-16000/110	16	1994
71	ПС 110 кВ СДВ	110/6	110	Т1	ТДН-16000/110	16	2000
				Т2	ТДН-16000/110	16	2000
72	ПС 110 кВ Товарково	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	2011
				Т2	ТДТН-16000/110	16	2011
73	ПС 110 кВ Верховая	110/10	110	Т1	OTN-25000/115/10,5	25	2016
74	ПС 110 кВ Колосово	110/35/10	110	Т1	ТДЦТН-63000/110-У1	63	2015
		110/35/10	110	Т2	ТДЦТН-63000/110-У1	63	2015
75	ПС 110 кВ Университет	110/35/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	2020
		110/35/10	110	Т2	ТДТН-25000/110	25	
76	ПС 110 кВ Михали	110/10	110	Т1	ТМН-6300/110	6,3	2020
		110/10	110	Т2	ТМН-6300/110	6,3	
ООО «Холсим (Рус) СМ»;							
77	ПС 220 кВ Лафарж	220/10/6	220	Т1	YTR63000252K	63	2013
				Т2	YTR63000252K	63	2013
ООО «НЛМК-Калуга»							
78	ПС 220 кВ Метзавод	220/(35)10	220	Т1	ТРДЦН-100000/220	100	2011
				Т2	ТРДЦН-100000/220	100	2011
				Т3	ТРДЦНМ-180000/220	180	2013
ПС 110 кВ ОАО «РЖД»							
79	ПС 110 кВ Малоярославец	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1989
				Т2	ТДТН-20000/110	20	1989
80	ПС 110 кВ Балабаново	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110	25	1979
				Т2	ТДТН-25000/110	20	1990
81	ПС 110 кВ Доброе	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1989
82	ПС 110 кВ Березовская	110/35/27	110	Т1	ТДТН-20000/110	20	1989
				Т2	ТДТН-20000/110	20	1989
83	ПС 110 кВ Палики	110/35/27	110	Т1	ТДТН-20000/110	20	1989
				Т2	ТДТН-20000/110	20	1989
84	ПС 110 кВ Сухиничи	110/10	110	Т1	ТДНГ-10000/110	10	1989
		110/10		Т2	ТДНГ-10000/110	15	1989
		110/27		Т3	ТДТН-20000/110	20	1989
		110/27		Т4	ТДТН-20000/110	20	1989
85	ПС 110 кВ Кудринская	110/35/10	110	Т1	ТДНГ-10000/110	10	1963
				Т2	ТДНГ-10000/110	10	1963
				Т3	ТАМН-2500/110	2.5	1967
86	ПС 110 кВ Бабынино	110/35/10	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1989
				Т2	ТРДН-25000/110	25	1990
87	ПС 110 кВ Воротынск	110/10	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1994
				Т2	ТРДН-25000/110	25	1944
88	ПС 110 кВ	110/10	110	Т1	ТДНГ-16000/110	16	2021

	Суходрев			Т2	ТДНГ-10000/110	10	1963
89	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь	110/10	110	Т1	ТДТН-16000/110У1	16	2000
				Т2	ТДТН-16000/110У1	16	2000
ООО «ФОЛЬКСВАГЕН Групп Рус»							
90	ПС 110 кВ Автозавод	110/20	110	Т1	ТС 1848 С	63	2008
				Т2	ТС 1848 С	63	2008
ПАО «Калужский турбинный завод»							
91	ПС 110 кВ КТЗ	110/6	110	Т1	ТДНГ-31500/110	31,5	1989
92	ПС 110 кВ Турынино	110/6	110	Т1	ТРДН-25000/110-6,6	25	1989
				Т2	ТРДН-25000/110-6,6	25	1989
ПАО «КАДВИ»							
93	ПС 110 кВ Моторная	110/10	110	Т1	ТРДН-25000/110-6,6	25	1989
				Т2	ТРДН-40000/110	40	1989
АО «Калугапутьмаш»							
94	ПС 110 кВ КМЗ	110/10	110	Т1	ТДН-15000/110	15	1989
				Т2	ТДН-16000/110	16	1989
ООО «Кондровская бумажная компания»							
95	ПС 110 кВ Рулон	110/10	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1989
				Т2	ТДН-16000/110	16	1989
АО «Людиновский тепловозостроительный завод»							
96	ПС 110 кВ Центролит	110/10	110	Т1	ТРДЦН-63000/110-67	63	1989
				Т2	ТРДЦН-63000/110-67	63	1989
ПАО «Агрегатный завод»							
97	ПС 110 кВ Агрегатная	110/6	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1994
				Т2	ТРДН-25000/110	25	1994
АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»							
98	ПС 110 кВ Радий	110/6	110	Т1	ТРДН-40000/110 У1	40	1992
				Т2	ТРДН-40000/110 У1	16	1987
99	ПС 110 кВ Обнинск	110/6	110	Т1	ТДН-16000/110 У1	16	2018
				Т2	ТДН-16000/110 У1	16	2018
ООО «ПСМА Рус»							
100	ПС 110 кВ Угорская	110/20	110	Т1	KTRUrr 123 NC 24000	24	2011
				Т2	KTRUrr 123 NC 24000	24	2011
АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»							
101	ПС 110 кВ Промзона	110/10	110	Т1	ТРДН-40000/110-У1	40	2017
				Т2	ТРДН-40000/110-У1	40	2017
102	ПС 220 кВ Войлово	220/10	220	Т1	ТДЦТН-160000/220-УХЛ1	160	2018
103	ПС 110 кВ Промзона № 2	110/10	110	Т1	ТДЦТН-63000/110-У1	63	2020
				Т2	ТДЦТН-63000/110-У1	63	2020

2.10. Основные внешние электрические связи энергосистемы Калужской области

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами ОЭС Центра:

1. С энергосистемой Москвы и Московской области:

– ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская;
– ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская;
– ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово;
– ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково;
– ВЛ 10 кВ Цезарево – Передел.

2. С энергосистемой Смоленской области:
– ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская;
– ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ – Электрон.
3. С энергосистемой Тульской области:
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита;
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник;
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон;
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная;
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы;
– ВЛ 220 кВ Станы – Шипово;
– ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;
– ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками;
– ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками;
– ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками;
– ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками;
– ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя;
– ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
– ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
– ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками;
– ВЛ 35 кВ Белев – Ульяново с отпайкой.
4. С энергосистемой Брянской области:
– ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово;
– ВЛ 110 кВ Дятьковская – Литейная с отпайками;
– ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками;
– КВЛ 110 кВ Цементная – Березовская;
– ВЛ 35 кВ Вербежечи – Бытошь.
5. С энергосистемой Рязанской области:
– ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская.

Блок-схема электрических связей энергосистемы Калужской области представлена на рисунке 9.

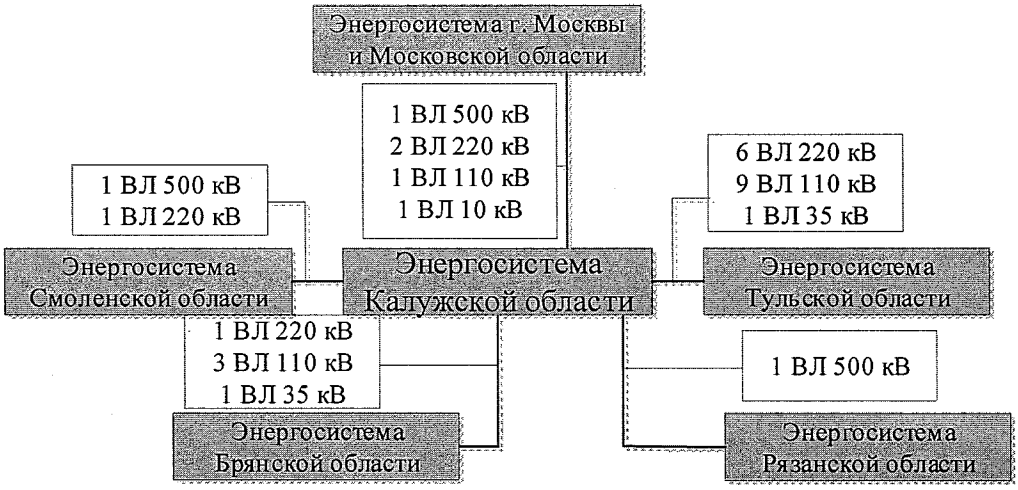


Рисунок 9. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Калужской области

2.11. Характеристика энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Калужской области

Калужский энергорайон

Калужский энергорайон находится в центре Калужской области, к которому отнесены следующие муниципальные районы Калужской области:

– городской округ «Город Калуга»;
– Износковский район;
– Дзержинский район;
– Юхновский район;
– Бабынинский район;
– Перемышльский район;
– Ферзиковский район;
– Медынский район.

Питающими центрами Калужского энергорайона являются ПС 220 кВ Спутник, ПС 220 кВ Орбита и Калужская ТЭЦ, ТЭЦ КТЗ, Новокондровская ТЭЦ.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

– ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I и II цепи (связь с Обнинским энергорайоном);
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник (связь с энергосистемой Тульской области);
– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита (связь с энергосистемой Тульской области);
– ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками (связь с Обнинским энергорайоном);
– ВЛ 110 кВ Воротынск – Кудринская с отпайкой на ПС Угорская (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
– ВЛ 110 кВ Бабынино – Электрон (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
– ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на Безово (связь с энергосистемой Тульской области);
– ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Шипово).

Обнинский энергорайон

Обнинский энергорайон находится на севере Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

– городской округ «Город Обнинск»;
– Малоярославецкий район;
– Жуковский район;
– Боровский район.

Питающими центрами для Обнинского энергорайона являются ПС 220 кВ Мирная, ПС 220 кВ Метзавод, ПС 220 кВ Созвездие и Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 500, 220 и 110 кВ:

– ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская (связь с энергосистемой Смоленской области);

– ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская (связь с энергосистемами г. Москвы и Московской области и Рязанской области);

– ВЛ 220 кВ Протон – Калужская № 1 и № 2 (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Протон);

– ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I и II цепи (связь с Калужским энергорайоном);

– ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области);

– ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области);

– ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово с отпайкой на ПС Медынь (связь с Калужским энергорайоном);

– ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово с отпайками (связь с Калужским энергорайоном);

– ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области).

Энергорайон ПС 220 кВ Литейная

Энергорайон ПС 220 кВ Литейная находится на юго-западе Калужской области, к которому отнесены следующие муниципальные районы Калужской области:

– город Людиново и Людиновский район;

– город Киров и Кировский район;

– Куйбышевский район;

– Спас-Деменский район;

– Барятинский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Литейная, она является частью транзита мощности из энергосистемы Брянской области в энергосистему Тульской области.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

– ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово (связь с Брянской энергосистемой);

– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная (связь с энергосистемой Тульской области);

– ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками (связь с энергосистемой Брянской области);

– ВЛ 110 кВ Дятьковская – Литейная с отпайками (связь с энергосистемой Брянской области).

Энергорайон ПС 220 кВ Протон

Энергорайон ПС 220 кВ Протон находится на северо-востоке Калужской области, в его состав входит Тарусский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Протон (территория Московской области).

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

– ВЛ 220 кВ Протон – Калужская № 1(2) (связь с Обнинским энергорайоном);

– ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области).

Энергорайон ПС 220 кВ Электрон

Энергорайон ПС 220 кВ Электрон находится в центре Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

– Сухиничский район;

– Мещовский район;

– Мосальский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Электрон.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

– ВЛ 110 кВ Воротынск – Кудринская с отпайкой на ПС Угорская (связь с Калужским энергорайоном);

– ВЛ 110 кВ Восток – Бабынино (связь с Калужским энергорайоном);

– ВЛ 110 кВ Середейск – Думиничи (связь с энергорайоном Думиничи-Хвастовичи);

– ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 110 кВ Шепелево);

– ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 110 кВ Шепелево);

– ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон (связь с энергосистемой Тульской области);

– ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ – Электрон (связь с энергосистемой Смоленской области).

Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево

Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево находится на юго-востоке Калужской области, в его состав входят Козельский и Ульяновский районы.

Единственным питающим центром данного энергорайона является узловая ПС 110 кВ Шепелево.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 110 кВ:

– ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);

– ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);

– ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелево с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области);

– ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелево с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области).

Энергорайон Думиничи-Хвастовичи

Энергорайон Думиничи-Хвастовичи находится на юге Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

– Думиничский район;

– Жиздринский район;

– Хвастовичский район.

Питающими центрами данного энергорайона является ПС 110 кВ Думиничи и ПС 110 кВ Березовская.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ЛЭП 110 кВ:

– ВЛ 110 кВ Середейск – Думиничи (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);

– КВЛ 110 кВ Цементная – Березовская (связь с энергосистемой Брянской области).

Разделение на энергорайоны носит условный характер.

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

При разработке учтены выполненные работы (2022) по реконструкции и строительству объектов:

- реконструкция Филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» ПС 110/10 кВ Радищево с заменой трансформатора Т1 с увеличением трансформаторной мощности с 1×16 до 1×25 МВА.

Для ликвидации мест с повышенной вероятностью выхода режима за область допустимых значений в энергосистеме филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» произведена:

- установка устройства АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие;

- установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново на ПС 220 кВ Созвездие;

- установка устройства АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие.

Для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МКТЛ» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ООО «Мещовским комбинатом точного литья» выполнено строительство ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон (2х26 км, 2х63 МВА)

Вместе с тем основными проблемами текущего состояния энергосистемы на территории Калужской области являются:

– районы с возможностью выхода параметров режима за область допустимых значений;

– ограничения на технологическое подключение вновь вводимых энергопринимающих установок;

– дефицитные по мощности ПС 110 кВ, загрузка которых при аварийном отключении в нормальной схеме превышает ДДТН и АДТН.

3.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на зимний/летний максимум нагрузок за отчетный год

С целью выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области, характерных для отчетного 2021 года, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчёты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов за отчетный период температура воздуха для зимнего и летнего периодов принята равной температурам в дни проведения контрольных замеров мощности 2021 года.

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов на перспективный период 2023–2027 годов температура воздуха для зимнего и летнего периодов принята согласно ГОСТ Р 58670–2019.

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области приняты в соответствии с зимним и летним контрольными замерами (КЗ) 2021 года.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Министерством энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетикии и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (в ред. приказа Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195) (далее – приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630).

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего максимума нагрузок на период 2020 года и летнего максимума на период 2021 года параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Калужской области на этапе 2021 года находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

По результатам анализа текущего состояния электроэнергетической системы Калужской области на зимний и летний максимумы нагрузок потребителей 2021 года при единичных отключениях в ремонтной схеме электрической сети не выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки (далее – ДДТН).

Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная

Результаты расчетов ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок 2021 года при ТНВ +19,7 °С выявили приближение к предельной загрузке ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново (99,6 % от $I_{ддтн}$) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта 2 скш 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие.

Для недопущения превышения допустимой токовой нагрузки возможно применение схемно-режимных мероприятий (СРМ) при подготовке ремонтной схемы: перевод питания Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная.

ПС 220 кВ Метзавод

На данный момент действуют ограничения на технологическое подключение вновь вводимых энергопринимающих установок ООО «НЛМК-Калуга» на ПС 220 кВ Метзавод. Строительство ПС 500 кВ Обнинская с двумя ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие позволит снять данные ограничения.

3.2. Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ

С целью выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше по состоянию на 01.03.2022 года в энергосистеме Калужской области произведен анализ загрузки ЦП на основании данных контрольных замеров за предыдущие пять лет.

Расчет загрузки был выполнен с учетом возможного перераспределения нагрузки ЦП по сетям 6(10)–35 кВ.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше проводился при температурах окружающего воздуха согласно данным таблицы 15. При этом значения ДДТН трансформаторов определялись для температур летних и зимних контрольных замеров, который соответствует году максимальной загрузки рассматриваемого ЦП.

Таблица № 15. Значения температур контрольных замеров в летний и зимний период в энергосистеме Калужской области в 2017–2021 годах, °С

Период КЗ	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Летний	14,6	19,3	20,7	22,1	19,7
Зимний	-0,5	-10,2	3,2	-2,6	-2,7

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился по следующим критериям:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения аварийно допустимой токовой загрузки трансформатора при отключении наиболее

мощного трансформатора ЦП на время выполнения СРМ и превышения длительно допустимой токовой загрузки в послеаварийной схеме с учетом СРМ.

Анализ загрузки ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Калужской области за период 2017 - 2021 гг. с учетом договоров на осуществление ТУ на ТП на перспективу 2022 - 2027 гг. представлен в таблице 16.

Таблица № 16. Анализ загрузки ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Калужской области

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 500 кВ Калужская	1997	500	АТ-1	500/230/10	501	1503	975,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	975,30	975,30	975,30	975,30	975,30	975,30
	1985	500	АТ-2	500/230/10	501															
	2005	500	АТ-3	500/120/10	501															
ПС 220 кВ Литейная	1976	220	АТ-1	230/110/10	200	400	96,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00
	2019	220	АТ-2	230/110/10	200															
ПС 220 кВ Мирная	2012	220	АТ-1	230/110/10	195	422	198,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	198,61	198,61	198,61	198,61	198,61	198,61
	2012	220	АТ-2	230/110/10	195															
	2012	220	Т1	115/6,6	16		6,60								6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	2012	220	Т2	115/6,6	16															
ПС 220 кВ Метзавод	2011	220	Т1	230/38,5/11	100	560	168,74	0,00	0,00	0,00	169,60	0,00	0,00	169,60	319,49	319,49	319,49	319,49	319,49	319,49
	2011	220	Т2	230/38,5/11	100															
	2013	220	Т3	230/38,5/11	180															
	2020	220	Т4	230/38,5/11	180															
ПС 220 кВ Орбита	1975	220	АТ-1	230/121/10,5	125	250	133,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	133,99	133,99	133,99	133,99	133,99	133,99
	1985	220	АТ-2	230/110/10,5	125															
ПС 220 кВ Спутник	2012	220	АТ-1	230/121/10,5	125	500	287,35	0,00	14,60	0,00	0,00	0,00	0,00	14,60	287,35	287,35	302,33	302,33	302,33	302,33
	2012	220	АТ-2	230/110/10,5	125															
	1996	220	АТ-3	230/121/10,5	125															
	2012	220	АТ-4	230/110/10,5	125															
ПС 220 кВ Электрон	1976	220	АТ-1	230/121/10,5	125	250	107,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54
	2012	230	АТ-2	230/121/10,5	125															
ПС 220 кВ Лафарж	2013	230	Т1	230/6,6	63	126	32,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52
	2013	230	Т2	230/6,6	63															
ПС 220 кВ Протон	1988	230	АТ-1	230/121/10,5	125	250	106,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,05	106,05	106,05	106,05	106,05	106,05
	1988	230	АТ-2	230/121/10,5	125															
ПС 220 кВ Протон (НН)	1988	230	АТ-1 (НН)	230/121/10,5	125	250	3,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	1988	230	АТ-2 (НН)	230/121/10,5	125															
ПС 220 кВ Войлово	2018	220	Т1	230/6,6	160	160	93,76	0,00	0,00	0,00	20,00	0,00	0,00	20,00	93,76	93,76	119,76	119,76	119,76	119,76
ПС 220 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1	230/121/10,5	250	500	184,46	0,10	0,00	0,00	70,00	0,00	0,00	70,00	236,42	236,42	236,42	236,42	236,42	236,42
	2018	220	АТ-2	230/121/10,5	250															
ПС 220 кВ	2011	220	АТ-1 (НН)	230/121/10,5	250	500	15,92	0,10	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Созвездие (НН)	2018	220	АТ-2 (НН)	230/121/10,5	250					0		0								
ПС 110/10 кВ Белкино	1975	110	Т1	115/6,3/6,3	25	65	25,61	0,00	0,00	0,00	4,50	0,00	0,27	4,77	25,67	27,67	27,67	27,67	27,67	27,67
	2010	110	Т2	115/6,3/6,3	40															
ПС 110/10 кВ Белоусово	1987	110	Т1	115/38,5/11	10	20	14,07	0,81	0,00	0,00	0,23	0,00	3,17	3,40	14,94	14,95	14,95	14,95	14,95	14,95
	2011	110	Т2	115/38,5/11	10															
ПС 110/10 кВ Буран	2011	110	Т1	115/38,5/11	25	25	3,80	3,25	0,00	0,00	0,17	0,00	1,17	1,34	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
ПС 110/10 кВ Вега	2020	110	Т1	115/38,5/11	40	80	25,34	3,38	0,00	0,00	0,71	0,00	15,09	15,80	29,35	29,41	29,41	29,41	29,41	29,41
	2021	110	Т2	115/11	40															
ПС 110/10 кВ Верховая	2016	110	Т2	115/6,3/6,3	25	25	8,13	0,00	0,00	0,00	4,00	0,00	0,33	4,33	8,62	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39
ПС 110/10 кВ Восток	2011	110	Т1	115/11	16	32	12,71	3,90	0,00	0,00	16,00	0,00	0,14	16,14	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93
	2011	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Гранат	1986	110	Т1	115/6,3/6,3	40	80	22,92	1,00	0,00	0,00	28,85	0,00	3,52	32,36	39,88	42,48	42,48	42,48	42,48	42,48
	1986	110	Т2	115/6,3/6,3	40															
ПС 110/10 кВ Денисово	2007	110	Т1	115/11/6,6	25	41	22,83	3,40	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00	5,00	26,71	26,71	26,71	26,71	26,71	26,71
	2007	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Заводская	1980	110	Т1	115/11	25	25	3,60	3,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65
ПС 110/10 кВ Кирпичная	1999	110	Т1	115/11	16	32	11,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,29	11,29	11,29	11,29	11,29	11,29
	1999	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Копытцево	1987	110	Т1	115/11	16	32	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
	1982	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Крутицы	1992	110	Т1	115/11	16	32	2,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,39	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
	1992	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Маланьино	2012	110	Т2	115/11	25	25	3,82	1,26	0,00	0,00	5,50	0,00	0,45	5,95	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
ПС 110/10 кВ Малинники	1978	110	Т1	115/11	16	32	8,68	3,30	0,00	0,00	8,15	0,00	1,16	9,31	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20
	1978	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Пегас	1993	110	Т1	115/11	16	32	5,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	1,05	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80
	1993	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ ПРМЗ	1994	110	Т1	115/11	16	32	10,87	4,80	0,00	0,00	8,15	0,00	0,31	8,46	17,18	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
	1994	110	Т2	115/11	16															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 110/10 кВ Радищево	1978	110	Т1	115/11	16	32	22,05	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	1,27	1,74	22,45	22,45	22,45	22,45	22,45	22,45
	1976	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Сосенская	1976	110	Т1	115/11	10	20	6,81	1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82
	1976	110	Т2	115/11	10															
ПС 110/10 кВ Строительная	1977	110	Т1	115/11	10	20	11,51	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	2,79	3,07	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25
	1977	110	Т2	115/11	10															
ПС 110/10/6 кВ Восход	1990	110	Т1	115/11	25	50	20,39	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00	1,05	3,48	20,74	21,63	21,63	21,63	21,63	21,63
	1979	110	Т2	115/11	25															
ПС 110/10/6 кВ Окружная	2011	110	Т1	115/11/6,6	40	80	24,35	0,00	0,00	0,00	11,07	0,00	0,15	11,22	30,03	31,51	31,51	31,51	31,51	31,51
	2011	110	Т2	115/11/6,6	40															
ПС 110/10/6 кВ Приокская	1984	110	Т1	115/11	25	50	18,87	0,00	0,00	0,00	6,54	0,00	0,54	7,08	22,39	22,39	22,39	22,39	22,39	22,39
	1984	110	Т2	115/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Агеево	1960	110	Т1	115/38,5/11	20	30	7,43	3,00	0,00	0,00	0,09	0,00	9,88	9,97	9,68	9,68	9,68	9,68	9,68	9,68
	1996	110	Т2	115/38,5/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Азарово	1977	110	Т1	115/38,5/11	25	41	17,15	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14	1,14	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45
	1971	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино	2014	110	Т1	115/38,5/11	25	50	2,17	1,00	0,00	0,00	35,00	0,00	0,96	35,96	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
	2022	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Бетлица	1989	110	Т1	115/38,5/11	16	20	2,50	1,82	0,00	0,00	0,38	0,00	0,14	0,51	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
	1989	110	Т2	35/11	4		1,63								1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
ПС 110/35/10 кВ Болва	1974	110	Т1	35/11	6	31	13,04	7,50	0,00	0,00	0,38	0,00	0,75	1,12	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
	1974	110	Т2	115/38,5/11	25		13,58								13,77	13,77	13,77	13,77	13,77	13,77
ПС 110/35/10 кВ Ворсино	1978	110	Т1	115/11	10	35	15,17	3,00	0,00	0,00	0,68	0,00	2,77	3,45	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10
	1987	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Галкино	2008	110	Т1	115/38,5/11	25	50	11,37	2,85	0,00	0,00	0,53	0,00	4,64	5,17	12,55	12,55	12,55	12,55	12,55	12,55
	2008	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Думиничи	1983	110	Т1	115/38,5/11	16	26	5,96	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
	1983	110	Т2	115/38,5/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Квань	2020	110	Т1	115/38,5/11	16	32	14,93	1,26	0,00	0,00	0,03	0,00	4,16	4,19	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95
	2020	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Козельск	1969	110	Т1	115/38,5/11	10	26	15,04	1,40	0,00	0,00	0,31	0,00	0,61	0,91	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32
	1981	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10	2014	110	Т1	115/38,5/11	63	126	11,80	0,00	0,00	0,0	5,20	0,0	0,00	5,20	11,80	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Колосово	2014	110	Т2	115/38,5/11	63					0		0								
ПС 110/35/10 кВ Кондрово	1963	110	Т1	115/38,5/11	20	65	32,43	4,00	0,00	0,00	0,94	0,00	2,10	3,04	33,60	33,63	33,63	33,63	33,63	33,63
	1965	110	Т2	115/38,5/11	20															
	1971	110	Т3	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Космос	1991	110	Т1	115/38,5/11	16	32	16,38	4,00	0,00	0,00	1,00	0,00	3,36	4,36	17,70	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71
	1991	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Маклаки	1970	110	Т1	115/38,5/11	6,3	6,3	1,91	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
ПС 110/35/10 кВ Медынь	1995	110	Т1	115/38,5/11	16	32	13,74	2,85	0,00	0,00	0,15	0,00	2,23	2,38	14,33	14,34	14,34	14,34	14,34	14,34
	1995	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Мещовск	1982	110	Т1	115/38,5/11	10	26	4,11	1,43	0,00	0,00	0,02	0,00	0,61	0,63	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
	1982	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Мосальск	1994	110	Т2	115/38,5/11	16	16	6,17	3,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
ПС 110/35/10 кВ Острожная	1984	110	Т2	115/38,5/11	10	10	2,15	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,87	1,67	2,98	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
ПС 110/35/10 кВ Перемышль	2002	110	Т1	115/38,5/11	6,3	16,3	6,55	0,96	0,00	0,00	0,21	0,00	0,67	0,88	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
	1979	110	Т2	115/38,5/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Протва	2018	110	Т1	115/38,5/11	40	80	37,90	8,60	0,00	0,00	8,26	0,00	11,22	19,48	43,74	47,73	47,73	47,73	47,73	47,73
	2021	110	Т2	115/38,5/11	40															
ПС 110/35/10 кВ Пятовская	1972	110	Т1	115/38,5/11	25	50	13,53	0,78	0,00	0,00	0,04	0,00	1,49	1,52	13,87	13,88	13,88	13,88	13,88	13,88
	1972	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Росва	2009	110	Т1	115/38,5/11	25	50	20,40	7,50	0,00	0,00	9,39	0,00	5,41	14,81	28,76	28,76	28,76	28,76	28,76	28,76
	2009	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Руднево	1990	110	Т1	115/38,5/11	16	32	5,16	1,60	0,00	0,00	0,02	0,00	0,26	0,28	5,23	5,23	5,23	5,23	5,23	5,23
	1991	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Русиново	2009	110	Т1	115/38,5/11	40	80	30,61	1,39	0,00	0,00	4,20	0,00	0,54	4,74	34,81	34,81	34,81	34,81	34,81	34,81
	2009	110	Т2	115/38,5/11	40															
ПС 110/35/10 кВ Середейск	1975	110	Т1	115/38,5/11	16	41	3,81	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85
	1979	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Товарково	2011	110	Т1	115/38,5/11	16	32	9,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	1,21	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
	2011	110	Т2	115/38,5/11	16															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 110/35/10 кВ Фаянсовая	1971	110	Т1	115/38,5/11	16	32	14,15	4,80	0,00	0,00	0,02	0,00	0,34	0,36	14,23	14,23	14,23	14,23	14,23	14,23
	1970	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Ферзиково	1979	110	Т1	115/38,5/11	16	32	12,22	4,50	0,00	0,00	0,00	0,00	4,10	4,10	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16
	1987	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/10 кВ Хвастовичи	1970	110	Т1	115/38,5/11	10	20	3,81	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	2,04	2,04	4,76	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
	1970	110	Т2	115/38,5/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Чипляево	1973	110	Т1	115/38,5/11	16	22,3	4,80	1,89	0,00	0,00	0,01	0,00	0,25	0,26	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
	1973	110	Т2	115/38,5/11	6,3															
ПС 110/35/10 кВ Шепелево	1975	110	Т1	115/38,5/11	10	17,5	4,27	0,00	0,00	0,00	2,40	0,00	0,22	2,62	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
	1960	110	Т2	115/38,5/11	7,5															
ПС 110/35/10 кВ Юхнов	1973	110	Т1	115/38,5/11	16	32	10,03	1,18	0,00	0,00	0,77	0,00	1,52	2,28	10,52	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67
	1973	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/6 кВ Железняки	1990	110	Т1	115/38,5/11	16	32	11,76	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	1,54	1,62	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12
	1986	110	Т2	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/6 кВ Звягино	1964	110	Т1	115/38,5/11	10	11,6	1,78	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
	1964	110	Т2	35/6,3	1,6		1,42								1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44
ПС 110/35/6 кВ Калуга	1974	110	Т1	115/38,5/11	40	71,5	20,79	0,00	0,00	0,00	1,18	0,00	0,67	1,85	21,02	21,41	21,41	21,41	21,41	21,41
	1960	110	Т2	115/38,5/11	31,5															
ПС 110/35/6 кВ Кричина	2016	110	Т1	115/38,5/11	10	12,5	1,45	1,13	0,00	0,00	2,35	0,00	0,73	3,07	2,32	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76
	2016	110	Т2	35/6,3	2,5		1,16								2,03	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
ПС 110/35/6 кВ Людиново	1974	110	Т1	115/6,6	16	47	18,78	2,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,84	18,98	18,98	18,98	18,98	18,98	18,98
	1973	110	Т2	115/38,5/11	16															
	1965	110	Т3	115/38,5/11	15															
ПС 110/35/6 кВ Маяк	2009	110	Т1	115/6,6	25	50	20,83	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,52	0,53	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97
	2009	110	Т2	115/6,6	25															
ПС 110/35/6 кВ Черкасово	1974	110	Т1	115/38,5/6,6	10	20	13,27	2,90	0,00	0,00	0,01	0,00	2,60	2,61	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91
	1993	110	Т2	115/38,5/6,6	10															
ПС 110/6 кВ Аненки	1980	110	Т1	115/6,6	15	30	4,00	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,23	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
	1996	110	Т2	115/6,6	15															
ПС 110/6 кВ Дубрава	1981	110	Т1	115/6,6/6,6	25	50	15,46	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,88	1,69	15,85	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
	1983	110	Т2	110/6,6/6,6	25															
ПС 110/6 кВ	2000	110	Т1	115/6,6	16	32	4,43	0,00	0,00	0,0	0,30	0,0	0,33	0,63	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
СДВ	2000	110	Т2	115/6,6	16					0		0								
ПС 110/6 кВ Цветково	1999	110	Т1	115/6,6	20	80	28,56	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,60	28,69	28,69	28,69	28,69	28,69	28,69
	1966	110	Т2	115/6,6	20															
	1983	110	Т3	115/6,6	40															
ПС 110/10 кВ Свеча	1989	110	Т1	110/11	2,5	2,5	1,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
ПС 110/10 кВ Центролит	1989	110	Т1	115/11	63	126	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01
	1989	110	Т2	115/11	63															
ПС 110/10 кВ Агрегатная	1994	110	Т1	115/6,6/6,6	25	50	9,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,32	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69
	1994	110	Т2	115/6,6/6,6	25															
ПС 110/10 кВ Угорская	1989	110	Т1	115/11	24	48	5,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89
	1989	110	Т2	115/11	24															
ПС 110/10 кВ Промзона	2017	110	Т1	115/11	40	80	1,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
	2017	110	Т2	115/11	40															
ПС 110/6 кВ Моторная	1989	110	Т1	115/6,6	25	65	12,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52
	1989	110	Т2	115/6,6	40															
ПС 110/6 кВ Турынино (генерация 12 МВт)	1989	110	Т1	115/6,6	25	50	11,10	0,00	0,00	0,00	1,62	0,00	1,02	2,63	11,35	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86
	1989	110	Т2	115/6,6	25															
ПС 110/10 кВ Автозавод	1989	110	Т1	115/11	63	126	24,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02
	1989	110	Т2	115/11	63															
ПС 110/6 кВ Радий	1992	110	Т1	115/6,6	40	56	3,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
	1987	110	Т2	115/6,6	16															
ПС 110/6 кВ КМЗ	1989	110	Т1	110/6	15	31	10,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,45	10,45	10,45	10,45	10,45	10,45
	1989	110	Т2	115/6,6	16															
ПС 110/6 кВ КТЗ	1989	110	Т1	115/6,6	31,5	31,5	7,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16
ПС 110/6 кВ Обнинск	2018	110	Т1	115/6,6	16	32	8,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
	2018	110	Т2	115/6,6	16															
ПС 110/10 кВ Протвино	1989	110	Т1	115/11	31,5	126	25,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36
	1989	110	Т2	115/11	31,5															
	1989	110	Т3	115/11	31,5															
	1989	110	Т4	115/11	31,5															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 110/10 кВ Рулон	1989	110	Т1	115/11	16	32	12,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,27	12,27	12,27	12,27	12,27	12,27
	1989	110	Т2	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Воротынск	1994	110	Т1	115/11	25	50	7,63	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,55	0,85	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82
	1944	110	Т2	115/11	25															
ПС 110/10 кВ Суходрев	2021	110	Т1	115/11	16	26	7,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,29	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52
	1963	110	Т2	115/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Балабаново	1979	110	Т1	115/38,5/11	25	45	20,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,70	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
	1990	110	Т2	115/38,5/11	20															
ПС 110/35/10 кВ Бабынино	1989	110	Т1	115/38,5/11	25	50	13,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	1,23	13,83	13,86	13,86	13,86	13,86	13,86
	1990	110	Т2	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Палики	1989	110	Т1	115/38,5/11	20	40	16,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	16,41	16,41	16,41	16,41	16,41	16,41
	1989	110	Т2	115/38,5/11	20															
ПС 110/10 кВ Кудринская	1963	110	Т1	115/11	10	22,5	4,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,11	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
	1963	110	Т2	115/11	10															
	1963	110	Т3	110/11	2,5															
ПС 110/35/27 кВ Березовская	1989	110	Т1	115/38,5/27,5	20	40	6,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
	1989	110	Т2	115/38,5/27,5	20															
ПС 110/10 кВ Доброе	1989	110	Т1	115/11	16	16	1,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
ПС 110/10 кВ Малоярославец	1989	110	Т1	115/11	25	45	10,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46
	1989	110	Т2	115/11	20															
ПС 110/27/10 кВ Сухиничи	1989	110	Т1	115/11	10	65	2,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
	1989	110	Т2	115/11	15															
	1989	110	Т3	115/27,5	20		4,39								4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
	1989	110	Т4	115/27,5	20															
ПС 110/10 кВ Тихонова Пустынь	2000	110	Т1	115/11	16	32	7,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38
	2000	110	Т2	115/11	16															
ПС 35/10 кВ Агарышево	1962	35	Т1	35/11	1,6	3,2	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	1962	35	Т2	35/11	1,6															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/10 кВ Акулово	1968	35	Т1	35/11	1,6	3,4	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
	1968	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Асмолово	1993	35	Т1	35/11	1,6	1,6	0,42	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
ПС 35/10 кВ Барятино	1960	35	Т1	35/11	4	8	2,14	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
	1960	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Бебелево	1974	35	Т1	35/11	2,5	5	2,02	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
	1974	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Беляево	1993	35	Т1	35/11	1,8	3,4	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
	1993	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Богданино	1994	35	Т1	35/11	4	8	1,99	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,43	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
	1994	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Бояновичи	1983	35	Т1	35/11	4	4	0,42	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ПС 35/10 кВ Брынь	1984	35	Т1	35/11	4	4	1,08	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
ПС 35/10 кВ Буда	1975	35	Т1	35/11	1,6	1,6	0,12	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
ПС 35/10 кВ Букань	1972	35	Т1	35/11	1,6	3,2	1,01	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	1972	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Вербежичи	1978	35	Т1	35/11	1,8	3,4	0,57	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
	1978	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Волконская	1984	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,11	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
ПС 35/10 кВ Воробьи	1985	35	Т1	36,75/10,5	10	20	8,75	2,50	0,00	0,00	0,54	0,00	3,06	3,61	10,04	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14
	1985	35	Т2	36,75/10,5	10															
ПС 35/10 кВ Выползово	1992	35	Т1	35/11	6,3	12,6	4,05	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05
	1992	35	Т2	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Высокиничи	1976	35	Т1	35/11	4	8	5,85	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	1,96	2,36	6,63	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67
	1976	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Гаврики	1979	35	Т1	35/11	1,6	1,6	0,27	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
ПС 35/10 кВ Гончарово	1991	35	Т1	35/11	6,3	12,6	7,08	1,89	0,00	0,00	0,08	0,00	0,43	0,51	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
	1991	35	Т2	35/11	6,3															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/10 кВ Грынь	1965	35	Т1	35/11	4	4	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
ПС 35/10 кВ Дабужа	1965	35	Т1	35/11	1,8	3,6	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
	1965	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Детчино	1960	35	Т1	36,75/10,5	10	16,3	5,79	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,25	0,46	5,88	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
	1960	35	Т2	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Дубенки	1970	35	Т1	35/11	2,5	2,5	1,42	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,62	0,77	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
ПС 35/10 кВ Дубровка	1991	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ПС 35/10 кВ Дудоровская	1980	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
ПС 35/10 кВ Еленская	1972	35	Т1	35/11	3,2	5	0,50	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	1972	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Ерденево	1973	35	Т1	35/11	6,3	10,3	3,26	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
	1973	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Желохово	1981	35	Т2	35/11	2,5	2,5	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
ПС 35/10 кВ Желтоухи	1985	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,41	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ПС 35/10 кВ Жиздра	1960	35	Т1	35/11	4	8	2,97	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
	1960	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Закрутое	1985	35	Т1	35/11	2,5	5	0,60	0,17	0,00	0,00	0,75	0,00	0,02	0,77	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	1985	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Заря	1980	35	Т1	35/11	1,6	4,1	0,53	0,25	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,06	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
	1980	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Износки	1972	35	Т1	35/11	4	8	1,77	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,06	0,07	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
	1972	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Керамика	1998	35	Т1	36,75/10,5	10	20	4,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
	1998	35	Т2	36,75/10,5	10															
ПС 35/10 кВ Климовская	1990	35	Т1	35/11	1	1	0,38	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
ПС 35/10 кВ Коллонтай	2014	35	Т1	35/11	6,3	10,3	7,66	1,04	0,00	0,00	0,15	0,00	2,90	3,05	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35
	2014	35	Т2	35/11	4															

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/10 кВ Колюпаново	1964	35	Т1	35/11	3,2	7,2	3,74	0,96	0,00	0,00	0,01	0,00	2,16	2,18	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21
	1964	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Корекозево	1975	35	Т1	35/11	3,2	7,2	2,34	0,03	0,00	0,00	0,06	0,00	0,47	0,53	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
	1975	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Кременская	2015	35	Т1	35/11	2,5	5	1,40	0,21	0,00	0,00	0,10	0,00	0,36	0,45	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
	2015	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Кудиново	1974	35	Т1	35/11	4	8	4,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	1,12	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
	1974	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Куровская	2020	35	Т1	35/11	2,5	5	2,22	0,20	0,00	0,00	0,07	0,00	0,25	0,32	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
	2020	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Ловать	1970	35	Т1	35/11	1,8	1,8	0,22	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
ПС 35/10 кВ Лопатино	2015	35	Т1	35/11	4	6,5	1,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,47	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
	2015	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Людково	1965	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,79	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
ПС 35/10 кВ Мосур	1978	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,09	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ПС 35/10 кВ Муратовка	1957	35	Т1	35/11	3,2	6,4	1,95	0,26	0,00	0,00	0,38	0,00	1,20	1,58	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
	1957	35	Т2	35/11	3,2															
ПС 35/10 кВ Мятлево	2008	35	Т1	35/11	4	8	2,23	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,48	1,78	3,53	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54
	2008	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Недельная	1974	35	Т1	35/11	2,5	5	3,03	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	0,45	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	1974	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Опаленки	1966	35	Т1	35/11	2,5	5	1,30	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
	1966	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Оптино	1993	35	Т1	35/11	4	8	2,23	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
	1993	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Осеньево	1966	35	Т1	35/11	2,5	7,5	2,41	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,67	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
	1966	35	Т2	35/11	4															
	1966	35	Т3	35/11	1															
ПС 35/10 кВ Остров	2014	35	Т1	35/11	6,3	12,6	6,24	0,90	0,00	0,00	2,00	0,00	0,50	2,50	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47
	2014	35	Т2	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ	1974	35	Т1	35/11	1,6	1,6	0,25	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,02	0,02	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Павлиново										0		0								
ПС 35/10 кВ Передел	1972	35	Т1	35/11	1,8	3,4	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
	1972	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Песочная	1968	35	Т1	35/11	2,5	2,5	1,90	0,57	0,00	0,00	0,02	0,00	0,53	0,54	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
ПС 35/10 кВ Петрищево	1976	35	Т1	35/11	2,5	2,5	1,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,18	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
ПС 35/10 кВ Петровская	1965	35	Т1	35/11	1,8	3,6	1,28	0,54	0,00	0,00	0,01	0,00	0,14	0,15	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
	1965	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Плюсково	1971	35	Т1	35/11	1,8	1,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
ПС 35/10 кВ Подборки	1977	35	Т1	35/11	4	8	1,84	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,24	0,36	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
	1977	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Подбужье	1987	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,19	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
ПС 35/10 кВ Рогачи	1984	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ПС 35/10 кВ Рощинская	1965	35	Т1	35/11	1,6	3,4	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,11	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
	1965	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Рыляки	1981	35	Т1	35/11	2,5	4,1	0,76	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,09	0,69	0,77	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	1981	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Салтыково	2015	35	Т1	35/11	4	8	3,48	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,96	0,96	3,69	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
	2015	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Серпейск	1977	35	Т1	35/11	1,8	1,8	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
ПС 35/10 кВ Спас-Деменск	1963	35	Т1	35/11	4	8	2,78	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
	1963	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ ССК	1983	35	Т1	35/11	4	8	1,96	0,85	0,00	0,00	0,03	0,00	0,01	0,04	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
	1983	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Сугоново	1985	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,66	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
ПС 35/10 кВ Судимир	1981	35	Т1	35/11	1,6	1,6	0,42	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
ПС 35/10 кВ	2015	35	Т1	35/11	6,3	12,6	4,00	0,50	0,00	0,0	0,18	0,0	1,81	1,99	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Тарутино	2015	35	Т2	35/11	6,3					0		0								
ПС 35/10 кВ Текстильная	1978	35	Т1	36,75/10,5	10	20	11,31	1,40	0,00	0,00	0,01	0,00	0,47	0,48	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41
	1978	35	Т2	36,75/10,5	10															
ПС 35/10 кВ Теребень	1988	35	Т1	35/11	2,5	2,5	0,50	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
ПС 35/10 кВ Тишнево	1993	35	Т1	35/11	4	8	3,91	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,43	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01
	1993	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Троицкая	1964	35	Т1	35/11	4	4	1,15	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
ПС 35/10 кВ Тягаево	1990	35	Т1	35/11	1,6	3,2	0,49	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	1990	35	Т2	35/11	1,6															
ПС 35/10 кВ Угра	2015	35	Т1	35/11	2,5	5	1,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
	2015	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Ульяново	1962	35	Т1	35/11	6,3	12,6	2,15	0,22	0,00	0,00	2,35	0,00	0,59	2,94	3,85	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
	1962	35	Т2	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Федорино	2014	35	Т1	35/11	4	8	3,01	0,50	0,00	0,00	0,39	0,00	0,81	1,20	3,31	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
	2014	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Фоминичи	1972	35	Т1	35/11	1,6	4,1	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
	1972	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/10 кВ Хотьково	1984	35	Т1	35/11	1,8	1,8	0,89	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
ПС 35/10 кВ Шанская	1993	35	Т1	35/11	4	8	1,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
	1993	35	Т2	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Шейкино	1983	35	Т1	35/11	3,2	6,4	1,53	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
	1983	35	Т2	35/11	3,2															
ПС 35/10 кВ Шихтино	1970	35	Т1	35/11	4	5,8	0,87	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	1970	35	Т2	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Щелканово	1972	35	Т1	35/11	2,5	5	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
	1972	35	Т2	35/11	2,5															
ПС 35/6 кВ Бор	1964	35	Т1	35/6,3	5,6	9,6	1,93	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
	1964	35	Т2	35/6,3	4															
ПС 35/6 кВ Грабцево	1988	35	Т1	35/6,3	4	8	2,57	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81	1,81	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
	1988	35	Т2	35/6,3	4															
ПС 35/6 кВ	1968	35	Т1	35/6,3	4	8	1,74	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,59	0,59	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87

Наимен. ЦП	Год ввода/ реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Номинальное напряжение обмоток тр-ра, кВ	Sном., МВА	Суммарная установленная мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным КЗ за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110 кВ	10-35 кВ	6 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ, (<15кВт)		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Мостовая	1968	35	Т2	35/6,3	4					0		0								
ПС 35/6 кВ Резвань	2004	35	Т1	35/11	2,5	2,5	1,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,98	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
ПС 110 кВ Промзона-2	2020	110	Т1	115/11	63	126	0,95	0,00	0,00	0,00	58,00	0,00	0,00	58,00	0,95	46,06	46,06	46,06	46,06	46,06
	2020	110	Т2	115/11	63															
ПС 110 кВ Михали (новая)	2021	110	Т1	115/11	6,3	12,6	0,35	0,00	0,00	0,00	4,98	0,00	0,00	4,98	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	2021	110	Т2	115/11	6,3															
ПС 110/10 кВ Университет (новая)	2021	110	Т1	115/11	16	32	0,00	0,00	0,00	0,00	13,01	0,00	0,00	13,01	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12
	2021	110	Т2	115/11	16															

В рамках проведенного анализа установлено, что параметры режима работы большинства ЦП с двумя и более трансформаторами и всех ЦП одним трансформатором находятся в пределах допустимых. При этом на части ЦП с двумя и более трансформаторами возможна перегрузка трансформаторов в режиме n-1:

– ПС 110/10 кВ Белкино;
– ПС 110/10 кВ Белоусово;
– ПС 110/10 кВ Восток;
– ПС 110/10 кВ Гранат;
– ПС 110/10 кВ Денисово;
– ПС 110/10 кВ ПРМЗ;
– ПС 110/10 кВ Радищево;
– ПС 110/10 кВ Строительная;
– ПС 110/10/6 кВ Окружная;
– ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино
– ПС 110/35/10 кВ Азарово (Т4 включен не параллельно Т1 и Т2, в связи с чем Т4 не участвует в расчётах загрузки Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1);
– ПС 110/35/10 кВ Козельск;
– ПС 110/35/10 Космос;
– ПС 110/35/10 кВ Перемышль;
– ПС 110/35/10 кВ Росва;
– ПС 110/35/6 кВ Черкасово;
– ПС 110/6 кВ Цветково;
– ПС 110/35/10 кВ Балабаново;
– ПС 35/10 кВ Кудиново;
– ПС 35 кВ Мятлево (высокая вероятность ввода большого объема новой нагрузки в 2022 году);
– ПС 35/10 кВ Высокиничи;
– ПС 35/10 кВ Коллонтай;
– ПС 35/10 кВ Недельная;
– ПС 35/10 кВ Гончарово;
– ПС 35/10 кВ Остров;
– ПС 35/10 кВ Текстильная;
– ПС 110/35/10 кВ Ворсино.

Для вышеперечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

– перевод нагрузки по сети 6(10)–35 кВ на смежные центры питания;
– увеличение выработки мощности электростанциями, с выдачей мощности в сеть 6(10)–35 кВ и подключенных к указанным центрам питания;
– мероприятия по компенсации реактивной мощности;
– реконструкция центров питания с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110/10 кВ Белкино

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Белкино установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 17).

Таблица 17. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Белкино

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТРДН-25000/110/10-66	76.90	1975	25	125,5	116,3
Т2	ТРДН-40000/110-У1	83.73	2010	40	200,8	125,0

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 25,61 МВА (128,6 А по стороне ВН, 102,4 % и 64 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2 соответственно) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ Белкино не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,77 МВт (2,06 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 27,67 МВА (138,9 А по стороне ВН, 110,7 % от Іном Т1 и 69,2 % от Іном Т2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/10 кВ Белоусово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Белоусово установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 18).

Таблица 18. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Белоусово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН 10000/110	75,97	1987	10	50,2	116,3
Т2	ТДТН 10000/110	95,21	2011	10	50,2	125

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 14,068 МВА (70,6 А по стороне ВН, 140,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Белоусово в ПАР предусмотрен перевод 0,806 МВА. С учетом перевода нагрузки загрузка

оставшегося в работе трансформатора может составить 13,262 МВА (66,6 А по стороне ВН 110 кВ, 132,6 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,4 МВт (0,896 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 14,964 МВА (75,1 А по стороне ВН 110 кВ, 149,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 14,158 МВА (71,1 А по стороне ВН 110 кВ, 141,6 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \times K_{р} + S_{доп} - S_{срм} = 14{,}068 + 0{,}896 + 0 - 0{,}806 = 14{,}158 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где $S_{ту} \times K_{р}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов реализации;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670–2019;

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 16 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 16 МВА.

ПС 110/10 кВ Восток

На ПС 110/10 кВ Восток установлено два трансформатора мощностью 16 МВА (таблица 19).

Таблица 19. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Восток

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, % Зима/Лето
Т1	ТДН-16000 /110	77,69	2011	16	80,3	125/119,7
Т2	ТДН-16000 /110	85,35	2011	16	80,3	125/119,7

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2017–2021 годов составила 12,709 МВА (63,8 А по стороне ВН, 79,4 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года, при этом максимальная нагрузка в зимний период составила 12,008 МВА и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Зимний период

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Восток в ПАР предусмотрен перевод 3,9 МВА нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 16,14 МВт (10,92 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Восток. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции в зимний период может составить 22,93 МВА (115,2 А по стороне ВН, 143,3 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 19,03 МВА (95,6 А по стороне ВН 110 кВ, 118,9 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

Летний период

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Восток в ПАР предусмотрен перевод 3,9 МВА нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 16,14 МВт (8,2 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации и сезонных коэффициентов) к ПС 110 кВ Восток. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции в зимний период может составить 20,911 МВА (105 А по стороне ВН, 130,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 17,01 МВА (85,4 А по стороне ВН 110 кВ, 106,3 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/10 кВ Гранат

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Гранат установлено два силовых трансформатора (таблица 20).

Таблица 20. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Гранат

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТРДН-40000 /110	73,29	1986	40	200,8	116,3
Т2	ТРДН-40000 /110	75,23	1986	40	200,8	116,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 22,917 МВА (115,1 А по стороне ВН, 57,3 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ Гранат в ПАР предусмотрен перевод 1 МВА нагрузки на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 21,917 МВА (110 А по стороне ВН, 54,8,% от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 32,36 МВт (19,56 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 42,48 МВА (213,3 А по стороне ВН, 106,2 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 41,48 МВА (208,2 А по стороне ВН, 103,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/10 кВ Денисово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Денисово установлено два силовых трансформатора мощностью 25 и 16 МВА (таблица 21).

Таблица 21. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Денисово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ВН}$, МВА	$S_{СН}$, МВА	$I_{номВН}$, А	$I_{номСН}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН-25000/110У1	88,1	2007	25	16,75	125,5	879,1	125
Т2	ТДТН-16000/110У1	85,44	2007	16	–	80,3	–	125

При этом трансформатор Т1 трехобмоточный (115/11/6,6 кВ), обмотка НН 6,6 кВ не задействована в работе. По данным собственника, мощность обмотки СН составляет 16,75 МВА.

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 22,826 МВА (по стороне ВН – 114,6 А, 91,3 % от $I_{ном}$ Т1 и 142,7 % от $I_{ном}$ Т2; по стороне СН 10 кВ – 1197 А Т1, 136,2 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Денисово в ПАР предусмотрен перевод 3,4 МВА нагрузки на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 19,426 МВА (по стороне ВН – 97,5 А 110 кВ, 77,7 % от $I_{ном}$ Т1 и 121,3 % от $I_{ном}$ Т2; по стороне СН 10 кВ – 1019,3 А Т1, 116 % от $I_{ном}$ Т1).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5 МВт (3,89 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 26,715 МВА (по стороне ВН 110 кВ 134,1 А, 106,9 % от $I_{ном}$ Т1 и 167 % от $I_{ном}$ Т2; по стороне СН 10 кВ – 1402 А, 159,5 % от $I_{ном}$ Т1).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 23,315 МВА (117 А по стороне ВН, 93,2 % от $I_{ном}$ Т1 и 145,7 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно); по стороне СН 10 кВ – 1223,7 А, 139,2 % от $I_{ном}$ Т1).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает ДДТН.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 23{,}315 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

- рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 25 МВА;
- рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 25 МВА

ПС 110/10 кВ ПРМЗ

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ ПРМЗ установлено два силовых трансформатора (таблица 22). В 2024 году срок службы трансформаторов составит 30 лет.

Таблица 22. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ ПРМЗ

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, % до 2024 года/ с 2024 года
Т1	ТДН-16000/110	70,08	1994	16	80,3	125/116,3
Т2	ТДН-16000/110	75,73	1994	16	80,3	125/116,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 10,874 МВА (54,6 А по стороне ВН, 68 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ ПРМЗ в ПАР предусмотрен перевод 4,8 МВА нагрузки на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,074МВА (30,5 А по стороне ВН, 38 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 8,46 МВт

(6,347 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,221 МВА (86,5 А по стороне ВН 110 кВ, 107,6 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2)

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 12,421 МВА (62,4 А по стороне ВН, 77,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/10 кВ Радищево

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Радищево установлено два силовых трансформатора (таблица 23).

Таблица 23. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Радищево

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДН 16000/110	75,58	1976	16	80,3	116,3
Т2	ТДН 16000/110	86,39	1978	16	80,3	116,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 22,05 МВА (110,7 А по стороне ВН, 137,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ Радищево не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,74 МВт (0,4 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 22,45 МВА (112,7 А по стороне ВН 110 кВ, 140,3 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 22{,}45 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 25 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 25 МВА.

ПС 110/10 кВ Строительная и ПС 110/10 кВ Крутицы

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Строительная установлено два силовых трансформатора (таблица 24).

Таблица 24. Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Строительная

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДН 10000/110	80,26	1977	10	50,2	116,3
Т2	ТДТНГ 10000/110	81,69	1977	10	50,2	116,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 11,51 МВА (57,8 А по стороне ВН, 115,1 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Строительная не предусмотрена возможность перевода части нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,07 МВт (0,74 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Строительная. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 12,25 МВА (61,5 А по стороне ВН 110 кВ, 122,5 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 12{,}23 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 16 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 16 МВА.

В настоящий момент филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» для реконструкции данной ПС выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформатора Т1 и Т2 10 МВА на 16 МВА, планируется перекатка одного трансформатора мощностью 16 МВА с не загруженной ПС 110 кВ Крутицы (максимальная загрузка за последние 5 лет не превысила 2,6 МВА) и демонтированного трансформатора Т2 мощностью 16 МВА с ПС Вега в 4 квартале 2021 г. При этом на ПС 110 кВ Крутицы планируется перекатка трансформатора мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Строительная.

ПС 110/10/6 кВ Окружная

На ПС 110/10/6 кВ Окружная два трансформатора (таблица 25).

Таблица 25. Данные по трансформаторам ПС 110/10/6 кВ Окружная

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, % Зима/Лето
Т1	ТДТН-40000/110/10/6,6	70,94	2011	40	200,8	125/119,7
Т2	ТДТН-40000/110/10/6,6	76,15	2011	40	200,8	125/119,7

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2017–2021 годов составила 24,35 МВА (122,2 А по стороне ВН, 60,9 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года, при этом максимальная нагрузка в зимний период составила 23,526 МВА и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Зимний период

Согласно данным собственника на ПС 110/10/6 кВ Окружная в ПАР не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 11,22 МВт (7,98 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 31,506 МВА (158,1 А по стороне ВН, 78,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

Летний период

Согласно данным собственника на ПС 110/10/6 кВ Окружная в ПАР не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 11,22 МВт (6 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации и сезонных коэффициентов) к ПС 110 кВ Восток. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции в зимний период может составить 29,526 МВА (148,2 А по стороне ВН, 73,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино

На ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино два трансформатора (таблица 26). В 2022 году завершаются работы по установке второго трансформатора (Т2, 25 МВА).

Таблица 26. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, % Зима/Лето
Т1	ТДТН-25000/110	100	2014	25	125,5	125
Т2	ТДТН-25000/110	100	2022	25	125,5	125

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017-2021 годов составила 2,169 МВА (10,9 А по стороне ВН, 8,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино в ПАР предусмотрен перевод 1 МВА нагрузки на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 1,169 МВА (5,9 А по стороне ВН, 4,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 35,96 МВт (15,771 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,94 МВА (90,1 А по стороне ВН, 71,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 16,94 МВА (85 А по стороне ВН, 67,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Азарово

На ПС 110/35/10 кВ Азарово установлено три трансформатора, но Т4 включен не параллельно с Т1 и Т2, в связи с чем Т4 не участвует в расчётах загрузки Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1) (таблица 27).

Таблица 27. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Азарово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН-25000/110	74,24	1977	25	125,5	120
Т2	ТДТН-16000/110	82,44	1971	16	80,3	120

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2017–2021 годов составила 17,15 МВА (86,1 А по стороне ВН, 68,6 % от $I_{ном}$ Т1 и 107,2 % от $I_{ном}$ Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Азарово в ПАР предусмотрен перевод 1,05 МВА нагрузки на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 16,1 МВА (80,8 А по стороне ВН, 64,4 % от $I_{ном}$ Т1 и 100,6 % от $I_{ном}$ Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,14 МВт

(0,299 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,449 МВА (87,6 А по стороне ВН, 69,8 % от $I_{ном}$ Т1 и 109,1 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 16,399 МВА (82,3 А по стороне ВН, 65,6 % от $I_{ном}$ Т1 и 102,5 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Ворсино

В 4 квартале 2021 года на ПС 110/35/10 кВ Ворсино выполнена заменена трансформатора Т2 на новый мощностью 25 МВА (произведена перекатка трансформатора Т1 мощностью 25 МВА, демонтированного с ПС 110 кВ Протва в 2018 году). Таким образом, в настоящий момент установлено два трансформатора: Т1 мощностью 10 МВА и Т2 мощностью 25 МВА (таблица 28).

Таблица 28. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Ворсино

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ВН}$, МВА	$S_{СН}$, МВА	$S_{НН}$, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДН-10000/110	84,71	1978	10	–	10	50,2	120
Т2	ТДТН 25000/110	90,75	1987	25	25	25	125,5	120

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ворсино в период 2017–2021 годов составила 15,173 МВА (76,17 А по стороне ВН, 151,7 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Ворсино в ПАР предусмотрен перевод 3,0 МВА нагрузки на другие центры питания.

Класс напряжения трансформаторов ПС 110 кВ Ворсино Т1 – 110/10 кВ, Т2 – 110/35/10 кВ. Обмотки НН трансформаторов загружены неравномерно, и, составляют: Т1 (10 кВ) – 7,67 МВА, Т2 (35 кВ) – 5,4 МВА, Т2 (10 кВ) – 2,103 МВА.

При Аварийном отключении Т2, нагрузка трансформатора Т1 составит 9,77 МВА (49,05 А по стороне ВН 110 кВ, 97,7 % от $I_{ном}$), что не превышает ДДТН.

При аварийном отключении Т1, нагрузка трансформатора Т2 составит 15,173 МВА (76,2 А по стороне ВН, 151,7 % от $I_{ном}$), что не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,45 МВт (1,402 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации).

При аварийном отключении Т2, нагрузка трансформатора Т1 с учетом ТУ на ТП составит 11,172 МВА (56,1 А по стороне ВН 110 кВ, 111,7 % от $I_{ном}$), что не превышает ДДТН.

При аварийном отключении Т1, нагрузка трансформатора Т2 с учетом ТУ на ТП составит 16,575 МВА (83,2 А по стороне ВН, 66,3 % от $I_{ном}$), что не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:
– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;
– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Козельск

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Козельск установлено два силовых трансформатора (таблица 29).

Таблица 29. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Козельск

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН 10000/110	79,58	1969	10	50,2	115,3
Т2	ТДТНГ 16000/110	70,08	1981	16	80,3	115,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 15,04 МВА (75,5 А по стороне ВН, 150,4 % от $I_{ном}$ Т1 и 94 % от $I_{ном}$ Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Козельск в ПАР предусмотрен перевод 1,4 МВА нагрузки. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,64 МВА (68,5 А по стороне ВН, 136,4 % от $I_{ном}$ Т1 и 85,3 % от $I_{ном}$ Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает ДДТН.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,91 МВт (0,276 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,316 МВА (76,9 А по стороне ВН 110 кВ, 153,2 % от $I_{ном}$ Т1 и 95,7 % от $I_{ном}$ Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,916 МВА (69,9 А по стороне ВН, 139,2 % от $I_{ном}$ Т1 и 87 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает ДДТН.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 13{,}916 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:
– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 16 МВА;
– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Космос

На ПС 110/35/10 кВ Космос установлено два трансформатора (таблица 30).

Таблица 30. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Космос

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН-16000/110/35/10	79,75	1991	16	80,3	120
Т2	ТДТН-16000/110/35/10	81,18	1991	16	80,3	120

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2017–2021 годов составила 16,38 МВА (82,2 А по стороне ВН, 102,4 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Космос в ПАР предусмотрен перевод 4 МВА нагрузки на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 12,38 МВА (62,1 А по стороне ВН 110 кВ, 77,4 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,36 МВт (1,33 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Космос. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,707 МВА (88,9 А по стороне ВН 110 кВ, 110,7 % от $I_{ном}$).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,707 МВА (68,8 А по стороне ВН, 85,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Перемышль

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Перемышль установлено два силовых трансформатора (таблица 31).

Таблица 31. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Перемышль

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМТН 6300/110	81,54	2002	6,3	31,6	125
Т2	ТДТН 10000/110	76,15	1979	10	50,2	115,8

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 6,55 МВА (32,9 А по стороне ВН, 104,1 % и 65,5 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Перемышль в ПАР предусмотрен перевод 0,96 МВА нагрузки.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 5,59 МВА (28,1 А по стороне ВН, 88,7 % от $I_{ном}$ Т1 и 55,9 % от $I_{ном}$ Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,88 МВт (0,763 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,314 МВА (36,7 А по стороне ВН 110 кВ, 116,1 % от $I_{ном}$ Т1 и 73,1 % от $I_{ном}$ Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,354 МВА (31,9 А по стороне ВН, 100,9 % от $I_{ном}$ Т1 и 63,5 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Росва

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Росва установлено два силовых трансформатора (таблица 32).

Таблица 32. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Росва

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН-25000/110	79,02	2009	25	125,5	125
Т2	ТДТН-25000/110	95,68	2009	25	125,5	125

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017-2021 годов составила 20,404 МВА (102,4 А по стороне ВН, 81,6 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Росва в ПАР предусмотрен перевод 7,5 МВА нагрузки на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 12,904 МВА (64,8 А по стороне ВН, 51,6 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 14,81 МВт (8,359 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 28,763 МВА (144,4 А по стороне ВН, 115,1 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 21,263 МВА (106,7 А по стороне ВН, 85,1 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/35/6 кВ Черкасово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Черкасово установлено два силовых трансформатора (таблица 33). В 2023 году срок службы Т1 составит 30 лет

Таблица 33. Данные по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ Черкасово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, % до 2023 года/ с 2023 года
Т1	ТДТН 10000/110	79,51	1974	10	50,2	120/120
Т2	ТДТНГ 10000/110	83,69	1993	10	50,2	125/120

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 13,267 МВА (66,6 А по стороне ВН, 132,7 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Черкасово предусмотрен перевод 2,9 МВА нагрузки.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 10,367 МВА (52 А по стороне ВН, 103,7 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,61 МВт (0,643МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 13,91 МВА (69,8 А по стороне ВН 110 кВ, 139,1 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 11,01 МВА (55,2 А по стороне ВН, 110,1 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 110/6 кВ Цветково

На ПС 110/6 кВ Цветково установлено три трансформатора мощностью 2×20 МВА и 40 МВА (таблица 34).

Таблица 34. Данные по трансформаторам ПС 110/6 кВ Цветково

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДНГ-20000/110/6	88,75	1999	20	100,5	125

Т2	ТДНГ-20000/110/6	76,65	1966	20	100,5	115,3
Т3	ТРДН-40000/110/6	82,61	1983	40	200,8	115,3

Согласно Акту технического освидетельствования от 21.06.2018 требуется замена трансформаторов Т2 20 МВА на ПС 110 кВ Цветково по техническому состоянию без увеличения мощности. На рынке отсутствуют серийно выпускаемые трансформаторы мощностью 20 МВА, что потребует замену на трансформатор мощностью 25 МВА.

После реконструкции на ПС 110 кВ Цветково будет три трансформатора разных мощностей 20+25+40 МВА. В связи с чем для унификации и приведения схемы ПС к типовой предлагается реконструкция без увеличения трансформаторной мощности с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2×20 на 1×40 МВА.

Планируется замена Т1 и Т2 ПС 110 кВ Цветково с 2×20 МВА на 1×40 МВА по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Цветково с заменой трансформаторов 2×20 МВА на 1×40 МВА (трансформаторная мощность 40 МВА)».

ПС 110/35/10 кВ Балабаново

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Балабаново установлено два силовых трансформатора (таблица 35).

Таблица 35. Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Балабаново

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДТН-25000/110	100.00	1979	25	125,5	116,3
Т2	ТДТН-20000/110	100.00	1990	20	100,4	116,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 20,84 МВА (104,6 А по стороне ВН, 83,4 % и 104,2 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2 соответственно) и зафиксирована зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Балабаново не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,7 МВт (0,156 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 20,996 МВА (105,4 А по стороне ВН, 84 % от $I_{ном}$ Т1 и 105 % от $I_{ном}$ Т2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т 1(2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 35/10 кВ Кудиново

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Кудиново установлено два силовых трансформатора (таблица 36).

Таблица 36. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Кудиново

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМ-4000/35/10	1974	4	66	105
Т2	ТМ-4000/35/10	1974	4	66	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 4,6 МВА (75,9 А по стороне ВН, 115 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Кудиново не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,12 МВт (0,259 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 4,859 МВА (80,2 А по стороне ВН 35кВ, 121,5 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 4{,}859 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 6,3 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 6,3 МВА.

В настоящий момент филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» для реконструкции данной ПС в 2019 г. выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 35 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2×4 МВА на 2×6,3 МВА, планируется установка трансформаторов, демонтируемых с ПС 35 кВ Остров.

ПС 35/10 кВ Мятлево

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35 кВ Мятлево установлено два силовых трансформатора (таблица 37).

Таблица 37. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Мятлево

Тр-р	Марка	Год ввода	S,	$I_{ном}$,	ДДТН, %

			МВА	А	
Т1	ТМН-2500/35/10	2008	4,0	66,1	105
Т2	ТМН-2500/35/10	2008	4,0	66,1	105

Максимальная загрузка рассматриваемой ПС 35 кВ по данным зимнего/летнего максимума и минимума нагрузок в дни контрольного замера 2018 года составила 2,23 МВА (зимний максимум).

Фактическая нагрузка ПС 35 кВ Мятлево в день контрольных замеров в период 2017–2021 годов составила:

– 2017 год – 1,28 МВА;
– 2018 год – 2,228 МВА;
– 2019 год – 1,57 МВА;
– 2020 год – 2,17 МВА;
– 2021 год – 1,76 МВА.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение и учитывая присоединяемую мощность по Актам технологического присоединения за период после прохождения контрольного замера планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявляемой мощностью 1,78 МВт (1,316 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 35 кВ Мятлево. При этом расчетная нагрузка ПС 35 кВ Мятлево может составить до 3,544 МВА (58,5 А по стороне ВН 35 кВ, 88,6 % от $I_{ном}$).

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Мятлево не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

По данным администрации муниципального района «Износковский район» планируется увеличение производственных мощностей в районе расположения ПС 35 кВ Мятлево на суммарную заявленную мощность 5,68 МВт до конца 2022 года.

При этом расчетная нагрузка ПС 35 кВ Мятлево с 2022 года может составить до 7,122 МВА (117,5 А по стороне ВН 35 кВ, 177,7 % $I_{ном}$) по стороне ВН 35 кВ.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 7{,}122 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 10 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 10 МВА.

С учетом вышеуказанного рекомендуется произвести замену трансформаторов с 2×4 МВА на 2×10 МВА в рамках осуществления заявителями процедур технологического присоединения в заявленном объеме.

ПС 35/10 кВ Высокиничи

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Высокиничи установлено два силовых трансформатора: Т1 марки ТМ-4000/35/10-68У1, введенный в эксплуатацию в 1976 году, тип системы

охлаждения – М (естественное масляное охлаждение) и Т2 марки ТМ-4000/35/10-64У1, введенный в эксплуатацию в 1976 году, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение) (таблица 38).

Таблица 38. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Высокиничи

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМ-4000/35/10-68У1	1976	4	66,1	105
Т2	ТМ-4000/35/10-64У1	1976	4	66,1	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 5,848 МВА (96,5 А по стороне ВН, 146 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Высокиничи не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,36 МВт (0,825 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 6,673 МВА (110,1 А по стороне ВН 35 кВ, 166,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 6{,}673 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 10 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 10 МВА.

ПС 35/10 кВ Коллонтай

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Коллонтай установлено два силовых трансформатора (таблица 39).

Таблица 39. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Коллонтай

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМ-6300/35/10	2014	6,3	103,9	105
Т2	ТМ-4000/35/10	2014	4	66,1	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 7,66 МВА (126,4 А по стороне ВН, 121,6 % от $I_{ном}$ Т1 и 191,5 % от $I_{ном}$ Т2) и зафиксирована зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Коллонтай предусмотрен перевод 1,04 МВА нагрузки, за время равное 120 минут. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,62 МВА (109,2 А по стороне ВН 35 кВ, 105,1 % от $I_{ном}$ Т1 и 165,5 % от $I_{ном}$ Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,05 МВт (0,691 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 8,351 МВА (137,8 А по стороне ВН 35 кВ, 132,6 % и 208,84 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 7,311 МВА (120,6 А по стороне ВН 35 кВ, 116 % и 182,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 7{,}311 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 10 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 10 МВА.

ПС 35/10 кВ Недельная

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Недельная установлено два силовых трансформатора (таблица 40).

Таблица 40. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Недельная

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМН-2500/35/10-73У1	1974	2,5	41,2	105
Т2	ТМ-2500/35/10	1974	2,5	41,2	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2020 годов составила 3,035 МВА (50,1 А по стороне ВН 35 кВ, 121,4 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Недельная в ПАР предусмотрен перевод 0,32 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 120 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 2,715 МВА (44,8 А по стороне ВН 35 кВ, 108,6 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,45 МВт (0,144 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 3,179 МВА (52,5 А по стороне ВН 35 кВ, 127,2 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 2,859 МВА (47,2 А по стороне ВН 35 кВ, 114,4 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию (формула (1)):

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 2{,}859 \text{ МВА}.$$

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на новый мощностью не менее 4 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на новый мощностью не менее 4 МВА.

ПС 35/10 кВ Гончарово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Гончарово установлено два силовых трансформатора (таблица 41).

Таблица 41. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Гончарово

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМН-6300/35	1991	6,3	103,9	105
Т2	ТМН-6300/35	1991	6,3	103,9	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 7,08 МВА (116,78 А по стороне ВН 35 кВ, 112,4 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Гончарово в ПАР предусмотрен перевод 1,89 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 5,19 МВА (85,6 А по стороне ВН 35 кВ, 82,4 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,51 МВт (0,131 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,211 МВА (119 А по стороне ВН 35 кВ, 114,5 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 5,321 МВА (87,8 А по стороне ВН 35 кВ, 84,5 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

ПС 35/10 кВ Остров

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Остров установлено два силовых трансформатора (таблица 42).

Таблица 42. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Остров

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТМ-6300/35/10	2014	6,3	103,9	105
Т2	ТМН-6300/35/10	2014	6,3	103,9	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 6,24 МВА (102,9 А по стороне ВН, 99 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Остров в ПАР предусмотрен перевод 0,896 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 120 минутам (АДТН Т1 составляет 130 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2). С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 5,344 МВА (88,1 А по стороне ВН, 84,8 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,5 МВт на ПС 35/10 кВ Остров (1,226 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,466 МВА (123,1 А по стороне ВН 35 кВ, 118,5 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,57 МВА (108,3 А по стороне ВН, 104,3 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

В настоящий момент филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» для реконструкции данной ПС в 2019 г. выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 35 кВ Остров с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Согласно п.10.8 ТУ на ТП от 19.08.2020 № 40/035606 в рамках подключения нагрузки потребителей ООО «Полар Сифуд Раша» предусмотрена замена существующих Т1 и Т2 мощностью 6,3 МВА каждый на новые мощностью

10 МВА каждый. Существующие трансформаторы предполагаются к перекатке на ПС 35/10 кВ Кудиново.

ПС 35/10 кВ Текстильная

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Текстильная установлено два силовых трансформатора (таблица 43).

Таблица 43. Данные по трансформаторам ПС 35/10 кВ Текстильная

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, %
Т1	ТДНС-10000/35/10	1978	10	157,1	105
Т2	ТДНС-10000/35/10	1978	10	157,1	105

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 11,306 МВА (177,4 А по стороне ВН 35 кВ, 113 % от $I_{ном}$) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2019 года.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Текстильная в ПАР предусмотрен перевод 1,4 МВА нагрузки на другие центры питания. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 9,906 МВА (155,6 А по стороне ВН 35 кВ, 99,1 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,48 МВт на ПС 35/10 кВ Текстильная (0,107 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 11,413 МВА (179,3 А по стороне ВН 35 кВ, 114,1 % от $I_{ном}$ Т1 и Т2).

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 10,013 МВА (157,3 А по стороне ВН 35 кВ, 100,1 % от $I_{ном}$).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

С учетом сказанного:

– замена существующего трансформатора Т1 на новый не требуется;

– замена существующего трансформатора Т2 на новый не требуется.

3.3. Выводы по результатам анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области за отчетный год.

На основании проведенного анализа результатов расчетов электрических режимов в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на этапе 2021 года (п. 0) выявлено приближение к предельной загрузке ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта 2 скш 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие.

При этом в результате проведенного анализа результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах установлено, что:

– уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости;

– токовых перегрузок электросетевого оборудования в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области при единичных отключениях в нормальной схеме и при единичных отключениях в ремонтных схемах не выявлено.

На основании результатов анализа загрузки ЦП 35 кВ и выше энергосистемы Калужской области для отчетного периода был определён перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше допустимого уровня нагрузки при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и требуется увеличение трансформаторной мощности ЦП:

– ПС 110/35/10 кВ Белоусово – замена Т1 и Т2, 2×10 МВА на 2×16 МВА;
– ПС 110/10 кВ Денисово – замена Т1 и Т2, 25+16 МВА на 2×25 МВА;
– ПС 110/10 кВ Радищево – замена Т1 и Т2, 2×16 МВА на 2×25 МВА;
– ПС 110/10 кВ Строительная – замена Т1 и Т2, 2×10 МВА на 2×16 МВА;
– ПС 110/35/10 кВ Козельск – замена Т1, 1×10 МВА на 1×16 МВА;

Дополнительно требуется реконструкция ПС 35 кВ:

– ПС 35/10 кВ Кудиново – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;
– ПС 35/10 Мятлево – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Высокиничи – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Коллонтай – замена Т1 и Т2, 6,3+4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Недельная – замена Т1 и Т2, 2×2,5 МВА на 2×4 МВА;
– ПС 35/10 кВ Остров – замена Т1 и Т2, 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

4. Основные направления развития электроэнергетики Калужской области

4.1. Цели и задачи развития энергетики

Промышленность Калужской области на период до 2027 года останется основным источником накопления ресурсного потенциала региона. Наиболее предпочтительными, с точки зрения развития региона, являются те производства, которые не разрушают среду, а используют ее потенциал. При этом показатели конкурентоспособности будут зависеть не столько от стандартных макроэкономических показателей, сколько от состояния среды жизни и качества человеческого капитала. Такие результаты, нетрадиционные в рамках обычных экономических показателей, могут быть достигнуты при условии формирования и запуска пространственно организованных кластеров.

Наилучшие перспективы на территории Калужской области ожидаются для формирования следующих потенциальных кластеров:

– кластер жизнеобеспечения и развития среды;
– автостроительный кластер;
– кластер авиационно-космических технологий полимерных композиционных материалов и конструкций;
– ИКТ-кластер;
– образовательный кластер;
– транспортно-логистический кластер;

– агропищевой кластер;

– кластер фармацевтики, биотехнологий и биомедицины;

– туристско-рекреационный кластер.

Наряду с вновь образуемыми кластерами на значительной части территории Калужской области сохранится существующая экономическая специализация.

Условиями успешной реализации проектов области является своевременное и качественное развитие электроэнергетики, сопровождаемое решением следующих задач:

– обеспечение надежного и безопасного энергоснабжения потребителей;

– эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;

– обеспечение снижения потерь в электрических сетях;

– способствование модернизации электроэнергетического комплекса с оптимизацией топливного баланса для повышения энергетической эффективности, обеспечения развития (конкурентоспособности) экономики и повышения качества жизни населения.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 2022 - 2027 годы

Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области на 2022–2027 годы на основе актуальной редакции СиПР ЕЭС России, представлен в таблице 44.

Таблица 44. Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области в 2022 - 2027 годах

Наименование показателя, единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребление электроэнергии в энергосистеме Калужской области, млн кВт·ч	7782	7885	7996	7985	8092	9191
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч	290	103	111	-11	107	1099
Прирост, %	3,9	1,3	1,4	-0,1	1,3	13,6
Потребление мощности в энергосистеме Калужской области, МВт	1301	1313	1314	1316	1447	1449
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	31	12	1	2	131	2
Прирост, %	-	0,9	0,1	0,2	10	0,1

Прогнозы потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области на 2022 - 2027 годы, представлены на рисунках 10 и 11.

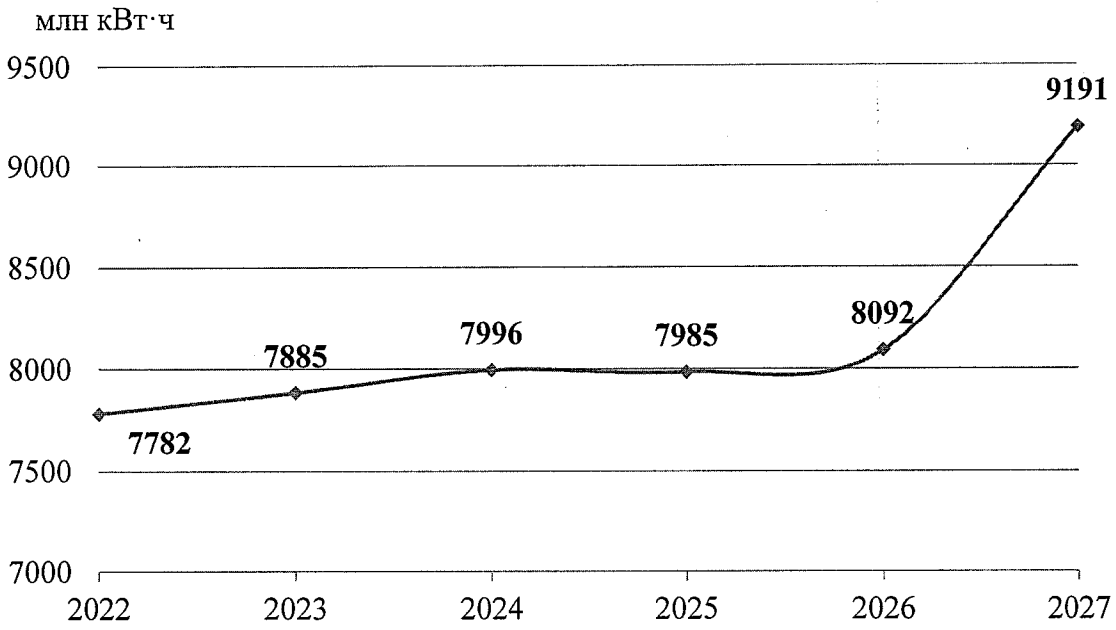


Рисунок 10. Прогноз потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области в 2022–2027 годах

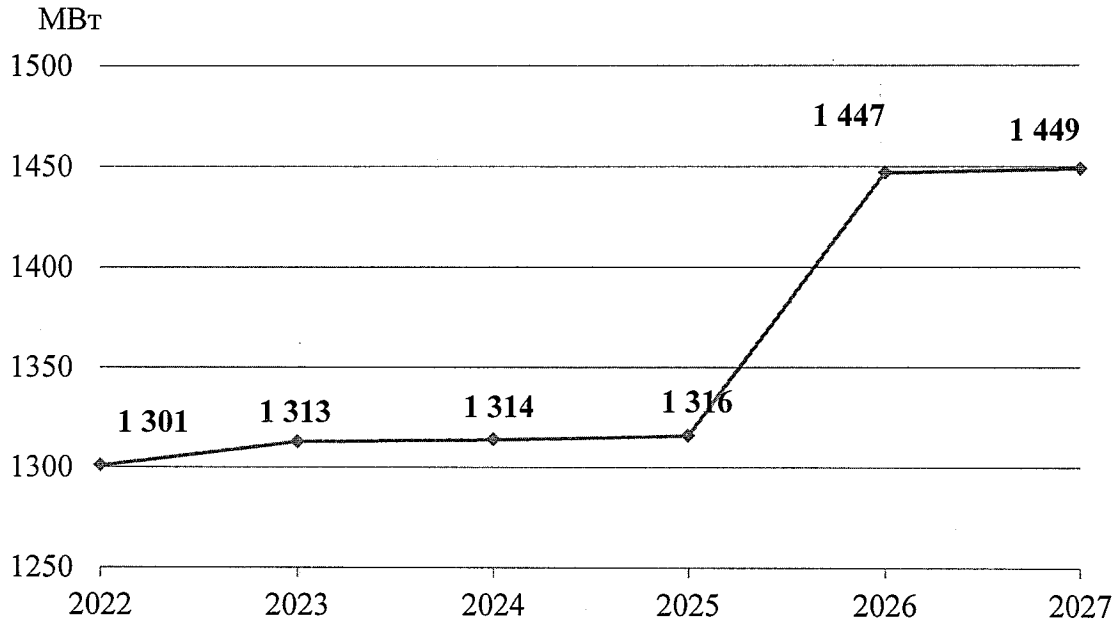


Рисунок 11. Прогноз потребления мощности в энергосистеме Калужской области в 2022 - 2027 годах

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Калужской области, характеризуется среднегодовым темпом 3,6 % в 2022 - 2027 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2022 - 2027 годов составляет 1409 млн кВт·ч. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2022–2027 годов составляет 148 МВт.

Максимальные значения потребления мощности и электроэнергии по отдельным энергорайонам, приведены в таблицах 45 и 46 соответственно.

Таблица 45. Перспективные максимальные значения потребляемой мощности по отдельным энергорайонам Калужской области в зимний период, МВт

Энергорайон	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Калужский	489,3	491,9	492,4	491,9	489,8	489,7
Обнинский	572,9	578,7	578,8	580,8	708,2	708,8
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	32,8	33,4	33,5	34,1	40,6	41,9
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	149,2	152,2	152,3	152,5	151,9	152,1
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	15,1	15,1	15,2	15,1	15,1	15,1
Энергорайон Думиничи-Хвастовичи	18,2	18,2	18,3	18,2	18,1	18,1
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	23,4	23,5	23,5	23,4	23,3	23,3

Таблица 46. Перспективные максимальные значения потребляемой электроэнергии по отдельным энергорайонам Калужской области в зимний период, млн кВт·ч

Энергорайон	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Калужский	2927,0	2954,3	2996,3	2984,6	2739,1	3106,2
Обнинский	3426,9	3475,1	3522,2	3523,8	3960,5	4496,1
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	196,3	200,3	203,7	207,1	226,9	265,9
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	892,2	914,1	926,8	925,0	849,3	964,6
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	90,5	91,0	92,4	91,9	84,4	95,7
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	108,9	109,4	111,3	110,4	101,3	114,7
Энергорайон Думиничи-Хвастовичи	140,2	140,8	143,2	142,2	130,5	147,8

4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт на 2022 - 2027 годы

Согласно актуальной редакции СиПР ЕЭС России запланирован демонтаж ТГ-3 Р-6-35/5М мощностью 6 МВт на Калужской ТЭЦ в 2023 году.

На территории площадки «Боровск» ОЭЗ ППТ предусмотрено строительство объекта по производству электрической энергии резидента ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС» общей мощностью 20 МВт, с присоединением к электрическим сетям, сроком реализации – 1 квартал 2023 года.

4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2022–2027 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2022 - 2027 годы представлен в таблице 47 и на рисунке 12.

Таблица 47. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2022 - 2027 годы, МВт

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности					
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребность (собственный максимум)	1301	1313	1314	1316	1447	1449
Покрытие (установленная мощность)	142,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
в том числе:						
ТЭС	142,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0

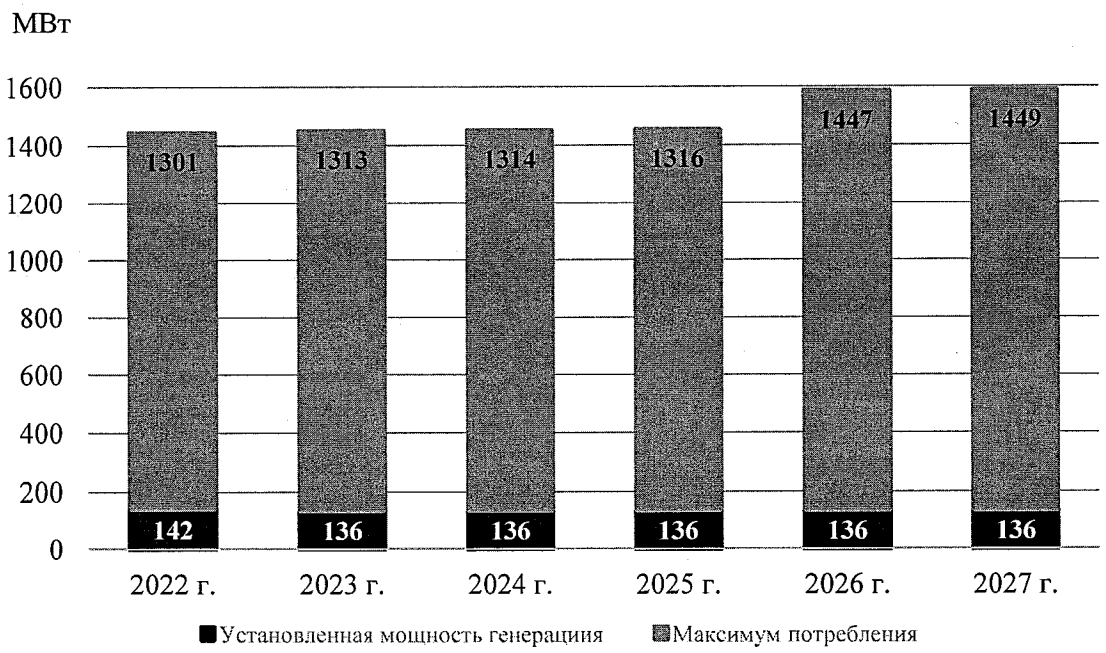


Рисунок 12. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2022–2027 годы

Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2022–2027 годы представлен в таблице 48 и на рисунке 13.

Таблица 48. Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2022–2027 годы, млн кВт·ч

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч					
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребление электроэнергии	7782	7885	7996	7985	8092	9191
Выработка электроэнергии	260	279	285	309	284	296
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	7522	7606	7711	7676	7808	8895

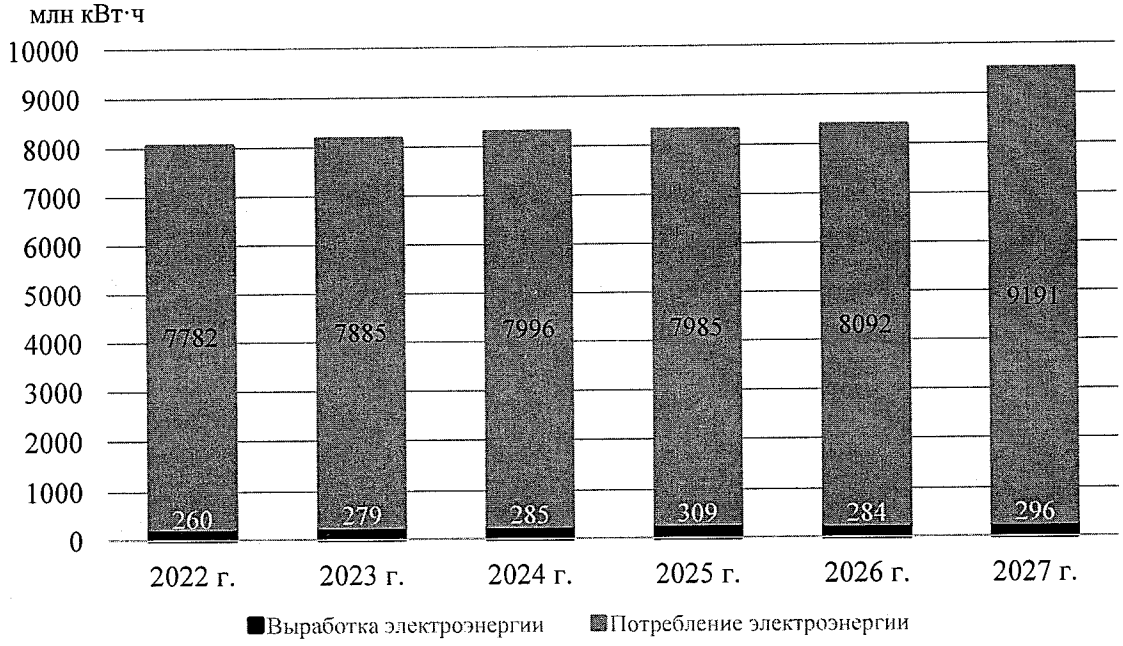


Рисунок 13. Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2022–2027 годы

Балансы мощности электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2022 - 2027 годы складываются с дефицитом. Дефицит планируется покрывать за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

4.5. Расчеты и анализ электроэнергетических режимов энергосистемы Калужской области

4.5.1. Планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электрорпередачии подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Перспективные вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Калужской области до 2027 года, сформированные в соответствии с актуальной редакцией СиПР ЕЭС России, а также вводы электросетевых объектов напряжением 110 кВ и ниже в соответствии с ТУ на ТП, учтенные в расчетных моделях, представлены в таблице 49.

При формировании поузловых прогнозов потребления, используемых при расчете перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Калужской области, учитывается эффект совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятность набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения учтён конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению.

Таблица 49. Перечень объектов электросетевого строительства на территории энергосистемы Калужской области до 2027 года

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия
		Цепность × км	МВА			
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская трансформаторной мощностью 501 МВА (3×167 МВА) со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1×14,2 км)	1×14,2	3×167+167	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга») Технические условия от 15.12.2012 на технологическое присоединение электроустановок ООО «НЛМК-Калуга»
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинск – Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2×46,88 км)	2×46,88	–	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга») Технические условия от 15.12.2012 на технологическое присоединение электроустановок ООО «НЛМК-Калуга»
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие I, II цепь	–	–	2026		
3	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА (1×180 МВА) и увеличением трансформаторной мощности с 380 МВА до 560 МВА	–	180	2026	ООО «НЛМК-Калуга»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга») Технические условия от 15.12.2012 на технологическое присоединение электроустановок ООО «НЛМК-Калуга»
4	Строительство новой ПС 110 кВ для питания потребителей ООО «Первый завод» с питанием отпайками от ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 2,3	2×6,5	2×25	2023	ООО «Первый завод»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Первый завод» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Калугаэнерго» Технические условия от 22.07.2020 № 401035930 на технологическое присоединение электроустановок ООО «Первый завод»

Перечень объектов сформирован с учетом выполненного в 2022 году строительсва ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон (ООО «Мещовский комбинат точного литья, 2х26 км, 2х63 МВА).

4.5.2. Определение перечня «узких мест»

С целью выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области, для перспективного периода 2022–2027 годов, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчёты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов согласно ГОСТ Р 58670–2019 расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условиях:

– режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 25 °С;

– режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670–2019 – плюс 5 °С;

– режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30 °С;

– режим летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 18 °С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2022–2027 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов перспективных электрических режимов при единичных отключениях в нормальной схеме не выявил схемно-режимных ситуаций характеризующихся выходом параметров режима из области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в единичных ремонтных схемах в зимний период максимальных нагрузкок при температуре минус 25 °С, характеризующихся выходом параметров режима из области допустимых значений представлен в таблице 50.

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в единичных ремонтных схемах в летний период максимальных нагрузкок при температуре плюс 30 °С, характеризующихся выходом параметров режима из области допустимых значений представлен в таблице 51.

Таблица 50. Токовые перегрузки электросетевого оборудования 110 кВ в единичных ремонтных схемах в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 25 °С

Отключаемый элемент	Элемент 1 в ремонте	КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	
		2022	2027	2022	2027	2022	2027
		I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A
		$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %
КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками	2 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие	–	–	757	776	–	–
		–	–	108,6	111,3	–	–
	В-110 КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие	–	–	758	776	–	–
		–	–	108,7	111,3	–	–
АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 СШ 110 ПС 220 кВ Мирная	784	798	–	–	776	787
		112,5	114,5	–	–	133,6	135,5

Таблица 51. Токовые перегрузки электросетевого оборудования 110 кВ в единичных ремонтных схемах в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С

Отключаемый элемент	Элемент 1 в ремонте	КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	
		2022	2027	2022	2027	2022	2027
		I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A
		$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %
КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками	2 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие	–	–	427	454	–	–
		–	–	84,1	89,4	–	–
	В-110 КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие	–	–	428	454	–	–
		–	–	84,3	89,4	–	–
АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 СШ 110 ПС 220 кВ Мирная	436	469	–	–	424	466
		85,8	92,3	–	–	100,1	110,2

Транзиты 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново (ПС 110 кВ Балабаново, ПС 110 кВ Обнинск, Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1) – ПС 220 кВ Мирная при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в единичных ремонтных схемах выявил высокую токовую загрузку ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками, КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками и ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в период экстремальных высоких температур на этапе 2027 г., а именно:

– при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта 2 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 454 А (107,2 % и 89,4% от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно);

– при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта В-110 КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 454 А (107,3 % и 89,5% от от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно);

– при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в схеме ремонта 1 СШ 110 ПС 220 кВ Мирная загрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново 466 А (110,2 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$) КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками 469 А (111 % и 92,3 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново рекомендуется при подготовке ремонтной схемы перевести РПН АТ1 и АТ ПС 220 кВ Созвездие в положение 13, РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3 и АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1 и перевести питание ПС 110 кВ Окружная и на одностороннее питание от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками.

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в единичных ремонтных схемах выявил высокую токовую загрузку ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками, КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками и ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в период зимних максимальных нагрузок при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки на этапе 2027 г., а именно:

– при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта 2 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 776 А (133,6 % и 111,3 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

Для снижения уровня перегрузки рекомендуется:

– перевести РПН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Мирная в положение 1;

– перевести питание Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная.

При этом загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 685 А (117,9 % и 98,3 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

– при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта В-110 КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 776 А (133,6 % и 111,3 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

Для снижения уровня перегрузки рекомендуется аналогичные схемно-режимные мероприятия по подготовке ремонтной схемы.

При этом загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 686 А (118,1 % и 98,4 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

– при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в схеме ремонта 1 СШ 110 ПС 220 кВ Мирная загрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново составит 787 А (135,5 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$), а ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками составит 798 А (137,4 % и 114,5 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

Для снижения уровня перегрузки рекомендуется:

– перевести РПН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Созвездие в положение 13;

– перевести РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3 и АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1;

– перевести питание ПС 110 кВ Ворсино, ПС 110 кВ Денисово и ПС 110 кВ Строительтная от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками;

– перевести питание и ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная.

При этом загрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново составит 702 А (120,8 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$), а ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками составит 634 А (109 % и 91 % от $I_{ддтн}$ и $I_{адтн}$ соответственно).

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в соответствии с ГОСТ Р 58670–2019 произвести установку на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с управляющими воздействиями на ОН в объеме 41,2 МВт: 24,3 МВт на ПС 110 кВ Белоусово и ПС 110 кВ Протва; 16,9 МВт на ПС 110 кВ Белкино и ПС 110 кВ Радий.

При этом состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании по соответствующему титулу.

Транзиты 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново (ПС 110 кВ Балабаново, Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1) – ПС 220 кВ Мирная при аварийных отключениях в двойных ремонтных схемах

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах в летний период максимальных и минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С выявил превышение АДТН электросетевых элементов 110 кВ транзитов ПС 220 кВ Созвездие – ПС 220 кВ Мирная на этапы 2022–2027 гг., в таблице 52 приведена максимальная токовая загрузка электросетевых элементов указанных транзитов на 2022 и 2027 гг.

Таблица 52. Токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ транзитов ПС 220 кВ Созвездие – ПС 220 кВ Мирная на этапах 2022 и 2027 годов при нормативных возмущениях в двойных ремонтных схемах для летних максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С

Отключаемый элемент	Элемент 1 в ремонте	Элемент 2 в ремонте	КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками		СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново		КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками		ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	
			2022	2027	2022	2027	2022	2027	2022	2027	2022	2027
			I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A	I, A
			$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %	$I/I_{адтн}$, %
АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие	АТ-1 ПС 220 кВ Мирная	937	1027	691	771	773	854	–	–	–	–
			161,6	177,1	119,1	132,9	133,3	147,2	–	–	–	–
КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками	АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная	–	–	–	–	–	–	–	–	835	909
			–	–	–	–	–	–	–	–	172,8	188,2
ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	АТ-1 ПС 220 кВ Мирная	2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная	–	–	–	–	–	–	727	801	–	–
			–	–	–	–	–	–	150,4	165,7	–	–

Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная при аварийном отключении в двойной ремонтной схеме

Результаты расчетов двойных ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок в период 2022–2027 годов при ТНВ +18 °С при отключении АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в двойной ремонтной схеме 1 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная выявили загрузку свыше ДДТН и АДТН у следующих электросетевых элементов:

– КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками – 1027 А (177,1 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками – 771 А (132,9 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново – 854 А (147,2 % от $I_{адтн}$).

Для снижения уровня токовой загрузки описанных элементов рекомендуется при подготовке ремонтной схемы рекомендуется:

– перевести РПН АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в положение 13;

– перевести РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3 и АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1;

– отключить В-110 ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково на ПС 220 кВ Созвездие.

При этом токовая загрузка описанных элементов принимает значения выше АДТН:

– КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками – 959 А (165,3 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками – 691 А (119,1 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново – 779 А (134,3 % от $I_{адтн}$).

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в соответствии с ГОСТ Р 58670–2019 для ликвидации превышения АДТН указанных ВЛ произвести установку АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие с управляющими воздействиями на ОН в районе ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная в объеме 116,9 МВт: 12,6 МВт на ПС 110 кВ Русиново, 23,5 МВт на ПС Окружная, 22,4 МВт на ПС Денисово, 9,2 МВт на ПС Ворсино, 17,7 МВт на ПС Балабаново, 4,9 МВт на ПС Обнинск, 21,6 МВт на ПС Цветково, 5 МВт на ПС Строительная.

При этом состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании по соответствующему титулу.

Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Балабаново – ПС 110 кВ Обнинск – ПС 220 кВ Мирная

Результаты расчетов двойных ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок период 2022–2027 годов при ТНВ +18 °С при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками в двойной ремонтной схеме 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-2 ПС 220 кВ Мирная выявили загрузку свыше ДДТН и АДТН:

– ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново – 909 А (188,2 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново – 808 А (167,1 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на Доброе – 779 А (161,2 % от $I_{адтн}$);

– секционная перемычка 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново – 855 А (177 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 ПС 110 кВ Обнинск – 804 А (166,4 % от $I_{адтн}$).

Для снижения уровня токовой загрузки описанных элементов при подготовке ремонтной схемы рекомендуется:

– перевести питание Т2 ПС 110 кВ Строительная от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками и Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная;

– перевести РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в положение 13;

– перевести РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3 и АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1;

– отключить В-110 ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково на ПС 220 кВ Созвездие.

С учетом подготовки ремонтной схемы загрузка электросетевых элементов составит:

– ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново – 750 А (155,2 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново – 649 А (134,3 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на Доброе – 623 А (128,9 % от $I_{адтн}$);

– секционная перемычка 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново – 696 А (144,1 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 ПС 110 кВ Обнинск – 648 А (134 % от /$I_{адтн}$).

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в соответствии с ГОСТ Р 58670–2019 произвести установку на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с управляющими воздействиями на ОН в объеме 66,2 МВт: 20,7 МВт на ПС 110 кВ Белкино и ПС 110 кВ Радий, 40,3 МВт на ПС 110 кВ Белоусово и ПС 110 кВ Протва, 5,2 МВт на ПС 110 кВ Балабаново. При этом состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании в соответствующем титуле.

Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – ПС 220 кВ Мирная

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в двойной ремонтной схеме 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная в период максимальных нагрузок 2022–2027 годов при ТНВ +18 °С выявлены превышения ДДТН/АДТН следующих электросетевых объектов:

– ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками – 801 А (165,7 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная – 634 А (131,2 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – 701 А (145 % от $I_{адтн}$).

Для снижения уровня токовой загрузки описанных элементов при подготовке ремонтной схемы рекомендуется:

– перевести питание Т2 ПС 110 кВ Строительная от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками и Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная;

– перевести питание Т1 ПС 110 кВ Денисово от КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками.

– перевести питание Т1 ПС 110 кВ Ворсино от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками.

– перевести РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в положение 13;

– перевести РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3 и АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1;

– отключить В-110 ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково на ПС 220 кВ Созвездие.

С учетом подготовки ремонтной схемы загрузка электросетевых элементов составит:

– КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками – 625 А (129,3 % от $I_{адтн}$);

– ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная – 567 А (117,2 % от $I_{адтн}$);

– СВ-110 Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – 574 А (118,7 % от $I_{адтн}$).

В соответствии с ГОСТ Р 58670–2019 для ликвидации превышения АДТН в дополнении потребуется произвести установку на ПС 220 кВ Созвездие АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с управляющими воздействиями на ОН в объеме 37,27 МВт: 13 МВт на ПС 110 Белкино и ПС 110 кВ Радий, 24,27 МВт на ПС 110 Белоусово и ПС 110 кВ Протва. Состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании в соответствующем титуле.

Энергорайон ПС 220 кВ Литейная

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах энергорайона ПС 220 кВ Литейная в летний период максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С выявил возможность выхода параметров режима из области допустимых значений.

Так максимальная токовая загрузка ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками на этапе 2027 года может составить 492 А (117,5 % от $I_{адтн}$) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Цементная – Дятьковская в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово и ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная.

На ПС 220 кВ Цементная установлена АОПО ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с уставкой срабатывания 367 А в летний период, действия 3–6 ступени АОПО направлены на ОН ПС 220 кВ Войлово, действие 7 ступени направлены отключение на ПС 220 кВ Литейная с запретом АПВ ВЛ 110 кВ Литейная – Центролит I, II цепь с отпайкой на ПС Промзона.

Действие 7 ступени АОПО позволит предотвратить превышения АДТН ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками в данной схемно-режимной ситуации.

В аналогичной двойной ремонтной схеме максимальная токовая загрузка загрузка ВЛ 110 кВ Цементная – Дятьковская с отпайками на этапе 2027 года может составить 418,9 А (112,1 % от $I_{адтн}$) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками.

На ПС 220 кВ Цементная установлена АОПО ВЛ 110 кВ Цементная – Дятьковская с уставкой срабатывания 367 А в летний период, действия 3–6 ступени АОПО направлены на ОН ПС 220 кВ Войлово, действие 7 ступени направлены отключение на ПС 220 кВ Литейная с запретом АПВ ВЛ 110 кВ Литейная – Центролит I, II цепь с отпайкой на ПС Промзона.

Энергорайон ПС 110 кВ Калуга

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах энергорайона ПС 110 кВ Калуга в летний период максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С выявил возможность выхода параметров режима из области допустимых значений.

Максимальная токовая загрузка ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник II(I) цепь на этапе 2027 года может составить 520 А (124,3 % от $I_{ддтн}/I_{адтн}$) при аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ Орбита в двойной ремонтной схеме АТ-2 ПС 220 кВ Орбита и ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник I(II) цепь.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник II(I) цепь необходимо при подготовке ремонтной схемы выполнить следующие схемно-режимные мероприятия: замкнуть СВ-110 на ПС 110 кВ Железняки.

4.6. Разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Калужской области

На основании расчетов электрических режимов в энергосистеме Калужской области

На основании результатов расчётов электрических режимов энергосистемы Калужской области выявлен ряд электросетевых элементов с превышением АДТН при нормативном возмущении в двойных ремонтных схемах. Для предотвращения выхода параметров режимов за область допустимых значений рекомендуются установка устройств АОПО на ПС 220 кВ Созвездие с управляющими воздействиями на отключение нагрузки транзита ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная, транзита 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Балабаново – ПС 220 кВ Мирная и транзита 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – ПС 220 кВ Мирная:

– АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново;
– АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками;
– АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново.

На основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области

На основании результатов анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на перспективный период 2023–2027 годов рекомендации по замене, ремонту или перекатке трансформаторного оборудования ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области сверх представленных в пункте 0 отсутствуют. В итоге, рекомендуется замена трансформаторного оборудования на следующих объектах:

– ПС 110/35/10 кВ Белоусово – замена Т1 и Т2, 2×10 МВА на 2×16 МВА;
– ПС 110/10 кВ Денисово – замена Т1 и Т2, 25+16 МВА на 2×25 МВА;
– ПС 110/10 кВ Радищево – замена Т1 и Т2, 2×16 МВА на 2×25 МВА;
– ПС 110/10 кВ Строительная – замена Т1 и Т2, 2×10 МВА на 2×16 МВА;
– ПС 110/35/10 кВ Козельск – замена Т1, 1×10 МВА на 1×16 МВА;

Дополнительно требуется реконструкция ПС 35 кВ:

– ПС 35/10 кВ Кудиново – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;

– ПС 35/10 Мятлево – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Высокиничи – замена Т1 и Т2, 2×4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Коллонтай – замена Т1 и Т2, 6,3+4 МВА на 2×10 МВА;
– ПС 35/10 кВ Недельная – замена Т1 и Т2, 2×2,5 МВА на 2×4 МВА;
– ПС 35/10 кВ Остров – замена Т1 и Т2, 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

4.7. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на перспективу до 2027 года

В работе произведен анализ балансов реактивной мощности для электрических сетей энергосистемы Калужской области, а также расмотрена необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

Результаты расчета баланса реактивной мощности на 2021 год для периодов зимних и летних максимальных нагрузок (при температурах контрольного замера в зимний и летний период минус 2,6 °С и плюс 19,3 °С соответственно) и на 2022–2027 годы для периода зимних максимальных, зимних минимальных, (температура окружающей среды минус 25 °С), летних максимальных (температура окружающей среды плюс 30 °С) и летних минимальных (температура окружающей среды плюс 18 °С) нагрузок энергосистемы Калужской области, представлены в таблице 53.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах 2021–2027 годов в нормальной схеме электрической сети энергосистема Калужской области является сбалансированной по реактивной мощности. При этом в зависимости от рассматриваемых режимных условий (зимний или летний минимум, или максимум нагрузок) наблюдается изменение характера баланса реактивной мощности: энергосистема Калужской области дефицитна в зимних режимах и практически сбалансирована в летних. При этом расчет режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем не выявил снижения/повышения напряжения на шинах станций и подстанций 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области ниже/выше допустимых пределов. Таким образом, дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не требуется.

Таблица 53. Баланс реактивной мощности энергосистемы Калужской области на период 2021–2027 годов, Мвар

Показатель	2021 г.				2022 г.				2023 г.				2024 г.				2025 г.				2026–2027 гг.			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	369	331	316	299	408	340	310	242	418	343	314	244	419	345	313	246	422	343	314	244	447	369	340	247
Нагрузочные потери	462	476	121	117	375	338	178	157	378	340	179	158	304	238	133	90	413	378	201	180	428	390	210	184
в т.ч. потери в ЛЭП	339	394	71	84	248	263	117	124	249	263	118	124	185	172	81	64	280	298	137	144	296	311	145	150
потери в АТ	123	83	50	33	127	75	60	33	129	76	61	33	119	66	53	26	134	80	64	36	132	80	65	34
Потребление ШР	16	14	16	18	18	15	15	18	18	15	15	18	18	16	14	19	18	15	14	18	17	15	14	18
Потери в шунтах	7	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8	7	8	8	8
Суммарное потребление реактивной мощности	*854*	*829*	*460*	*441*	*808*	*701*	*510*	*426*	*821*	*706*	*515*	*428*	*748*	*607*	*468*	*363*	*860*	*743*	*537*	*450*	*899*	*782*	*572*	*457*
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	33	-14	3	-83	36	-39	4	-137	36	-36	6	-136	39	-35	22	-131	36	-34	8	-134	36	-24	19	-135
Зарядная мощность ЛЭП	-473	-490	-490	-510	-471	-496	-488	-520	-471	-497	-488	-520	-466	-498	-484	-520	-470	-496	-487	-520	-492	-521	-512	-548
Суммарная генерация реактивной мощности	*506*	*476*	*493*	*427*	*507*	*457*	*492*	*383*	*507*	*461*	*494*	*384*	*505*	*463*	*506*	*389*	*506*	*462*	*495*	*386*	*528*	*497*	*531*	*413*
Внешний переток реактивной мощности	*-349*	*-353*	*33*	*-14*	*-301*	*-244*	*-18*	*-43*	*-314*	*-245*	*-22*	*-44*	*-243*	*-144*	*38*	*26*	*-354*	*-282*	*-42*	*-65*	*-371*	*-285*	*-41*	*-44*

4.8. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

На основании результатов анализа электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше и анализа загрузки ЦП 35 кВ и выше энергосистемы Калужской области был определён перечень объектов, на которых выявлено превышение загрузки оборудования сверх допустимых значений (таблица 54).

Таблица 54. Перечень электросетевых объектов в энергосистеме Калужской области, на которых необходимо выполнить реконструкцию

№	Наименование объекта	Текущиее параметры, марка/МВА	Рекомендуемые параметры, марка/МВА	Примечание
1	ПС 110/35/10 кВ Белоусово	2×10	2×16	–
2	ПС 110/10 кВ Денисово	25+16	2×25	Замена трехобмоточного трансформатора Т1 на новый двухобмоточный аналогичной мощности (25 МВА). Замена двухобмоточного трансформатора Т2 на новый двухобмоточный с увеличением мощности до 25 МВА
3	ПС 110/10 кВ Радищево	16+25	2×25	–
4	ПС 110/10 кВ Строительная	2×10	2×16	Планируется перекатка одного трансформатора мощностью 16 МВА на ПС 110/10 кВ Строительная с ПС 110/10 кВ Крутицы и перекатка трансформатора мощностью 10 МВА с ПС 110/10 кВ Строительная на ПС 110/10 кВ Крутицы; перекатка одного трансформатора мощностью 16 МВА, демонтированного с ПС 110/35/10 кВ Вега, на ПС 110/10 кВ Строительная
5	ПС 110/35/10 кВ Козельск	1×10	1×16	Замена существующего Т1 на новый 1×16 МВА
6	ПС 110/6 кВ Цветково	2×20+40	2×40	Без увеличения трансформаторной мощности. Замена по акту технического освидетельствования
7	ПС 35/10 кВ Кудиново	2×4	2×6,3	Перекатка трансформтаоров с ПС 35/10 кВ Остров
8	ПС 35/10 кВ Мятлево	2×4	2×10	–
9	ПС 35/10 кВ Высокиничи	2×4	2×10	–
10	ПС 35/10 кВ Коллонтай	6,3+4	2×10	–
11	ПС 35/10 кВ Недельная	2×2,5	2×4	–
12	ПС 35/10 кВ Остров	2×6,3	2×10	Замена в рамках реализации ТУ на ТП от 19.08.2020 № 40/035606 в рамках подключения нагрузки потребителей ООО «Полар Сифуд Раша»

Таблица сформирована с учетом выполненых в 2022 году мероприятий по установке устройства АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие, устройства АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново на ПС 220 кВ Созвездие, устройства АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие ; замене Т1 16 МВА на 25 МВА на ПС 110 кВ Радищево филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго».

4.9. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках

Генерирующие объекты, признанные квалифицированными генерирующими объектами, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии на розничном рынке электрической энергии на территории Калужской области отсутствуют. Вместе с тем в 2022 году ООО «СОТЕК» в индустриальном парке «Ворсино» выполнено строительство генерирующего объекта, функционирующего на основе использования биогаза мощностью до 1 МВт (700 кВт) с привлечением собственных средств.

Планируемые к строительству объекты генерации, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках

Планируемые к строительству объекты генерации, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках на территории Калужской области отсутствуют.

4.10. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России

Рекомендации по уточнению перечня электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в актуальную редакцию СиПР ЕЭС России в рамках рассмотрения прогноза потребления мощности энергосистемы Калужской области в период 2023–2027 годов, а также корректировке сроков их ввода отсутствуют.

4.11. Формирование перечня электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу

В таблице 55 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии энергосистемы на территории Калужской области, рекомендуемых к вводу в период до 2027 года.

Таблица 55. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии энергосистемы на территории Калужской области

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность × км	МВА	Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8
В соответствии с актуальной редакцией СиПР ЕЭС России							
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 1×167 МВА со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1×14,2 км)	1×14,2	501+167	–	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2×46,88 км)	2×46,88	–	–	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие	–	–	–	2026	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь)
3	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА (1×180 МВА) и увеличением трансформаторной мощности с 380 МВА до 560 МВА	–	180	–	2026	ООО «НЛМК-Калуга»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК (II очередь)
В рамках реализации технологического присоединения по заключенным договорам							
4	Строительство ПС 110 кВ Первый завод (новая ПС)	–	2×25	–	2023	ООО «Первый завод»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Первый завод» к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»
	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 2 и ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 3 для подключения нагрузки ПС 110 кВ Первый завод (новая ПС)	2×6,5	–	–	2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	
В рамках расширения и реконструкции ПС 35 кВ и выше							
5	Реконструкция ПС 110/10 кВ Белоусово с заменой трансформатора Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×10 до 2×16 МВА	–	2×16	–	Т1 – 2023 Т2 – 2024	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учетом реализации ТУ на ТП

6	Реконструкция ПС 110/10 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 25+16 до 2×25 МВА	–	2×25	–	2024	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учетом реализации ТУ на ТП
7	Реконструкция ПС 110/10 кВ Радищево с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 16 до 25 МВА	-	1×25		Т2 – 2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учетом реализации ТУ на ТП
8	Реконструкция ПС 110/10 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×10 до 2×16 МВА	–	2×16	–	Т1 – 2024 Т2 – 2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
9	Реконструкция ПС 110/35 /10 кВ Козельск с заменой трансформатора Т1 с увеличением трансформаторной мощности с 10+16 до 2×16 МВА	–	1×16	–	2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
10	Реконструкция ПС 35/10 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×4 до 2×6,3 МВА	–	2×6,3	–	2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
11	Реконструкция ПС 35/10 кВ Высокиничи с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×4 до 2×10 МВА	–	2×10	–	2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
12	Реконструкция ПС 35/10 кВ Коллонтай с заменой трансформаторов Т1 иТ2 с увеличением трансформаторной мощности с 6,3+4 МВА до 2×10 МВА	–	2×10	–	2026	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учётом реализации ТУ на ТП
13	Реконструкция ПС 35/10 кВ Недельная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×2,5 до 2×4 МВА	–	2×4	–	2026	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учетом реализации ТУ на ТП
14	Реконструкция ПС 35/10 кВ Остров с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2×6,3 до 2×10 МВА		2×10		2023	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Замена в рамках реализации ТУ на ТП от 19.08.2020 № 40/035606 в рамках подключения нагрузки потребителей ООО «Полар Сифуд Раша»
В рамках замены оборудования по актам технического состояния							
15	Реконструкция ПС 110 кВ Цветково с заменой трансформаторов Т1, Т2 на один трансформатор без увеличения трансформаторной мощности подстанции с 2×20+40 на 2×40	–	1×40	–	2026	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»	Акт технического освидетельствования от 21.06.2018 Протокол ТС от 12.01.2021 г. № 10

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии энергосистемы на территории Калужской области сформирован с учетом выполненых в 2022 году мероприятий по:
- строительство ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон 2х26 км, 2х63 МВА (ООО «Мещовский комбинат точного литья»)
- реконсрукции ПС 110/10 кВ Радищево с заменой трансформатора Т1 с увеличением трансформаторной мощности с 1×16 до 1×25 МВА (филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»);
- установке устройства АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие (филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»);
- установке устройства АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново на ПС 220 кВ Созвездие (филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»);
- установке устройства АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие (филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго»).

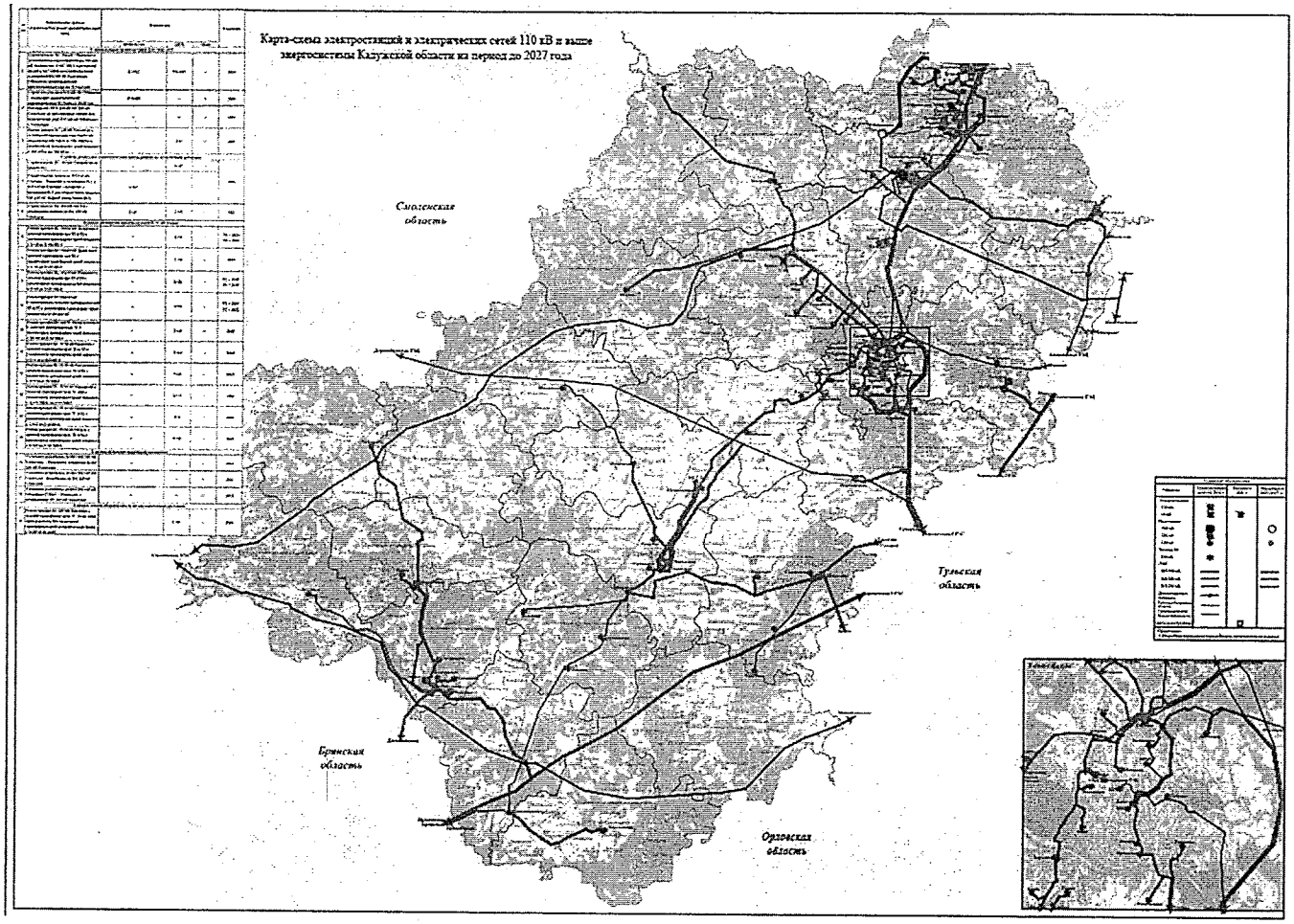
4.12. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и нижес выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ

В таблице 56 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и ниже.

Таблица 56. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и ниже

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Новое строительство					
ЛЭП 500 кВ, км	0	0	0	14,2	0
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	93,76	0
ЛЭП 110 кВ, км	13	0	0	0	0
ПС 500 кВ, МВА	0	0	0	668	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	180	0
ПС 110 кВ, МВА	50	0	0	0	0
Реконструкция					
ЛЭП 500 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	73	41	0	81	0
ПС 35 кВ, МВА	52,6	0	0	28	0

5. Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области период до 2027 года



АДМИНИСТРАЦИЯ ГУБЕРНАТОРА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ * РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ * УПРАВЛЕНИЕ ПО РАБОТЕ С ОБРАЩЕНИЯМИ ГРАЖДАН, ИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ И ДЕЛОПРОИЗВОДСТВУ № 1