



РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 29.04.2022 № 112

г. Ростов-на-Дону

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2022 – 2026 годы

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

1. Утвердить схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2022 – 2026 годы согласно приложению.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Ростовской области от 30.04.2021 № 110 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2021 – 2025 годы».

3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его официального опубликования.

4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на министра промышленности и энергетики Ростовской области Савельева А.В.

Губернатор
Ростовской области



В.Ю. Голубев

Распоряжение вносит
министерство промышленности
и энергетики Ростовской области

Приложение
к распоряжению
Губернатора
Ростовской области
от 29.04.2022 № 112

СХЕМА И ПРОГРАММА
перспективного развития электроэнергетики
Ростовской области на 2022 – 2026 годы

1. Введение

Основными целями настоящей работы является формирование планов по перспективному развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в создание эффективной и сбалансированной инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Ростовской области.

Задачами формирования схемы и программы перспективного развития электроэнергетики (далее – СиПР) являются:

обеспечение надежного функционирования Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) на территории Ростовской области в долгосрочной и среднесрочной перспективе;

скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

Основными принципами формирования СиПР являются:

экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы ЕЭС России;

применение новых технологических решений при формировании долгосрочных СиПР;

скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

СиПР сформирована на основании:

проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы;
прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, в том числе по основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Ростовской области;

ежегодного отчета о функционировании ЕЭС России и данных мониторинга исполнения СиПР;

сведений о заявках (договорах) на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Ростовской области, а также предложения сетевых организаций и уполномоченного исполнительного органа государственной власти Ростовской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Ростовской области;

инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою деятельность на территории Ростовской области;

прогноза потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (с разбивкой по годам) по территории Ростовской области, разрабатываемого АО «СО ЕЭС» (предоставляется системным оператором);

программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений и городских округов Ростовской области;

схем теплоснабжения поселений и городских округов Ростовской области;
иных сведений, необходимых для разработки СиПР, включая статистические наблюдения.

СиПР разработана в соответствии с:

Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

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

поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 г. (пункт 5 Перечня поручений от 29.03.2010 № Пр-839) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

методическими рекомендациями по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09.11.2010 № АШ-369пр;

техническим заданием на выполнение научно-исследовательской работы «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2022 – 2026 годы».

При разработке СиПР выполняются положения:

Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации (далее – Минэнерго России) от 30.06.2003 № 281;

Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

ГОСТа Р 58670 – 2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1196-ст.

2. Общая характеристика Ростовской области

Ростовская область – субъект Российской Федерации на юге Европейской части России, входит в состав Южного федерального округа. Административный центр – город Ростов-на-Дону.

По характеру поверхности территория Ростовской области представляет собой равнину, расчлененную долинами рек и балками. Максимальная высота над уровнем моря – 253 метра. С севера на территорию области заходит Среднерусская возвышенность, на западе вклинивается восточная часть Донецкого кряжа, в юго-восточной части области возвышаются Сальско-Манычская гряда и Ергени.

Ростовская область занимает площадь 101 тыс. кв. километров, что составляет 0,6 процента территории России, имеет протяженность 470 километров с севера на юг, 455 километров – с запада на восток.

Ростовская область имеет сухопутные и водные границы со следующими регионами: на западе и северо-западе – с Донецкой Народной и Луганской Народной Республиками, общая протяженность границы 660 километров, на севере и северо-востоке – с Воронежской и Волгоградской областями, на востоке и юго-востоке – с Калмыкией, на юге – со Ставропольским и Краснодарским краями, на юго-западе омывается Таганрогским заливом Азовского моря, имея морскую государственную границу с Украиной.

На территории Ростовской области протекает одна из крупнейших рек Европы – Дон (протяженность около 1870 километров), расположено Цимлянское водохранилище (объем около 24 млрд куб. метров). Судоходны основные притоки Дона – реки Северский Донец и Маныч. Озера занимают лишь 0,4 процента территории области.

Ростовская область имеет благоприятный атлантико-континентальный климат. Средняя температура воздуха в январе – плюс 0,5 градуса, в июле – плюс 25 градусов. Продолжительность солнечного сияния равна 2050 –

2150 часов в год. С июня по сентябрь среднемесячные показатели продолжительности солнечного сияния в Ростове-на-Дону и Сочи мало отличаются друг от друга.

Среднегодовое количество осадков составляет 424 миллиметра. Выпадают преимущественно на атмосферных фронтах циклонов. Их количество уменьшается в направлении с запада (650 миллиметров) на восток (до 400 миллиметров). Высокие температуры лета и длинный вегетационный период обеспечивают повышенную урожайность пшеницы, бахчевых, садовых культур и винограда.

Весьма разнообразна природа Ростовской области. Степные просторы, лесные оазисы, пойма реки Дон, побережья Азовского моря являются пристанищем для более ста видов животных и ценных промысловых пород рыб.

Территория Ростовской области лежит в пределах степной зоны, лишь крайний юго-восток является переходным районом от степей к полупустыням. Лесами и кустарниками покрыты 2,9 процента земельного фонда, в то время как большая часть Ростовской области занята сельхозугодиями, преимущественно на высокоплодородных черноземах.

Численность населения Ростовской области, по данным Росстата, составляет 4 181 486 человек (по состоянию на 1 января 2021 г.). Из них в городах проживают 68,2 процента от общей численности, в сельской местности – 31,8 процента. Плотность населения – 41,4 человека на кв. километр.

Регион занимает 6-е место в России по численности постоянного населения после г. Москвы, Московской области, Краснодарского края, г. Санкт-Петербурга и Свердловской области. Среди субъектов, входящих в Южный федеральный округ, Ростовская область находится на 2-м месте после Краснодарского края.

В Ростовской области проживают представители более 150 национальностей и народностей. По данным Всероссийской переписи населения 2010 года, по национальному составу 90,3 процента населения Ростовской области составляют русские, 2,6 процента – армяне, 1,9 процента – украинцы, 0,9 процента – турки, 0,4 процента – белорусы, 0,4 процента – азербайджанцы, 0,4 процента – цыгане, 0,3 процента – татары, 0,3 процента – чеченцы, 0,3 процента – корейцы, 0,2 процента – даргинцы, 0,2 процента – грузины, остальное население – иные этнические группы.

Трудоспособное население составляет около 59,8 процента от общей численности. Уровень образования населения в экономически активном возрасте достаточно высок.

Среднегодовая численность занятых в экономике составляет 1909,4 тыс. человек.

Демографическая ситуация в Ростовской области характеризуется снижением числа родившихся и числа умерших (за исключением 2020 г.), увеличением естественной убыли населения. Численность родившихся

на 1000 населения составляет 9 (общий коэффициент рождаемости), а численность умерших – 18 (общий коэффициент смертности).

Ожидаемая продолжительность жизни при рождении составляет 72 года.

Населенные пункты Ростовской области с численностью населения более 15 тыс. человек приведены в таблице № 1.

Таблица № 1

НАСЕЛЕННЫЕ ПУНКТЫ
Ростовской области с численностью населения более 15 тысяч человек

№ п/п	Населенный пункт	Количество жителей
1	2	3
1.	Город Ростов-на-Дону	1 137 704
2.	Город Таганрог	248 269
3.	Город Шахты	228 816
4.	Город Волгодонск	169 953
5.	Город Новочеркасск	166 312
6.	Город Батайск	127 444
7.	Город Новошахтинск	105 038
8.	Город Каменск-Шахтинский	87 113
9.	Город Азов	79 857
10.	Город Гуково	64 658
11.	Город Сальск	56 247
12.	Город Донецк	46 741
13.	Город Аксай	46 631
14.	Город Белая Калитва	38 739
15.	Город Красный Сулин	37 492
16.	Город Миллерово	33 690
17.	Город Морозовск	24 186
18.	Город Зерноград	23 847
19.	Город Семикаракорск	21 826
20.	Село Чалтырь Мясниковского района	18 878
21.	Город Пролетарск	18 549
22.	Поселок Орловский Орловского района	18 094
23.	Поселок Зимовники Зимовниковского района	17 998
24.	Город Зверево	17 638
25.	Поселок Матвеев Курган	17 192
26.	Станица Багаевская Багаевского района	17 188
27.	Станица Егорлыкская Егорлыкского района	17 139
28.	Город Константиновск	16 842

Согласно Областному закону от 25.07.2005 № 340-ЗС «Об административно-территориальном устройстве Ростовской области», Ростовская область включает 55 административно-территориальных образований (12 городских округов и 43 муниципальных района. Данные приведены в таблице № 2), 408 административно-территориальных единиц (17 городских поселений и 391 сельское поселение), которые в рамках административно-территориального устройства включают населенные пункты и районы в городе.

Административный центр Ростовской области – город Ростов-на-Дону с населением свыше 1 млн человек – крупный промышленный, культурный и научный центр, речной порт, важный транспортный узел. В 2002 году город приобрел дополнительное политическое и экономическое значение как столица Южного федерального округа.

Город Ростов-на-Дону состоит из 8 районов:

1. Ворошиловский район.
2. Железнодорожный район.
3. Кировский район.
4. Ленинский район.
5. Октябрьский район.
6. Первомайский район.
7. Пролетарский район.
8. Советский район.

Таблица № 2

АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ Ростовской области

№ п/п	Название	Население (человек)	Административный центр
1	2	3	4
Городские округа			
1.	Город Ростов-на-Дону	1 137 704	город Ростов-на-Дону
2.	Город Азов	79 857	город Азов
3.	Город Батайск	127 444	город Батайск
4.	Город Волгодонск	169 953	город Волгодонск
5.	Город Гуково	64 658	город Гуково
6.	Город Донецк	46 741	город Донецк
7.	Город Зверево	17 638	город Зверево
8.	Город Каменск-Шахтинский	87 113	город Каменск-Шахтинский
9.	Город Новочеркасск	166 312	город Новочеркасск
10.	Город Новошахтинск	105 038	город Новошахтинск
11.	Город Таганрог	248 269	город Таганрог
12.	Город Шахты	228 816	город Шахты

1	2	3	4
Муниципальные районы			
1.	Азовский	98 338	город Азов
2.	Аксайский	122 330	город Аксай
3.	Багаевский	33 549	станция Багаевская
4.	Белокалитвинский	88 224	город Белая Калитва
5.	Боковский	13 577	станция Боковская
6.	Верхнедонской	17 017	станция Казанская
7.	Веселовский	24 699	поселок Веселый
8.	Волгодонской	33 030	станция Романовская
9.	Дубовский	20 970	село Дубовское
10.	Егорлыкский	31 848	станция Егорлыкская
11.	Заветинский	16 197	село Заветное
12.	Зерноградский	51 517	город Зерноград
13.	Зимовниковский	34 719	поселок Зимовники
14.	Кагальницкий	26 832	станция Кагальницкая
15.	Каменский	39 993	пгт Глубокий
16.	Кашарский	22 117	слобода Кашары
17.	Константиновский	30 121	город Константиновск
18.	Красносулинский	74 079	город Красный Сулин
19.	Куйбышевский	13 828	село Куйбышево
20.	Мартыновский	34 247	слобода Большая Мартыновка
21.	Матвеево-Курганский	39 512	поселок Матвеев Курган
22.	Миллеровский	61 310	город Миллерово
23.	Милютинский	12 097	станция Милютинская
24.	Морозовский	36 566	город Морозовск
25.	Мясниковский	50 307	село Чалтырь
26.	Неклиновский	86 177	село Покровское
27.	Обливский	16 958	станция Обливская
28.	Октябрьский	72 252	пгт Каменоломни
29.	Орловский	36 372	поселок Орловский
30.	Песчанокопский	25 827	село Песчанокопское
31.	Пролетарский	33 203	город Пролетарск
32.	Ремонтненский	17 544	село Ремонтное
33.	Родионово-Несветайский	21 819	слобода Родионово-Несветайская
34.	Сальский	99 270	город Сальск
35.	Семикаракорский	48 293	город Семикаракорск
36.	Советский	6 156	станция Советская
37.	Тарасовский	27 776	поселок Тарасовский
38.	Тацинский	33 181	станция Тацинская
39.	Усть-Донецкий	31 050	р.п. Усть-Донецкий
40.	Целинский	29 418	поселок Целина

1	2	3	4
41.	Цимлянский	32 514	город Цимлянск
42.	Чертковский	32 737	поселок Чертково
43.	Шолоховский	24 713	станция Вешенская

Выгодное экономико-географическое расположение Ростовской области, развитая транспортная инфраструктура, высокая обеспеченность трудовыми ресурсами, отсутствие социальной напряженности исторически определили положение Ростовской области как одного из крупнейших на юге страны центров многоотраслевой промышленности, развитого сельского хозяйства, науки, культуры.

Промышленность.

Ведущее место в экономике Ростовской области принадлежит промышленному производству, которое остается основным сектором экономики для создания материальных благ, товарной и денежной массы, новых рабочих мест и инвестиционных источников. На предприятиях Ростовской области производится около 28 процентов промышленной продукции Южного федерального округа.

Производственный потенциал региона имеет достаточно высокий уровень диверсификации, около 80 процентов в объеме отгруженной продукции собственного производства занимает продукция обрабатывающих производств.

Наибольший удельный вес занимают металлургические и машиностроительные предприятия.

Ростовская область лидирует в России по производству многих видов промышленной продукции:

- машин и приспособлений для уборки зерновых культур (90,8 процента);
- зерноуборочных комбайнов (77,7 процента);
- труб бурильных для бурения нефтяных или газовых скважин из черных металлов (56,3 процента);
- оборудования эксплуатационного для ядерных реакторов (44,9 процента);
- косилок тракторных (23,7 процента);
- сталеплавильного оборудования и литейных машин (10,4 процента);
- электродов сварочных с покрытием (6,1 процента);
- пряжи из синтетических штапельных волокон (85,7 процента).

Ведущее место в России принадлежит тяжелому вертолетостроению, электровозостроению, производству паровых котлов и оборудования эксплуатационного для ядерных реакторов, масел растительных нерафинированных, трикотажных изделий.

Сельское хозяйство и агропромышленный комплекс.

Ростовская область – один из крупнейших сельскохозяйственных регионов Российской Федерации. На территории в 101 тыс. кв. километров проживает 4,2 млн человек, из них третья часть – в сельской местности.

Главное богатство Ростовской области – ее почвенные ресурсы. Ростовская область расположена на обыкновенных южных черноземах

и каштановых почвах. В общей структуре земли черноземы занимают 64,2 процента при средней толщине плодородного слоя 40 – 80 сантиметров.

Сельскохозяйственные угодья занимают 8,863 млн гектаров, пашня – 5,962 млн гектаров, в том числе орошаемая – 231 тыс. гектаров. Доля Ростовской области в общей площади сельхозугодий России составляет 2,3 процента. По площади сельхозугодий и площади посевов зерновых культур Ростовская область занимает второе место в Российской Федерации, по плодородию пашни – десятое место среди других субъектов Российской Федерации. Почвенно-климатические условия Ростовской области, несмотря на периодически повторяющиеся засухи, благоприятны для производства сельскохозяйственной продукции.

В сельхозпроизводстве занято 2,5 тысячи сельхозорганизаций, 213 – крестьянско-фермерских хозяйств, более 2 тысяч – индивидуальных предпринимателей, свыше 546 тысяч – личных хозяйств граждан.

Ростовская область – в числе лидеров в России по валовым сборам зерна и подсолнечника. Перспективными направлениями агропромышленного комплекса Ростовской области также являются: прудовое рыбоводство, производство животноводческой продукции, овощей, переработка сельхозпродукции с последующим доведением до потребителя.

На долю Ростовской области приходится более 28 процентов производимой продукции сельского хозяйства в Южном федеральном округе (далее – ЮФО).

Строительство.

Ростовская область по объемам вводимого жилья входит в десятку регионов – лидеров в Российской Федерации и занимает второе место в ЮФО.

Для обеспечения роста объемов вводимого жилья проводится работа по подготовке новых территорий под жилищное строительство, активно развивается инженерная инфраструктура.

В целях повышения доступности жилья и качества жилищного обеспечения населения, в том числе с учетом исполнения государственных обязательств по обеспечению жильем отдельных категорий граждан, утверждено постановление Правительства Ростовской области от 17.10.2018 № 642 «Об утверждении государственной программы Ростовской области «Территориальное планирование и обеспечение доступным и комфортным жильем населения Ростовской области».

Транспорт.

Ростовская область обладает развитой транспортной инфраструктурой, представленной железнодорожными и автомобильными магистралями федерального значения, морскими и речными портами, международным аэропортом в г. Ростове-на-Дону.

Ростовскую область пересекают:

автомагистраль «Дон»;

железнодорожный путь Москва – Ростов – Кавказ;

судоходный путь по реке из центра России в Черное и Средиземное моря;

воздушный коридор Санкт-Петербург – Москва – Кавказский регион.
Автотранспорт.

Пассажирские перевозки автомобильным транспортом являются самым массовым и доступным видом транспорта. По территории Ростовской области проходит 670 междугородных и пригородных межмуниципальных автобусных маршрутов и около 150 межобластных маршрутов, соединяющих все муниципальные образования Ростовской области общей протяженностью более 80 тыс. километров. Автовокзалы и автостанции Ростовской области объединены в единую сеть.

Железнодорожный транспорт.

Основным перевозчиком грузов и пассажиров во внутреннем и международном сообщениях в регионе является Северо-Кавказская железная дорога – филиал ОАО «Российские железные дороги». По территории Ростовской области проходят магистральные железные дороги, связывающие центральные, западные районы страны и Сибирь с южным регионом. Действуют узловые железнодорожные станции, обеспечивающие прием, обработку и отправку практически всех видов грузов. Протяженность железнодорожных путей по территории Ростовской области составляет 1901 километр.

Водный транспорт.

В Ростовской области действуют 126 судоходных компаний. Из них:
судоходные компании, осуществляющие бункеровочную деятельность, – 14;
судоходные компании, осуществляющие пассажирские перевозки, – 4;
стивидорные компании – 38;
судоремонтные заводы – 8.

Общая протяженность внутренних водных путей в границах Ростовской области – 800,3 километра.

Авиационный транспорт.

Воздушный транспорт Ростовской области обеспечивает перевозки пассажиров и грузов в межрегиональном и международном сообщениях.

В 2017 году завершен крупнейший инфраструктурный проект Ростовской области и с 7 декабря 2017 г. новый аэропортовый комплекс «Платов» начал свою работу.

В г. Таганроге расположен региональный аэропорт «Таганрог – Южный».

Основными стратегическими направлениями в сфере воздушного транспорта и развития его инфраструктуры являются:

развитие инфраструктуры и приаэродромной территории аэропорта «Платов», расположенного на территории Грушевского поселения Аксайского района;

развитие инфраструктуры аэропорта «Таганрог – Южный», включая строительство аэровокзального комплекса, установку радиотехнического оборудования, повышение категории аэропорта;

восстановление и развитие на территории Ростовской области аэропортов местных воздушных линий, создание на их базе сети местных и внутрирегиональных воздушных линий.

Дорожный комплекс.

Дорожное хозяйство Ростовской области – одна из самых быстроразвивающихся отраслей на территории региона, протяженность автомобильных дорог общего пользования федерального, регионального, межмуниципального и местного значения превышает 35 тыс. километров, в том числе:

федерального значения – 701,95 километра;

регионального, межмуниципального значения, находящихся в собственности Ростовской области, – 7 602,78 километра;

местного значения, находящихся в муниципальной собственности районов, – 27 216,9 километра.

Оборот организаций в 2021 году (здесь и далее в данном разделе приведены статистические данные за период январь – ноябрь 2021 г. и их отношение к соответствующему периоду за 2020 год) составил 4 549 млрд рублей, или 120,2 процента к уровню 2020 года. Наибольший рост оборота обеспечен предприятиями сельского хозяйства, предприятиями, осуществляющими деятельность в области строительства и обрабатывающими производствами.

Индекс промышленного производства области в 2021 году составил 110,5 процента к индексу промышленного производства в 2020 году (в Российской Федерации – 105,2 процента).

Отмечается увеличение объемов производства по исчисляемым видам деятельности – «обрабатывающие производства», «добыча полезных ископаемых», «водоснабжение; водоотведение, организация сбора и «обеспечение электроэнергией, газом и паром; кондиционирование воздуха».

Добыча полезных ископаемых в отчетном периоде по сравнению с соответствующим периодом 2020 года выросла на 31,3 процента (в Российской Федерации – рост на 4,3 процента). Объем отгруженной продукции собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами на предприятиях добывающего сектора составил 45,3 млрд рублей.

Рост объемов производства отмечается по виду деятельности «обрабатывающие производства» – на 10,2 процента (в Российской Федерации – на 5,2 процента). Предприятиями обрабатывающих производств в 2021 году отгружено продукции собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами на 1009,7 млрд рублей, что составляет 80,4 процента совокупного объема отгруженной промышленной продукции. Выпуск продукции по сравнению с 2020 годом увеличен на предприятиях по четырнадцати видам деятельности, в десяти из них темпы роста составили 110 – 143,9 процента.

В машиностроительном секторе по сравнению с 2020 годом выросло производство электрического оборудования – на 11,3 процента (в Российской Федерации – на 1,3 процента).

Федерации – рост на 5,7 процента); производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки, – на 5,8 процента (в Российской Федерации – рост на 10,3 процента); производство прочих транспортных средств и оборудования – на 14 процентов (в Российской Федерации – рост на 12,7 процента).

В 2021 году по сравнению с 2020 годом увеличено производство резиновых и пластмассовых изделий на 21,7 процента (в Российской Федерации – рост на 8,2 процента).

Индекс производства кокса, нефтепродуктов в 2021 году по сравнению с 2020 годом составил 102,4 процента (в Российской Федерации – 103,1 процента).

Выросло производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях, на 6,9 процента, химических веществ и химических продуктов – на 43,9 процента (в Российской Федерации – рост на 18,6 процента и 6 процентов соответственно).

За 2021 год по сравнению с 2020 годом выросло производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования, на 16,9 процента (в Российской Федерации – рост на 4,4 процента), производство металлургической продукции – на 13,6 процента (в Российской Федерации – рост на 1,2 процента). Предприятиями данных видов деятельности отгружено продукции собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами на 190,6 млрд рублей.

В 2021 году по сравнению с 2020 годом в Ростовской области выросло производство одежды – на 20,2 процента (в Российской Федерации – рост на 3,7 процента), производство текстильных изделий на 24,7 процента (в Российской Федерации – рост на 7,9 процента).

В 2021 году по сравнению с 2020 годом объем производства прочей неметаллической минеральной продукции снизился на 1,4 процента (в Российской Федерации – рост на 7,2 процента).

Индекс производства по виду деятельности «обеспечение электроэнергией, газом и паром; кондиционирование воздуха» за 2021 год составил 105,9 процента к уровню 2020 года (в Российской Федерации – 107,4 процента). Предприятиями этого вида деятельности отгружено продукции собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами на 162,9 млрд рублей (в действующих ценах 117,7 процента от 2020 года) и сформировано 12,9 процента совокупного объема отгруженной продукции промышленного производства.

Индекс производства по виду деятельности «водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» за 2021 год составил 109,0 процента к уровню 2020 года (в Российской Федерации – 116,9 процента). Предприятиями этого вида деятельности отгружено продукции собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами на 37,0 млрд рублей и сформировано 2,9 процента совокупного объема отгруженной продукции промышленного производства.

3. Анализ существующего состояния энергосистемы Ростовской области

3.1. Характеристика основных субъектов электроэнергетики

Энергосистема Ростовской области осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Ростовской области и входит в состав ОЭС Юга, являясь одной из крупнейших энергосистем на юге России.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 1 февраля 2022 г. составила 7 834,84 МВт (первое место в ОЭС Юга).

Генерирующие компании.

На территории Ростовской области действуют следующие генерирующие компании:

АО «Концерн Росэнергоатом» (Ростовская АЭС);
ПАО «ОГК-2» (Новочеркасская ГРЭС);
ООО «Волгодонская тепловая генерация» (Волгодонская ТЭЦ-2);
ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» (Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (районная котельная № 3);
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (Цимлянская ГЭС);
ООО «Группа Мегаполис» (Шахтинская ГТЭС);
АО «ГТ Энерго» (Новочеркасская ГТ ТЭЦ);
ООО «Ростсельмашэнерго» (ТЭЦ завода «Ростсельмаш»);
ООО «Второй Ветропарк ФРВ» (Сулинская ВЭС, Каменская ВЭС);
ООО «Третий Ветропарк ФРВ» (Гуковская ВЭС);
ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ» (Казачья ВЭС);
ООО «Энел Рус Винд Азов» (Азовская ВЭС);
АО «ВетроОГК» (Марченковская ВЭС).

Электросетевые компании.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Юга (далее – МЭС Юга) осуществляют ремонтно-эксплуатационное обслуживание магистральных электрических сетей на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов. На территории Ростовской области действует филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ростовское предприятие магистральных электрических сетей (далее – Ростовское ПМЭС). В зону обслуживания Ростовского ПМЭС входят Ростовская область и Республика Калмыкия. В эксплуатации Ростовского ПМЭС находятся 4 661,21 километра линий электропередачи напряжением 110–500 кВ, 25 подстанций напряжением 220 – 500 кВ общей трансформаторной мощностью 8 363,98 МВА.

Филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго», в эксплуатации которого находятся электрические сети 110 кВ и ниже, осуществляет:

электроснабжение промышленных предприятий, объектов социальной сферы и населения области на напряжении 110 кВ и ниже;

электроснабжение электрифицированной железной дороги с узловыми станциями Ростов-на-Дону, Батайск, Лихая;

подачу электричества для работы газокompрессорных станций и магистральных газопроводов, нефтеперекачивающих станций и магистральных нефтепроводов, проходящих по территории Ростовской области.

В зоне ответственности филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» находятся 8 производственных отделений:

ПО «Центральные электрические сети»;

ПО «Юго-западные электрические сети»;

ПО «Западные электрические сети»;

ПО «Южные электрические сети»;

ПО «Юго-восточные электрические сети»;

ПО «Восточные электрические сети»;

ПО «Северо-восточные электрические сети»;

ПО «Северные электрические сети».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, обслуживаемых энергокомпанией, составляет 71 352 километра. Основное оборудование филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» – это более 244 подстанций напряжением 110 кВ, около 322 подстанций напряжением 35 кВ и свыше 13 927 трансформаторных подстанций 6,10/0,4 кВ.

Второй энергоснабжающей организацией, осуществляющей свою деятельность на территории Ростовской области, является АО «Донэнерго». Основная задача АО «Донэнерго» – качественное и бесперебойное обеспечение электроэнергией населения, промышленных предприятий, объектов социальной сферы на напряжении 0,4 – 10 кВ. В состав АО «Донэнерго» входят филиал ТС и 10 филиалов межрайонных электрических сетей.

Системный оператор.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики осуществляют:

филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Ростовской области и Республики Калмыкия» (далее – Ростовское РДУ);

филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга» (далее – ОДУ Юга);

энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

На территории Ростовской области свою деятельность осуществляют энергосбытовая компания ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону», имеющая статус гарантирующего поставщика электрической энергии, а также АО «АтомЭнергоСбыт», АО «Транссервисэнерго», АО «ЭК «Восток», ООО «ЕЭС-Гарант», ООО «МагнитЭнерго», ПАО «МосэнергоСбыт», ООО «ЭнергоЭффективность», ООО «ЭПМ-Энерго», ООО «Центрэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «РГМЭК» и другие.

3.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области, структура электропотребления по основным группам потребителей, перечень основных крупных потребителей за последние 5 лет

3.2.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за 2021 год составил 19,883 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за период 2017 – 2021 годов представлена в таблице № 3 и на рисунке 1.

Таблица № 3

ДИНАМИКА потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за период 2017 – 2021 годов

Показатели	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	млн кВт·ч	18570,5	19362,7	18881,9	18518,9	19883,3
Абсолютный прирост электропотребления	млн кВт·ч	40,7	792,2	-480,8	-363	1364,4
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	процентов	0,2	4,3	-2,5	-1,9	7,4

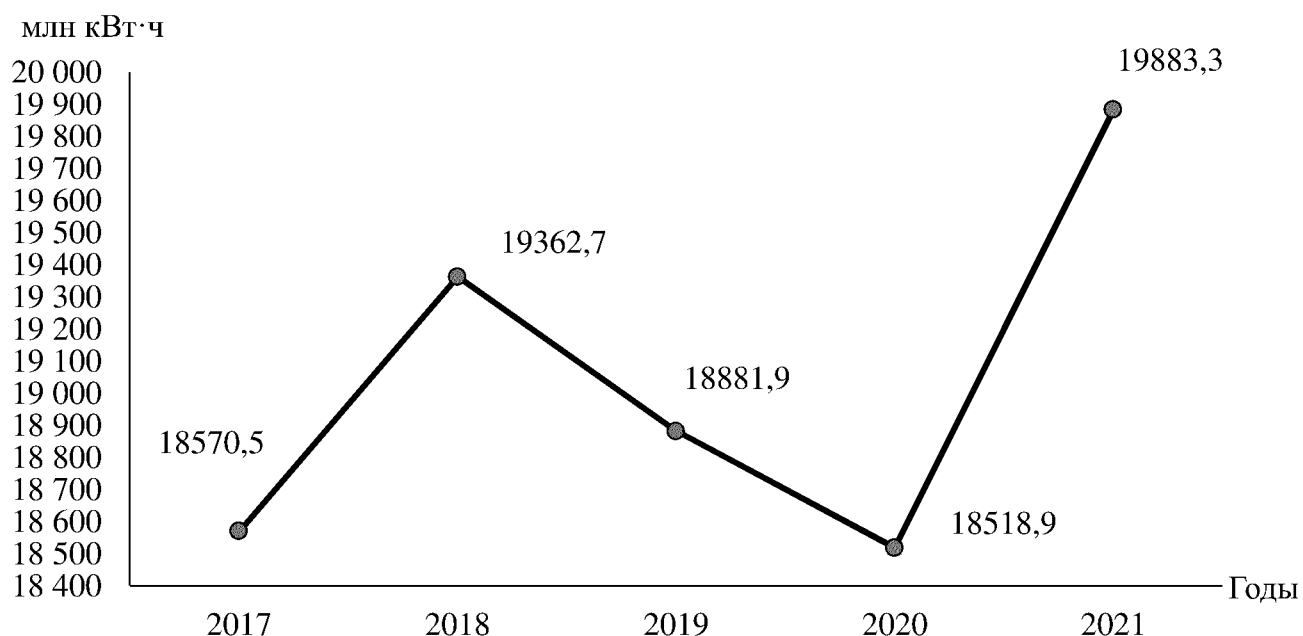


Рисунок 1. Динамика потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за период 2017 – 2021 годов

Потребление электроэнергии в энергосистеме Ростовской области за 2021 год составило 19883,3 млн кВт·ч, что на 7,4 процента больше объема потребления за 2020 год.

3.2.2. Структура потребления электрической энергии

При анализе структуры потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области использовались официальные открытые источники, а именно официальный сайт Федеральной службы государственной статистики в цифровой информационно-коммуникационной сети «Интернет» (<http://www.gks.ru>).

В таблице № 4 приведена динамика электропотребления отдельными группами потребителей в энергосистеме Ростовской области.

Таблица № 4

ДИНАМИКА электропотребления отдельными группами потребителей в энергосистеме Ростовской области

Электропотребление по видам экономической деятельности (млн киловатт-часов)	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	7073,2	7686,0	8126,1	8180,5	8262,8
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	355,7	358,6	360,4	285,8	277,7
Строительство	133,0	151,2	181,5	179,5	142,8
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	715,1	816,0	827,2	779,3	829,1
Транспортировка и хранение	1339,7	1251,2	1348,2	1345,6	1218,5
Деятельность в области информации и связи	—	157,7	181,2	115,2	122,1
Другие виды экономической деятельности	2634,7	1885,9	2015,1	2092,7	1714,7

1	2	3	4	5	6
Городское и сельское население	3838,4	3900,3	4008,7	3969,2	4166,4
Потери в электросетях	2627,7	2556,1	2567,4	2376,5	2255,8

Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Ростовской области в 2020 году приведена на рисунке 2.

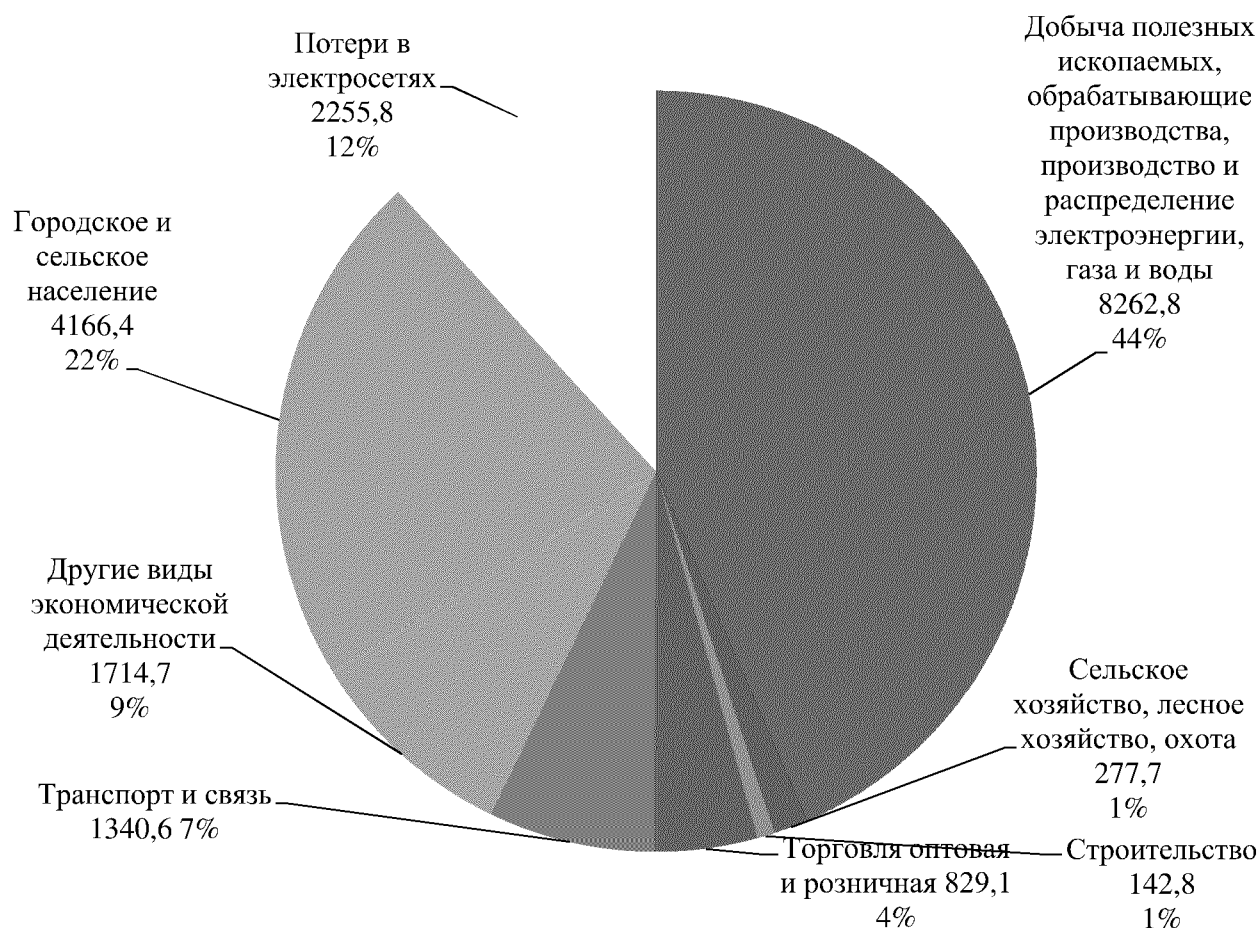


Рисунок 2. Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Ростовской области в 2020 году

Как видно из рисунка 2, большую долю потребления электрической энергии (порядка 44 процентов) от всей потребленной в энергосистеме Ростовской области электроэнергии составляет добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды. Наименьший расход электроэнергии в строительстве (порядка 1 процента). Населением потребляется около 22 процентов электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области по видам экономической деятельности за период 2016 – 2020 годы представлена на рисунке 3.

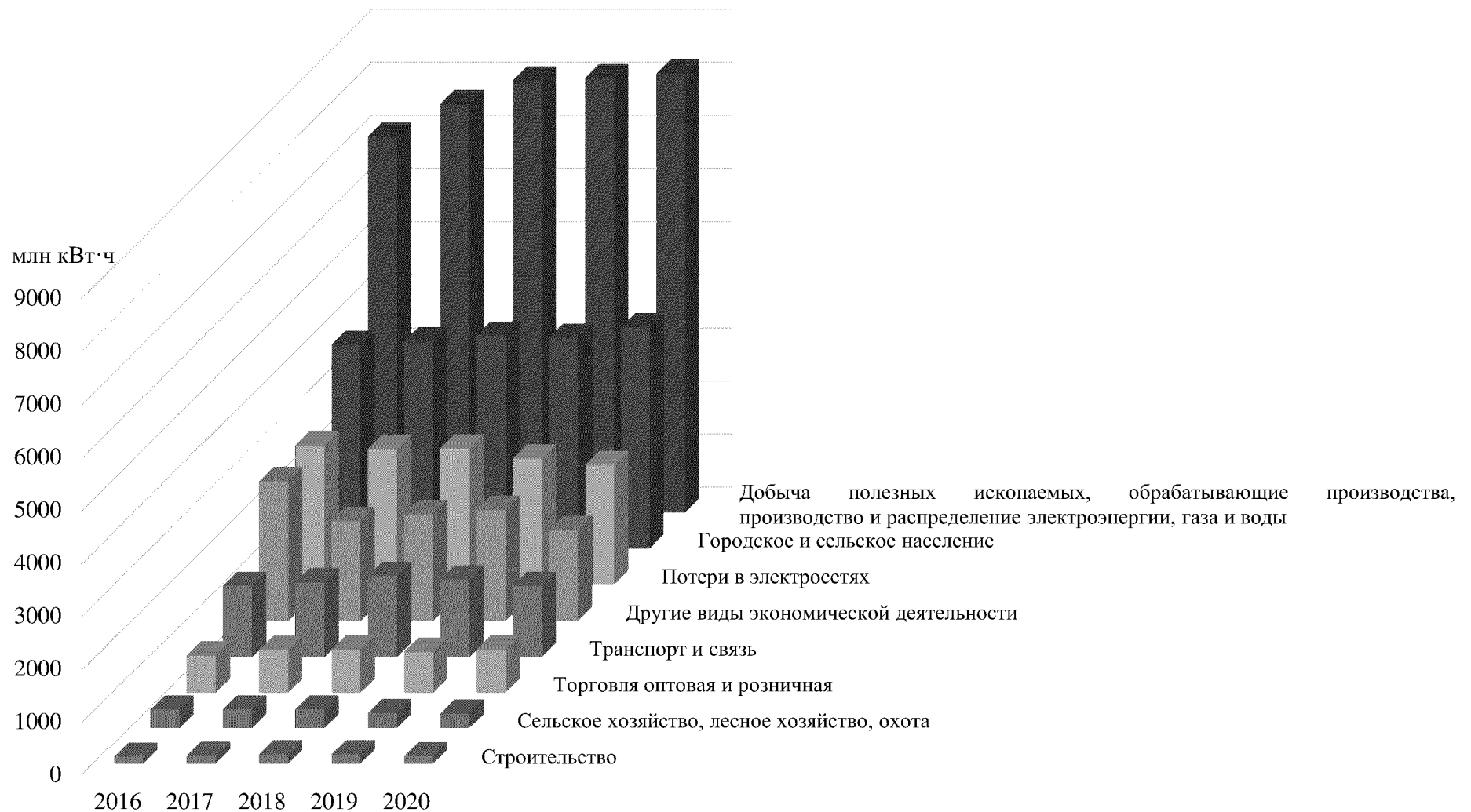


Рисунок 3. Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области по видам экономической деятельности за период 2016 – 2020 годы

3.2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы Ростовской области, на период 2017 – 2021 годов приведен в таблице № 5.

Таблица № 5

ПЕРЕЧЕНЬ крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы Ростовской области, на период 2017 – 2021 годов

Наименование потребителя	(млн киловатт-часов)				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
ОАО «РЖД» в границах Ростовской области	881,1	948,0	889,0	930,0	1041,2
ООО «Новороссийский прокатный завод»	109,0	203,0	197,9	327,6	447,0
ЗАО «Алкоа Металлург Рус»	167,7	171,2	166,9	—*	—*
АО «Энергопром-НЭЗ»	375,9	384,7	392,1	239,0	344,3
ОАО «Черномортранснефть»	28,7	27,7	21,21	22,2	7,3
МУП «РТК»	7,2	6,4	6,7	6,8	7,8
ЗАО «Авиационно-космический Спецтехкомплект»	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6
АО «ТАГМЕТ»	367,8	381,7	370,8	349,8	692,7
ООО ВОТЕРФОЛЛ ПРО	38,3	48,6	56,4	59,2	64,2
ООО «БТК Текстиль»	15,6	16,4	16,0	16,3	20,3
ООО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	87,3	78,8	78,8	77,6	82,5
АО АМР	58,7	48,6	50,5	41,4	40,1
ПАО ТКЗ «Красный Котельщик»	34,0	32,3	31,8	27,5	21,5
МУП «Водоканал»	52,8	54,3	53,7	55,1	66,7
ПАО «ТАНТК им Г.М. Бериева»	35,5	36,1	34,2	29,2	27,7
Новочеркасский электровозостроительный завод (ООО «ПК «НЭВЗ»)	81,9	99,4	104,0	100,7	92,8

* На момент выполнения работы, органами государственной статистики данные по электропотреблению отдельными группами потребителей в энергосистеме Ростовской области за 2020 – 2021 год не представлены.

3.3. Динамика изменения максимума нагрузки и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

Сводные данные по динамике изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области за 2017 – 2021 годы приведены в таблице № 6 и на рисунке 4.

Таблица № 6

СВОДНЫЕ ДАННЫЕ по динамике изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области за 2017 – 2021 годы

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления (мегаватт)	3023	3034	2980	3182	3308
Температура (градусов С)	-12,4	-5,7	-6,4	+32	+30,8
Абсолютный прирост (снижение) потребления (мегаватт)	10	11	-54	202	126
Среднегодовые темпы прироста/снижения (процентов)	0,33	0,36	-1,8	6,8	4,0

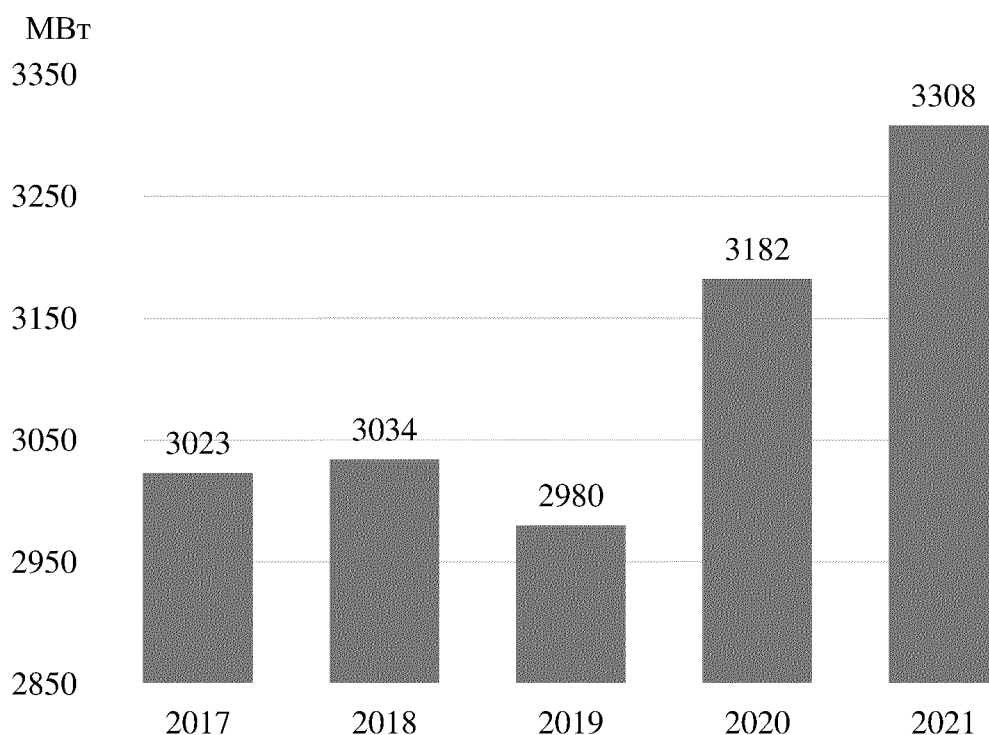


Рисунок 4. Сводные данные по динамике изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области за 2017 – 2021 годы

Как видно из таблицы № 6 и рисунка 4, на протяжении всего рассматриваемого периода потребление энергосистемы Ростовской области не имеет постоянной тенденции роста. Среднегодовые изменения потребления

колеблются от – 1,8 до 6,8 процента. При этом следует отметить, что потребление за 2017 – 2021 годы росло ежегодно, за исключением 2019 года, и в целом потребление с 2017 по 2021 год выросло. Существенное влияние на максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области оказывает температурный фактор. В период за 2017 – 2019 годы максимум потребления приходился на зимний период, и средняя температура при прохождении максимума потребления Ростовской области составляла – 8 градусов С. В 2020 и 2021 годах максимум потребления Ростовской области был зафиксирован в период экстремально высоких температур, при температуре +32 и +30,8 градуса С.

3.4. Структура установленной мощности электростанций на территории энергосистемы Ростовской области

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 1 февраля 2022 г. составляет 7834,84 МВт. Наиболее крупными объектами генерации являются Ростовская АЭС (4071,9 МВт) и Новочеркасская ГРЭС (2258 МВт).

В 2018 году введен в эксплуатацию Блок № 4 Ростовской АЭС.

Сводные данные по установленной мощности и типам электростанций по состоянию на 1 февраля 2022 г. приведены на рисунке 5 и в таблице № 7.

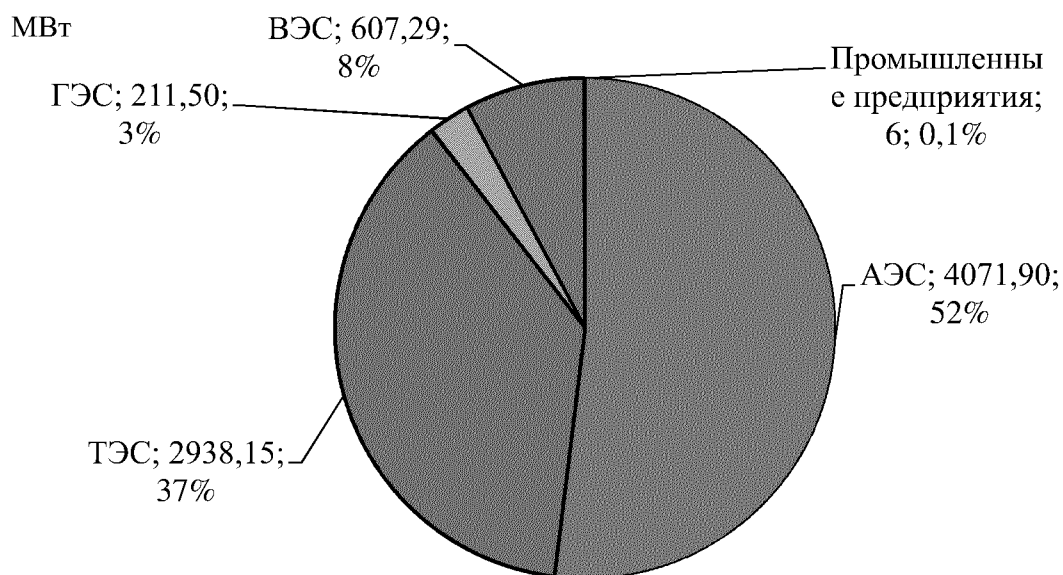


Рисунок 5. Сводные данные по установленной мощности и типам электростанций по состоянию на 1 февраля 2022 г.

СВОДНЫЕ ДАННЫЕ
по установленной мощности и типам электростанций по состоянию на
1 февраля 2022 г.

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (мегаватт, доля в процентах)
1	2	3
1.	Мощность электростанций всего в том числе:	7834,8
1.1.	АЭС	4 071,9 (52 процента)
1.2.	ТЭС	2 938,1 (37 процентов)
1.3.	ГЭС	211,5 (3 процента)
1.4.	ВЭС	607,3 (8 процентов)
1.5.	Промышленные предприятия	6,0 (0,1 процента)

Как видно из рисунка 5 и таблицы № 7, основную часть генерирующих мощностей в энергосистеме Ростовской области составляют АЭС – 52 процента, ТЭС – 37 процентов. Доля ВЭС составляет 8 процентов, доля ГЭС – 3 процента.

**3.5. Состав генерирующего
оборудования существующих электростанций,
установленная мощность которых превышает 5 мегаватт**

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций, установленная мощность которых превышает 5 мегаватт, приведены в таблице № 8.

ДАННЫЕ
по составу генерирующего оборудования
электростанций, установленная мощность которых превышает 5 мегаватт

Объект генерации	Стан- ционный номер	Тип турбины	Год ввода	Установленная мощность (мегаватт)
1	2	3	4	5
АО «Концерн Росэнергоатом»				
Ростовская АЭС	—	—	—	4071,9
	1	К-1000-60/1500-2	2001	1041,6
	2	К-1000-60/1500-2	2010	1000,0
	3	К-1100-60/1500-2М	2014	1000,0
	4	К-1100-60/1500-2М	2018	1030,3

1	2	3	4	5
ПАО «ОГК-2»				
Новочеркасская ГРЭС	—	—	—	2258,0
	1	К-264(300)-240-2	1968	264,0
	2	К-264(300)-240-2	1966	264,0
	3	К-270(300)-240-2	1967	270,0
	4	К-270(300)-240-2	1968	270,0
	5	К-270(300)-240-2	1969	270,0
	6	К-290(310)-23,5-3	1970	290,0
	7	К-300(325) - 23,5	1971	300,0
	9	К-330-23,5	2016	330,0
ООО «Волгодонская тепловая генерация»				
Волгодонская ТЭЦ-2	—	—	—	360,0
	2	Т-110/120-130-3	1979	110,0
	3	Т-110/120-130-4	1980	110,0
	4	ПТ-140/165-130/15	1989	140,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»				
Ростовская ТЭЦ-2	—	—	—	200,0
	1	ПТ-100/110-12,8	1974	100,0
	2	ПТ-100/110-12,8	1974	100,0
РК-3	—	—	—	5,6
	1	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,7
	2	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,7
	3	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,7
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»				
Цимлянская ГЭС	—	—	—	211,5
	1	ПЛ-495-ВБ-660	1952	50,0
	2	ПЛ-30/877-В-660	1952	52,5
	3	ПЛ-30/877-В-660	1952	52,5
	4	ПЛ-30-В-660	1952	52,5
	5	ПЛ-495-ВБ-225	1952	4,0
ООО «Группа Мегаполис»				
Шахтинская ГТЭС	—	—	—	96,9
	1	ДЖ-59ЛЗ	1999	14,7
	2	ДЖ-59ЛЗ	2001	14,9
	3	ДЖ-59ЛЗ	2010	15,0
	4	ДЖ-59ЛЗ	2010	14,8
	5	Т-12-3,6/0,12	2010	12,0
	6	Т-25/34-3,4/0,12	2012	25,5
АО «ГТ Энерго»				
Новочеркасская ГТ ТЭЦ	—	—	—	18,0
	1	ГТ-009М	2011	9,0
	2	ГТ-009М	2011	9,0
ООО «Ростсельмашэнерго»				
ТЭЦ завода «Ростсельмаш»	—	—	—	6,0
	1	Р-6-18/5,5	1931	6,0

1	2	3	4	5
ООО «Второй Ветропарк ФРВ»				
Сулинская ВЭС (Каменско-Красносулинская ВЭС – Южная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0624	1 – 13	Vestas V126 – 3,8	2020	49,4
Сулинская ВЭС (Каменско-Красносулинская ВЭС – Южная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0625	14 – 26	Vestas V126 – 3,8	2020	49,4
Каменская ВЭС (Каменско-Красносулинская ВЭС – Северная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0622	1 – 13	Vestas V126 – 3,8	2020	49,4
Каменская ВЭС (Каменско-Красносулинская ВЭС – Северная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0623	14 – 26	Vestas V126 – 3,8	2020	49,4
ООО «Третий Ветропарк ФРВ»				
Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0995	1 – 5	Vestas V126 – 3,8	2020	19,0
Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0996	8 – 12	Vestas V126 – 3,8	2020	19,0
Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Третий этап строительства), код ГТП GVIE0999	14 – 18	Vestas V126 – 3,8	2020	19,0
Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Четвертый этап строительства), код ГТП GVIE1000	21 – 25	Vestas V126 – 3,8	2020	19,0
Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Пятый этап строительства), код ГТП GVIE0998	6,7,13,19, 20,26	Vestas V126 – 3,8	2020	22,8
ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ»				
Казачья ВЭС. Этап строительства 1.2 ВЭУ № 9, 10, 11, 12; код ГТП GVIE0633	9 – 12	Vestas V126 – 4,2	2020	16,8
Казачья ВЭС. Этап строительства 1.3 ВЭУ № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8; код ГТП GVIE0640	1 – 8	Vestas V126 – 4,2	2020	33,6
Казачья ВЭС. Второй этап строительства. ВЭУ № 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24; код ГТП GVIE0635	13 – 24	Vestas V126 – 4,2	2021	50,4
ООО «Энел Рус Винд Азов»				
Азовская ВЭС, код ГТП GVIE0748	1 – 26	SG 3.4 – 132	2021	90,1
АО «НоваВинд»				
Марченковская ВЭС, коды ГТП: GVIE0559, GVIE0569,	1 – 48	Lagerwey L100 – 2,5	2021	120,0

1	2	3	4	5
GVIE0553, GVIE0561, GVIE0579, GVIE0548				

Структура выработки электроэнергии за 2021 год в энергосистеме Ростовской области приведена в таблице № 9 и на рисунках 6, 7.

Таблица № 9

СТРУКТУРА
выработки электроэнергии за 2021 год в энергосистеме Ростовской области

Структурные единицы	Выработка электроэнергии (млн киловатт-часов)	Соотношение (процентов)
1	2	3
Выработка электростанций, всего	44324,0	100
Структура по собственникам		
Ростовская АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом»)	31 712,7	71,5
Новочеркасская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	8631,8	19,5
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	826,7	1,9
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	1 027,2	2,3
Цимлянская ГЭС (ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)	338,2	0,8
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	285,1	0,6
Новочеркасская ГТ ТЭЦ (АО «ГТ Энерго»)	106,3	0,2
Районная котельная-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	26,2	0,1
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	14,3	0,03
Сулинская ВЭС (ООО «Второй Ветропарк ФРВ»)	266,5	0,6
Каменская ВЭС (ООО «Второй Ветропарк ФРВ»)	267,4	0,6
Гуковская ВЭС (ООО «Третий Ветропарк ФРВ»)	298,9	0,7
Казачья ВЭС (ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ»)	148,1	0,3
Марченковская ВЭС (АО «НоваВинд»)	174,7	0,4

1	2	3
Азовская ВЭС (ООО «Энел Рус Винд Азов»)	199,8	0,5
Структура по типам электростанций		
АЭС	31712,7	71,5
ТЭС	10917,6	24,6
ГЭС	338,2	0,8
ВЭС	1355,4	3,1

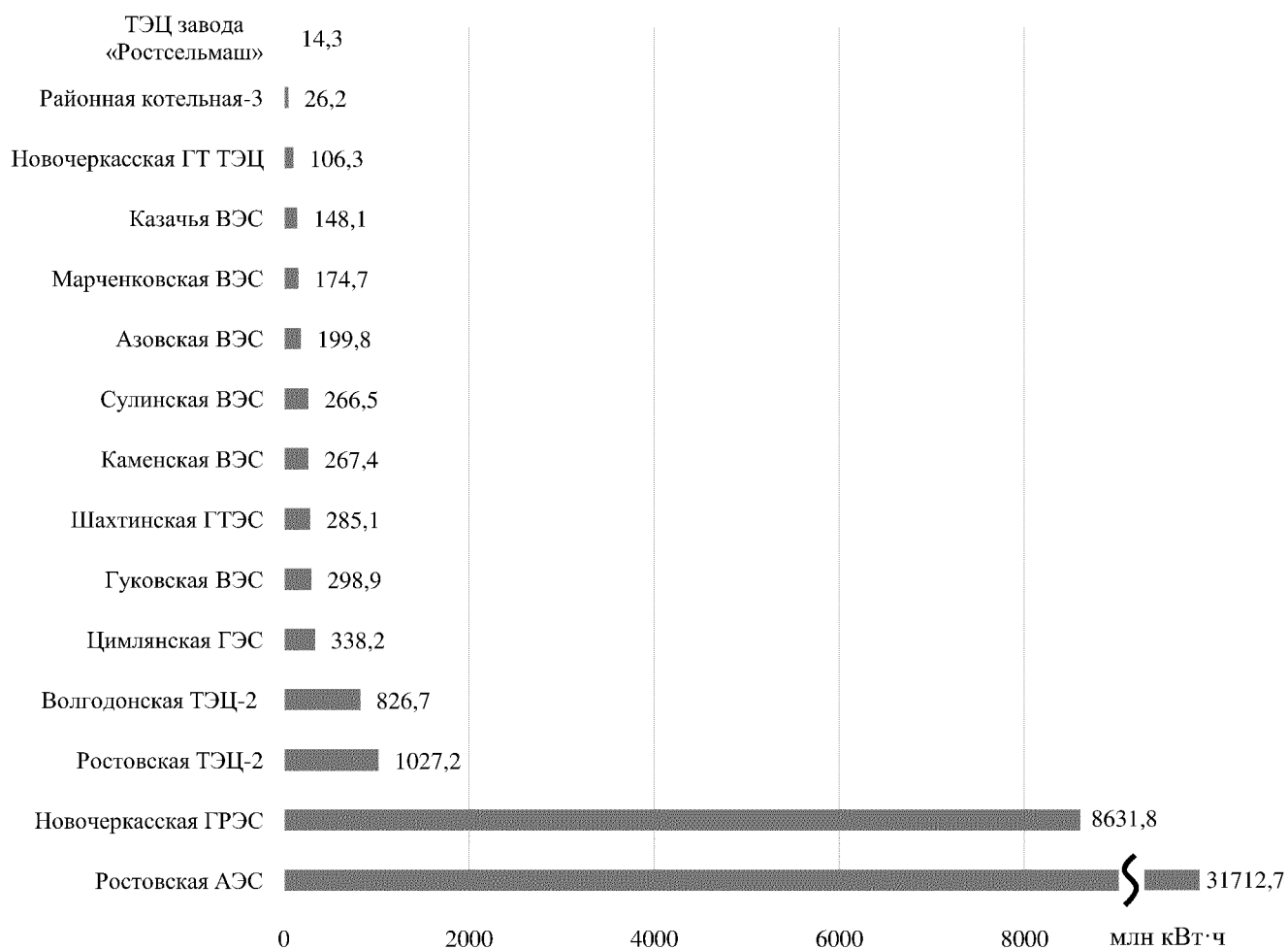


Рисунок 6. Структура выработки электроэнергии за 2021 год в энергосистеме Ростовской области

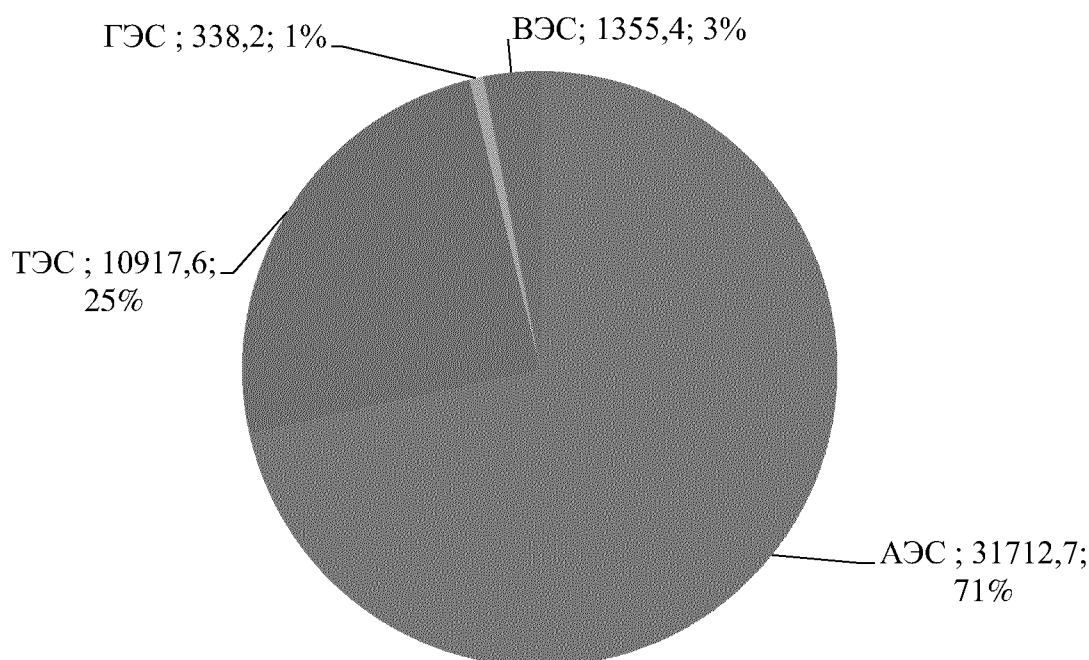


Рисунок 7. Структура выработки электроэнергии за 2021 год в энергосистеме Ростовской области

3.6. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Энергосистема Ростовской области является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Избыток генерации по межсистемным связям выдается в смежные энергосистемы.

Балансы электрической мощности и электроэнергии энергосистемы Ростовской области за отчетный период приведены в таблицах № 10 и 11, рисунках 8 и 9 соответственно.

Таблица № 10

БАЛАНСЫ электрической мощности энергосистемы Ростовской области за отчетный период

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Установленная мощность (мегаватт)	6186,6	7245,9	7245,9	7542,4	7834,8

1	2	3	4	5	6
АЭС	3000,0	4030,3	4030,3	4030,3	4071,9
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2975,2	3004,1	3004,1	3004,2	2944,1
ВЭС	—	—	—	296,4	607,3
Ограничения установленной мощности (мегаватт)	77,9	58,7	52,2	772,9	995,6
АЭС	0	0	0	365,3	274,5
ГЭС	30,5	24,5	20,9	17,0	18,4
ТЭС	47,4	34,2	31,3	254,1	203,7
ВЭС	—	—	—	136,5	499,0
Повышение нагрузки фактически включенного оборудования над установленной мощностью (мегаватт)	210,3	256,7	259,4	68,7	0
Располагаемая мощность (мегаватт)	6319,1	7443,9	7453,1	6838,2	6839,2
АЭС	3210,3	4278,8	4285,6	3724,6	3797,4
ГЭС	181,0	187,0	190,6	194,5	193,1
ТЭС	2927,8	2978,1	2976,9	2759,2	2740,4
ВЭС	—	—	—	159,9	108,3
Рабочая мощность (мегаватт)	5413,1	6822,6	6926,1	6022,1	4675,9
Максимум потребления (мегаватт)	3023,0	3034,0	2980,0	3182,0	3308,0
Дефицит (-) / избыток (+) (мегаватт)	2390,15	3788,6	3946,1	2840,1	1367,9

Таблица № 11

БАЛАНСЫ
электроэнергии энергосистемы Ростовской области за отчетный период

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление (млн киловатт-часов)	18570,5	19362,7	18881,9	18518,9	19883,3
Собственная выработка (млн киловатт-часов)	36936,6	42132,4	44328,9	42829,3	44323,4
Дефицит (-) / избыток (+) (млн киловатт-часов)	18366,1	22769,7	25447,0	24310,4	24440,1



Рисунок 8. Балансы электрической мощности энергосистемы Ростовской области за отчетный период

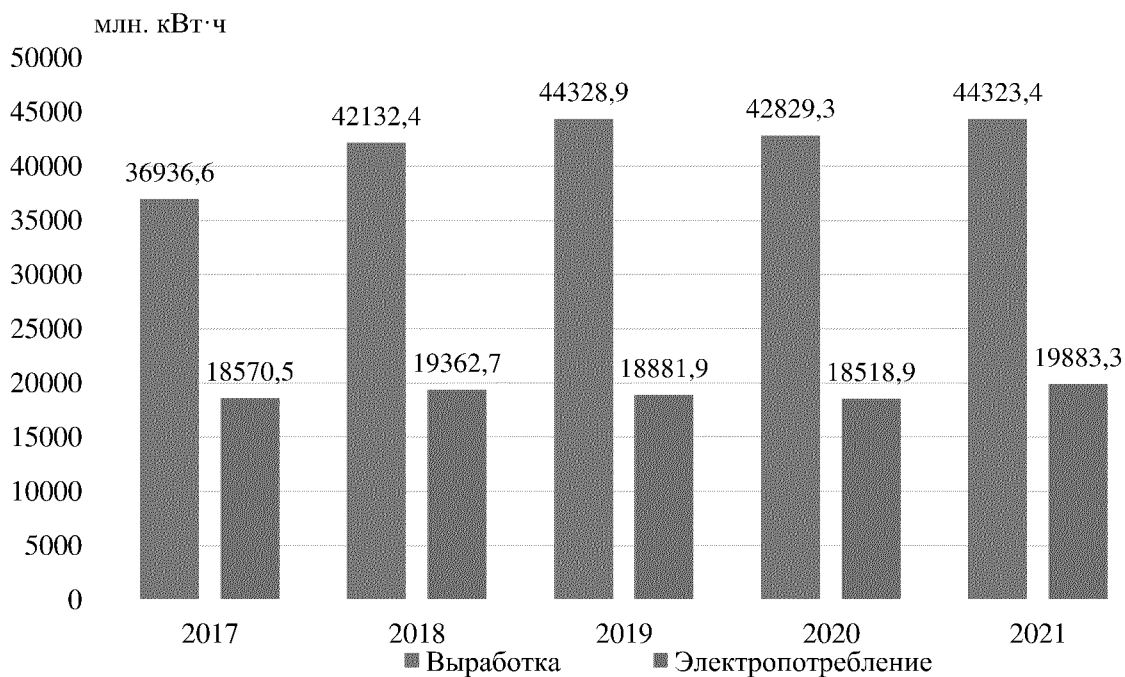


Рисунок 9. Балансы электроэнергии энергосистемы Ростовской области за отчетный период

3.7. Основные характеристики электросетевого хозяйства Ростовской области 110 кВ и выше

Энергосистема Ростовской области осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Ростовской области и входит в состав ОЭС Юга, являясь одной из крупнейших энергосистем на юге России. Основными эксплуатирующими организациями электрических сетей являются:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ростовское предприятие магистральных электрических сетей (эксплуатирует электрические сети 220 – 500 кВ, а также межгосударственные ВЛ 110 кВ);

филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» (эксплуатирует электрические сети 110 кВ и ниже).

Перечень подстанций 110 – 500 кВ и ЛЭП 110 – 500 кВ, находящихся на территории Ростовской области, с указанием сводных данным по ним, приведен в таблицах № 12 и 13.

В рамках инвестиционной программы филиалом ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» в 2017 году завершено строительство и введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Спортивная» с заходами КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайкой на ПС Р25, выполнена реконструкция ПС 110 кВ АС10 с увеличением трансформаторной мощности.

В рамках осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в 2017 году осуществлен ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Колодези и ПС 110 кВ Кутейниково с ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези, ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково, ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково. В рамках осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Дон-Металл» в 2017 году осуществлен ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Дон-Металл с присоединением отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 1, 2 цепи.

В 2018 году осуществлена реконструкция ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками с заменой провода на АС-240 (71 км), выполнено спрямление ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ и ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ с образованием ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 (12,84 км).

Для обеспечения выдачи мощности Гуковской ВЭС в 2020 году завершено строительство ПС 110 кВ Заря с двумя трансформаторами мощностью 62,9 МВА и строительство отпаечной ЛЭП от ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 до ПС 110 кВ Заря.

Для обеспечения выдачи мощности Каменской ВЭС в 2020 году завершено строительство отпаечной ЛЭП от ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1 до РУ Каменской ВЭС.

Для обеспечения выдачи мощности Сулинской ВЭС в 2020 году завершено строительство отпаечной ЛЭП от ВЛ 110 кВ Б3 – Г14.

Для обеспечения выдачи мощности Казачьей ВЭС в 2020 году завершено строительство отпаечной ЛЭП от ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ.

Для обеспечения выдачи мощности Марченковской ВЭС в 2021 году завершено строительство ПС 110 кВ Полевая с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА и 100 МВА соответственно и двух отпаечных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Зимовники-НСЗ и ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская.

В рамках осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Донэнерго» в 2021 году осуществлен ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Минстрой со строительством двух ЛЭП 110 кВ Р-4 – Минстрой № 1 и № 2.

В рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в 2017 – 2021 годах были реализованы и продолжают реализовываться следующие инвестиционные проекты:

введена в работу ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская (288,6 км);

введены в работу на Ростовской АЭС ШР 3×60 Мвар, на ПС 500 кВ Ростовская ШР 4 × 60 Мвар;

введена в работу ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (499 км) с расширением ПС 500 кВ Тамань;

реализована комплексная реконструкция ПС 220 кВ Койсуг.

Для обеспечения выдачи мощности Азовской ВЭС в 2020 году выполнены реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА и увеличением автотрансформаторной мощности до 126 МВА, расширением ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку и строительство ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30.

В 2021 году заменен АТ-1 ПС 220 кВ Погорелово без изменения трансформаторной мощности.

Таблица № 12

ПЕРЕЧЕНЬ
подстанций 110 – 500 кВ и ЛЭП 110 – 500 кВ,
находящихся на территории Ростовской области

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения (киловольт)	Количество Т/АТ (штук)	Установленная мощность Т/АТ (МВА)	Суммарная установленная мощность ПС (МВА)
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга					
1.	ПС 500 кВ Ростовская	500/220/10	3	167,0	501,0
		330/220/10	3	133,0	399,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	100,0	100,0
2.	ПС 500 кВ Шахты	500/220/10	6	167,0	1002,0
		220/110/10	2	125,0	250,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	100,0	100,0
3.	ПС 220 кВ А-20	220/110/10	2	125,0	250,0
4.	ПС 220 кВ А-30	220/110/10	2	63,0	126,0
5.	ПС 220 кВ Б-10	220/110/10	2	120,0 + 125,0	245,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
6.	ПС 220 кВ Вешенская-2	220/110/10	1	125,0	125,0
		110/10	1	16,0	16,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
7.	ПС 220 кВ Г-20	220/110/6	1	125,0	125,0
8.	ПС 220 кВ	220/10	2	32,0	64,0

1	2	3	4	5	6
	Городская-2				
9.	ПС 220 кВ Донецкая	220/110/10	1	125,0	125,0
10.	ПС 220 кВ Зерновая	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/10	2	16,0 + 23,0	39,0
		35/10 (АТПГ)	1	13,0	13,0
11.	ПС 220 кВ Зимовники	220/110/10	2	63,0	126,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
12.	ПС 220 кВ Койсуг	220/110/27,5	2	250,0	500,0
13.	ПС 220 кВ НЭЗ	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/10	2	80,0	160,0
14.	ПС 220 кВ НЗБ	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/27,5	2	40,0	80,0
		110/6	2	25,0	50,0
15.	ПС 220 кВ Песчанокопская	220/110/6	2	63,0	126,0
16.	ПС 220 кВ Погорелово	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/27,5	2	31,5	63,0
17.	ПС 220 кВ Р-20	220/110/10	2	200,0	400,0
18.	ПС 220 кВ Р-4	220/110/10	3	250,0	750,0
		110/10	2	25,0	50,0
19.	ПС 220 кВ Р-40	220/110/10	2	125,0	250,0
20.	ПС 220 кВ Сальская	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/10	2	25,0	50,0
21.	ПС 220 кВ Т-10	220/110/27,5	1	120,0	120,0
		220/110/10	1	125,0	125,0
22.	ПС 220 кВ Т-15	220/110/10	3	2×125,0 + + 200,0	450,0
23.	ПС 220 кВ Ш-50	220/110/10	1	125,0	125,0
24.	РП 220 кВ Волгодонск	220/110/35	1	63,0	63,0
		220/10	1	5,0	5,0
		220/10/10	1	100,0	100,0
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители					
25.	ПС 220 кВ ГПП-2	220/10	2	63,0	126,0
26.	ПС 220 кВ Печная	220/10	1	100,0	100,0
27.	ПС 220 кВ Т-20 Печная	220/35	1	160,0	160,0
28.	ПС 220 кВ Сысоево	220/110/10	2	90,0	180,0
		110/27,5/10	2	20,0	40,0
29.	Экспериментальная ТЭС	220/110/10	2	250,0	500,0
		110/10	2	7,5	15,0
филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»					
30.	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	2	10,0 + 7,5	17,5
		35/6	1	2,5	2,5
31.	ПС 110 кВ Обливная	110/35/6	1	6,3	6,3
		35/6	1	2,5	2,5
32.	ПС 110 кВ Василевская	110/35/10	1	10,0	10,0
33.	ПС 110 кВ Добровольская	110/35/6	2	20,0 + 25,0	45,0
34.	ПС 110 кВ Северный Портал	110/35/6	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
35.	ПС 110 кВ НС1	110/6	1	10,0	10,0
36.	ПС 110 кВ НС2	110/6	1	6,3	6,3
37.	ПС 110 кВ Приволенская	110/10	1	3,2	3,2
38.	ПС 110 кВ Глубокинская	110/10	1	2,5	2,5
39.	ПС 110 кВ Большовская	110/35/10	1	6,3	6,3
40.	ПС 110 кВ Конзаводская	110/10	1	2,5	2,5
41.	ПС 110 кВ Константиновская	110/35/10	2	10,0	20,0
42.	ПС 110 кВ Заветинская	110/35/10	2	6,3	12,6
43.	ПС 110 кВ Дружба	110/10	1	6,3	6,3
44.	ПС 110 кВ Мартыновская	110/35/10	2	10,0	20,0
45.	ПС 110 кВ Хуторская	110/35/10	2	6,3	12,6
46.	ПС 110 кВ НС9	110/35/6	2	16,0	32,0
47.	ПС 110 кВ Дубенцовская	110/35/10	1	10,0	10,0
48.	ПС 110 кВ НС3	110/35/6	1	10,0	10,0
49.	ПС 110 кВ НС6	110/6	1	6,3	6,3
50.	ПС 110 кВ Комаровская	110/35/10	1	6,3	6,3
51.	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10/6	2	6,3	12,6
52.	ПС 110 кВ Б. Ремонтное	110/10	2	7,5 + 2,5	10,0
53.	ПС 110 кВ Ремонтненская	110/35/10	2	6,3 + 10,0	16,3
54.	ПС 110 кВ Дубовская	110/35/10	1	10,0	10,0
55.	ПС 110 кВ Цимлянская	110/35/10	2	16,0 + 10,0	26,0
56.	ПС 110 кВ Денисовская	110/10	2	2,5	5,0
57.	ПС 110 кВ Богородская	110/10	1	2,5	2,5
58.	ПС 110 кВ КГУ	110/35/10	2	10,0	20,0
59.	ПС 110 кВ ВдПТФ	110/10	2	10,0	20,0
60.	ПС 110 кВ Искра	110/10	1	2,5	2,5
61.	ПС 110 кВ Шебалинская	110/35/10	1	6,3	6,3
62.	ПС 110 кВ Несмеяновская	110/10	1	2,5	2,5
63.	ПС 110 кВ Вербовая	110/10	1	2,5	2,5
64.	ПС 110 кВ Харьковская	110/35/10	1	10,0	10,0
65.	ПС 110 кВ Малая Лучка	110/10	1	2,5	2,5
66.	ПС 110 кВ Овцевод	110/35/10	1	10,0	10,0
67.	ПС 110 кВ Харсеевская	110/6	1	6,3	6,3
68.	ПС 110 кВ Жуковская	110/10/6	1	6,3	6,3
69.	ПС 110 кВ Черкассy	110/35/10	1	10,0	10,0
70.	ПС 110 кВ	110/10	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
	Наримановская				
71.	ПС 110 кВ Стычная	110/35/10	1	10,0	10,0
72.	ПС 110 кВ Г2	110/35/6	2	31,5 + 25,0	56,5
73.	ПС 110 кВ Г4	110/35/6	2	25,0	50,0
74.	ПС 110 кВ Г9	110/6	1	16,0	16,0
75.	ПС 110 кВ Г10	110/35/6	2	25,0	50,0
76.	ПС 110 кВ Г13	110/6/6	2	16,0	32,0
77.	ПС 110 кВ Г14	110/35/6	1	7,5	7,5
78.	ПС 110 кВ Г15	110/6/6	2	10,0	20,0
79.	ПС 110 кВ Г18	110/6	2	6,3	12,6
80.	ПС 110 кВ Заря	110/35/10	2	63,0	126,0
		35/0,4	1	0,16	0,16
81.	ПС 110 кВ Н1	110/35/6	1	25,0	25,0
		110/35/3	1	20,0	20,0
		6/3	1	12,0	12,0
82.	ПС 110 кВ Н4	110/35/6	2	40,0	80,0
		35/6	1	1,6	1,6
83.	ПС 110 кВ Н8	110/35/6	1	25,0	25,0
		35/6	1	10,0	10,0
84.	ПС 110 кВ Н9	110/35/10	1	16,0	16,0
		110/35/10*	1	16,0	16,0
85.	ПС 110 кВ Н13	110/10	1	6,3	6,3
		110/35/10	1	6,3	6,3
86.	ПС 110 кВ Н15	110/35/10	1	10,0	10,0
87.	ПС 110 кВ Н16	110/10	2	16,0 + 6,3	22,3
88.	ПС 110 кВ Н17	110/35/10	1	16,0	16,0
89.	ПС 110 кВ Н21	110/10	1	2,5	2,5
90.	ПС 110 кВ С2	110/6	1	6,3	6,3
		110/35/6	1	20,0	20,0
91.	ПС 110 кВ С5	110/10	2	6,3	12,6
92.	ПС 110 кВ С6	110/6	1	6,3	6,3
93.	ПС 110 кВ С7	110/10	1	6,3	6,3
94.	ПС 110 кВ Ш6	110/10	2	63,0	126,0
95.	ПС 110 кВ Ш8	110/35/6	2	20,0	40,0
96.	ПС 110 кВ Ш9	110/35/6	2	15,0 + 25,0	40,0
97.	ПС 110 кВ Ш14	110/35/10	1	10,0	10,0
		110/35/27,5	1	20,0	20,0
		35/10	1	6,3	6,3
98.	ПС 110 кВ Ш16	110/35/10	2	40,0	80,0
99.	ПС 110 кВ Ш34	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0
		35/10	1	6,3	6,3
100.	ПС 110 кВ Ш35	110/35/10	2	20,0	40,0
101.	ПС 110 кВ Ш36	110/10	1	2,5	2,5
102.	ПС 110 кВ Ш37	110/10	1	2,5	2,5
103.	ПС 110 кВ Ш38	110/10	1	2,5	2,5
104.	ПС 110 кВ Ш42	110/10	2	6,3	12,6
105.	ПС 110 кВ Ш43	110/6	1	6,3	6,3
106.	ПС 110 кВ Ш44	110/35/6	2	16,0	32,0
107.	ПС 110 кВ Ш46	110/6	2	10,0	20,0

1	2	3	4	5	6
108.	ПС 110 кВ Ш47	110/10	1	10,0	10,0
109.	ПС 110 кВ Ш49	110/10	1	10,0	10,0
110.	РП 110 кВ Карьер	110	—	—	—
111.	ПС 110 кВ Тарасовская	110/35/10	2	16,0	32,0
112.	ПС 110 кВ Чеботовская	110/35/10	1	6,3	6,3
		35/10	1	3,2	3,2
113.	ПС 110 кВ Б4	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
114.	ПС 110 кВ ЗИВ	110/6	2	16,0	32,0
115.	ПС 110 кВ Волченская ПТФ	110/10	2	2,50	5,0
116.	ПС 110 кВ Гундоровская	110/35/6	2	40,0	80,0
117.	ПС 110 кВ К10	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
118.	ПС 110 кВ К4	110/35/10/6	2	20,0 + 25,0	45,0
		35/6	1	5,6	5,6
		35/10	1	10,0	10,0
119.	ПС 110 кВ Б1	110/35/6	2	16,0 + 25,0	41,0
120.	ПС 110 кВ Б3	110/35/10	3	40,0 + 31,5 + + 40,5	112,0
121.	ПС 110 кВ Б5	110/35/6	2	16,0 + 20,0	36,0
122.	ПС 110 кВ Богатовская ПТФ	110/10	1	10,0	10,0
123.	ПС 110 кВ Голово- Калитвинская	110/10	2	6,3	12,6
124.	ПС 110 кВ Б2	35/6	2	10,0 + 7,5	17,5
125.	ПС 110 кВ Б8	110/35/6	2	15,0 + 20,0	35,0
126.	ПС 110 кВ Б12	110/35/6	1	25,0	25,0
127.	ПС 110 кВ Б11	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
128.	ПС 110 кВ Милютинская	110/35/10	2	10,0	20,0
129.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ	110/35/10	2	6,3	12,6
130.	ПС 110 кВ Обливская-1	110/35/10	1	6,3	6,3
131.	ПС 110 кВ Советская-2	110/35/10	1	10,0	10,0
132.	ПС 110 кВ ГПП1	110	—	—	—
133.	ПС 110 кВ Сулин	110/35/10	1	16,0	16,0
134.	ПС 110 кВ Суходольная	110/10/10	2	25,0	50,0
135.	ПС 110 кВ Сохрановская	110/35/10	2	6,3	12,6
136.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская	110/35/10	2	6,3	12,6
137.	ПС 110 кВ В. Свечниковская	110/35/10	1	10,0	10,0
138.	ПС 110 кВ Вешенская-1	110/35/10	2	10,0	20,0
139.	ПС 110 кВ ГОК	110/35/10	2	40,0	80,0
140.	ПС 110 кВ Дегтевская	110/10	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
141.	ПС 110 кВ Индустрия	110/35/10	1	10,0	10,0
142.	ПС 110 кВ Казанская	110/35/10	1	10,0	10,0
		35/10	1	2,5	2,5
143.	ПС 110 кВ Калининская	110/35/10	2	16,0	32,0
144.	ПС 110 кВ Каргинская	110/35/10	1	10,0	10,0
145.	ПС 110 кВ Кашарская	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
146.	ПС 110 кВ Колодезянская	110/35/10	2	6,3	12,6
147.	ПС 110 кВ Макеевская	110/10	1	6,3	6,3
148.	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	1	6,3	6,3
149.	ПС 110 кВ Миллеровская	110/35/10	1	10,0	10,0
150.	ПС 110 кВ Новоселовская	110/10	1	2,5	2,5
151.	ПС 110 кВ НСЗ	110/35/10	1	16,0	16,0
152.	ПС 110 кВ Промзона	110/10/10	2	25,0	50,0
153.	ПС 110 кВ Тиховская	110/35/10	2	10,0	20,0
154.	ПС 110 кВ Туриловская	110/10	1	3,2	3,2
155.	ПС 110 кВ Чертковская	110/35/10	2	10,0	20,0
156.	ПП 110 кВ № 2	110	—	—	—
157.	ПП 110 кВ № 4	110	—	—	—
158.	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	2	10,0	20,0
159.	ПС 110 кВ АС10	110/10/10	2	40,0	80,0
160.	ПС 110 кВ АС11	110/35/10	2	16,0	32,0
161.	ПС 110 кВ АС12	110/10	2	6,3	12,6
162.	ПС 110 кВ АС15	110/10/10	2	25,0	50,0
163.	ПС 110 кВ АС4	110/10	2	6,3	12,6
164.	ПС 110 кВ АС6	110/10	2	6,3	12,6
		10/6	2	4,0	8,0
165.	ПС 110 кВ БГ1	110/35/10	2	10,0	20,0
166.	ПС 110 кВ БГ2	110/35/10	2	10,0+ 6,3	16,3
		10/6	1	4,0	4,0
167.	ПС 110 кВ БГ6	110/10	2	2,5	5,0
168.	ПС 110 кВ БТ1	110/6/6	2	25,0	50,0
169.	ПС 110 кВ БТ2	110/35/6	2	25,0 + 40,0	65,0
170.	ПС 110 кВ БТ3	110/6/6	2	25,0	50,0
171.	ПС 110 кВ В1	110/35/10	1	16,0	16,0
		110/35/6	1	16,0	16,0
		10/6	1	6,3	6,3
172.	ПС 110 кВ В10	110/35/10	1	10,0	10,0
173.	ПС 110 кВ В2	110/10	2	2,5	5,0
174.	ПС 110 кВ ГТП	110/35/6	2	40,0	80,0
		110/6	1	20,0	20,0
175.	ПС 110 кВ КС3	110/6/6	1	40,0	40,0
		110/35/6	1	31,5	31,5
176.	ПС 110 кВ НГ4	110/10	2	16,0	32,0
177.	ПС 110 кВ НГ5	110/10/6	2	25,0	50,0
178.	ПС 110 кВ НГ6	110/6	2	6,3	12,6
179.	ПС 110 кВ НГ8	110/6	2	6,3	12,6

1	2	3	4	5	6
180.	ПС 110 кВ Р1	110/35/6	2	40,0	80,0
181.	ПС 110 кВ Р10	110/10/10	2	40,0	80,0
182.	ПС 110 кВ Р12	110/6/6	2	40,0	80,0
183.	ПС 110 кВ Р16	110/6/6	1	25,0	25,0
		110/10/6	1	25,0	25,0
184.	ПС 110 кВ Р17	110/6/6	2	25,0	50,0
185.	ПС 110 кВ Р19	110/10/10	2	40,0	80,0
186.	ПС 110 кВ Р2	110/35/6	2	40,0	80,0
187.	ПС 110 кВ Р22	110/35/6	2	40,0	80,0
188.	ПС 110 кВ Р23	110/6/6	2	25,0	50,0
189.	ПС 110 кВ Р24	110/6/6	2	25,0	50,0
190.	ПС 110 кВ Р25	110/10/6	2	25,0	50,0
191.	ПС 110 кВ Р26	110/10/6	2	40,0	80,0
192.	ПС 110 кВ Р28	110/10/6	2	40,0	80,0
193.	ПС 110 кВ Р29	110/10	2	16,0	32,0
194.	ПС 110 кВ Р3	110/6/6	2	40,0	80,0
195.	ПС 110 кВ Р31	110/6/6	2	40,0	80,0
196.	ПС 110 кВ Р32	110/10/6	2	25,0	50,0
197.	ПС 110 кВ Р33	110/10/6	2	25,0	50,0
198.	ПС 110 кВ Р35	110/10/6	2	25,0	50,0
199.	ПС 110 кВ Р37	110/10/6	2	40,0 + 25,0	65,0
200.	ПС 110 кВ Р38	110/10	2	10,0 + 6,3	16,3
201.	ПС 110 кВ Р5	110/6/6	1	40,0	40,0
		110/10/6	1	40,0	40,0
202.	ПС 110 кВ Р6	110/10/10	2	25,0	50,0
203.	ПС 110 кВ Р7	110/35/6	2	63,0	126,0
204.	ПС 110 кВ Р8	110/10/6	2	40,0	80,0
205.	ПС 110 кВ СМ2	110/35/10	2	16,0	32,0
206.	ПС 110 кВ СМ1	110/35/10	2	16,0	32,0
207.	ПС 110 кВ СМ3	110/35/6	2	10,0	20,0
208.	ПС 110 кВ СМ4	110/10	1	2,5	2,5
209.	ПС 110 кВ Р27	110/10/6	2	40,0	80,0
210.	ПС 110 кВ Спортивная	110/10/10	2	40,0	80,0
		10/6	1	4,0	4,0
211.	ПС 110 кВ АР3	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
212.	ПС 110 кВ Волочаевская	110/35/10	1	10,0	10,0
213.	ПС 110 кВ Ганчуковская	110/35/10	1	6,3	6,3
214.	ПС 110 кВ Екатериновская	110/35/6	2	16,0	32,0
215.	ПС 110 кВ Куберле-2	110/35/10	1	10,0	10,0
216.	ПС 110 кВ НС1	110/35/6	2	10,0	20,0
217.	ПС 110 кВ Орловская	110/35/10	2	16,0	32,0
218.	ПС 110 кВ Пролетарская	110/35/10	2	16,0	32,0
219.	ПС 110 кВ Развиленская	110/35/10	2	10,0	20,0
220.	ПС 110 кВ Сандатовская	110/35/10	2	10,0	20,0

1	2	3	4	5	6
221.	ПС 110 кВ Трубецкая	110/35/10	2	25,0	50,0
222.	ПС 110 кВ Уютная	110	—	—	—
223.	ПС 110 кВ Черкесская	110/10	1	6,3	6,3
224.	ПС 110 кВ Целинская	110/35/10	2	25,0	50,0
225.	ПС 110 кВ Алексеевская	110/35/10	2	16,0	32,0
226.	ПС 110 кВ Дарагановская	110/35/10	1	16,0	16,0
227.	ПС 110 кВ Ефремовская	110/10	1	6,3	6,3
228.	ПС 110 кВ Искра	110/6	1	2,5	2,5
229.	ПС 110 кВ Латоновская	110/35/10	2	6,3	12,6
230.	ПС 110 кВ Лиманная	110/10	1	6,3	6,3
231.	ПС 110 кВ Некрасовская	110/10	1	6,3	6,3
232.	ПС 110 кВ Новиковская	110/35/10	1	10,0	10,0
233.	ПС 110 кВ Носовская	110/10	1	10,0	10,0
234.	ПС 110 кВ Отраденская	110/10	1	6,3	6,3
235.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/6	2	16,0	32,0
		35/10	1	4,0	4,0
236.	ПС 110 кВ Рябиновская	110/35/10	1	6,3	6,3
237.	ПС 110 кВ Самбек	110/35/10	1	16,0	16,0
		110/10	1	10,0	10,0
238.	ПС 110 кВ Синявская	110/35/10	2	5,6 + 10,0	15,6
239.	ПС 110 кВ Т1	110/35/6	2	40,0 + 25,0	65,0
240.	ПС 110 кВ Т11	110/35/6	2	31,5	63,0
241.	ПС 110 кВ Т13	110/35/6	1	31,5	31,5
		110/6/6	1	40,0	40,0
242.	ПС 110 кВ Троицкая-1	110/35/10	1	16,0	16,0
243.	ПС 110 кВ Т17	110/6	2	10,0 + 16,0	26,0
244.	ПС 110 кВ Т24	110/35/6	1	31,5	31,5
245.	ПС 110 кВ Т25	110/35/6	2	40,0	80,0
246.	ПС 110 кВ Т26	110/10	2	16,0	32,0
247.	ПС 110 кВ Т27	110/10	2	16,0	32,0
248.	ПС 110 кВ Т5	110/6	2	16,0	32,0
249.	ПС 110 кВ Т9	110/6/6	2	25,0	50,0
250.	ПС 110 кВ Федоровская	110/35/10	2	10,0	20,0
251.	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0
252.	ПС 110 кВ Т10 тяговая	110/35/10	1	40,0	40,0
253.	ПС 110 кВ Егорлыкская	110/35/10	2	10,0	20,0
254.	ПС 110 кВ Роговская	110/35/10	1	10,0	10,0
255.	ПС 110 кВ Балкогрузская	110/35/10	1	6,3	6,3
256.	ПС 110 кВ А1	110/35/6	2	50,0 + 40,0	90,0
257.	ПС 110 кВ А25	110/6	2	10,0	20,0
258.	ПС 110 кВ А26	110/10/10	2	40,0	80,0
259.	ПС 110 кВ А31	110/35/10	1	16,0	16,0

1	2	3	4	5	6
260.	ПС 110 кВ А32	110/35/10	2	10,0	20,0
261.	ПС 110 кВ НС1	110/6	1	6,3	6,3
		10/6	1	6,3	6,3
262.	ПС 110 кВ НС2	110/6	1	10,0	10,0
		10/6	1	1,6	1,6
263.	ПС 110 кВ НС3	110/35/6	1	16,0	16,0
		10/6	1	6,3	6,3
264.	ПС 110 кВ Самарская	110/35/10	1	10,0	10,0
265.	ПС 110 кВ А12	110/10	2	16,0	32,0
266.	ПС 110 кВ ЗР10	110/10	2	6,3	12,6
267.	ПС 110 кВ ЗР14	110/35/10	1	10,0	10,0
268.	ПС 110 кВ ЗР15	110/10	1	6,3	6,3
269.	ПС 110 кВ ЗР3	110/10	1	6,3	6,3
270.	ПС 110 кВ Манычская	110/110/10	1	6,3	6,3
271.	ПС 110 кВ Краснолученская	110/35/10	1	16,0	16,0
272.	ПС 110 кВ Полячки	110/10	1	6,3	6,3
273.	ПС 110 кВ Звонкая	110/35/10	1	10,0	10,0
274.	ПС 110 кВ БОС	110/10	1	6,3	6,3
275.	ПС 110 кВ Юбилейная	110/35/10	1	10,0	10,0
276.	ПС 110 кВ Заря	110/35	2	63,0	126,0
277.	ПС 110 кВ Полевая	110/35	2	63,0 + 100,0	163,0
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители					
278.	ПС 110 кВ Колодези	110/27,5/10	2	40,0	80,0
279.	ПС 110 кВ Кутейниково	110/27,5/10	2	40,0	80,0
280.	ПС 110 кВ КПО	110/10	2	10,0 + 16,0	26,0
281.	ПС 110 кВ Синегорская	110/6/6	2	10,0	20,0
282.	ПС 110 кВ Городская	110/10/10	2	40,0	80,0
283.	ПС 110 кВ Водозабор	110/10/10	2	25,0	50,0
284.	ПС 110 кВ ЮЗР	110/10/6	2	25,0	50,0
285.	ПС 110 кВ ГТП2	110/6	2	16,0	32,0
286.	ПС 110 кВ ГТП3	110/6/6	2	40,0	80,0
287.	ПС 110 кВ ГТП4	110/6	2	10,0	20,0
288.	ПС 110 кВ Каменская ТЭЦ	110/6	2	25,0 + 36,0	61,0
		110/35	1	40,0	40,0
		110/35/6	1	63,0	63,0
289.	ПС 110 кВ Промбаза-1	110/10	2	16,0	32,0
290.	ПС 110 кВ Промбаза-2	110/10	1	25,0	25,0
291.	ПС 110 кВ РСМ	110/6	2	40,0	80,0
292.	ПС 110 кВ ГПП2	110/6	2	20,0 + 25,0	45,0
293.	ПС 110 кВ ГПП3	110/6	1	40,0	40,0
294.	ПС 110 кВ ГПП4	110/6/6	2	25,0	50,0
295.	ПС 110 кВ Промзона-2	110/10	2	16,0	32,0
296.	ПС 110 кВ НЗПМ	110/35/6	2	25,0	50,0
297.	ПС 110 кВ Ш29	110/6	2	10,0	20,0
298.	ПС 110 кВ Ш45	110/6/6	2	25,0	50,0
299.	ПС 110 кВ С1	110/6	2	15,0 + 16,0	31,0
300.	ПС 110 кВ Ясногорская	110/35/6	2	16,0	32,0

1	2	3	4	5	6
301.	ПС 110 кВ Карьер	110/6	1	6,3	6,3
302.	ПС 110 кВ Дон-Металл	110/35	2	10,0 + 25,0	35,0
303.	ПС 110 кВ Двойная Тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
304.	ПС 110 кВ Зимовники тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
305.	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	2	25,0	50,0
306.	ПС 110 кВ Замчалово	110/35/27,5	2	40,0	80,0
307.	ПС 110 кВ Лесостепь	110/35/27,5	2	40,0	80,0
308.	ПС 110 кВ Матвеев Курган	110/35/27,5	2	25,0	50,0
309.	ПС 110 кВ НЗНП	110/6/6	2	40,0	80,0
310.	ПС 110 кВ НПСЗ	110/10/10	2	25,0	50,0
311.	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	2	40,0	80,0
312.	ПС 110 кВ СЗ	110/10	2	10,0	20,0
313.	ПС 110 кВ Стройбаза-1	110/6	2	16,0	32,0
314.	ПС 110 кВ Хапры	110/27,5/10	2	31,5	63,0
315.	ПС 110 кВ ЦОФ	110/6	2	10,0	20,0
316.	ПС 110 кВ Шахта Быстрианская	110/6/6	2	16,0	32,0
317.	ПС 110 кВ Ш28	110/10/10	2	25,0	50,0
318.	ПС 110 кВ ГП	110/10	2	6,3 + 20,0	26,3
319.	ПС 110 кВ Р41	110/6	2	10,0	20,0
320.	ПС 110 кВ Минстрой	110/10	2	16,0	32,0
321.	ПС 110 кВ Восточная	110/27,5/6	2	20,0	40,0
Итого мощность автотрансформаторов (трансформаторов) (мегавольт-ампер):					
Мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 500 кил вольт					1503,0
Мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 330 кил вольт					399,0
Мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 220 кил вольт					7155,0
Мощность трансформаторов 110 кил вольт					9846,4

* Оборудование на балансе абонента.

Таблица № 13

ПЕРЕЧЕНЬ
подстанций 110 – 500 кВ и ЛЭП 110 – 500 кВ,
находящихся на территории Ростовской области

№ п/п	Наименование ЛЭП	Протяженность (километров)	Марка провода
1	2	3	4
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга			
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская	285,8	АС-300/66, АС-500/336, АС-330/43
2.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1	247,9	АС-330/43, АС-500/336

1	2	3	4
3.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2	250,3	АС-330/43, АС-500/336
4.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	308,3	АС-330/43
5.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	44,1	АС-330/43
6.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	242,5	АС-330/43, АС-500/336
7.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	211,5	АС-330/43
8.	ВЛ 500 кВ Победа – Шахты	63,2	АС-330/43
9.	ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская	86,1	АС-300/66, АС-500/336
10.	ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	498,7	АС-300/66, АС-500/336
11.	ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	223,4	АС-300/66, АС-500/336
12.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская	50,5	АСО-400, АС-400/51
13.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк	99,7	АСО-400
14.	ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская	73,4	АС-400/51, АСО-400
15.	ВЛ 220 кВ Староминская – А-30	36,7	АС-300
16.	ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	32,0	АС-300
17.	ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10	232,3	АС-300/39
18.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	60,9	АСО-300
19.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	14,1	АС-300/39, АС-400/51
20.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Зимовники	41,6	АС-300/39, АС-300
21.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская	160,4	АС-300/39, АС-400/51
22.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	58,7	АСТ-400/51
23.	ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2	55,6	АС-300
24.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская-2	6,9	АС-300
25.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники	43,9	АС-300
26.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Городская-2	21,4	АС-300, АС-400/51
27.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Г-20	56,7	АСО-300, АС-300
28.	ВЛ 220 кВ зерновая – Сальская	131,1	АСО-300
29.	ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная	174,8	АС-300
30.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская	35,2	АС-300, НХСНВМК-W
31.	КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20	23,8	АС-300, НХСНВМК-W
32.	КВЛ 220 кВ Койсуг – зерновая	55,0	АС-300, АС-400, НХСНВМК-W
33.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь	36,5	АСО-500, НХСНВМК-HF
34.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь	36,5	АСО-500, НХСНВМК-HF

1	2	3	4
35.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь	66,4	АСО-400, НХСНВМК-НФ
36.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь	63,7	АСО-400, НХСНВМК-НФ
37.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ I цепь	14,9	АС-300
38.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь	14,9	АС-300
39.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ	31,1	АСО-500
40.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I цепь	47,2	АСО-400
41.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты II цепь	47,2	АСО-400
42.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 I цепь	69,7	АСО-400
43.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 II цепь	69,8	АСО-400
44.	ВЛ 220 кВ Сальская – Песчанокотская	78,3	АСО-300
45.	ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая	37,5	АСО-300
46.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск I цепь	32,2	АС-300/48, АС-400/51
47.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск II цепь	32,4	АС-300/48, АС-400/51
48.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково	41,1	АС-300/48, АС-400/51
49.	ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	22,4	АС-300, АС-400
50.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь	51,7	АС-300/66, АСО-300
51.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь	49,8	АС-300/66
52.	ВЛ 220 кВ Р-40 – Ростовская	40,8	АС-300/39, АСО-300
53.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15	70,9	АС-300/39, АСО-300
54.	КВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40	10,0	АСО-300, АС-300/39, НХСНВМК-НФ
55.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская I цепь	28,8	АС-300/39
56.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская II цепь	28,8	АС-300/39
57.	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15	42,0	АСО-300
58.	ВЛ 220 кВ Т-10 – Т-15	7,8	АСО-300
59.	ВЛ 220 кВ Ея Тяговая – Песчанокотская с отпайкой на ПС Светлая	9,4	АСО-300
60.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	21,1	АС-300
61.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	141,2	АСУ-300, АС-300
62.	ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	20,2	АС-300/39, АС-300/66
63.	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	63,5	АСО-400
64.	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	86,6	АС-300/39
65.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20	27,4	АСО-300
66.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты	33,6	АСО-300
67.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50	21,1	АС-300/39, АС-300/66
68.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – НЗБ	46,8	АСО-500

1	2	3	4
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
69.	ВЛ 220 кВ Шахты – Печная	16,0	АС-240
70.	КЛ 220 кВ Т-10 – Т-20 Печная	3,4	АПвПу2г- 1×400/120
71.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 I цепь	1,9	АСУ-300
72.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 II цепь	1,9	АСУ-300
филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»			
73.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 I цепь	5	АС-120
74.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 II цепь	5	АС-120
75.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 северная с отпайкой на ПС А-26	8,0	АС-185
76.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 южная с отпайкой на ПС А-26	10,2	АС-185
77.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 I цепь	25,4	АС-185
78.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 II цепь	25,4	АС-300
79.	ВЛ 110 кВ А-30 – А32	31,6	АС-95
80.	ВЛ 110 кВ А-30 – Кугей тяговая	10,5	АС-120
81.	ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30	48,1	АС-240
82.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Колодезянская с отпайкой на ПС Дегтевская	39,7	АС-150, АС-185
83.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская I цепь	20,5	АЖ-120
84.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская II цепь	20,5	АЖ-120
85.	ВЛ 110 кВ АС12 – Н9	16,3	АС-185
86.	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6	26,8	АС-150, АС-185
87.	ВЛ 110 кВ АС6 – НГ8	14,9	АС-150
88.	ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская	17,5	АС-120
89.	ВЛ 110 кВ Б1 – Б4	24,6	АС-150
90.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 I цепь	1,1	АСО-300
91.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 II цепь	1,1	АСО-300
92.	ВЛ 110 кВ Б11 – Милютинская	36,8	АС-120
93.	ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково	41,1	АС-150
94.	ВЛ 110 кВ Б12 – Б11	44,5	АС-150, АС-185
95.	ВЛ 110 кВ Б12 – Головокалитвенская	38,5	АС-120
96.	ВЛ 110 кВ Б12 – Ш. Быстрянская	4,9	АС-240
97.	ВЛ 110 кВ Б2 – Б5	8,9	АС-240
98.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ	16,9	АС-150, АС-185
99.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б2	33,4	АС-240
100.	ВЛ 110 кВ Б3 – Г14 с отпайкой на Сулинскую ВЭС	35,4	АС-150, АС-240
101.	ВЛ 110 кВ Б3 – Садкинская с отпайками	49,6	АС-150
102.	ВЛ 110 кВ Б3 – Ш. Быстрянская	52,8	АС-240
103.	ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1 с отпайкой на Каменскую ВЭС	32,1	АС-150, АС-240
104.	ВЛ 110 кВ Б5 – Б8	16,2	АС-240
105.	ВЛ 110 кВ Б8 – Б12	3,7	АС-185

1	2	3	4
106.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ2	23,2	АС-95
107.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ6	19,0	АС-95
108.	ВЛ 110 кВ БГ2 – АС1	23,2	АС-120
109.	ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Садкинская с отпайками	45,9	АС-120
110.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ2	8,1	АС-240
111.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ3	4,9	АС-240
112.	ВЛ 110 кВ БТ3 – БТ2	3,3	АС-120
113.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская	49,7	АЖ-120, АС-120
114.	ВЛ 110 кВ В.Свечниковская – Советская-2	55,0	АЖ-120
115.	ВЛ 110 кВ В1 – В2	8,5	АС-95, АС-120
116.	ВЛ 110 кВ В10 – СМ3	25,4	АС-120, АС-150
117.	ВЛ 110 кВ В2 – В10	9,7	АС-95
118.	ВЛ 110 кВ ВдПТФ – Стройбаза-1	16,4	АС-120, АС-240
119.	ВЛ 110 кВ Вешенская-1 – Вешенская-2 I цепь с отпайкой на ПС НС3	34,0	АС-120
120.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Вешенская-1 II цепь	33,2	АС-120
121.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская	19,3	АС-150
122.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская	30,2	АС-120
123.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская	49,0	АС-150
124.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Добровольская	2,0	АС-240
125.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ВдПТФ	12,1	АС-240
126.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор	4,9	АС-240
127.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	1,8	АС-240
128.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками	68,2	АС-120, АС-240
129.	ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ – Замчалово	22,0	АС-150
130.	ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отпайкой на ПС Заря	10,5	АС-120
131.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г15	15,2	АС-150
132.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г18	15,6	АС-120
133.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 I цепь	0,2	АС-120
134.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 II цепь	0,2	АС-120
135.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г14 с отпайками	38,0	АС-150
136.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г9	3,8	АС-150
137.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	20,2	АС-150
138.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С2	21,4	АС-150
139.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С5	17,3	АС-150
140.	ВЛ 110 кВ Г9 – Г14 с отпайками	34,2	АС-150
141.	ВЛ 110 кВ Городская – ЮЗР	2,7	АС-240
142.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ с отпайкой на Казачью ВЭС	26,2	АС-150
143.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ЗИВ	6,5	АС-240
144.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 I цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	11,9	АС-150
145.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 II цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	11,9	АС-150

1	2	3	4
146.	ВЛ 110 кВ ГТП – НГ4 I цепь с отпайками	33,2	АС-95
147.	ВЛ 110 кВ ГТП – НГ4 II цепь с отпайками	33,2	АС-95
148.	ВЛ 110 кВ Денисовская – Овцевод	17,6	АС-120
149.	ВЛ 110 кВ Добровольская – Приморская	0,1	АС-240
150.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская I цепь	3,3	АС-120
151.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская II цепь	3,3	АС-120
152.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ I цепь	1,1	АС-120
153.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ II цепь	1,1	АС-120
154.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ЗИВ	20,5	АС-150
155.	ВЛ 110 кВ Дружба – Дубовская	24,9	АС-150
156.	ВЛ 110 кВ Дубенцовская – Большовская	10,5	АС-70
157.	ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая	8,0	АС-185, АС-240
158.	ВЛ 110 кВ Егорлыкская – Целинская	43,4	АС-120
159.	ВЛ 110 кВ Ефремовская – Федоровская	8,3	АС-150
160.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками	82,0	АС-120
161.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Ремонтная тяговая	29,1	АС-185
162.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Харсеевская с отпайкой на ПС Придорожная	9,0	АС-70
163.	ВЛ 110 кВ Зерновая – БГ2 с отпайками	74,0	АС-95
164.	ВЛ 110 кВ Зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская	27,2	АС-95
165.	ВЛ 110 кВ Зерновая – ЗР14 с отпайкой на ПС ЗР10	29,1	АС-120
166.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Дружба	19,6	АС-185
167.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Полевая с отпайками	38,2	АС-95
168.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Полевая с отпайкой на ПС НСЗ	41,5	АС-185
169.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Харьковская с отпайкой на ПС Василевская	28,0	АС-120
170.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Хуторская с отпайкой на ПС Глубокинская	59,4	АС-120
171.	ВЛ 110 кВ ЗРЗ – Егорлыкская	24,7	АС-120
172.	ВЛ 110 кВ Искра – Черкассы	21,1	АС-120
173.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 I цепь	3,26	АС-240
174.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 II цепь	3,3	АС-240
175.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово I цепь с отпайкой на ПС К4	18,2	АС-150
176.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово II цепь с отпайкой на ПС К4	18,2	АС-150
177.	ВЛ 110 кВ Каргинская – В. Свечниковская	47,6	АС-120
178.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Индустрия	41,8	АЖ-120
179.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Макеевская	25,3	АС-120
180.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк	30,6	АС-120, АЖ-120
181.	ВЛ 110 кВ КГУ – Константиновская	11,5	АС-120
182.	ВЛ 110 кВ КГУ – СМ2	13,7	АС-120, АСУС-185
183.	ВЛ 110 кВ Комаровская – СМЗ	10,7	АС-95
184.	ВЛ 110 кВ Конзаводская – НС6	10,9	АС-95

1	2	3	4
185.	ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская	54,6	АС-120
186.	ВЛ 110 кВ Куберле-2 – Харьковская	22,4	АС-120
187.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Несмеяновская	17,3	АС-95
188.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – НС1	18,2	АС-70
189.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная	23,5	АС-240
190.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Октябрьская	16,2	АС-150
191.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Северный Портал	21,9	АС-300
192.	ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона	28,6	АЖ-120
193.	ВЛ 110 кВ Милютинская – В. Свечниковская	47,5	АС-120
194.	ВЛ 110 кВ Н13 – Н9	34,7	АС-185
195.	ВЛ 110 кВ Н15 – Н21	14,9	АС-120
196.	ВЛ 110 кВ Н16 – Ш38 с отпайкой на ПС Н1	36,5	МГ-95, М-95, АС-150
197.	ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра	39,5	АС-120, АЖ-120
198.	ВЛ 110 кВ Н4 – Н13 с отпайкой на ПС Н1	20,5	АС-185
199.	ВЛ 110 кВ Н8 – Н4	7,4	АС-300
200.	ВЛ 110 кВ Н8 – НЗНП	5,0	АС-185
201.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н15	25,5	АС-120
202.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н17	23,1	АС-120
203.	ВЛ 110 кВ Н9 – Ш38	25,6	АС-150
204.	ВЛ 110 кВ Наримановская – Конзаводская	32,7	АС-95
205.	ВЛ 110 кВ НГ5 – КС3 с отпайками	33,7	АС-120
206.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 I цепь с отпайкой на ПС С4	5,4	АС-150, АС-185
207.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 II цепь с отпайками	5,1	АС-150, АС-185
208.	ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10	10,5	АС-185
209.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь	3,1	АС-150
210.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь	3,0	АС-150
211.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками	20,1	АС-185
212.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ8	24,1	АС-150
213.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I цепь	16,1	АС-120
214.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II цепь	16,1	АС-120
215.	ВЛ 110 кВ Новиковская – Алексеевская	24,5	АС-150
216.	ВЛ 110 кВ Носовская – Рябиновская	14,5	АС-150
217.	ВЛ 110 кВ НС6 – Черкесская	19,1	АС-120
218.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	2,7	АСО-300
219.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	2,7	АСО-300
220.	ВЛ 110 кВ Обливная – Дубенцовская	17,0	АС-70
221.	ВЛ 110 кВ Обливная – Комаровская	17,0	АС-95
222.	ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково	8,8	АС-120, АС-150
223.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганчуковская	22,2	АС-95
224.	ВЛ 110 кВ Орловская – Куберле-2	26,3	АС-120
225.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Развиленская	26,4	АС-120
226.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Роговская	51,9	АЖ-120
227.	ВЛ 110 кВ Погорелово – Чеботовская	41,6	АЖ-120

1	2	3	4
228.	ВЛ 110 кВ Приморская – Волгодонская ТЭЦ-1	8,8	АС-240
229.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Ганчуковская	39,4	АС-150
230.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Орловская	34,3	АС-120
231.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Уютненская	11,4	АС-120
232.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками	82,6	АС-150
233.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками	82,6	АС-150
234.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сулин с отпайкой на ПС Туриловская	47,3	АС-95, АС-120
235.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево I цепь	27,0	АС-150
236.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево II цепь	27,0	АС-150
237.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками	9,0	АС-185
238.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37	6,9	АС-240
239.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33	5,6	АС-185
240.	ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	8,0	2×АС-120
241.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 I цепь	4,9	АС-120
242.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 II цепь	4,9	АС-120
243.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	32,7	АС-120
244.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	32,1	АС-120
245.	КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь	8,9	АС-240
246.	КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	8,9	АС-240
247.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29	2,4	АСО-240
248.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками	14,4	АС-240
249.	ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь	11,0	АС-185, АС-150, АС-240
250.	ВЛ 110 кВ Р29 – Чалтырь	7,1	АС-150
251.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС10 с отпайкой на ПС НЗПМ	30,2	АС-150
252.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС15	4,8	АС-150
253.	ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32	16,1	АС-240
254.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 I цепь с отпайками	10,0	АС-240
255.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 II цепь с отпайками	10,0	АС-240
256.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками	15,8	АСО-300
257.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	3,9	АС-240
258.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь	5,6	АС-240
259.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	5,6	АС-240
260.	ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12	17,3	АС-185
261.	ВЛ 110 кВ Р40 – ГПП4	4,2	АС-240
262.	ВЛ 110 кВ Р-40 – ГПП4 с отпайками	18,3	АСО-300
263.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 I цепь с отпайками	11,1	АС-240
264.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 II цепь с отпайкой на ПС Р24	11,1	АС-240
265.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 III цепь с отпайками	11,1	АС-240
266.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3	3,8	АС-240
267.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 I цепь	5,5	АС-240
268.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 II цепь	5,5	АС-240
269.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками	12,3	АС-240
270.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар	20,8	АС-120

1	2	3	4
271.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Денисовская	30,0	АЖ-120, АС-120
272.	ВЛ 110 кВ Роговская – Балкогрузская	26,6	АС-95
273.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 I цепь	5,6	АСО-400
274.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 II цепь	5,6	АСО-400
275.	ВЛ 110 кВ С2 – Лесостепь	9,4	АС-150
276.	ВЛ 110 кВ С2 – НЗНП с отпайкой на ПС Ш44	28,2	АС-120, АС-185
277.	ВЛ 110 кВ С2 – С5	19,7	АС-150
278.	ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44	25,3	АС-120
279.	ВЛ 110 кВ С3 – Г4	23,5	АС-120
280.	ВЛ 110 кВ С7 – Н8	10,8	АС-300
281.	ВЛ 110 кВ Сальская – АРЗ	13,4	АЖ-120; АС-120
282.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская I цепь	18,8	АС-120
283.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская II цепь	18,8	АС-120
284.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО I цепь	6,0	АС-95
285.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО II цепь с отпайкой на ПС АРЗ	10,8	АЖ-120; АС-120
286.	ВЛ 110 кВ Сальская – НС1	36,7	АС-120
287.	ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская	28,9	АС-150
288.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская	45,0	АС-120
289.	ВЛ 110 кВ Сальская – Трубецкая	22,7	АС-120
290.	ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная	15,4	АС-150
291.	ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	22,1	АС-120
292.	ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	18,8	АС-150
293.	ВЛ 110 кВ СМ1 – СМ4	26,6	АС-95
294.	ВЛ 110 кВ СМ2 – Дубенцовская	18,2	АС-70
295.	ВЛ 110 кВ СМ4 – БГ6	13,5	АС-95
296.	ВЛ 110 кВ Стройбаза-1 – Жуковская	14,3	АС-240
297.	ВЛ 110 кВ Суровикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская1	8,8	АС-120, АС-150
298.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Колодезянская	14,5	АС-150
299.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская I цепь	45,5	АС-150
300.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская II цепь	45,5	АС-150
301.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т1 I цепь с отпайкой на ПС Т-12	4,6	АС-240
302.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т1 II цепь с отпайками	6,2	АС-240
303.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11	11,5	АС-150
304.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками	39,7	АС-185
305.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т21	2,3	АС-120, АС-240, АС-300
306.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	4,2	АС-240, АС-300
307.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т9 I цепь с отпайкой на ПС Т13	7,2	АС-240
308.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т9 II цепь	6,1	АС-240
309.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками	11,2	АС-150

1	2	3	4
310.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т5 с отпайкой на ПС Т17	5,5	АС-150
311.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками	57,1	АС-150
312.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Ефремовская с отпайкой на ПС Отрадненская	48,0	АС-150
313.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган	27,3	АС-150
314.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Носовская с отпайкой на ПС Лиманная	21,8	АС-150
315.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Очистные сооружения I цепь с отпайкой на ПС Дарагановская	24,7	АС-240
316.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Очистные сооружения II цепь	24,7	АС-240
317.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21	11,8	АС-120, АС-240, АС-300
318.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	13,8	АС-240, АС-300
319.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25	32,6	АС-240
320.	ВЛ 110 кВ Т24 – Т11	1,2	АС-185, АС-240
321.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Ал. Лозовская	47,3	АС-150
322.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная I цепь	27,5	АС-120
323.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная II цепь с отпайкой на ПС Казанская	48,9	АС-120
324.	ВЛ 110 кВ Хуторская – Ремонтненская с отпайкой на ПС Приволенская	65,4	АС-120, АС-150
325.	ВЛ 110 кВ Целинская – Трубецкая	25,5	АС-120
326.	ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровская	5,4	АС-185
327.	ВЛ 110 кВ Центральная – Цимлянская	10,1	АС-150, АС-185
328.	ВЛ 110 кВ Цимлянская – Искра	16,2	АС-120
329.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1	12,8	2×АС-120, АС-240, АС-300
330.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	38,7	АС-185, АС-205, АС-240
331.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Центральная	2,1	АС-120
332.	ВЛ 110 кВ ЦОФ – Ш9	3,9	АС-120
333.	ВЛ 110 кВ Черкасы – Стычная	38,4	АС-120
334.	ВЛ 110 кВ Черкесская – Волочаевская	26,9	АС-120
335.	ВЛ 110 кВ Ш14 – Константиновская	27,8	АС-120
336.	ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш47	2,8	АС-120
337.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш35	27,7	АС-120
338.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш37	22,8	АС-150
339.	ВЛ 110 кВ Ш36 – Ш14	27,1	АС-150
340.	ВЛ 110 кВ Ш37 – Ш14	22,9	АС-120
341.	ВЛ 110 кВ Ш46 – Ш34	32,1	АС-120
342.	ВЛ 110 кВ Ш47 – СМ1	12,8	АС-120
343.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16	17,1	АС-240
344.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш45 с отпайкой на ПС Ш16	25,1	АС-240

1	2	3	4
345.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш9	2,3	АС-120
346.	ВЛ 110 кВ Ш6 – Ш29 I цепь с отпайкой на ПС ГП	10,9	АС-240
347.	ВЛ 110 кВ Ш6 – Ш29 II цепь с отпайкой на ПС ГП	10,9	АС-240
348.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесостепь	19,3	АС-120
349.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш6 с отпайкой на ПС Ш49	12,1	АС-150
350.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты	4,3	АС-150
351.	ВЛ 110 кВ Шахты – С6	23,1	АС-240
352.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8	24,3	АС-240
353.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш35	11,9	АС-120, АС-240
354.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш36	24,2	АС-150
355.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш45 с отпайкой на ПС Ш8	22,3	АС-240
356.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш46	16,4	АС-120
357.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 I цепь	12,7	АС-240
358.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 II цепь	12,7	АС-240
359.	ВЛ 110 кВ Шебалинская – Заветинская	37,1	АС-120
360.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г15 с отпайкой на ПС Г13	24,3	АС-150
361.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г2 с отпайкой на ПС Г13	20,3	АС-150
362.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Н16	15,2	М-95, АС-150
363.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 I цепь с отпайкой на ПС ГСР	16,8	АС-150
364.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 II цепь с отпайкой на ПС ГСР	16,7	АС-150
365.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С7	1,1	АС-300
366.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая	28,4	АС-150
367.	ВЛ 110 кВ ЮЗР – Волгодонская ТЭЦ-1	6,6	АС-240
368.	ВЛ 110 кВ Зерновая – ЗРЗ с отпайкой на ПС ЗР15	30,1	АС-120
369.	КВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками	70,5	АС-120
370.	КВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками	34,1	АС-95, АС-150
371.	КВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1	13,7	АС-120
372.	КВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3	8,7	АС-150
373.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Кутей тяговая	49,5	АС-120
374.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками	24,4	АС-240, АСО-300
375.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками	33,2	АСУ-185, АС-240, АСО-300
376.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская	13,6	АС-150
377.	КВЛ 110 кВ Р22 – Спортивная	1,8	АС-240
378.	КВЛ 110 кВ Р23 – Спортивная с отпайкой на ПС Р25	4,5	АСУ-185
379.	КВЛ 110 кВ Т-10 – Самбек с отпайкой на ПС Т10 тяговая	10,3	АС-120
380.	КЛ 110 кВ Р1 – Р27	1,9	АПвПу2г

1	2	3	4
			1×400/185
381.	КЛ 110 кВ Р22 – Р27	4,4	АПвПу2г 1×400/185
382.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 I цепь	2,3	ПвПу2г-1× 630/185 - 64/110
383.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 II цепь	2,3	ПвПу2г-1× 630/185 - 64/110
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
384.	ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	23,0	АС-185
385.	ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	61,0	АС-185
386.	ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	38,5	АС-185
387.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГПП3 I цепь	2,0	АС-240
388.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГПП3 II цепь	2,0	АС-240
389.	ВЛ 110 кВ Донецкая – НПСЗ	53,0	АС-150
390.	ВЛ 110 кВ Чеботовская – НПСЗ	17,9	АС-150
391.	ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино	28,3	АС-150
392.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая	2,3	АС-185
393.	ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая	44,4	АС-185
394.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Двойная тяговая	44,7	АС-150
395.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Заводская	0,3	АС-120
396.	ВЛ 110 кВ Шахты – Заводская	18,4	АС-240
397.	ВЛ 110 кВ С2 – С3	1,8	АС-120
398.	КЛ 110 кВ Р-4 – Минстрой № 1	12,7	АПвПу2гж- 3(1×300/150)
399.	КЛ 110 кВ Р-4 – Минстрой № 2	12,7	АПвПу2гж- 3(1×300/150)
Итого протяженность ЛЭП (километров)			
Номинальным классом напряжения 500 килвольт		2461,8*	
Номинальным классом напряжения 330 килвольт		223,6	
Номинальным классом напряжения 220 килвольт		2808,2	
Номинальным классом напряжения 110 килвольт		6787,5	

* С учетом полной длины ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань.

3.8. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ростовской области

Энергосистема Ростовской области имеет электрические связи с пятью энергосистемами по ЛЭП 110–500 кВ:

1. С энергосистемой Волгоградской области:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;

ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты;

ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК;

ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;

ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;

ВЛ 110 кВ Серамифовичи – Калининская (ВЛ 110 кВ № 503);

ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково;
 ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62);
 ВЛ 110 кВ Суровикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская 1 (ВЛ 110 кВ № 61);

ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская.

2. С Донбасской энергосистемой:

ВЛ 500 кВ Победа – Шахты;
 ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская;
 ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15;
 ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино;
 ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

Следует отметить, что в настоящее время Донбасская энергосистема и ОЭС Украины работают раздельно. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов связь между Донбасской энергосистемой и энергосистемой Ростовской области учитывалась следующим образом:

параллельная работа по ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская и ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15 с нулевым суммарным сальдо перетоков мощности;

радиальное электроснабжение нагрузки Донбасской энергосистемы по ВЛ 500 кВ Победа – Шахты;

отключенное состояние ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино и ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

3. С энергосистемой Республики Калмыкия:

ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная;
 ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар;
 ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская;

ВЛ 110 кВ Сандатовская – Виноградовская;
 ВЛ 110 кВ Заветинская – Советская.

4. С энергосистемой Республики Адыгея и Краснодарского края:

ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
 ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1;
 ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2;
 ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк;
 КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская;
 ВЛ 220 кВ Староминская – А-30;
 ВЛ 220 кВ Ея Тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая;
 ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая.

5. С энергосистемой Ставропольского края:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск;
 ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск.

В энергосистеме Ростовской области с целью управления электроэнергетическим режимом установлены контролируемые сечения. Состав контролируемых сечений (КС) с указанием существующих ограничений по пропускной приведен в таблице № 14.

Таблица № 14

СОСТАВ
контролируемых сечений (КС) с указанием существующих ограничений

Наименование КС	Состав КС	МДП ¹ в нормальной схеме (мегаватт)	Критерий ограничения в нормальной схеме	МДП ¹ в ремонтной схеме ² (мегаватт)	Ремонтная схема	Критерий ограничения в ремонтной схеме
1	2	3	4	5	6	7
СВЭС	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая; ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово; ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ; ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	325	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Погорелово в ПАР АТ-2 ПС 220 кВ Погорелово	180	ремонт ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	АДТН ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово в ПАР ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово
ЮЗЭС	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь; ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь; ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15; ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь; ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками	не контролируется		315- 0,41·ПТ-15 ³	ремонт ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I(II) цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь в ПАР ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II(I) цепь
Цимлянское	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты; ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС –	не контролируется		130	ремонт ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская	АДТН ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 в ПАР ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС –

¹ МДП без ПА при температуре окружающей среды плюс 35 градусов С.

² Наиболее тяжелая одиночная ремонтная схема.

³ ПТ-15 – переток по ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15 (с положительным знаком при приеме мощности из Донбасской энергосистемы, с отрицательным знаком при выдаче мощности в Донбасскую энергосистему).

1	2	3	4	5	6	7
	Волгодонская ТЭЦ-1; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал				ТЭЦ-2	Северный Портал
Цимлянское Север	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	не контролируется		не контролируется		
Цимлянское Юг	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1	не контролируется		135	ремонт ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	АДТН ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 в ПАР ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2
Алмаз	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	135	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь ПАР ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	70	ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 в ПАР ВЛ 110 кВ Р-4 – Р40 с отпайками
					ремонт ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	АДТН ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 в ПАР ВЛ 110 кВ Р-4 – Р40 с отпайками
Фортуна	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	230	АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20	160	ремонт КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I(II) цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 в ПАР КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II(I) цепь
Ростов	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь; ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками;	не контролируется		460	ремонт одной из ВЛ транзита 110 кВ Р-4 – Р41 – Р1 или работа	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками

1	2	3	4	5	6	7
	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 I цепь с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 II цепь с отпайкой на ПС Р24; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 III цепь с отпайками				в радиальном режиме одной из ВЛ данного транзита (при работе ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь в тупиковом режиме)	
Сулин	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10; ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая; ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20; ВЛ 110 кВ Г-20 – С2; ВЛ 110 кВ С2 – С5	не контролируется		минимум из: 1) 375; 2) 400- 0,51·ПВеш ⁴	ремонт ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	1) АДТН ВЛ 110 кВ Г-20 – С2 в ПАР ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20; 2) АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Донецкая в ПАР ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая
Центральное	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33; ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3	не контролируется		95	1) отключены: ВЛ 110 кВ транзита Р-4 – Р41 – Р1 или работа одной из ВЛ данного транзита в радиальном	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33

⁴ ПВеш – переток по ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2 (с положительным знаком при приеме мощности из энергосистемы Волгоградской области, с отрицательным знаком при выдаче мощности в энергосистему Волгоградской области).

1	2	3	4	5	6	7
					режиме; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I(II) цепь или работа в радиальном режиме данной ВЛ; 2) отключены: ВЛ 110 кВ транзита Р-4 – Р41 – Р1 или работа одной из ВЛ данного транзита в радиальном режиме; ВЛ 110 кВ Р-1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37 или работа в радиальном режиме данной ВЛ	
Волгоград – Ростов	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2; ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС –	минимум из: 1) 1050 2) 2200- 0,93·Р _{Бл} макс ⁵ ; 3) 2170 - 0,93·Р _{макс}	1) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная 2) 8 процентов Р	минимум из: 1) 200; 2) 1310 – 0,93·Р _{Бл} макс ⁵ 3) 1240 –	ремонт ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	1) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; 2) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская

⁵ Р Бл макс – текущая нагрузка наиболее загруженного блока Ростовской АЭС.

1	2	3	4	5	6	7
	Котельниково; ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	нб	в ПАР отключение Блока Ростовской АЭС; 2) 8 процентов Р в ПАР Р макс нб	$0,93 \cdot P_{\text{макс}}$ нб		в ПАР отключение Блока Ростовской АЭС; 3) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР Р макс нб
Ростов – Волгоград	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2; ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково; ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	минимум из: 1) 890 2) $2580 - 0,91 \cdot P_{\text{макс}}$ нб 3) $2580 - 0,91 \cdot P$ нб П- Ш ⁶	1) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная и ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; 2) АДТН ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная в ПАР Р макс нб; 3) АДТН ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная в ПАР Р нб П-Ш	минимум из: 1) 280; 2) $840 - 0,87 \cdot P_{\text{макс}}$ нб; 3) $840 - 0,87 \cdot P$ нб П- Ш ⁶	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	1) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; 2) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР Р макс нб; 3) АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР Р нб П-Ш ⁶
Платовское	АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская; АТ-3 ПС 500 кВ Шахты; АТ-4 ПС 500 кВ Шахты	1045	АДТН АТ-3 или АТ-4 ПС 500 кВ Шахты в ПАР АТ-4 или АТ-3 ПС 500 кВ Шахты	585	ремонт АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская или работа в радиальном режиме данного	АДТН АТ-3 или АТ-4 ПС 500 кВ Шахты ПАР АТ-4 или АТ-3 ПС 500 кВ Шахты

⁶ Р нб П-Ш – небаланс активной мощности в ОЭС Юга в текущем режиме в результате отключения ВЛ 500 кВ Победа – Шахты (приводящий к дополнительному избытку генерирующей мощности), определяется как текущее значение перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Победа – Шахты при направлении перетока в Донбасскую энергосистему.

1	2	3	4	5	6	7
					АТ	
Шахты	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты; ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2; ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	1760	8 процентов Р в ПАР ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	1180	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	1) АДТН ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2 в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская; 2) ДДТН АТ-1 Ростовской АЭС
Маньч	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	1450	АДТН АТ-501(502) ПС 500 кВ Буденновск в ПАР АТ-501(502) ПС 500 кВ Буденновск	630	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	АДТН АТ-501(502) ПС 500 кВ Буденновск в ПАР АТ-502(501) ПС 500 кВ Буденновск
Кубанское	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тамань; ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь; ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	2700	АДТН КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 в ПАР Р-20 – А-20	2140	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	АДТН КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 в ПАР ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20
Север	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС –	1420	1) АДТН ВЛ	минимум	ремонт	1) АДТН ВЛ 220 кВ

1	2	3	4	5	6	7
	Шахты; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская; АТ1 500/220 кВ Ростовской АЭС; ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ея тяговая	$+0,7 \cdot (D^7 - 300)$	220 кВ Волга – Заливская ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; 2) АДТН ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I(II) цепь ПАР ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты II(I) цепь	из: 1) $1140 + 0,61 \cdot (D^7 - 250)$; 2) $920 + 2,53 \cdot (D^7 - 250)$	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	Волга – Заливская ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; 2) АДТН ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I(II) цепь в ПАР ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты II(I) цепь
Волгодонское	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2 ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор; ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	250	АДТН ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская в ПАР ВЛ 220 кВ; Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	115	Ремонт ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2 или работа в радиальном режиме данной ВЛ	АДТН ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская в ПАР ВЛ 110 кВ; Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор

⁷ Д – дефицит энергосистемы Ростовской области, энергосистемы Донбасса и переток по ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань.

3.9. Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей Ростовской области за последние 5 лет

Централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергии в Ростовской области осуществляется от источников двух типов: с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии и от котельных.

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью (УТМ) в 2 313,9 гигакалории в час (таблица № 15).

Таблица № 15

ТЕПЛОФИКАЦИЯ

Наименование теплоэлектроцентрали	Мощность по состоянию на 2021 год (гигакалорий в час)
1	2
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	670,0
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	890,0
РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	414,8
РК-4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	150,0
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	81,0
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	108,1
Всего	2313,9

Установленная тепловая мощность генерирующих установок по муниципальным образованиям и компаниям приведена в таблицах № 16 и 17.

Таблица № 16

УСТАНОВЛЕННАЯ ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ
генерирующих установок по муниципальным образованиям и компаниям

№ п/п	Муниципальное образование	Наименование производителя	Количество котельных	Суммарная установленная мощность (гигакалорий в час)	Вид топлива
1	2	3	4	5	6
1.	Город Азов	МУП «Теплоэнерго»	37	227,7	газ
2.	Город Батайск	филиал АО «Донэнерго» ТС	26	145,5	газ
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	20,8	газ
		ООО «Распределенная генерация – Батайск»	6	14,6	газ
3.	Город Волгодонск	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	1	670,0	газ, мазут
		ООО «ТЭЦ-1»	2	100,0	газ
4.	Город Гуково	филиал АО «Донэнерго» ТС	20	139,2	газ, уголь
		ведомственные	10	4,0	–
		прочие	31	150,9	газ, уголь
5.	Город Донецк	филиал АО «Донэнерго» ТС	12	87,1	газ
6.	Город Зверево	филиал АО «Донэнерго» ТС	5	45,5	газ
7.	Город Каменск- Шахтинский	МУП «Каменсктеплосеть»	23	164,3	газ, уголь
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок	5	57,2	газ

1	2	3	4	5	6
		Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению			
		МУП «Вира»	1	27,9	газ
8.	Город Новочеркасск	ООО ПК «НЭВЗ»	4	225,0	газ
		ОАО «ЭПМ-НЭЗ»	7	130,4	газ
		МУП «Тепловые сети»	60	196,1	газ
		прочие	11	355,4	газ
9.	Город Новошахтинск	МП «ККТС»	20	103,2	газ, уголь
		ООО «Теплонасосные системы»	1	5,2	газ
		прочие	21	108,3	газ, уголь
10.	Город Таганрог	ООО «Тепловая генерация»	1	200,0	газ
		МУП «Тепловые сети»	—	—	—
		АО «ТЭПТС «Теплоэнерго»	31	245,3	газ
		МУП Управление «Водоканал»	—	—	—
		ООО «Приазовский ТеплоЦентр»	1	4,3	газ
		АО «Таганрогский завод «Прибой»	1	3,0	газ
		ООО «ТЭК»	—	—	—
		АО ТКЗ «Красный котельщик»	1	287,5	газ
		ООО «Тагстройсервис»	1	2,3	газ
		ТСЖ-3	—	—	—
		МУП «Трамвайно-троллейбусное управление»	1	2,3	газ
		МУП «Городское хозяйство»	1	96,4	газ
		ГБОУ СПО РО «ТАК им. В.М. Петлякова»	1	1,6	газ
		ПАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	1	50,0	газ

1	2	3	4	5	6
		Таганрогский институт имени А.П. Чехова (филиал) ФГБОУ ВПО «РГЭУ (РИНХ)»	2	7,7	газ
11.	Город Шахты	ООО «Шахтинская ГТЭС»	2	115,4	газ
		филиал АО «Донэнерго» ТС	18	164,4	газ
		прочие	59	477,7	газ, уголь
12.	Город Ростов	АО «КТС»	2	80,6	—
		АО «ТКЭ»	217	1056,4	—
13.	Азовский муниципальный район	УМП ЖКХ «Азовское»	6	15,2	газ
		УМП ЖКХ Кулешовского сельского поселения.	2	16,3	газ
14.	Аксацкий муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» ТС	19	83,2	газ
		ООО «АКДЭНЕРГО»	1	8,4	газ
		МУП АГП «АКСАЙЭНЕРГО»	1	1,9	газ
		прочие	21	108,4	газ
15.	Белокалитвинский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» ТС	23	100,7	газ, уголь
		ООО «Распределенная генерация»	3	39,8	газ
		прочие	25	142,0	газ
16.	Боковский муниципальный район	МУП «Водник»	6	9,8	газ
17.	Верхнедонской муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	5,2	газ
18.	Веселовский муниципальный район	Веселовское МУП ЖКХ (теплосеть)	4	3,2	газ
19.	Егорлыкский муниципальный район	Егорлыкский МУП «Коммунальник»	3	8,7	газ, уголь
		ФГБУ «ЦЖКУ»	1	—	уголь
		ООО «СВЕТПРОМГАЗ»	4	—	газ

1	2	3	4	5	6
		прочие	64	60,7	газ, уголь
20.	Заветинский муниципальный район	МУП «Заветинские теплосети»	5	1,8	уголь
		прочие	24	18,4	газ, уголь
21.	Зерноградский муниципальный район	АО «Зерноградские тепловые сети»	39	55,5	газ
		филиал ФГБУ «ЦЖКУ» по ЮВО	1	6,0	газ
22.	Кагальницкий муниципальный район	МУП Кагальницкого района «УЮТ»	26	9,7	газ
23.	Каменский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» ТС	6	6,7	газ, уголь
		МУП «Молодежный»	1	1,5	газ
24.	Кашарский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	49	46,5	газ, уголь
25.	Константиновский муниципальный район	МУП «Гарант»	21	9,9	газ
26.	Красносулинский муниципальный район	МУП «Красносулинские городские котельные»	4	6,7	уголь
			11	37,4	газ
			1	16,7	газ
		прочие	16	60,7	газ, уголь
27.	Куйбышевский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	58	—	—
28.	Матвеево-Курганский муниципальный район	ОАО «Водоканал» Матвеево- Курганского района	—	—	—
29.	Миллеровский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	34	7,4	газ
		филиал АО «Донэнерго» ТС	20	19,1	газ, уголь
30.	Морозовский муниципальный район	ООО «ЭКО»	13	9,5	газ
31.	Мясниковский	ООО «МП «Коммунсервис»	3	9,5	газ

1	2	3	4	5	6
	муниципальный район	МУП «Коммунальщик»	1	–	газ
32.	Неклиновский муниципальный район	ООО «Межмуниципальный Неклиновский водопровод»	49	26,3	газ
33.	Обливский муниципальный район	ООО «Обливское МТП»	4	4,2	газ
34.	Октябрьский муниципальный район	ООО «Тепловые сети»	2	26,7	газ
		ООО «Управление жилищно- коммунального хозяйства»	9	8,6	газ
35.	Орловский муниципальный район	АО «Сервис-ЖКХ»	9	6,8	газ
36.	Песчанокопский муниципальный район	МУП КХ Песчанокопского района	2	2,1	газ
37.	Пролетарский муниципальный район	МУП «Тепловые сети» Пролетарского городского поселения	13	2,5	газ, уголь
38.	Родионово- Несветайский муниципальный район	ООО «Жилищник»	9	10,0	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	67	13,1	газ
		ООО «Светпромгаз»	2	–	газ
39.	Сальский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» ТС	29	67,8	газ, уголь
		ООО «Сальскэлектросбыт»	1	2,2	мазут
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	29,3	газ
		ОАО РТП «Авторемонтник»	1	13,0	газ
40.	Семикаракорский муниципальный район	МП ЖКХ	1	3,0	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	73	14,2	газ
41.	Усть-Донецкий	ООО УК «Жилкомсервис»	20	15,8	газ

1	2	3	4	5	6
	муниципальный район				
42.	Цимлянский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» ТС	16	35,4	газ, уголь
		администрация Цимлянского городского поселения	1	—	—
		прочие	14	—	—
43.	Чертковский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	15,1	газ
44.	Шолоховский муниципальный район	МУП «Теплоэнерго»	15	14,9	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	18	6,5	газ, уголь, дизельное топливо

УСТАНОВЛЕННАЯ ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ
генерирующих установок по муниципальным образованиям и компаниям

№ п/п	Компания	Наименование, адрес	Суммарная установ- ленная мощность (гигакалорий в час)	Преимущест- венный вид топлива
1	2	3	4	5
1.	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	центральная котельная	422,7	газ
2.		котельная № 3	414,8	газ
3.		котельная № 4	150,0	газ
4.	ООО «Группа Мегаполис»	котельная, ул. Ильюшина, 34а	0,0	—
5.		котельная, ул. Искры, 47а	0,0	—
6.		котельная, ул. Шишкина, 162	7,3	—

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице № 18.

Таблица № 18

ВЫРАБОТКА
тепловой энергии на ТЭЦ и котельных

№ п/п	Наименование (тыс. гигакалорий)	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ						
1.	Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	977,0	986,9	884,6	854,9	856,7
2.	Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»)	1872,1	1968,5	1816,2	1815,6	1898,7
3.	ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	127,1	160,5	153,4	163,0	193,1
4.	Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	156,1	162,7	150,1	149,9	152,0
Котельные						
5.	Центральная котельная, котельная № 3, котельная	1182,6	1244,7	1174,7	1254,8	1324,9

1	2	3	4	5	6	7
	№ 4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)					
6.	Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	4,3	4,7	3,9	4,3	4,3

3.10. Перечень основных потребителей тепловой энергии в Ростовской области

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории Ростовской области приведены в таблице № 19.

Таблица № 19

ОСНОВНЫЕ КРУПНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ тепловой энергии на территории Ростовской области

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Подключенная тепловая нагрузка (гигакалорий в час)
1	2	3
1.	ООО «Ростовские тепловые сети», всего	2038,6
1.1.	Потребители с нагрузкой более 3 Гкал/час, итого, в том числе:	42,0
1.1.1.	Административное здание, Соколова, 13	5,80
1.1.2.	ТРЦ «РИО», Нагибина, 17	5,9
1.1.3.	Бизнес-центр «Пять морей»	4,7
1.1.4.	МТРЦ «Золотой Вавилон»	8,3
1.1.5.	Завод «Квант»	3,7
1.1.6.	Гостиница «Интурист»	3,5
1.1.7.	Музыкальный театр	3,3
1.1.8.	ОАО «Атомкотломаш»	3,2
1.1.9.	АО «Ростовводоканал»	3,7
1.2.	Потребители с нагрузкой менее 3 Гкал/час, итого, в том числе:	1996,5
1.2.1.	Жилищный фонд	1484,7
1.2.2.	Бюджетные организации	165,3
1.2.3.	Промышленные и приравненные к ним потребители	281,6
1.2.4.	Прочие	64,9
2.	Потребители, подключенные к Ростовской ТЭЦ-2, всего, в том числе:	27,0
2.1.	ООО «ККПД-Инвест»	24,9
2.2.	АО «ЛИМАН»	2,1

3.11. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Ростовской области в 2021 году

В таблице № 20 приведены сводные данные по потреблению топлива электростанциями и котельными генерирующими компаний в 2021 году.

Таблица № 20

СВОДНЫЕ ДАННЫЕ по потреблению топлива электростанциями и котельными генерирующими компаний в 2021 году

Наименование	Топливо	2021 год
1	2	3
Электростанции		
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. метров)	356,3
	газ (тыс. т у.т.)	417,1
	мазут (тонн)	4054,0
	мазут (тыс. т у.т.)	5,5
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	газ (млн куб. метров)	439,2
	газ (тыс. т у.т.)	506,9
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. метров)	102,8
	газ (тыс. т у.т.)	118,6
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	газ (млн куб. метров)	27,6
	газ (тыс. т у.т.)	32,2
Котельные		
Центральная котельная, котельная № 3, котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»)	газ (млн куб. метров)	184,5
	газ (тыс. т у.т.)	212,9
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ, (млн куб. метров)	0,6
	газ (тыс. т у.т.)	0,7

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

Электроемкость ВРП.

Электроемкость ВРП субъекта Российской Федерации (Э) определяется по формуле:

$$\text{Э} = \text{ПЭ} / \text{ВРП (кВт}\cdot\text{ч/рублей)},$$

где ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн киловатт-часов;

ВРП – объем валового регионального продукта (далее – ВРП) (млн рублей).

Электроемкость ВРП – показатель, характеризующий количественный расход электрической энергии, затрачиваемый на единицу валового регионального продукта.

Данные по динамике электроемкости ВРП экономики Ростовской области за последние 5 лет приведены в таблице № 21 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 21

ДАННЫЕ
по динамике электроемкости ВРП экономики
Ростовской области за последние 5 лет

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Потребление электроэнергии (млн киловатт-часов)	18570,500	19362,700	18881,900	18518,900	19883,300
ВРП (млн рублей)	1 441 723,300	1 548 222,900	1 637 748,100	1 558 711,1*	**
Электроемкость ВРП (киловатт-часов/рублей)	0,013	0,013	0,012	0,012	**

* Оценка минэкономразвития Ростовской области.

** Данные за 2021 год на 11 марта 2022 г. отсутствуют.

За последние годы наблюдается тенденция снижения электроемкости ВРП. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях Ростовской области, являющихся крупными потребителями энергии, а также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития Ростовской области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Наиболее актуальными, с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Ростовской области, являются следующие задачи:

снижение энергоемкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;

реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и тому подобное.

Потребление электроэнергии на душу населения.

Потребление электроэнергии на душу населения (ЭД) определяется по формуле:

$$\text{ЭД} = \text{ПЭ} / \text{Ч} \text{ (кВт}\cdot\text{ч/человека)},$$

где ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн киловатт-часов;

Ч – численность населения субъекта Российской Федерации, млн человек.

Данные по динамике потребления электроэнергии на душу населения за последние 5 лет приведены в таблице № 22 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 22

ДАННЫЕ
по динамике потребления электроэнергии
на душу населения за последние 5 лет

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Потребление электроэнергии (млн киловатт-часов)	18570,5	19362,7	18881,9	18518,9	19883,3
Численность населения (млн человек)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Потребление электроэнергии на душу населения (киловатт-часов/человек)	4374,4	4388,8	4588,3	4493,6	4734,1

Для энергосистемы Ростовской области потребление электроэнергии на душу населения в 0,63 раза ниже, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации данный показатель находится на уровне 7495,5 киловатт-часа на человека.

4. Особенности и существующие проблемы функционирования энергосистемы Ростовской области

4.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области

Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области в периоды зимнего максимума/минимума, летнего максимума в период экстремально высоких температур и летнего максимума/минимума нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца за 2021 год не выявили возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

4.2. Рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше

АНАЛИЗ
загрузки ЦП на основании данных контрольных замеров за предыдущие пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Район	Трансформатор	Год ввода	Номинальное напряжение обмоток трансформатора, (киловольт)	S _{ном} (мегавольт-ампер)	K _{дон} ДДН	Перевод по сети 6(10) – 35 кВ (мегавольт-ампер)	Располагаемая мощность (п-1) (мегавольт-ампер)	Максимальная нагрузка в день КЗ за 5 лет	Дата максимального контрольного замера	t _{кз} , °С	Загрузка ПС от располагаемой мощности без учета ТУ на ТП (процентов)	Заявленная мощность по ТУ на ТП (мегавольт-ампер)	Загрузка ПС с учетом ТУ на ТП (с K _p) (мегавольт-ампер)	Загрузка ПС от располагаемой мощности с учетом ТУ на ТП (процентов)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.	ПС 110 кВ АС1	ЦЭС	T-1	2004	115/38,5/11	10,0	1,2	4,500	12,5	16,7	зимний КЗ 2021 г.	3,0	133,8	14,6	21,5	172,2
			T-2	2016	115/37,5/11	10,0	1,2									
2.	ПС 110 кВ АС12	ЦЭС	T-1	1985	115/10,5	6,3	1,1		7,1	13,7	зимний КЗ 2021 г.	3,0	193,0	12,0	15,8	222,8
			T-2	1985	115/10,5	6,3	1,1									
3.	ПС 110 кВ АС4	ЦЭС	T-1	1986	115/10,5	6,3	1,1	0,710	7,1	6,6	зимний КЗ 2021 г.	3,0	92,4	5,6	7,1	100,3
			T-2	1985	115/11	6,3	1,1									
4.	ПС 110 кВ БГ2	ЦЭС	T-1	1973	115/38,5/6,6	10,0	1,0	1,100	7,3	7,6	летний КЗ 2018 г.	26,7	103,6	3,5	8,9	120,9
			T-2	2004	115/38,5/11	6,3	1,2									
5.	ПС 110 кВ БТ1	ЦЭС	T-1	1995	115/6,3/6,3	25,0	1,2		28,2	28,4	зимний КЗ 2021 г.	3,0	100,7	0,2	28,4	100,8
			T-2	1985	115/6,3/6,3	25,0	1,1									
6.	ПС 110 кВ В1	ЦЭС	T-1	1975	115/38,5/11	16,0	1,0		15,1	14,1	летний КЗ 2019 г.	25,9	93,3	4,3	15,8	104,2
			T-2	2002	115/38,5/6,6	16,0	1,2									
7.	ПС 110 кВ Р33	ЦЭС	T-1	1991	115/11/6,6	25,0	0,9		23,7	27,6	летний КЗ 2019 г.	25,9	116,8	0,5	27,7	117,0
			T-2	1981	115/11/6,6	25,0	0,9									
8.	ПС 110 кВ Т1	ЮЗЭС	T-1	1966	115/38,5/6,6	40,0	1,1	3,800	23,1	33,6	зимний КЗ 2020 г.	-1,0	145,4	1,9	33,8	146,2
			T-2	1954	115/38,5/6,3	20,0	1,1									
9.	ПС 110 кВ Чалтырь	ЮЗЭС	T-3	1994	115/38,5/11	16,0	1,2		18,6	30,4	зимний КЗ 2018 г.	-3,2	163,1	28,6	34,0	182,5
			T-2	2013	115/38,5/11	25,0	1,2									
10.	ПС 110 кВ Ш9	ЗЭС	T-1	1963	112/38,5/6,6	15,0	1,1	5,900	16,9	16,1	зимний КЗ 2021 г.	3,0	95,2	10,9	22,3	131,6
			T-2	1971	115/38,5/6,6	25,0	1,1									
11.	ПС 110 кВ Ш16	ЗЭС	T-1	1971	115/38,5/11	40,0	1,1	9,030	45, 2	47,1	зимний КЗ 2021 г.	3,0	104,3	0,6	47,2	104,4
			T-2	1982	115/38,5/11	40,0	1,1									
12.	ПС 110 кВ ГП	ЗЭС	T-1	1972	110/10,5	6,3	1,1	7,200	7,1	16,8	зимний КЗ 2021 г.	3,0	236,9	9,0	23,1	325,4
			T-2	1967	110/10,5	20,0	1,1									
13.	ПС 110 кВ Центральная	ВЭС	T-1	1968	115/38,5/6,6	10,0	1,1	8,500	8,5	13,4	зимний КЗ 2017 г.	2,1	157,5	2,6	13,7	160,5
			T-2	1945	110/38,5/6,6	7,5	1,1									

С целью выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ по состоянию на 20 января 2022 г. в энергосистеме Ростовской 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 по данным собственника.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ проводился при температурах окружающего воздуха согласно данным таблицы № 24. При этом значения ДДН и АДН трансформаторов определялись для температур летних и зимних контрольных замеров, который соответствует году максимальной загрузки рассматриваемого ЦП.

Таблица № 24

ЗНАЧЕНИЯ

температур контрольных замеров в летний и зимний период в энергосистеме Ростовской области в 2017 – 2021 годах, °С

Период КЗ	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Летний	23,2	26,7	25,9	23,7	23,2
Зимний	2,1	-3,2	7,2	-1	3,0

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.

ПС 110/35/10 кВ АС1.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ АС1 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 25).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ АС1

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН 10000/110	93,9	2004	10	50,2	125
T-2	ТДТН 10000/110	91,7	2016	10	50,2	125

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 16,72 МВА (167 процентов от $S_{ном}$ T-1 и T-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора T-1(2) превышает ДДН.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ АС1 в ПАР возможен перевод 4,5 МВА нагрузки на ПС 110 кВ БТ2, за время, равное 90 минутам. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 12,22 МВА (122 процента от $S_{ном}$ T-1 и T-2), что не превышает ДДН. Загрузка 167 процентов допустима в течение 5 минут, перевод нагрузки за данный период времени невозможен.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 14,598 МВт (4,806 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 21,526 МВА (215 процентов от $S_{ном}$ T-1 и T-2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 17,026 МВА (170 процентов от $S_{ном}$ T-1 и T-2), что превышает ДДН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \times K_p + S_{доп} - S_{срм} =$$

$$= 16,72 + 4,806 - 4,5 = 17,026 \text{ МВА},$$

где $S_{ту} \times K_p$ – 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 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется:

замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью 25 МВА в 2022 году;

замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 25 МВА в 2022 году.

ПС 110/35/10 кВ АС12.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ АС12 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 26).

Таблица № 26

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ АС12

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТМН-6300/110	85,9	1985	6,3	31,6	112,9
Т-2	ТМН-6300/110	93,9	1985	6,3	31,6	112,9

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 13,73 МВА (218 процентов от $S_{ном}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ АС12 отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 11,179 МВт (2,12 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,85 МВА (252 процента от $S_{ном}$ Т-1 и Т-2).

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 15,85 \text{ МВА.}$$

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

С учетом вышеизложенного рекомендуется:

замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью 16 МВА в 2022 году;

замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 16 МВА в 2022 году.

ПС 110/10 кВ АС4.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/10 кВ АС4 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 27).

Таблица № 27

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/10 кВ АС4

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТМН-6300/110	93,9	1986	6,3	31,6	112,9
T-2	ТМН-6300/110	89,8	1985	6,3	31,6	112,9

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 6,57 МВА (104 процента от $S_{\text{ном}}$ T-1 и T-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора T-1(T-2) не превышает ДДН.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ АС4 в ПАР возможен перевод 0,71 МВА нагрузки на ПС 110 кВ АС1 за время, равное 60 минутам.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 5,205 МВт (0,561 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,131 МВА (113,2 процента от $S_{\text{ном}}$ T-1 и T-2), что превышает ДДН. Загрузка 113,2 процента допустима в течение 24 часов, перевод нагрузки за данный период времени возможен.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,411 МВА (102 процента от $S_{\text{ном}}$ T-1 и T-2), что не превышает ДДН.

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ АС4 с заменой трансформаторов не требуется.

ПС 110/35/10/6 кВ БГ2.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10/6 кВ БГ установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 28), а также трансформатор связи Т-3 10/6 кВ.

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10/6 кВ БГ2

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН-10000/110	82,7	1973	10	51,5	94,0
T-2	ТМТН-6300/110	85,9	2004	6,3	32,4	116,6

Трансформатор Т-1 подключен к ЗРУ 35 кВ и КРУН 6 кВ. Трансформатор Т-2 подключен к ЗРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ. При этом к КРУН 10 кВ подключен трансформатор Т-3 10/6 кВ мощностью 4 МВА для резервирования питания нагрузки, подключенной к КРУН 6 кВ ПС 110 кВ БГ2. Таким образом, несмотря на разные номинальные напряжения обмоток НН трансформаторов Т-1 и Т-2, ПС 110 кВ БГ2 рассматривается как двухтрансформаторная ПС с двумя параллельно включенными трансформаторами с целью определения максимальной загрузки Т-2 в послеаварийном режиме.

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 7,612 МВА (76 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 121 процент от $S_{\text{ном}}$ Т-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ БГ2 в ПАР предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 1,1 МВА. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 3,256 МВт (1,275 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 8,887 МВА (89 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 141 процент от $S_{\text{ном}}$ Т-2). С учетом перевода нагрузки загрузка Т-1(2) в ПАР составит 7,787 МВА (78 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 124 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-2) и превысит ДДН Т-2.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}^{\text{ТР}} = 7,787 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

В рамках реализации ТУ на ТП энергообъектов ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» (договор об осуществлении ТП от 24.04.2017 № 61-1-1-17-00302539) предусматривается замена трансформатора Т-2 на трансформатор расчетной мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 10 МВА в 2023 году.

ПС 110/10/6 кВ Р33.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/10/6 кВ Р33 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 29).

Таблица № 29

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/10/6 кВ Р33

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН-25000/110	92,5	1991	25	125,5	94,7
T-2	ТДТН-25000/110	88,9	1981	25	125,5	94,7

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 27,651 МВА (111 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-1 и T-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Р33 отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания. В ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора T-1(2) превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 0,473 МВт (0,051 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 27,701 МВА (111 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-1 и T-2) и превысить ДДН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}^{\text{ТР}} = 27,701 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется:

замена существующего трансформатора T-1 на новый мощностью 40 МВА в 2023 году;

замена существующего трансформатора T-2 на новый мощностью 40 МВА в 2023 году.

ПС 110/35/6 кВ Т1.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Т1 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 30).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ Т1

Транс-форматор	Марка	ИТС	Год ввода	S _{ном} (мегавольт-ампер)	I _{ном} (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТНГ-40000/110	73,0	1966	40	200,8	115,5
T-2	ТДТНГ-20000/110	98,2	1954	20	100,4	115,5

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 33,582 МВА (84 процент от S_{ном} Т-1 и 168 процентов от S_{ном} Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает ДДН.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Т1 в ПАР предусмотрен перевод 3,8 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Т11 за время, равное 90 минутам. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 29,782 МВА (149 процентов от S_{ном} Т-2), что превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 1,767 МВт (0,19 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 33,773 МВА (169 процентов от S_{ном} Т-2).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 29,972 МВА (75 процентов от S_{ном} Т-1 и 150 процентов от S_{ном} Т-2), что превышает ДДН.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \times K_p + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} = \\ = 33,582 + 0,19 - 3,8 = 29,972 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 40 МВА в 2022 году.

ПС 110/35/10 кВ Чалтырь.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Чалтырь установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 31).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Чалтырь

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-2	ТДТН-25000/110	98,2	2013	25	125,5	125
T-3	ТДТН-16000/110	92,5	1994	16	80,3	125

Максимальная нагрузка Т-2 и Т-3 в период 2017 – 2021 годов составила 30,432 МВА (121 процент от $S_{ном}$ Т-2 и 190 процентов от $S_{ном}$ Т-3) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Чалтырь отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания. В ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 26,572 МВт (3,615 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 34,046 МВА (136 процентов от $S_{ном}$ Т-2 и 213 процентов от $S_{ном}$ Т-3) и превысить в ПАР ДДН Т-1(2).

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 34,046 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется:

замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 40 МВА в 2022 году;

замена существующего трансформатора Т-3 на новый мощностью 40 МВА в 2022 году.

ПС 110/35/6 кВ Ш9.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Ш9 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 32).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ Ш9

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТНГ-15000/110	91,2	1963	15	68,5	112,9
T-2	ТДТН-25000/110	91,2	1971	25	114,1	112,9

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 16,13 МВА (108 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-1 и 65 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Ш9 в ПАР предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 5,9 МВА. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора T-1(2) не превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 10,135 МВт (6,157 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 22,287 МВА (149 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-1 и 89 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-2) и превысит в ПАР ДДН T-1. С учетом перевода нагрузки загрузка T-1(2) в ПАР составит 16,387 МВА (109 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-1 и 66 процентов от $S_{\text{ном}}$ T-2) и не превысит ДДН T-1,2.

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ Ш9 с заменой трансформаторов не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Ш16.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Ш16 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 33).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Ш16

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН-40000/110	87,2	1971	40	200,8	112,9
T-2	ТДТН-40000/110	93,0	1982	40	200,8	112,9

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 47,1 МВА (118 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) превышает ДДН.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Ш16 в ПАР возможен перевод 9,03 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Ш9 за время, равное 30 минутам.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,577 МВт (0,062 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 47,162 МВА (118 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2), что превышает ДДН. Загрузка 118 процентов допустима в течение 2 часов, перевод нагрузки за данный период времени возможен.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 38,132 МВА (95 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2), что не превышает ДДН.

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ Ш16 с заменой трансформаторов не требуется.

ПС 110/10 кВ ГП.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/10 кВ ГП установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 34).

Таблица № 34

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/10 кВ ГП

Транс-форматор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТМН-6300/110	92	1972	6,3	33,2	112,9
Т-2	ТДНГУ-20000/110	84	1967	20	100,4	112,9

Согласно договору от 21.07.2020 № 144/20/ШМЭС/ШРЭС к ПС 110 кВ ГП планируется подключение нагрузки 7,250 МВт ООО «ШПЗ». В рамках ТУ по данному договору ТП в 2022 году будет реализована замена Т-1 6,3 МВА на новый мощностью 25 МВА при реализации технологического присоединения объектов заявителя. При осуществлении замены трансформатора Т-1 на новый мощностью 25 МВА его перегрузки в ПАР ликвидируются.

ПС 110/35/6 кВ Центральная.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Центральная установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 35).

Таблица № 35

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ Центральная

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	S _{ном} (мегавольт-ампер)	I _{ном} (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН-10000/110	84,1	1968	10	50,2	113,5
T-2	ТМТГ-7500/110	91,6	1945	7,5	39,4	113,5

В соответствии с актом проверки необходимости проведения строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая от 16.12.2016 (комиссией филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» осмотрены ПС 110 кВ Центральная и ПС 35 кВ Шлюзовая) установлено, что оборудование ПС 110 кВ Центральная морально и физически изношено, по результатам осмотра оборудования подстанции выявлен ряд существенных недостатков. Также в соответствии с актом технического освидетельствования ПС 110 кВ Центральная от 31.10.2019 установлено неудовлетворительное техническое состояние ПС: значительная коррозия баков силовых трансформаторов, примеси в масле силовых трансформаторов, свидетельствующие о разложении изоляции обмоток, течи масла маслonaполненного оборудования, разрушение фундаментов, и т.д. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Центральная на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

С учетом вышеизложенного рекомендуется перевод ПС 35 кВ Шлюзовая на напряжение 110 кВ, предполагающий сооружение ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый, с демонтажем ПС 35 кВ Шлюзовая, ПС 110 кВ Центральная и переводом питания потребителей ПС 35 кВ Шлюзовая и ПС 110 кВ Центральная на ПС 110 кВ Шлюзовая.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- заменить морально устаревшее и физически изношенное оборудование;
- избавиться от существующей перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;
- обеспечить подключение новых потребителей.

В соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией по титулу «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Шлюзовая» с переводом питания потребителей ПС 35/6 кВ «Шлюзовая» на напряжение 110/35/6 кВ, переводом питания потребителей ПС 110/35/6 кВ «Центральная» на новую ПС, строительством заходов ВЛ – 110 кВ, ВЛ – 35 кВ и ВЛ – 6 кВ на новую ПС. Реконструкция ВЛ-35 кВ «Шлюзовая – Романовская» (в том числе аренда земли

и подготовка площадки под строительство)» вновь сооружаемая ПС 110 кВ «Шлюзовая» присоединяется в рассечку ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВдТЭЦ-1 проводом АС-300 с образованием ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Шлюзовая и ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ-1– Шлюзовая.

Рекомендуемый срок реализации строительства ПС 110 кВ «Шлюзовая» с переводом нагрузки ПС 110 кВ «Центральная» – 2024 год.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Центральная в период 2017 – 2021 годов составила 13,41 МВА (134 процента от $S_{ном}$ Т-1 и 179 процентов от $S_{ном}$ Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года. В ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) превышает ДДН.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Центральная в ПАР возможен перевод 8,5 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Цимлянская и ПС 110 кВ НС9. Учитывая, что перегрузка трансформатора в послеаварийном режиме (179 процентов) превышает аварийно допустимую перегрузку (170 процентов продолжительностью 5 минут), данный перевод нагрузки не может быть применен в качестве оперативного мероприятия для снижения загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме до допустимых значений.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 2,393 МВт (0,258 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 13,668 МВА (137 процентов от $S_{ном}$ Т-1 и 182 процента от $S_{ном}$ Т-2), что превышает ДДН.

ПС 110/6 кВ БТ1.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/6 кВ БТ1 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 36).

Таблица № 36

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/6 кВ БТ1

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТРДН-25000/110	90,7	1995	25	125,5	125,0
Т-2	ТРДН -25000/110	90,7	1985	25	125,5	112,9

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 28,43 МВА (113,7 процента от $S_{ном}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года. Данная нагрузка превышает ДДН Т-2.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ БТ1 отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 0,15 МВт (0,016 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 28,446 МВА (113,7 процента от $S_{ном}$), что превышает ДДН Т-2.

На этапе 2026 года срок службы трансформатора Т-1 ПС 110 кВ БТ1 превысит 30 лет и его ДДН составит 112,9 процента, что приведет к его перегрузке в ПАР.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформаторов удовлетворяла условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч}^{тр} = 28,446 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется:

замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью 40 МВА в 2026 году;

замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью 40 МВА в 2026 году.

ПС 110/35/6 кВ БТ2.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ БТ2 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 37).

Таблица № 37

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ БТ2

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТДТН-25000/110	84,1	1972	25	125,5	113,5
Т-2	ТДТН-40000/110	87,2	2008	40	200,8	125,0

Согласно ТУ на ТП от 28.10.2015 № 61-1-15-00197417 к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» планируется подключение энергопринимающих устройств АО «Роствертол» максимальной мощностью 12 МВт к ПС 110 кВ БТ2.

Согласно п. 1.8 Изменений № 1 в ТУ от 28.10.2015 № 61-1-15-00197417 на ТП к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» трансформаторы на ПС 110 БТ2 подлежат замене на новые, мощностью каждый по 40 МВА.

Мероприятия по замене трансформаторов на ПС 110 кВ БТ2 являются актуальными только при условии продления срока действия вышеуказанных ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «Роствертол».

ПС 110/35/10/6 кВ В1.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10/6 кВ В1 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 38).

Таблица № 38

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10/6 кВ В1

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТДТН-16000/110	93,4	1975	16	80,3	94,7
Т-2	ТДТН-16000/110	93,4	2002	16	80,3	117,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 14,13 МВА (88,3 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ В1 в ПАР предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 4,95 МВА. В ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) не превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 4,01 МВт (1,66 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,79 МВА (98,6 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2) и превысит в ПАР ДДН Т-1. С учетом перевода нагрузки нагрузка Т-1(2) в ПАР составит 10,84 МВА (68 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1(2)) и не превысит ДДН Т-1(2).

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ В1 с заменой трансформаторов не требуется.

ПС 110/35/6 кВ Р7.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Р7 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 39).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/6 кВ Р7

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мегавольт-ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-1	ТДТН-63000/110	93,9	1991	63	316,3	94,7
T-2	ТДТН-63000/110	83,7	1989	63	316,3	94,7

Максимальная нагрузка данной подстанции в летний период 2017 – 2021 годов составила 59,398 МВА (94,3 процента от $S_{ном}$ T-1 и T-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Р7 в ПАР предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 4,23 МВА. В ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора T-1(2) не превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 9,906 МВт (3,984 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 63,382 МВА (100,6 процента от $S_{ном}$ T-1 и T-2) и превысит ДДН. С учетом перевода нагрузки загрузка T-1(2) в ПАР составит 59,152 МВА (93,8 процента от $S_{ном}$ T-1(2)) и не превысит ДДН T-1(2).

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ Р7 с заменой трансформаторов не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Троицкая-1.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Троицкая-1 установлен 1 силовой трансформатор (таблица № 40).

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Троицкая-1

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$ (мега- вольт- ампер)	$I_{ном}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
T-3	ТДТН-16000/110	81,0	1975	16	80,3	97,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в летний период 2017 – 2021 годов составила 15,24 МВА (95,3 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-3) и зафиксирована в летний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Троицкая-1 отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания, при этом от ПС 110 кВ Троицкая-1 в нормальной схеме питается ПС 35 кВ Троицкая, на которой имеется возможность перевода нагрузки на ПС 110 кВ Отраденская в объеме 0,5 МВА. Загрузка трансформатора Т-3 в период летнего максимума не превышала ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 5,66 МВт (0,61 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,85 МВА (99 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-3) и превысить ДДН.

С учетом перевода нагрузки загрузка трансформатора Т-3 составит 15,35 МВА (96 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-3), что не превышает ДДН.

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ Троицкая-1 с заменой трансформатора не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Б4.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Б4 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 41).

Таблица № 41

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Б4

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мега- вольт- ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТДТН-10000/110	94,7	1980	10	50,2	97,1
Т-2	ТДТН-16000/110	94,7	1994	16	80,3	118,4

Максимальная нагрузка данной подстанции в летний период 2017 – 2021 годов составила 10,240 МВА (102,4 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 64 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Б4 в ПАР предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 1,2 МВА. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 1,907 МВт (0,787 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов

реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 11,027 МВА (110 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 69 процентов от $S_{\text{ном}}$ Т-2) и превысит в ПАР ДДН Т-1. С учетом перевода нагрузки загрузка Т-1(2) в ПАР составит 9,827 МВА (98,2 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и 61 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-2) и превысит ДДН Т-1.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность трансформатора Т-1 удовлетворяла условию:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}^{\text{тр}} = 9,827 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью 10 МВА в 2026 году.

ПС 110/10 кВ Р19.

В настоящий момент в целях электроснабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Р19 установлено 2 силовых трансформатора (таблица № 42).

Таблица № 42

ДАННЫЕ по трансформаторам ПС 110/10 кВ Р19

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТРДН-40000/110	88,9	2007	40	200,8	116,6
Т-2	ТРДН-40000/110	90,7	2007	40	200,8	116,6

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017 – 2021 годов составила 34,76 МВА (86,9 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в летний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника, на ПС 110 кВ Р19 отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания. В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) не превышает ДДН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств с максимально заявленной мощностью 11,891 МВт (6,172 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 40,932 МВА (102,3 процента от $S_{\text{ном}}$ Т-1 и Т-2), что не превышает ДДН.

Трансформаторы, установленные на ПС 110 кВ Р19, имеют расщепленную обмотку НН 10 кВ, мощностью 20 МВА каждая.

По данным летнего контрольного замера 2018 года, обмотка НН, питающая секции 1,2, была загружена на 26,12 МВА (130,6 процента от $S_{\text{ном НН}}$), что превышает ДДН. Обмотка НН, питающая секции 3,4, была загружена на 8,65 МВА (43,3 процента от $S_{\text{ном НН}}$), что не превышает ДДН.

Для ликвидации перегрузки обмотки НН питающей секции 1,2 необходимо выполнить перевод нагрузки с секций 1,2 НН на секции 3,4 НН в объеме не менее 2,8 МВА. Присоединение новых потребителей необходимо выполнять к секциям 3,4, при этом с учетом перевода нагрузки (перераспределения ее между секциями 10 кВ) и новых присоединений перспективная нагрузка обмотки НН питающей секции 3 и 4 составит 17,622 МВА (88 процентов от $S_{\text{ном НН}}$), что не превышает ДДН.

С учетом вышеизложенного реконструкция ПС 110 кВ Р19 с заменой трансформаторов не требуется.

В случае отсутствия возможности равномерного перераспределения нагрузки между секциями 10 кВ (определяется в рамках отдельного титула по результатам ТЭО) рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Р19 с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 40 МВА, с мощностью обмоток НН, равной мощности обмоток ВН.

ПС 35 (110 кВ) АС8.

По данным филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго», максимальная нагрузка ПС 35 кВ транзита 35 кВ АС11 – АС8 – АС3 – АС2 – НЗБ за последние пять лет была зафиксирована в день внеочередного летнего контрольного замера 2021 года (21 июля 2021 г.) и составила – 18,48 МВА.

В таблице № 43 приведена нагрузка каждой ПС 35 кВ транзита 35 кВ АС11 – АС8 – АС3 – АС2 – НЗБ во внеочередной день замера (21 июля 2021 г.), а также объем присоединяемой мощности к ПС согласно действующим договорам на ТП.

Таблица № 43

ДАННЫЕ
по загрузке ПС транзита АС11-АС8-АС3-АС2-НЗБ

Показатель	Единица измерения	ПС 35 кВ РУМГ (а)	ПС 35 кВ АС2	ПС 35 кВ АС3	ПС 35 кВ АС8	ПС 35 кВ Сам- сон (а)	ПС 35 кВ Миш- кино (а)	ПС 110 кВ АС11 РУ 10 кВ 1 СШ	ПС 110 кВ АС11 РУ 10 кВ 2 СШ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КЗ 21 июля 2021 г. (ПЭВТ)	МВА	0,2	8,8	2,2	7,1	0,1	0	3,0	0,1
Прирост мощности по действующим ТУ на ТП, с учетом Кр	МВА	–	–	0,1	0,7	–	–	0,6	

При анализе расчетов электрических режимов в ПЭВТ при температуре наружного воздуха (далее – ТНВ) +35 °С с учетом прироста нагрузок выявлены следующие нарушения параметров электрического режима:

при отключении ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино и последующем восстановлении электроснабжения ПС 35 кВ АС3, ПС 35 кВ АС8 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

напряжение в сети 35 кВ снижается ниже аварийно допустимого ($U_{\min}=26,2$ кВ);

загрузка ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ составляет 362 А и превышает аварийно допустимую (155 процентов от $I_{\text{ДДН}}=233$ А, при ТНВ +35 °С);

при отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ и последующем восстановлении электроснабжения секции 1 35 кВ ПС 35 кВ АС2 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

напряжение в сети 35 кВ снижается ниже аварийно допустимого ($U_{\min}=26,5$ кВ);

загрузка ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино составляет 410 А и превышает аварийно допустимую (176 процентов от $I_{\text{ДДН}}=233$ А, при ТНВ +35 °С);

загрузка ВЛ 35 кВ АС8 – Самсон составляет 407 А и превышает аварийно допустимую (175 процентов от $I_{\text{ДДН}}=233$ А, при ТНВ +35 °С);

загрузка ВЛ 35 кВ АС2 – АС8 составляет 244 А и превышает длительно допустимую (105 процента от $I_{\text{ДДН}}=233$ А, при ТНВ +35 °С);

загрузка Т-1 ПС 110 кВ АС11 составляет 26,4 МВА (137 А, что составляет 197 процентов от $I_{\text{ДДН}}=69,5$ А, при ТНВ +35 °С) с учетом перевода нагрузки с 1 СШ 10 кВ на 2 СШ 10 кВ (в соответствии с данными филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» возможность объединения на параллельную работу Т-1 и Т-2 отсутствует по условиям работы релейной защиты).

В качестве условий, необходимых для ввода режима в область допустимых значений, предложены следующие мероприятия:

установка БСК на ПС 35 кВ АС2 мощностью 12 Мвар;

реконструкция ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ протяженностью 28,03 км с заменой сечения провода на провод АС-120;

реконструкция ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино протяженностью 0,5 км с заменой сечения провода на провод АС-120;

реконструкция ВЛ 35 кВ АС8 – Самсон протяженностью 12,5 км с заменой сечения провода на провод АС-120.

При анализе расчетов электрических режимов в ПЭВТ с учетом вышеуказанных мероприятий нарушения параметров электрического режима не выявлены, за исключением превышения ДДТН Т-1 ПС 110 кВ АС11:

при отключении ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино и последующем восстановлении электроснабжения ПС 35 кВ АС3, ПС 35 кВ АС8 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

напряжение в сети 35 кВ находится в допустимых пределах ($U_{\min}=33,3$ кВ);

загрузка ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ составляет 313 А и не превышает длительно допустимую (91 процент от $I_{\text{ДДН}}=343$ А, при ТНВ +35 °С);

при отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ и последующем восстановлении электроснабжения секции 1 35 кВ ПС 35 кВ АС2 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

напряжение в сети 35 кВ находится в допустимых пределах ($U_{\text{min}}=36,3$ кВ);

загрузка ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино составляет 303 А и не превышает длительно допустимую (88 процентов от $I_{\text{ДДН}}=343$ А, при ТНВ +35 °С);

загрузка Т-1 ПС 110 кВ АС11 составляет 19,8 МВА (101 А, или 145 процентов от $I_{\text{ДДН}}=69,5$ А, при ТНВ +35 °С), с учетом перевода нагрузки с 1 СШ 10 кВ на 2 СШ 10 кВ (в соответствии с данными филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» возможность объединения на параллельную работу Т-1 и Т-2 отсутствует по условиям работы релейной защиты).

Таблица № 44

ДАННЫЕ
по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ АС11

Трансформатор	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ (мегавольт-ампер)	$I_{\text{ном}}$ (ампер)	ДДН при ТНВ +35 °С (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
Т-1	ТДТН-16000/110	90,3	1987	16	80,4	86,5
Т-2	ТДТН-16000/110	83,7	1992	16	80,4	86,5

Схемно-режимные мероприятия по ликвидации превышения ДДН Т-1 ПС 110 кВ АС11 отсутствуют, в связи с чем требуется замена данного трансформатора на новый с длительно допустимым током при ТНВ +35 °С не менее 101 А. Таким образом, на основании вышеизложенного необходима замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС11 на трансформатор мощностью 25 МВА (ДДН – 140 А, при ТНВ +35 °С).

Альтернативным мероприятием реконструкции сети 35 кВ, установке БСК в сети 35 кВ и замене трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ АС11 может служить реконструкция ПС 35 кВ АС8 с сооружением РУ 110 кВ, установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ, мощностью 10 МВА каждый, и присоединением ее к сети 110 кВ посредством строительства отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 ориентировочной протяженностью 2 км, маркой провода АС-95.

В нормальной схеме отсутствует выход параметров режима из области допустимых значений.

При отключении Т-1(2) ПС 110 кВ АС8 нагрузка оставшегося в работе Т - 2(1) составит 15,8 МВА (82 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (146 процентов от $I_{\text{ддн}}=56$ А, при ТНВ +35 °С). Данная нагрузка допустима на период до 20 минут. Для снятия перегрузки в данном ПАР необходимо выполнить перевод нагрузки ПС 35 кВ АС2 и ПС 35 кВ АС3 на электроснабжение со стороны ПС 110 кВ НЗБ. При этом нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) ПС 110 кВ АС8 составит 8,4 МВА (43 А), что не превышает его длительно допустимую нагрузку (78 процентов от $I_{\text{ддн}}=56$ А, при ТНВ +35 °С).

При отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 составит 12,3 МВА (64 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (114 процентов от $I_{\text{ддн}}=56$ А, при ТНВ +35 °С). При переводе нагрузки с секции 1 6 кВ на секцию 2 6 кВ ПС 110 кВ АС8 в данном послеаварийном режиме нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 составит 11,9 МВА (61 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (109 процентов от $I_{\text{ддн}}=56$ А, при ТНВ +35 °С). Для снижения нагрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 до допустимых значений необходимо обеспечить включение на параллельную работу трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ АС8, при этом их нагрузка составит 10,7 МВА (55 А) и 9,7 МВА (50 А) соответственно, что не превышает их длительно допустимую нагрузку ($I_{\text{ддн}}=56$ А, при ТНВ +35 °С). Для обеспечения возможности включения трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ АС8 на параллельную работу, также в рамках реконструкции ПС 35 кВ АС8 может потребоваться реконструкция устройств релейной защиты (необходимость и объемы должны быть определены в рамках соответствующего проекта по реконструкции ПС).

Для рассматриваемых вариантов развития сети определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию (таблица № 45).

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ)⁸.

⁸ УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10.

ОЦЕНКА
капитальных вложений по вариантам

Мероприятия	Стоимость (млн рублей) в ценах на 1-й квартал 2022 г. без НДС
1	2
Вариант 1	
Реконструкция существующей ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ протяженностью 28,03 км, маркой провода АС–70 на сечение провода АС-120	274,1
Реконструкция существующей ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино протяженностью 12,5 км, маркой провода АС–70 на сечение провода АС-120	121,9
Реконструкция существующей ВЛ 35 кВ АС8 – Самсон протяженностью 0,5 км, маркой провода АС–70 на сечение провода АС-120	5,1
Установка БСК на ПС 35 кВ АС2 мощностью 12 Мвар	19,6
Реконструкция ПС 110 кВ АС11 с заменой одного трансформатора мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	66,9
Итого по варианту 1	487,5
Вариант 2	
Реконструкция ПС 35 кВ АС8 (с сооружением крыла 110 кВ) с заменой существующих трансформаторов Т1, Т2 типа ТМ-35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформаторы типа ТДТН-110/35/6 кВ мощностью 2×10 МВА	318,4
Строительство ВЛ 110 кВ с присоединением через отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 ориентировочной протяженностью 2 км, маркой провода АС-95	13,9
Итого по варианту 2	332,2

Исходя из расчета капитальных вложений, следует, что оптимальным является вариант 2, капитальные вложения по которому составляют на 32 процента меньше, чем по варианту 1.

На основании вышеизложенного в 2026 году рекомендуется реконструкция ПС 35 кВ АС8 с сооружением РУ 110 кВ, установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ, мощностью 10 МВА каждый, и присоединением ПС 110 кВ АС8 к сети 110 кВ посредством строительства отпайек от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 ориентировочной протяженностью 2 км, маркой провода АС-95.

5. Основные направления развития электроэнергетики Ростовской области

5.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на 5-летний период

В настоящем распоряжении рассмотрен прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Ростовской области с 2022 по 2026 год, сформированный на основании данных долгосрочного прогноза согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы и представлен в таблице № 46.

Таблица № 46

ПРОГНОЗ потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Ростовской области с 2022 по 2026 год

Показатель	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
Максимум нагрузки	мегаватт	3175	3271	3292	3297	3325
Среднегодовые темпы прироста	процентов	-4,2	-2,9	-0,6	-0,1	-0,8
Электропотребление	млн кВт·ч	19915	20189	20712	20866	20913
Среднегодовые темпы прироста	процентов	0,2	1,4	2,6	0,7	0,2

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области на 2017 – 2021 годы (факт) и 2022 – 2026 годы (прогноз) представлена на рисунке 10.



Рисунок 10. Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области на 2017 – 2021 годы (факт) и 2022 – 2026 годы (прогноз)

Перечень основных крупных потребителей.

На территории энергосистемы Ростовской области находятся следующие крупные потребители:

АО «ТАГМЕТ». Завод основан в 1896 году. АО «ТАГМЕТ» выпускает практически все виды стальных труб. В настоящее время является одним из самых высокотехнологичных трубных заводов в мире. Максимальное потребление мощности составляет порядка 199 МВт.

ОАО «РЖД». Основным видом деятельности является железнодорожная транспортировка. Максимальное потребление мощности составляет порядка 213 МВт.

АО «Энергопром – Новочеркасский электродный завод». Крупнейшее предприятие электродной отрасли, специализируется на выпуске высококачественных графитированных электродов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 103 МВт.

ООО «Новороссийский прокатный завод». Металлургический завод, выпускающий высококачественную продукцию по технологии непрерывной разливки стали и сортового проката. Проектная мощность завода составляет 730 тыс. тонн стали и 530 тыс. тонн сортового проката в год. Готовой продукцией является товарная квадратная стальная заготовка для переката и прокат сортовой в виде арматуры для железобетонных изделий и катаной проволоки. Завод расположен в г. Шахты Ростовской области на площади 28 гектаров. Максимальное потребление мощности составляет порядка 93 МВт.

ЗАО «Алкоа Металлург Рус». Занимается производством из алюминия и алюминиевых сплавов: поковки, штамповки, листов, профилей, лент

в рулонах, плит и прочего. Максимальное потребление мощности составляет порядка 35 МВт.

ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону. Основным видом деятельности является очистка воды, водоснабжение жителей г. Ростова-на-Дону. Максимальное потребление мощности составляет порядка 28 МВт.

ООО «ПК «НЭВЗ». Новочеркасский электровозостроительный завод – крупнейший российский производитель магистральных и промышленных электровозов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 27 МВт.

ООО «Юг Руси – Золотая семечка», г. Ростов-на-Дону. Является крупнейшим в России производителем и экспортером бутилированного растительного масла. Максимальное потребление мощности составляет порядка 19 МВт.

АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов». Основным видом деятельности является переработка нефти и нефтепродуктов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 12 МВт.

Филиал АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонске. Основным видом деятельности является выпуск оборудования для атомных электростанций. Максимальное потребление мощности составляет 13 МВт.

АО «Черномортранснефть». Основным видом деятельности является транспортировка нефти по магистральным трубопроводам. Максимальное потребление мощности составляет порядка 37 МВт.

Перечень основных перспективных потребителей.

В энергосистеме Ростовской области до 2026 года в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов». В рамках модернизации Новошахтинского завода нефтепродуктов выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.07.2021. В 2022 году для увеличения производственных мощностей и расширение продуктовой линейки выполняется сооружение ПС 220 кВ Новошахтинская с заходами ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 120 МВт.

АО «ДонБиоТех». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 04.02.2019, от 27.11.2020 и 22.12.2021 в 2024 году планируется присоединение производственного комплекса по глубокой переработке зерна, производства комбикормов, глютенa и аминокислот. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 35 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС 220/10 кВ Донбиотех с заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220/10 кВ Донбиотех.

Информация о крупных потребителях, по которым имеются технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям, приведена в таблице № 47.

Таблица № 47

ИНФОРМАЦИЯ
о крупных потребителях, по которым имеются технические
условия на технологическое присоединение к электрическим сетям

Наименование потребителя	Заявленная мощность (МВт)	Год ввода
1	2	3
АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	120,0	2022
ПАО «Роствертол» к ПС 110 кВ БТ2	12,0	2022
ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Зимовники тяговая)	15,0	2022
ОАО «Донуголь»	6,5	2022
Министерство строительства, архитектуры и территориального развития РО	10,6	2023
ПАО «Роствертол» к ПС 110 кВ РСМ	12,0	2023
Департамент строительства и городского развития администрации города Новочеркаска (БСМП)	6,8	2023
ООО «Юг Руси-Золотая семечка»	7,0	2023
Войсковая часть 3667	9,0	2023
ИП Ревякин Василий Иванович	5,5	2023
ООО СК «Доннефтестрой»	7,5	2023
ООО СЗ «Галактика»	7,4	2023
ООО «Шахта Садкинская – Восточная»	9,8	2023
АО «Конверсия»	6,8	2023
АО «Азовский завод КПА»	30,0	2023
ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	7,5	2023
ООО «Шахтинский полиэфирный завод»	7,5	2024
ООО АПК «Сальский»	20,0	2024
АО «ДонБиоТех»	35,0	2024
ООО СЗ «ККПД-ИНВЕСТ»	16,2	2025
Департамент строительства и городского развития администрации города Новочеркаска (Восточный микрорайон)	13,5	2025
ООО СЗ «МСК-КАПИТАЛ»	8,4	2026
ООО «Проект-Девелопмент»	20,0	2026

5.2. Перечень

планируемых к строительству или реконструкции,
выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях
Ростовской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период

В рамках рассмотрения развития энергосистемы Ростовской области до 2026 года рассмотрены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно проекту Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

В таблице № 48 приведена информация о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

В таблице № 49 приведена информация по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

В таблице № 50 приведена информация о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области, не учтенных в проекте СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Приведенная станция не учитывается в итоговых таблицах и балансе электрической энергии и мощности, информация приведена справочно.

Таблица № 48

ИНФОРМАЦИЯ
о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области
согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

№ п/п	Тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность (мегаватт)	Год ввода
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ветровые агрегаты	Пилотная ВЭС-134 (код ГТП GVIE1936)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	54,0	2025
2.	Ветровые агрегаты	Пилотная ВЭС-135 (код ГТП GVIE1937)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	54,0	2025
3.	Ветровые агрегаты	Пилотная ВЭС-136 (код ГТП GVIE1939)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	47,1	2025
4.	Ветровые агрегаты	Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1389)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	20,0	2024
		Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1393)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	20,0	2024
		Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1395)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	15,0	2024
		Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1396)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	22,5	2024
		Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1448)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	40,0	2024
		Вербная ВЭС (код ГТП GVIE1449)	АО «ВетроОГК-2»	ввод	40,0	2024

Таблица № 49

ИНФОРМАЦИЯ
по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов в энергосистеме
Ростовской области согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генери- рующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	Основание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица № 50

ИНФОРМАЦИЯ
о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области,
не учтенных в проекте СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

№ п/п	Тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность (мегаватт)	Год ввода
1	2	3	4	5	6	7
1.	Солнечные агрегаты	Гуковская СЭС	ООО «Юнигрин Регион»	ввод	24,9	2023

5.3. Прогноз возможных объемов развития энергетики Ростовской области на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы на территории Ростовской области в период до 2026 года планируется ввод 2 ветропарков суммарной установленной мощностью 312,574 МВт. Информация приведена в таблице № 48 и на рисунке 11. Информация, приведенная в данной работе, принята из проекта СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы и может быть скорректирована в дальнейшем при изменении исходного документа.

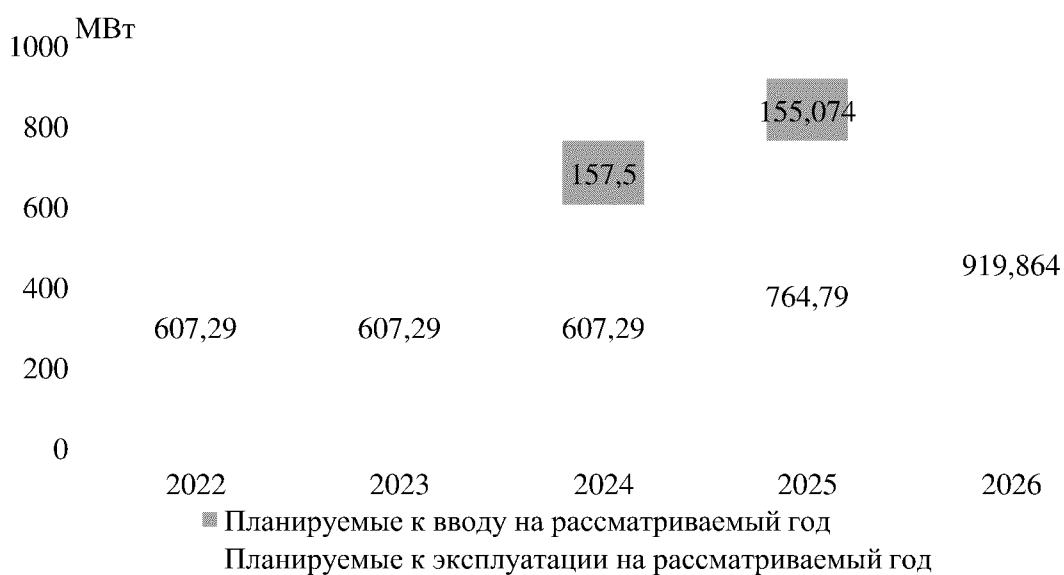


Рисунок 11. Информация о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

Вербная ВЭС (АО «ВетроОГК-2»). Ввод Вербной ВЭС установленной мощностью 157,5 МВт предусмотрен в 2024 году.

Пилотная ВЭС (АО «ВетроОГК-2»). Ввод Пилотной ВЭС установленной мощностью 155,074 МВт предусмотрен в 2025 году.

Перечень мероприятий по присоединению к электрической сети и по параметрам объектов электросетевого хозяйства в отношении Вербной ВЭС и Пилотной ВЭС на момент выполнения работы не согласованы в рамках схем выдачи мощности.

Гуковская СЭС (ООО «Юнигрин Регион») информация приведена в таблице № 51. Ввод Гуковской СЭС установленной мощностью 24,9 МВт предусмотрен 30 декабря 2023 г. в соответствии с протоколом рассмотрения конкурсной комиссией заявок на участие в конкурсном отборе проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, на предмет их отбора и подведения итогов конкурсного отбора от 26.11.2021 № 4. Окончательная мощность СЭС и параметры объекта электросетевого хозяйства будут определены на этапе разработки схемы выдачи мощности. Приведенная станция не учитывается в итоговых таблицах и балансе электрической энергии и мощности, информация приведена справочно.

Таблица № 51

**ИНФОРМАЦИЯ
о Гуковской СЭС**

Идентификационный номер квалифицированного генерирующего объекта*	10
Наименование квалифицированного генерирующего объекта (проекта)	Гуковская СЭС
Наименование организации - владельца генерирующего объекта, подавшего заявку на участие в отборе проектов	общество с ограниченной ответственностью «Юнигрин Регион» (ООО «Юнигрин Рг»)
Место нахождения юридического лица с указанием наименования муниципального образования	Чувашская Республика, г. Новочебоксарск
Адрес юридического лица в соответствии со сведениями, содержащимися в Едином государственном реестре юридических лиц	429965, Россия, Чувашская Республика, г. Новочебоксарск, пр. Шоршельский, вл. 12, пом. 225
Основной государственный регистрационный номер юридического лица	1212100001948
Планируемое (фактическое, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) местонахождение генерирующего объекта с указанием наименования муниципального образования	г.о. «Город Гуково»
Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) установленная генерирующая мощность квалифицированного генерирующего объекта	24,9
Вид соответствующего генерирующего объекта	генерирующий объект, функционирующий на основе использования фотоэлектрического

	преобразования энергии солнца, со степенью локализации не менее 50 процентов, но не более 70 процентов (подпункт «б» пункта 1 приложения № 5 к ПП РФ от 03.06.2008 № 426)
Плановый годовой объем производства электрической энергии (мощности), МВт·ч/год	39 044
Плановая величина стоимости производства одного мегаватт-часа электрической энергии (мощности) с учетом возврата инвестиционного капитала	6 750,00 рубля
Год, в котором проект был отобран на конкурсном отборе	2021
Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) дата ввода в эксплуатацию генерирующего объекта	30 декабря 2023 г.
Основание для включения в раздел СиПР, указанный в пп. «г» п. 28 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утв. ПП РФ от 17.10.2009 № 823	пункт 28(1) ПП РФ от 17.10.2009 г. № 823

* Идентификационный номер проекта присваивается проекту уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в соответствии с пунктом 28(5) постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

5.4. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на 5-летний период

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2026 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) энергосистемы Ростовской области до 2026 года.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании долгосрочного прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно проекту Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории энергосистемы Ростовской области в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно проекту Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

Перспективный баланс электроэнергии приведен в таблице № 52 и на рисунке 12.

Перспективный баланс мощности приведен в таблице № 53 и на рисунке 13.

Таблица № 52

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС электроэнергии

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление (млн киловатт - часов)	19915	20189	20712	20866	20913
Покрытие (производство электрической энергии) (млн киловатт - часов), в том числе:	44913,1	44043,7	43278,6	43642,5	43821,9
АЭС	32350	31130	30539	30539	30539
ГЭС	487,3	617	617	617	617
ТЭС	10364,9	10529	10197,4	10248,7	10273,1
ВИЭ, СЭС	1710,9	1767,7	1925,2	2237,8	2392,8
Дефицит (-) / избыток (+)	-24998,1	-23854,7	-22566,6	-22776,5	-22908,9

Таблица № 53

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС мощности

Мощность	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6
Установленная мощность (мегаватт)	7834,9	7834,9	7992,4	8147,4	8147,4
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9

1	2	3	4	5	6
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2
ВИЭ	607,3	607,3	764,8	919,9	919,9
Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над Руст (-) (мегаватт)	749,9	749,9	907,4	1062,5	1062,5
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5
ТЭС	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
ВИЭ	607,3	607,3	764,8	919,9	919,9
Располагаемая мощность (мегаватт)	7084,9	7084,9	7084,9	7084,9	7084,9
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0
ТЭС	2830,0	2830,0	2830,0	2830,0	2830,0
ВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум потребления (мегаватт)	3175,0	3271,0	3292,0	3297,0	3325,0
Проценты по отношению к предыдущему году	-4,2	2,9	0,6	0,2	0,8
Дефицит (-) / избыток (+)	3909,9	3813,9	3792,9	3787,9	3759,9

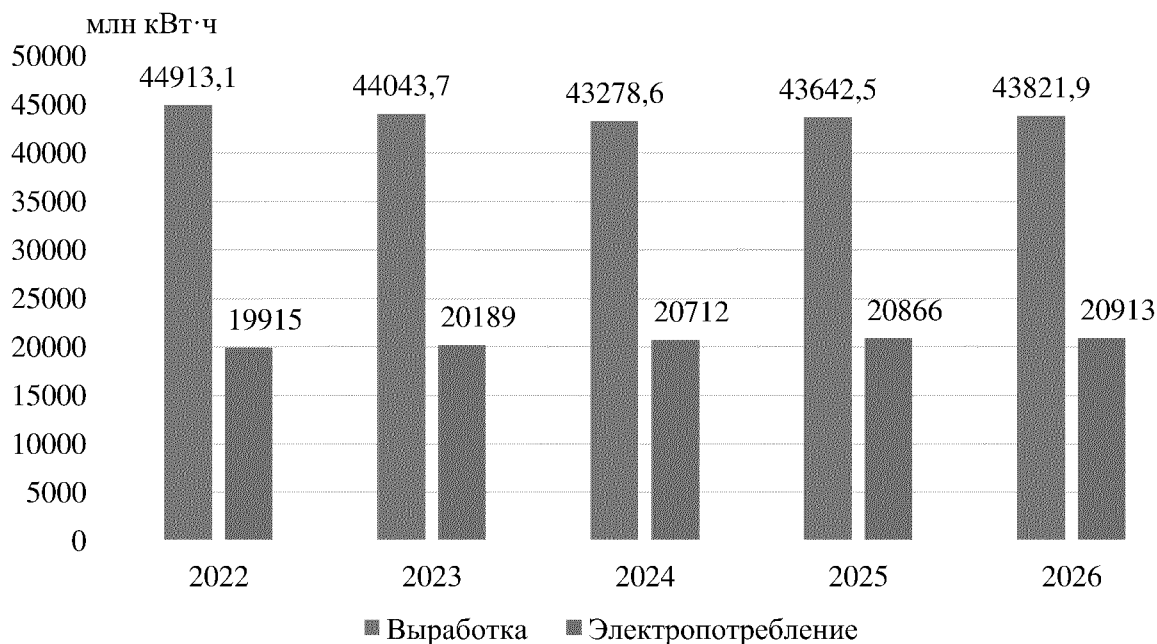


Рисунок 12. Перспективный баланс электроэнергии

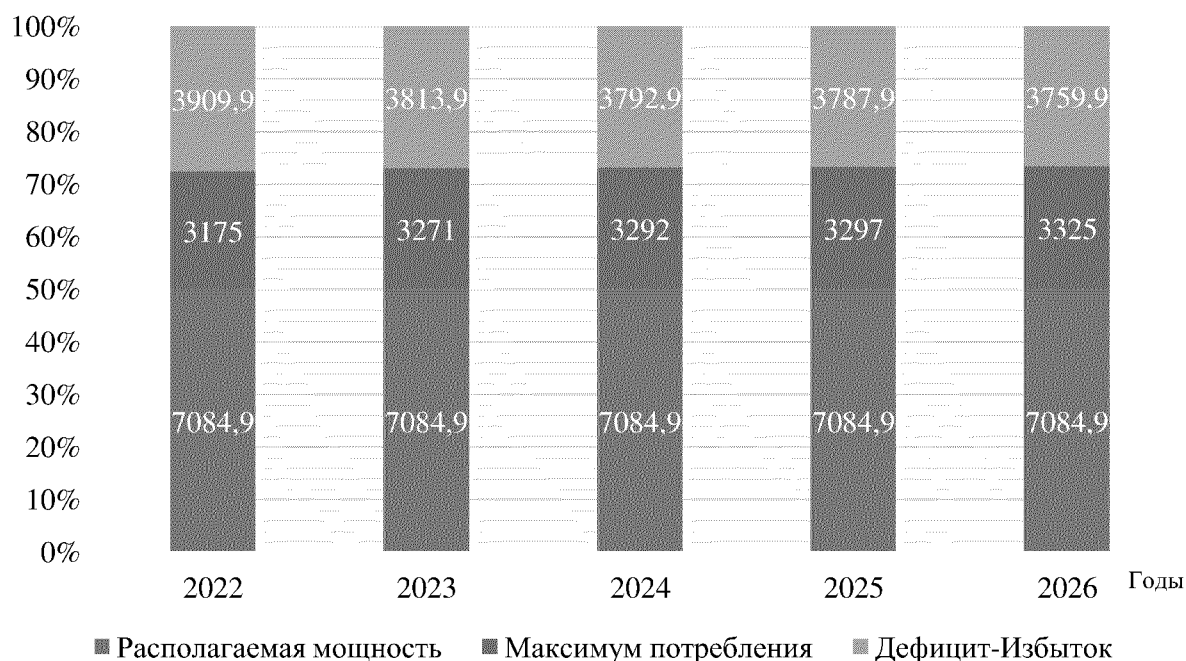


Рисунок 13. Перспективный баланс мощности

Перспективный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2026 года характеризуется как избыточный.

Рост потребления в энергосистеме Ростовской области прогнозируется на протяжении всего рассматриваемого периода. Однако энергосистема Ростовской области остается на протяжении всего периода с 2022 по 2026 год избыточной как по электроэнергии, так и по мощности. Избыток генерации обеспечивает резерв мощности, а также выдается в смежные энергосистемы.

С точки зрения балансовой ситуации, сооружение дополнительных источников генерации, помимо предусмотренных схемой и программой развития, не требуется на протяжении всего рассматриваемого периода.

5.5. Прогноз выработки тепловой энергии на территории Ростовской области на 2022 – 2026 годы

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведен в таблице № 54.

Таблица № 54

ПРОГНОЗ выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных

№ п/п	Наименование (тыс. гигакалорий)	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ						

1	2	3	4	5	6	7
1.	Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	896,4	896,4	896,4	896,4	896,4
2.	Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	1856,5	11856,5	1856,5	1856,5	1856,5
3.	ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0
4.	Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2
Котельные						
5.	Центральная котельная, котельная № 3, котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»)	1271,6	1271,6	1271,6	1271,6	1271,6
6.	Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	4,7	4,7	4,68	4,7	4,7

**5.6. Прогноз
развития теплосетевого хозяйства
на территории Ростовской области на 2022 – 2026 годы**

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в муниципальных образованиях разработано 74 схемы теплоснабжения (таблица № 55).

Таблица № 55

**ИНФОРМАЦИЯ
о схемах теплоснабжения**

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты приказа/распоряжения, которыми утверждена схема теплоснабжения	Срок реализации
1	2	3	4
1.	Город Ростов-на-Дону	приказ Минэнерго России от 19.10.2020 № 914 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Ростова-на-Дону до 2034 года» (актуализация на 2021 год)	с 2020 по 2034 год
2.	Город Азов	постановление администрации города Азова от 30.07.2021 № 760 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Азов» до 2036 года	с 2021 по 2036 год
3.	Город Батайск	постановление администрации города Батайска от 10.10.2019 № 1742 «Об утверждении схемы	с 2019 по 2034 год

1	2	3	4
		теплоснабжения муниципального образования «Город Батайск» Ростовской области до 2034 года»	
4.	Город Волгодонск	постановление администрации города Волгодонска от 30.12.2021 № 2836 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2021 – 2040 годов (актуализация на 2022 год)»	с 2021 по 2040 год
5.	Город Гуково	постановление администрации города Гуково от 04.02.2019 № 92 «О внесении изменений в постановление Администрации города Гуково от 02.08.2016 г. № 994 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО «Город Гуково»; постановление администрации города Гуково от 25.04.2016 № 491 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО «Город Гуково»	с 2016 по 2025 год
6.	Город Донецк	постановление администрации города Донецка от 10.08.2020 № 740 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Донецк»	с 2020 по 2035 год
7.	Город Зверево	постановление администрации города Зверево от 27.06.2019 № 447 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Зверево»	с 2019 по 2039 год
8.	Город Каменск-Шахтинский	постановление администрации города Каменск-Шахтинский от 12.07.2021 № 330 об утверждении схемы «Актуализация схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Каменск-Шахтинский» Ростовской области на 2021 – 2025 гг.»	с 2021 по 2025 год
9.	Город Новочеркасск	постановление администрации города Новочеркасска от 13.04.2016 № 649 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Новочеркасска	с 2016 по 2028 год

1	2	3	4
		на период до 2028 года»; постановление Администрации города Новочеркасска от 26.03.2019 № 410 «Об актуализации схемы теплоснабжения города Новочеркасска на 2020 год»	
10.	Город Новошахтинск	постановление Администрации города Новошахтинск от 15.04.2021 № 333 «Об утверждении проекта актуализированной Схемы теплоснабжения города Новошахтинска Ростовской области на период 2021 – 2036 гг. (актуализация на 2022 год)»	с 2021 по 2036 год
11.	Город Таганрог	постановление администрации города Таганрога от 15.06.2017 № 864 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на период до 2029 года»; постановление администрации города Таганрога от 30.06.2021 № 1106 «Об актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на 2022 год»	с 2017 по 2029 год
12.	Город Шахты	постановление администрации г. Шахты от 11.11.2014 № 7067 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Шахты» на период до 2028 года»; постановление администрации города Шахты от 21.06.2021 № 1850 «Об актуализации на 2022 год схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Шахты» на период до 2028 года, в части актуализации глав 1,2,4,5,6,7,8,10»	с 2014 по 2029 год
13.	Азовский район	постановление администрации Кулешовского сельского поселения от 19.08.2014 № 120 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кулешовского сельского поселения Азовского района	с 2015 по 2028 год

1	2	3	4
		Ростовской области на период с 2014 до 2028 года»; постановление администрации Кулешовского сельского поселения от 10.04.2017 № 47 «Об актуализации схемы теплоснабжения Кулешовского сельского поселения Азовского района Ростовской области на период с 2014 до 2028 года»	
14.	Аксайский район	решение собрания депутатов Аксайского городского поселения от 29.04.2021 № 349 «Об утверждении схемы теплоснабжения Аксайского городского поселения Аксайского района до 2033 года. Актуализация на 2022 год»	с 2021 по 2033 год
15.		постановление администрации Большелогского сельского поселения от 01.06.2021 № 198 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения Большелогского сельского поселения Аксайского района Ростовской области до 2033 года. Актуализация на 2022 год»	с 2021 по 2033 год
16.		постановление администрации Рассветовского сельского поселения от 03.06.2021 № 143 «Об утверждении схемы теплоснабжения Рассветовского сельского поселения Аксайского район Ростовской области на 2021 – 2028 годы. Актуализация на 2022 год».	с 2021 по 2028 год
17.		постановление администрации Истоминского сельского поселения от 16.06.2021 № 98 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Истоминское сельское поселение» до 2030 года»	с 2021 по 2030 год
18.	Белокалитвинский район	постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 28.11.2013 № 251 «Об утверждении схемы теплоснабжения Белокалитвинского городского поселения»;	с 2013 по 2028 год

1	2	3	4
		постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 26.02.2019 № 83 «О внесении изменений в постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 28.11. 2013 № 251»	
19.		постановление администрации Богураевского сельского поселения от 14.11.2014 № 117 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»; постановление администрации Богураевского сельского поселения от 18.03.2019 № 39 «О внесении изменений в постановление администрации Богураевского сельского поселения от 14.11.2014 № 117»	с 2014 по 2029 год
20.		постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94 «Об утверждении схемы теплоснабжения Горняцкого сельского поселения»; постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 21.03.2019 № 48 «О внесении изменений в постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94»	с 2014 по 2030 год
21.		постановление администрации Грушево-Дубовского сельского поселения от 04.03.2016 № 23 «Об утверждении схемы теплоснабжения Грушево-Дубовского сельского поселения»	с 2016 по 2020 год
22.		постановление администрации Коксового сельского поселения от 10.08.2021 № 62 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО «Коксовское сельское поселение»	с 2021 по 2035 год
23.		решение Собрании Депутатов муниципального образования «Литвиновское сельское поселение»	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		от 17.11.2014 № 62 «Об утверждении схемы теплоснабжения Литвиновского сельского поселения»	
24.		постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 10.11.2014 № 84 «Об утверждении схемы теплоснабжения Нижнепоповского сельского поселения»; постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 27.03.2019 № 44 «О внесении изменений в постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 10.11.2014 № 84 «Об утверждении схемы теплоснабжения Нижнепоповского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
25.		постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23.05.2014 № 75 «Об утверждении схемы теплоснабжения Синегорского сельского поселения»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 27.11.2014 № 211 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 г. № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 20.11.2015 № 246 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 г. № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 31.05.2016 № 118 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 г. № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 26.03.2019 № 46 «О внесении	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		изменений в постановление Администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 г № 75»	
26.		постановление администрации Шолоховского городского поселения от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»; постановление администрации Шолоховского городского поселения от 10.06.2020 № 79 «О внесении изменений в постановление от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»	с 2016 по 2021 год
27.	Заветинский район	постановление администрации Заветинского сельского поселения от 24.03.2017 № 39 «Об утверждении Схемы теплоснабжения МО «Заветинское сельское поселение» на период до 2031 года»	с 2016 по 2031 год
28.	Зерноградский район	постановление администрации Зерноградского городского поселения от 16.11.2011 № 1034 «Об утверждении схемы теплоснабжения Зерноградского городского поселения»; постановление Администрации Зерноградского городского поселения от 18.10.2016 № 1136 «Об актуализации схемы теплоснабжения Зерноградского городского поселения»	с 2016 по 2031 год
29.		постановление администрации Манычского сельского поселения от 04.09.2012 № 96 «Об утверждении схемы теплоснабжения Манычского сельского поселения»	с 2012 по 2027 год
30.	Каменский район	постановление администрации Астаховского сельского поселения от 08.04.2013 № 20 «Об утверждении схемы теплоснабжения Астаховского сельского поселения»; постановление от 29.12.2017 № 90 «О	с 2013 по 2028 год

1	2	3	4
		внесении изменений в постановление администрации Астаховского сельского поселения от 08.04.2013 № 20 «Об утверждении схемы теплоснабжения Астаховского сельского поселения»	
31.		постановление Богдановского сельского поселения от 20.11.2013 № 101 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богдановского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
32.		постановление Глубокинского городского поселения от 31.12.2013 № 256 «Об утверждении схем водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения Глубокинского городского поселения»	с 2013 по 2028 год
33.		постановление администрации Старостаничного сельского поселения 17.02.2016 № 18/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Старостаничного сельского поселения»	с 2016 по 2031 год
34.	Красносулинский район	постановление администрации Красносулинского городского поселения от 27.12.2021 № 661 «Об утверждении проекта актуализированной Схемы теплоснабжения Красносулинского городского поселения Ростовской области на период 2022 – 2033 гг. (актуализация на 2023 год)»	с 2022 по 2033 год
35.		постановление администрации Ковалевского сельского поселения от 29.03.2018 № 27 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования «Ковалевское сельское поселение» на период с 2019 по 2033 годы»	с 2019 по 2033 год
36.		постановление администрации Комиссаровского сельского поселения от 02.04.2018 № 33 «Об утверждении схемы теплоснабжения	с 2019 по 2033 год

1	2	3	4
		в актуализированной редакции Муниципального образования «Комиссаровское сельское поселение» Красносулинского района Ростовской области на период с 2019 по 2033 года»	
37.		постановление администрации Углеродовского сельского поселения от 26.03.2018 № 22 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения Углеродовского городского поселения на 2014 – 2018 г. и на период до 2029 г.»	2014 – 2018 г. и на период до 2029 г.
38.		постановление администрации Михайловского сельского поселения от 30.01.2018 № 14 «Об утверждении схемы теплоснабжения Михайловского сельского поселения»	с 2018 по 2032 год
39.	Матвеево- Курганский район	постановление администрации Алексеевского сельского поселения от 07.06.2015 № 159 «Об утверждении схем теплоснабжения Алексеевского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
40.		постановление администрации Анастасиевского сельского поселения от 24.11.2015 № 210 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Анастасиевское сельское поселение» на период до 2030 года	с 2015 по 2030 год
41.		постановление администрации Большекирсановского сельского поселения от 26.06.2015 № 55 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большекирсановского сельского поселения Матвеево- Курганского района Ростовской области»	с 2015 по 2030 год
42.		постановление администрации Екатериновского сельского поселения от 02.12.2016 № 261 «Об утверждении схемы теплоснабжения Екатериновского сельского поселения Матвеево-Курганского района	с 2016 по 2030 год

1	2	3	4
		Ростовской области до 2030 года»	
43.		постановление администрации Малокирсановского сельского поселения от 15.12.2015 № 342 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Малокирсановское сельское поселение» на период до 2030 года»	с 2015 по 2030 год
44.		постановление администрации Матвеево-Курганского сельского поселения от 11.06.2015 № 185 «Об утверждении схемы теплоснабжения Матвеево-Курганского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
45.		постановление администрации Новониколаевского сельского поселения от 14.12.2015 № 233 «Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Новониколаевского сельского поселения до 2030 года»	с 2015 по 2030 год
46.		постановление администрации Ряженского сельского поселения от 15.12.2015 № 306 «Об утверждении схем теплоснабжения Ряженского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
47.	Миллеровский район	постановление администрации Миллеровского городского поселения от 12.09.2013 № 258-А «Об утверждении схемы теплоснабжения Миллеровского городского поселения»	с 2013 по 2028 год
48.	Морозовский район	постановление Морозовского городского поселения от 31.07.2012 № 312 «Об утверждении схемы теплоснабжения Морозовского городского поселения». Постановление Морозовского городского поселения от 17.12.2014 г. № 330 «О внесении изменений в постановление администрации Морозовского городского поселения	с 2012 по 2022 год

1	2	3	4
		от 31.07.2012 № 312»	
49.	Обливский район	постановление администрации Обливского сельского поселения от 15.08.2014 № 272 «Об утверждении схемы теплоснабжения Обливского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
50.	Октябрьский район	постановление администрации Кривянского сельского поселения от 22.08.2013 № 173 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кривянского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
51.		постановление администрации Персиановского сельского поселения от 18.04.2019 № 66 «Об утверждении схемы теплоснабжения Персиановского сельского поселения»	с 2019 по 2030 год
52.		постановление администрации Каменоломненского городского поселения от 03.12.2013 № 443 «Об утверждении схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения Каменоломненского городского поселения»	с 2013 по 2027 год
53.	Песчанокопский район	постановление администрации Развильненского сельского поселения от 29.06.2017 № 74 «Об утверждении схемы теплоснабжения Развильненского сельского поселения»	с 2017 по 2032 год
54.	Пролетарский район	постановление администрации Пролетарского городского поселения от 18.03.2013 № 69 «Об утверждении схемы теплоснабжения Пролетарского городского поселения Пролетарского района по Ростовской области»	с 2013 по 2028 год
55.	Родионово-Несветайский район	постановление администрации Родионово-Несветайского сельского поселения от 29.10.2014 № 282/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Родионово-Несветайского сельского поселения». Решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 134 «Об утверждении	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		схемы теплоснабжения Родионово-Несветайского сельского поселения»	
56.		постановление администрации Барило-Крепинского сельского поселения от 05.12.2014 № 143 «Об утверждении схемы теплоснабжения Барило-Крепинского сельского поселения»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 129 «Об утверждении схемы теплоснабжения Барило-Крепинского сельского поселения»	с 2014 по 2030 год
57.		постановление администрации Болдыревского сельского поселения от 30.06.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения и топливно-энергетического баланса Болдыревского сельского поселения»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 130 «Об утверждении схемы теплоснабжения Болдыревского сельского поселения»	с 2014 по 2032 год
58.		постановление администрации Большекрепинского сельского поселения от 11.06.2014 № 74 «Об утверждении схемы теплоснабжения и топливно-энергетического баланса муниципального образования «Большекрепинское сельское поселение» Родионово-Несветайского района Ростовской области»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 131 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большекрепинского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
59.		решение собрания депутатов Кутейниковского сельского поселения от 27.03.2015 № 82 «Об утверждении схемы теплоснабжения	с 2015 по 2030 год

1	2	3	4
		Кутейниковского сельского поселения»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 133 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кутейниковского сельского поселения» до 2030 года	
60.	Сальский район	постановление администрации Сальского городского поселения от 12.04.2021 № 161 «Об актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Сальское городское поселение» Сальского района Ростовской области»	с 2021 по 2028 год
61.		решение Собрания депутатов Буденновского сельского поселения от 30.06.2015 № 111 «Об утверждении схемы теплоснабжения Буденновского сельского поселения Сальского района»; решение Собрания депутатов Буденновского сельского поселения от 25.08.2016 № 193 «Об утверждении схемы теплоснабжения Буденновского сельского поселения Сальского района 2016 – 2030 годы»	с 2016 по 2030 год
62.		решение собрания депутатов Гигантовского сельского поселения Сальского района от 30.03.2016 № 181 «Об утверждении схемы теплоснабжения Гигантовского сельского поселения»	с 2016 по 2030 год
63.		решение собрания депутатов Новоегорлыкского сельского поселения от 30.08.2016 № 174 «Об утверждении схемы теплоснабжения Новоегорлыкского сельского поселения Сальского района»	с 2016 по 2031 год
64.		решение собрания депутатов Сандатовского сельского поселения от 25.08.2016 № 192 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сандатовского сельского поселения Сальского района»	с 2016 по 2031 год

1	2	3	4
65.	Семикаракорский район	постановление от 14.07.2014 № 248 «Об утверждении схемы теплоснабжения»	с 2014 по 2028 год
66.	Тацинский район	постановление администрации Угледорского сельского поселения Тацинского района от 20.11.2015 № 115 «Об утверждении схемы теплоснабжения Угледорского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
67.	Усть-Донецкий район	постановление администрации Усть-Донецкого городского поселения от 13.04.2021 № 79 «Об утверждении схемы теплоснабжения Усть-Донецкого городского поселения на период до 2030 года»	с 2021 по 2030 год
68.	Целинский район	постановление администрации Целинского сельского поселения от 23.04.2019 № 58 «об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения Целинского сельского поселения на 2020 год и последующие годы»	с 2020 по 2030 год
69.		постановление администрации Среднегорлыкского сельского поселения от 28.04.2015 № 71 «Об утверждении Схемы теплоснабжения Среднегорлыкского сельского поселения Целинского района Ростовской области»	с 2015 по 2030 год
70.	Цимлянский район	постановление администрации Цимлянского городского поселения от 04.02.2015 № 24 «Об утверждении схемы теплоснабжения Цимлянского городского поселения на 2014 – 2029 годы»	с 2014 по 2029 год
71.		постановление администрации Красноярского сельского поселения Цимлянского района от 28.11.2014 № 78 «Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Красноярского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
72.		постановление администрации Саркеловского сельского поселения	с 2015 по 2030 год

1	2	3	4
		от 21.12.2015 № 163 «Об утверждении схем теплоснабжения и определении гарантирующей организации в сфере централизованного теплоснабжения на территории Саркеловского сельского поселения»	
73.	Чертковский район	постановление администрации Сохрановского сельского поселения от 27.07.2016 № 117/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сохрановского сельского поселения»	с 2016 по 2031 год
74.	Шолоховский район	постановление администрации Вешенского сельского поселения Шолоховского района от 01.06.2021 № 69 «Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Вешенского сельского поселения Ростовской области»;	с 2021 по 2029 год

5.7. Мероприятия
по использованию газопоршневых ТЭЦ
с когенерацией и других источников энергии,
мероприятия по энергоэффективности
и энергосбережению на территории Ростовской области

Предложения по переводу действующих котельных на режим работы с когенерацией, в том числе с использованием газопоршневых энергоустановок, отсутствуют.

5.8. Потребность
электростанций генерирующих компаний в топливе

В таблице № 56 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории Ростовской области.

Таблица № 56

ДАННЫЕ

о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории Ростовской области

Наименование	Топливо	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
Электростанции						
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. метров)	350,1	350,1	350,1	350,1	350,1
	газ (тыс. т у.т.)	407,7	407,7	408,0	408,0	408,0
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»)	газ (млн куб. метров)	411,6	411,6	411,6	411,6	411,6
	газ (тыс. т у.т.)	475,0	475,0	475,0	475,0	475,0
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. метров)	110,3	110,3	110,3	110,3	110,3
	газ (тыс. т у.т.)	127,3	127,3	127,3	127,3	127,3
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	газ (млн куб. метров)	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
	газ (тыс. т у.т.)	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Котельные						
Центральная котельная, котельная № 3, котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»)	газ (млн куб. метров)	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5
	газ (тыс. т у.т.)	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. метров)	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	газ (тыс. т у.т.)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

5.9. Перечень
реализуемых и перспективных проектов
по развитию территориальных распределительных сетей

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области сформированы на основании:

проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы;
утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств;

результатов расчетов электроэнергетических режимов;
предложений филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ.

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области приведены в таблице № 57.

Таблица № 57

МЕРОПРИЯТИЯ
по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области

№ п.п.	Электросетевой объект	Параметры объекта		Год ввода	Основание для мероприятия
		километ-ров	мегавольт-ампер		
1	2	3	4	5	6
1.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА).	–	2х40	2024	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ДонБиоТех». Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «ДонБиоТех» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 05.02.2019, от 01.07.2019, от 27.11.2020, от 27.12.2021
2.	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА)		2×125	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов».
3.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская ориентировочной протяженностью 31 км (2х15,5 км)	2×15,5		2022	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» от 16.07.2021
4.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием	2×2,3		2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих

1	2	3	4	5	6
	двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая № 2 и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая				устройств ОАО «РЖД». Утвержденные ТУ на ТП
5.	Расширение ПС 220 кВ Зимовники на две линейные ячейки 110 кВ			2022	энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям
6.	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с выполнением замены трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	—	2×40	2022	ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.08.2017 с изменениями от 29.05.2019
7.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с выполнением замены трансформаторов Т-1 (25 МВА) и Т-2 (40 МВА) на трансформаторы мощностью 2×40 МВА	—	2×40	2022 ⁹	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 28.10.2015 с изменениями от 30.10.2017 и от 21.05.2020
8.	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 3,7 МВА)	—	1×10	2023	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 27.07.2020
9.	Реконструкция ПС 110 кВ ГП с увеличением трансформаторной мощности до 25+20 МВА (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор 25 МВА)	—	1×25	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахтинский

⁹ Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ БТ2 с выполнением замены трансформаторов являются актуальными только при условии продления срока действия ТУ на ТП.

1	2	3	4	5	6
					полиэфирный завод». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Шахтинский полиэфирный завод» к электрическим сетям АО «Донэнерго» от 21.07.2020 (договор ТП от 21.07.2020 № 144/20/ШМЭС/ШРЭС) и ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства АО «Донэнерго» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг», утвержденные 30.10.2020
10.	Строительство ПС 110/10 кВ Заявителя (ПАО «Роствертол») с двумя трансформаторами по 16 МВА	–	2×16	2023	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол».
11.	Строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь (опора № 14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь (опора № 14) до ПС 110 кВ Заявителя	определить проектом	–	2023	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ООО «Ростсельмашэнерго» от 26.04.2016 с изменениями от 29.04.2019, от 31.01.2022
12.	Строительство ПС 110 кВ Садкинская – Восточная с двумя трансформаторами по 10 МВА	–	2×10	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская-Восточная».
13.	Строительство ВЛ 110 кВ с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	определить проектом	–	2022	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская – Восточная» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 28.06.2021
14.	Строительство ВЛ 110 кВ с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская – Восточная	определить проектом	–	2022	
15.	Строительство ПС 110 кВ Проект-Девелопмент с установкой одного трансформатора мощностью 25 МВА	–	1×25	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Проект-Девелопмент».
16.	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ от опоры № 35 ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ Проект-Девелопмент	определить проектом		2022	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств

1	2	3	4	5	6
					ООО «Проект-Девелопмент» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 19.02.2020 с изменениями от 27.07.2020
17.	Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с установкой одного трансформатора мощностью 25 МВА		1×25	2023	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО АПК «Сальский».
18.	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 50 ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский	опреде- лить проектом		2023	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО АПК «Сальский» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 02.09.2020
Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов, технического состояния					
19.	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с увеличением трансформаторной мощности до 2×25 МВА	—	2×25 МВА	2022	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
20.	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с увеличением трансформаторной мощности до 2×16 МВА	—	2×16 МВА	2022	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
21.	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 с увеличением трансформаторной мощности до 2×40 МВА	—	2×40 МВА	2023	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
22.	Реконструкция ПС 110 кВ Т1 с увеличением трансформаторной мощности до 40+40 МВА	—	1×40 МВА	2022	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
23.	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с увеличением трансформаторной мощности до 2×40 МВА	—	2×40 МВА	2022	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
24.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с увеличением трансформаторной мощности до 40+40 МВА	—	2×40 МВА	2026	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
25.	Реконструкция ПС 110 кВ Б4 с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА без увеличения трансформаторной мощности	—	1×10 МВА	2026	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
26.	Строительство новой ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с переводом питания потребителей ПС 35/6кВ Шлюзовая и ПС 110/35/6 кВ Центральная на новую ПС, строительством заходов ВЛ 110кВ, ВЛ 35 кВ и ВЛ 6 кВ	—	2×16 МВА	2024	техническое состояние существующего оборудования на ПС 110/35/6 кВ Центральная и ПС 35/6 кВ Шлюзовая

1	2	3	4	5	6
	на новую ПС (с увеличением трансформаторной мощности на 32 МВА по классу напряжения 110 кВ). Реконструкция ВЛ 35 кВ Шлюзовая – Романовская (протяженность 26,54 км)				
27.	Перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ с сооружением РУ 110 кВ, заменой двух существующих трансформаторов 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ, мощностью 10 МВА каждый, и строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ АС8	2×2 км	2×10 МВА	2026	устранение недопустимой перегрузки оборудования 35 кВ и поддержания допустимых уровней напряжения в прилегающей сети 35 кВ

5.10. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше Ростовской области на 2022 – 2026 годы

Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Ростовской области для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭС Ростовской области выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2022 – 2026 годы с использованием программного комплекса RastrWin3.

В соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих режимно-балансовых и температурных условий:

- период зимних максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, равной минус 18 градусов Цельсия (пункт А ГОСТ Р 58670-2019);

- период зимних максимальных и минимальных нагрузок при расчетной температуре наружного воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670-2019, равной плюс 10 градусов Цельсия (пункт Б ГОСТ Р 58670-2019);

- период летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98, равной плюс 35 градусов Цельсия (пункт В ГОСТ Р 58670-2019);

- период летних максимальных и минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца, равной плюс 23 градуса Цельсия (пункт Г ГОСТ Р 58670-2019);

- период паводка при температуре наружного воздуха плюс 17 градусов Цельсия (далее – пункт Д).

Нормативные возмущения определены согласно требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630¹⁰.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭС Ростовской области на перспективу развития 2022 – 2026 годы были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России 2022 – 2028, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»

¹⁰ При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

и крупных потребителей по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице № 57.

5.11. Анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на 2022 – 2026 годы

Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Ростовской области для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭС Ростовской области выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2022 – 2026 годы с использованием программного комплекса RastrWin3.

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2022 – 2026 годы уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах, при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице № 57.

5.12. Анализ результатов расчетов нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной схеме

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Ростовской области параметры режима находятся в области допустимых значений.

При расчетах электроэнергетических режимов в целях недопущения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С) в нормальной схеме были учтены следующие схемно-режимные мероприятия:

- отключение ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 I цепь;
- включение находящегося в резерве АТ-3 на ПС 220 кВ Т-15;
- включение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Т22;
- отключение ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками со стороны ПС 220 кВ А-20 и включение данной ВЛ со стороны ПС 220 кВ Р-20.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

- АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ НЗБ;
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29;
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь;
- АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Р-40;
- ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская;
- ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11;
- ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37.

АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ НЗБ

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ НЗБ наблюдается в режимах летних и зимних максимальных нагрузок 2022 - 2026 годов при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ НЗБ. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ и составляет 121 процент (329 А) от $I_{\text{доп}}$ (272 А). Максимальная токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ выявлена в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года при аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ и составляет 117 процентов (319 А) от $I_{\text{доп}}$ (272 А).

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ НЗБ до 115 процентов (361 А) от $I_{\text{ном}}$ (314 А), при температуре окружающей среды +35 °С на 24 часа.

Следует отметить, что превышение ДДТН выявлено только в режимах летних максимальных нагрузок и не превышает допустимой перегрузки на время 24 часа. Таким образом, при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ НЗБ в режиме летнего максимума нагрузок в период экстремально высоких температур (+35 °С) нагрузка АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ НЗБ снизится ниже ДДТН после прохождения максимума нагрузок без выполнения схемно-режимных мероприятий.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 111 процентов (590 А) от $I_{\text{дтн}}$ (532 А).

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 ликвидируется отключением АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20.

После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Фортуна» составляет $P_{\text{расч}}=113$ МВт, при $P_{\text{МДП}+35^{\circ}\text{C}}=175$ МВт.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь наблюдается в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при аварийном отключении 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь выявлена в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 111 процентов (668 А) от $I_{\text{дтн}}$ (600 А).

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь ликвидируется отключением АТ-1 на ПС 220 кВ Р-20. После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении

«Фортуна» составляет $P_{расч}=50$ МВт при $P_{МДП-18^{\circ}C}=125$ МВт, расчетный переток в контролируемом сечении «Алмаз» – $P_{расч}=198$ МВт, при $P_{МДП-18^{\circ}C}=180$ МВт. В качестве схемно-режимных мероприятий для снижения перетока в контролируемом сечении ниже максимально-допустимого значения необходимо применить замыкание СВ 110 на ПС 110 кВ Р27.

АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Р-40

Превышение ДДТН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Р-40 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-4. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Р-40 выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур ($+35^{\circ}C$) и составляет 102 процента (278 А) от $I_{доп}$ (272 А).

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-40 до 100 процентов (314 А) от $I_{ном}$ (314 А), при температуре окружающей среды $+35^{\circ}C$ на 24 часа.

Следует отметить, превышение ДДТН выявлено только в режимах летних максимальных нагрузок и не превышает допустимой перегрузки на время 24 часа. Таким образом, при аварийном отключении АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Р-40 в режиме летнего максимума нагрузок в период экстремально высоких температур ($+35^{\circ}C$), загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-40 снизится ниже ДДТН после прохождения максимума нагрузок без выполнения схемно-режимных мероприятий.

ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур ($+35^{\circ}C$) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская выявлена при отключении в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 106 процентов (363 А) от $I_{ддтн}$ (343 А).

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская ликвидируется отключением ШСВ 110 кВ на ПС 110 кВ Пролетарская.

ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур ($+35^{\circ}C$) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25. Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 наблюдается в период экстремально высоких температур 2022 года и составляет 119 процентов (351 А) от $I_{ддтн}$ (297 А).

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 ликвидируется включением СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Т26.

АТ-1 ПС 220 кВ Р-40, ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Р-40 и ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении 2 с 110 кВ ПС 220 кВ Р-40 и переходе в единичную ремонтную схему, максимальное значение перегрузки выявлено на уровне 2026 года. В данном режиме токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Р-40 составляет 102 процента (276 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (272 А), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 – 103 процента (472 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (458 А).

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН АТ-1 на ПС 220 кВ Р-40 до 100 процентов (314 А) от $I_{\text{ном}}$ (314 А), при температуре окружающей среды +35 °С на 24 часа.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 ликвидируется отключением СВ-110 на ПС 110 кВ Р1.

Следует отметить, что превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Р-40 выявлено только в режимах летних максимальных нагрузок и не превышает допустимой перегрузки на время 24 часа. Таким образом, при аварийном отключении 2 с 110 кВ ПС 220 кВ Р-40 в режиме летнего максимума нагрузок в период экстремально высоких температур (+35 °С) загрузка АТ-1 на ПС 220 кВ Р-40 снизится ниже ДДТН после прохождения максимума нагрузок без выполнения схемно-режимных мероприятий.

Также превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20 и переходе в единичную ремонтную схему. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 100 процентов (460 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (458 А).

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 ликвидируется отключением СВ-110 на ПС 110 кВ Р1. После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Алмаз» превышает МДП и составляет $P_{\text{расч}}=181$ МВт, при $P_{\text{МДП}+35^{\circ}\text{C}}=160$ МВт. В качестве схемно-режимных мероприятий для снижения перетока в контролируемом сечении ниже максимально-допустимого значения необходимо применить замыкание СВ 110 на ПС 110 кВ Р27.

5.13. Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в ремонтных схемах

При нормативных возмущениях в ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11, ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25, ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками;

АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ;

ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-5;

ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50;

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь;

ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская;

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29;

Р-20 – Р19 I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками.

Также выявлена возможность перегрузки следующих контролируемых сечений:

«Платовское»;

«Фортуна»;

«Алмаз».

ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11, ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25,
ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С). Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 наблюдается в период экстремально высоких температур (+35 °С) 2022 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками. При этом перегрузка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 составит 122 процента (360 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (297 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в послеаварийном режиме требуется ввод ГВО на ПС 110 кВ Т11, Т25, Т26 в объеме 14 МВт.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 и ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур (+35 °С). Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 и ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками наблюдается в период экстремально высоких температур 2022 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками. В данном режиме перегрузка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 составит 124 процента (359 А) от $I_{\text{ДДТН}}=290$ А, или 103 процента от $I_{\text{адтн}}=348$ А (ограничивающий элемент – ошиновка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 на ПС 110 кВ Т25, выполненная проводом марки АС-95), перегрузка ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками составит

101 процент (294 А) от $I_{\text{дтн}}=290$ А (ограничивающий элемент – ошиновка ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками на ПС 110 кВ Т11, выполненная проводом марки АС-95). Для предотвращения перегрузок ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 и ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками требуется выполнить превентивное деление сети на ПС 110 кВ Т11. При последующем аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 и ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками не выявлено.

Проведение ремонтов ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 (ВЛ 110 кВ Т15 –Т25) и ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками в период межсезонья при температуре +21 °С позволяет исключить возможность появления случаев превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 (ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11) без необходимости ввода ГВО на ПС 110 кВ Т11, Т25, Т26. Технические мероприятия, обеспечивающие ввод электроэнергетического режима в область допустимых значений, не требуются.

АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ наблюдается в режимах летних и зимних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ возникает в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32 и составляет 138 процентов (376 А) от $I_{\text{дтн}}$ (272 А).

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН АТ-1 на ПС 220 кВ НЗБ до 115 процентов (361 А) от $I_{\text{ном}}$ (314 А), при температуре окружающей среды +35 °С на 24 часа.

Для ликвидации превышения ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ в указанном послеаварийном режиме достаточно выполнить перевод питания нагрузки ПС 110 кВ ГТП, ПС 110 кВ ГТПЗ от ПС 220 НЭЗ по ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I и II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ.

ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50, ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 и ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Шахты – Новошахтинская в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ. В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 составляет 106 процентов (631 А) от $I_{\text{дтн}}$ (598 А), токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50 – 124 процента (744 А) от $I_{\text{дтн}}$ (598 А).

Для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 и ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50 рекомендуется проводить ремонты ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ в период межсезонья при температуре +21 °С.

ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская наблюдается в режимах зимних и летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская возникает в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская и составляет 124 процента (426 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (343 А).

Выявленное превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская ликвидируется действием существующей АОПО ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская (уставка срабатывания АОПО для летнего периода составляет 410 А) на отключение МВ-110 Сальская на ПС 110 кВ Пролетарская.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 наблюдается в режимах летних и зимних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 возникает в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20– Р19 II (I) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь и составляет 129 процентов (1005 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (780 А), или 107 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (937 А).

Для недопущения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь или ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь необходимо превентивно выполнять отключение АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20. После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Фортуна» превышает МДП и составляет $P_{\text{расч}}=185$ МВт, при $P_{\text{МДП-18}^{\circ}\text{C}}=95$ МВт.

В режимах летних максимальных нагрузок максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 выявлена на уровне 2026 года при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20, при переходе в единичную ремонтную схему и последующем отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь и составляет 125 процентов (759 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (605 А), или 105 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (726 А).

В целях недопущения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 при переходе в единичную ремонтную схему после аварийного отключения 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20 необходимо выполнять отключение АТ-2 ПС 220 кВ Р-20. После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Фортуна» составляет $P_{\text{расч}}=37$ МВт, при $P_{\text{МДП+23}^{\circ}\text{C}}=90$ МВт, расчетный переток в контролируемом сечении «Алмаз» – $P_{\text{расч}}=149$ МВт, при $P_{\text{МДП+23}^{\circ}\text{C}}=180$ МВт. В качестве схемно-режимных мероприятий для снижения перетока в контролируемом сечении ниже максимально-допустимого значения необходимо:

отключить АТ-1 ПС 220 кВ Р-20;

на ПС 110 кВ Р5 отключить В-110 ВЛ Р29;

на ПС 110 кВ Р5 отключить В-110 ВЛ Р20;
включить АТ-1 ПС 220 кВ Р-20.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками наблюдается в режимах зимних и летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками возникает в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года при температуре наружного воздуха -18°C при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II (I) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 и для ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь составляет 145 процентов (868 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (600 А), для ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками – 115 процентов (688 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (600 А).

Для недопущения превышения ДДТН Р-20 – Р19 I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 необходимо превентивно выполнять отключение АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20. После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Фортуна» составляет $P_{\text{расч}}=93$ МВт, при $P_{\text{МДП-18}^{\circ}\text{C}}=125$ МВт.

Контролируемое сечение «Фортуна»

В состав контролируемого сечения «Фортуна» входят:

ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками;
ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками;
ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь;
ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь.

В режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками в нормальной схеме работы электрической сети при генерации Ростовской ТЭЦ-2, равной 192 МВт, возникает превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна»: $P_{\text{расч}}=253$, МВт при $P_{\text{МДП-18}^{\circ}\text{C}}=175$ МВт. Указанное превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» сопровождается превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, загрузка которой составит 110 процентов (861 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (780 А) и 92 процента от $I_{\text{адтн}}$ (937 А).

После выполнения схемно-режимных мероприятий по отключению АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20 превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» ликвидируется: $P_{\text{расч}}=86$ МВт, при $P_{\text{МДП-18}^{\circ}\text{C}}=175$ МВт, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 составит 58 процентов (449 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (780 А).

В режиме летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в период экстремально высоких температур ($+35^{\circ}\text{C}$) после аварийного отключения 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20 и перехода в единичную ремонтную схему при генерации Ростовской ТЭЦ-2, равной 75 МВт, возникает превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна»: $P_{\text{расч}}=135$ МВт, при $P_{\text{МДП+35}^{\circ}\text{C}}=85$ МВт. Указанное превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна»

сопровождается превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, нагрузка которой составит 111 процентов (589 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (532 А) и 92 процента от $I_{\text{адтн}}$ (639 А).

После выполнения схемно-режимных мероприятий по отключению АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20 превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» ликвидируется: $P_{\text{расч}}=34$ МВт, при $P_{\text{МДП}+35\text{ }^{\circ}\text{C}}=85$ МВт, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 составит 57 процентов (303 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (532 А).

Наибольшее превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, при генерации Ростовской ТЭЦ-2, равной 192 МВт: $P_{\text{расч}}=236$ МВт, при $P_{\text{МДП-18 }^{\circ}\text{C}}=125$ МВт. Указанное превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» сопровождается превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь, которое составляет 145 процентов (868 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ и $I_{\text{адтн}}$ (600 А), и превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками, которое составляет 115 процентов (688 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ и $I_{\text{адтн}}$ (600 А).

После выполнения схемно-режимных мероприятий по отключению АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20 превышение МДП в контролируемом сечении «Фортуна» ликвидируется: $P_{\text{расч}}=93$ МВт, при $P_{\text{МДП-18 }^{\circ}\text{C}}=125$ МВт, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь составит 459 А (77 процентов от $I_{\text{ДДТН}}=600$ А), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками составит 349 А (58 процентов от $I_{\text{ДДТН}}=600$ А). После выполнения данных схемно-режимных мероприятий расчетный переток в контролируемом сечении «Алмаз» превышает МДП и составляет $P_{\text{расч}}=183$ МВт, при $P_{\text{МДП-18 }^{\circ}\text{C}}=180$ МВт.

Контролируемое сечение «Платовское»

В состав контролируемого сечения «Платовское» входят:

АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская;

АТ-3 ПС 500 кВ Шахты;

АТ-4 ПС 500 кВ Шахты.

Превышение МДП в контролируемом сечении «Платовское» выявлено в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) в схеме ремонта АТГ-1 на ПС 500 кВ Ростовская: $P_{\text{расч}}=824$ МВт, при $P_{\text{МДП}+35\text{ }^{\circ}\text{C}}=585$ МВт.

Для исключения превышения МДП в контролируемом сечении «Платовское» в схеме ремонта АТГ-1 на ПС 500 кВ Ростовская генерация Новочеркасской ГРЭС должна быть не ниже 1844 МВт (состав блоков – ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3, ТГ-5, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-9).

Превышение МДП в контролируемом сечении «Платовское» выявлено в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года в период экстремально высоких температур (+35 °С) в схеме ремонта АТГ-1 на ПС 500 кВ Ростовская и АТ-3 (АТ-4) на ПС 500 кВ Шахты: $P_{\text{расч}}=687$ МВт, при $P_{\text{МДП}+35\text{ }^{\circ}\text{C}}=362$ МВт.

Для исключения превышения МДП в контролируемом сечении «Платовское» в схеме ремонта АТГ-1 на ПС 500 кВ Ростовская и АТ-3 (АТ-4) на ПС 500 кВ Шахты на Новочеркасской ГРЭС должны находиться в работе все блоки общей генерацией не ниже 2129 МВт.

Контролируемое сечение «Алмаз»

В состав контролируемого сечения «Алмаз» входят:

ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41;

ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь;

ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь (переток контролируется при включении ЛЭП в транзит).

Превышение МДП в контролируемом сечении «Алмаз» выявлено в период летних и зимних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 и ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33, наибольшее значение которого выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок 2026 года и составляет $P_{\text{расч}}=189$ МВт, при $P_{\text{МДП-18 } ^\circ\text{C}}=150$ МВт.

После выполнения схемно-режимных мероприятий:

включение СВ 110 на ПС 110 кВ РСМ;

включение СВ-110 на ПС 110 кВ Р27;

отключение СВ-110 на ПС 110 кВ Р1;

отключение В-110 ВЛ РСМ на ПС 110 кВ Р1,

превышение МДП в контролируемом сечении «Алмаз» ликвидируется: $P_{\text{расч}}=71$ МВт, при $P_{\text{МДП-18 } ^\circ\text{C}}=150$ МВт.

Вешенский энергорайон

В режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов, с учетом электрических нагрузок, принятых в соответствии с летним контрольным замером 2021 года, при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах не было выявлено выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

В режимах летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца при потреблении Вешенского энергорайона 129 МВт, включая суммарную нагрузку ПС 110 кВ Кутейниково и ПС 110 кВ Колодези, равную 44 МВт, была выявлена возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей Вешенского энергорайона для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

В период летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца ($+23^\circ\text{C}$) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская (ВЛ 110 кВ № 503) в схеме ремонта двухцепного участка ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово с отпайками на участке от ПС 220 кВ Погорелово до ответвления на ПС 110 кВ Тарасовская выявлено превышение ДДТН АТ-1 на ПС 220 кВ Вешенская-2, максимальное значение которого наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 108 процентов (337 А) от $I_{\text{ДДТН}}$ (313 А). Превышение ДДТН АТ-1 на ПС 220 кВ Вешенская-2 сопровождается снижением напряжения на шинах 110-220 кВ подстанций Вешенского энергорайона ниже АДН. После ввода ГВО в объеме 15 МВт минимальное

напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 87,9 кВ, при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ. Токовая нагрузка АТ-1 на ПС 220 кВ Вешенская-2 составляет 89 процентов (280 А) от $I_{\text{дтн}}$ и $I_{\text{адтн}}$ (313 А).

В режиме межсезонья при температуре +21°C в рассматриваемой схемно-режимной ситуации наименьшее напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 95,4 кВ, при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ. Токовая нагрузка АТ-1 на ПС 220 кВ Вешенская-2 составляет 80 процентов (251 А) от $I_{\text{дтн}}$ и $I_{\text{адтн}}$ (313 А).

В период летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+23°C) при аварийном отключении БСК 110 и УШР 110 на ПС 110 кВ Колодези в схеме ремонта двухцепного участка ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово с отпайками на участке от ПС 220 кВ Погорелово до ответвления на ПС 110 кВ Тарасовская напряжение на шинах 110-220 кВ подстанций Вешенского энергорайона снижается ниже АДН. После ввода ГВО в объеме 19 МВт наименьшее напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 88,6 кВ при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ.

В режиме межсезонья при температуре +21°C в рассматриваемой схемно-режимной ситуации наименьшее напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 87,3 кВ, при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ.

В период летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+23°C) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками (свыше 20 минут) после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская напряжение на шинах 110 кВ подстанций Вешенского энергорайона снижается ниже АДН. После ввода ГВО в объеме 20 МВт наименьшее напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 88,9 кВ, при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ.

В режиме межсезонья при температуре +21°C в рассматриваемой схемно-режимной ситуации наименьшее напряжение на шинах подстанций 110 кВ Вешенского энергорайона составляет 89,4 кВ, при МДН=88,55 кВ, АДН=84,7 кВ, напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Сыроево – 171 кВ, при МДН=177,1 кВ, АДН=169,4 кВ. Токовая нагрузка следующих ВЛ соответствует критерию отсутствия превышения АДТН:

ВЛ 110 кВ В.Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская (113 процентов (458 А) от $I_{\text{дтн}}$ (406 А), или 94 процента от $I_{\text{адтн}}$ (487 А);

ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк (108 процентов (440 А) от $I_{\text{дтн}}$ (406 А), или 90 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (487 А);

ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона (108 процентов (439 А) от $I_{\text{дтн}}$ (406 А), или 90 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (487 А).

В период летних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+23°C) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ В.Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская (свыше 20 минут) после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками в схеме

ремонта ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками, максимальное значение которого наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2026 года и составляет 156 процентов (714 А) от $I_{\text{дтн}}$ (459 А), или 130 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (551 А). После ввода ГВО в объеме 22 МВт токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками составляет 120 процентов (550 А) от $I_{\text{дтн}}$ (459 А), или 100 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (551 А).

В режиме межсезонья при температуре +21°C в рассматриваемой схемно-режимной ситуации токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками составляет 117 процентов (548 А) от $I_{\text{дтн}}$ (468 А), или 98 процентов от $I_{\text{адтн}}$ (562 А).

Исходя из вышеописанного, для недопущения выхода параметров режима за область допустимых значений и ввода ГВО рекомендуется проведение ремонтов ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I (II) цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская в иные периоды года (межсезонье, при температуре +21°C) при сниженном потреблении Вешенского энергорайона (106 МВт, включая суммарную нагрузку ПС 110 кВ Кутейниково и ПС 110 кВ Колодези, равную 43 МВт).

5.14. Мероприятия и схемы для обеспечения внешнего энергоснабжения территорий опережающего социально-экономического развития

Территория опережающего социально-экономического развития «Гуково».

Подключение объектов заявленной мощностью 40 МВт ТОСЭР «Гуково» предлагается осуществить в два этапа. На первом этапе предлагается выполнить строительство ПС 35/10 кВ ТОР Гуково-1 с трансформаторами номинальной мощностью 2 x 16 МВА и строительство ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Г4 до ПС 35 кВ ТОР Гуково-1, подключив их отпайками от первых опор ВЛ 35 кВ Г4 – Г16 – Г1, Г4 – Г5.

На втором этапе предлагается выполнить строительство второй ПС 35/10 кВ ТОР Гуково-2 с трансформаторами номинальной мощностью 2 x 16 МВА, выполнить строительство участков ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ ТОР Гуково-1 до ПС 35/10 кВ ТОР Гуково-2.

Мероприятия для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ТОСЭР «Гуково», итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

В настоящее время в Ростовской области действуют и выдают мощность в сеть 6 ветропарков (таблица № 58)

Таблица № 58

ВЕТРОПАРКИ
Ростовской области

№ п/п	Наименование ВЭС	Установленная мощность электростанции (мегаватт)	Месторасположение
1	2	3	4
1.	Сулинская ВЭС (Каменско- Красносулинская ВЭС – Южная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0624	49,4	Богдановское с/п Каменского района Божковское с/п Красносулинского района
2.	Сулинская ВЭС (Каменско- Красносулинская ВЭС – Южная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0625	49,4	Богдановское с/п Каменского района Божковское с/п Красносулинского района
3.	Каменская ВЭС (Каменско- Красносулинская ВЭС – Северная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0622	49,4	Богдановское с/п Каменского района
4.	Каменская ВЭС (Каменско- Красносулинская ВЭС – Северная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0623	49,4	Богдановское с/п Каменского района
5.	Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Первый этап строительства),	19,0	Ковалевское с/п Красносулинского района

1	2	3	4
	код ГТП GVIE0995		
6.	Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0996	19,0	Ковалевское с/п Красносулинского района
7.	Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Третий этап строительства), код ГТП GVIE0999	19,0	Ковалевское с/п Красносулинского района
8.	Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Четвертый этап строительства), код ГТП GVIE1000	19,0	Ковалевское с/п Красносулинского района
9.	Гуковская ВЭС (ВЭС Гуково-1. Пятый этап строительства), код ГТП GVIE0998	22,8	Ковалевское с/п Красносулинского района
10.	Казачья ВЭС. Этап строительства 1.2 ВЭУ № 9, 10, 11, 12, код ГТП GVIE0633	16,8	Малокаменское с/п Каменского района и город Донецк
11.	Казачья ВЭС. Этап строительства 1.3 ВЭУ № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, код ГТП GVIE0640	33,6	Малокаменское с/п Каменского района и город Донецк
12.	Казачья ВЭС. Второй этап строительства. ВЭУ № 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, код ГТП GVIE0635	50,4	Малокаменское с/п Каменского района и город Донецк
13.	Азовская ВЭС	90,1	Маргаритовское с/п Азовского района
14.	Марченковская ВЭС	120,0	Марченковское с/п Зимовниковского района

Все указанные ветроэлектростанции (ВЭС) являются субъектами оптового рынка электроэнергии и поставляют электроэнергию на оптовый рынок. Поставка электроэнергии указанными субъектами напрямую потребителю не предусмотрена действующим законодательством.

С технической точки зрения, подключение напрямую к ВЭС не целесообразно, так как режим выдачи мощности ВЭС в сеть неравномерный в течение суток и года, и гарантировать стабильное электроснабжение

инвестору невозможно. Также ВЭС выдают мощность на уровне напряжения 35 кВ, что потребует от инвестора дополнительного строительства ПС 35/10 кВ.

Для трансформации электроэнергии, производимой ВЭС, используются трансформаторные подстанции, к которым возможно подключение новых инвесторов. Стоимость электроэнергии при этом для инвесторов не изменится, однако возможно минимизировать стоимость подключения к электрическим сетям в случае размещения инвестплощадки в непосредственной близости от подстанции.

Так, вблизи города Гуково филиалом ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» была построена ПС 110 кВ Заря для выдачи в сеть мощности Гуковской ВЭС.

На ПС 110 кВ Заря установлены трансформаторы 110/35/10 кВ 2×63 МВА. К данной подстанции возможно подключение инвесторов общей мощностью порядка 60 МВт по 3-й категории надежности (от ПС 110 кВ Заря отходит одна линия электропередачи 110 кВ).

Для этого филиалу ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» необходимо будет выполнить:

строительство ячеек 35 кВ в случае подключения инвестора на уровне напряжения 35 кВ;

строительство распределительного устройства 10 кВ в случае подключения инвестора на уровне напряжения 10 кВ.

С целью минимизации стоимости подключения целесообразно размещать инвестплощадку вблизи ПС 110 кВ Заря.

Территории опережающего социально-экономического развития «Зверево» и «Донецк».

16 марта 2018 г. принято постановление Правительства Российской Федерации № 263 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Зверево».

Территория опережающего социально-экономического развития «Зверево» (далее – ТОСЭР «Зверево») создается в целях содействия развитию города Зверево путем диверсификации экономики, привлечения в монопрофильное муниципальное образование инвестиций и создания новых рабочих мест, не связанных с деятельностью градообразующей организации АО «ШАХТОУПРАВЛЕНИЕ «ОБУХОВСКАЯ», производства экспортноориентированной и импортозамещающей продукции.

16 марта 2018 г. принято постановление Правительства Российской Федерации № 280 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Донецк».

Территория опережающего социально-экономического развития «Донецк» (далее – ТОСЭР «Донецк») создается в целях содействия развитию города Донецка путем диверсификации экономики, привлечения в монопрофильное муниципальное образование инвестиций и создания новых рабочих мест, не связанных с деятельностью градообразующей организации

ОАО «Донецкая мануфактура М», производства экспортноориентированной и импортозамещающей продукции.

По состоянию на 1 марта 2022 г. потребности резидентов ТОСЭР «Зверево» и ТОСЭР «Донецк» в электрической энергии обеспечиваются существующими электрическими сетями. В случае подачи заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям, мероприятия для обеспечения технологического присоединения указанных в заявках объектов, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

5.15. Анализ

инвестиционных проектов в отдельных районах Ростовской области

По данным органов исполнительной власти Ростовской области, на территории Ростовской области запланирована реализация ряда крупных инвестиционных и инфраструктурных проектов. На момент формирования текущей схемы и программы Ростовской области информация о параметрах технологического присоединения перспективной нагрузки, а также сведения о поданных заявках и/или заключенных договорах на технологическое присоединения к электрическим сетям новых энергопринимающих устройств при реализации данных инвестиционных проектов отсутствует. В связи с чем перспективная нагрузка представленных в данном разделе инвестиционных проектов, не может быть учтена базовом прогнозе потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области.

Ниже приведена информация о перспективных инвестиционных и инфраструктурных проектах, сгруппированных по районам Ростовской области.

г. Батайск.

Город Батайск расположен в 15 км юго-восточнее г. Ростова-на-Дону и входит в Ростовскую агломерацию.

На территории г. Батайска расположены ПС 110 кВ БТ1, ПС 110 кВ БТ2, ПС 110 кВ БТ3, ПС 110 кВ БОС.

Анализ загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ, расположенных в районе г. Батайска, приведен в таблице № 59.

АНАЛИЗ
загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ, расположенных в районе г. Батайска

№ п/п	Наименование ПС	Располагаемая мощность (мегавольт-ампер)	Максимальная нагрузка в день контрольных замеров за 5 лет (мегавольт-ампер)	Прирост нагрузки (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов, (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов от Сдоп (процентов)	Резерв (мегавольт-ампер)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 110 кВ БТ1	28,2	28,4	0,0	28,4	100,8	отсутствует
2.	ПС 110 кВ БТ2	28,4	16,3	5,2	21,6	76,1	6,8
3.	ПС 110 кВ БТ3	28,9	19,1	5,5	24,6	85,1	4,3
4.	ПС 110 кВ БОС	7,3	3,7	1,0	4,8	65,0	2,6

В рамках схемы и программы развития рекомендована замена трансформаторов на:

ПС 110 кВ БТ1 с 2х25 МВА на 2х40 МВА в 2026 году;

ПС 110 кВ БТ2 с 25+40 МВА на 2х40 МВА (мероприятие может быть выполнено в рамках реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол»).

На остальных ПС 110 кВ, расположенных в г. Батайска, существует резерв мощности для технологического присоединения.

В таблице № 60 представлен перечень инвестиционных проектов, планируемых к реализации в г. Батайске.

Таблица № 60

ПЕРЕЧЕНЬ
инвестиционных проектов, планируемых к реализации в г. Батайске

№ п/п	Наименование	Месторасположение	Мощность (киловатт)	Центр питания (предварительно)	Год ввода
1	2	3	4	5	6
1.	Детский сад на 200 мест, S _{зу} =8 399 кв. м	г. Батайск, ул. Леонова, 9 мкр. «Прибрежный» (кн.61:46:0010602:133)	200	ПС 110 кВ БТ1	2024 – 2025
2.	Детский сад на 70 мест, S _{зу} =3 081 кв. м	г. Батайск, в мкр. «Зеленый луг», ул. Клеверная, 31 (кн.61:46:0010502:399)	140	ПС 110 кВ БТ1	н/д
3.	Школа на 600 мест, S _{зу} =27 223 кв. м	г. Батайск, ул. Леонова, 8 (кн.61:46:0010602:1039)	340	ПС 110 кВ БТ1	2024 – 2025
4.	Пристройка на 300 мест, S _{зу} =26 596 кв. м	г. Батайск, ул. Белорусская, 86 (кн.61:46:0010403:2137)	182	ПС 110 кВ БТ1	2024 – 2025
5.	Школа на 1340 мест, S _{зу} =30 850 кв. м	г. Батайск, мкр. «Радужный», ул. 1-й Пятилетки, 8Ж (кн.61:46:0010501:778)	577	ПС 110 кВ БТ1	2025 – 2026
6.	Школа на 1340 мест, S _{зу} =30 000 кв. м	г. Батайск, мкр. «Гайдара», ул. 1-й Пятилетки (кн.61:46:0010502:1897)	577	ПС 110 кВ БТ1	2025 – 2026
7.	Строительство средней школы на 1340 мест, S _{зу} =27 004 кв.м	г. Батайск, ул. Ставропольская, 50 (кн.61:46:0010304:2340)	577	ПС 110 кВ БТ1	2023 – 2024
8.	Планируемый детский сад на 120 мест	г. Батайск, ул. 1-й Пятилетки, Западный район, «Грин парк»	180	ПС 110 кВ БТ1	2026 – 2027
9.	Строительство крытого ледового катка площадью 30 000 кв. м	г. Батайск, зу с кадастровым номером 61:46:0010602:114	550	ПС 110 кВ БТ1	н/д
10.	Строительство детского сада на 120 мест	г. Батайск, ул. Половинко	180	ПС 110 кВ БТ1	2028 – 2029

1	2	3	4	5	6
11.	Комплексное развитие территорий, ул. Огородная, 80, 5 га	г. Батайск, ул. Огородная, 80	1200	ПС 110 кВ БТ1	2022 – 2024
12.	Многоквартирное (высотное) жилищное строительство	г. Батайск, ул. Половинко, 2 га	600	ПС 110 кВ БТ1	2022 – 2024
13.	Комплексное развитие территорий, ул. Котова, 5 га	г. Батайск, ул. Котова	1000	ПС 110 кВ БТ1	2023 – 2025
14.	Строительство завода газобетона «Русант», 2 га	г. Батайск, ш. Западное	3000	ПС 110 кВ БТ1	2022 – 2025
15.	Планируемая средняя школа на 1340 мест «Город Озер»	г. Батайск, ш. Восточное, 9	577	ПС 110 кВ БТ2	2026 – 2027
16.	Планируемый детский сад на 510 мест «Город Озер»	г. Батайск, ш. Восточное, 9	370	ПС 110 кВ БТ2	2026 – 2027
17.	Планируемый детский сад на 210 мест «Город Озер»	г. Батайск, ш. Восточное, 9	200	ПС 110 кВ БТ2	2026 – 2027
18.	Планируемый детский сад на 160 мест площадью 6102 кв. м	г. Батайск, Авиагородок, зу с кадастровым номером 61:46:0012201:4784	180	ПС 110 кВ БТ2	2027 – 2028
19.	Планируется к включению в генеральный план три детских сада на 690 мест в районе ДНТ «Донская Чаша»	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	660	ПС 110 кВ БТ2	2027 – 2028
20.	Планируется к включению в генеральный план школа на 1050 мест в районе ДНТ «Донская Чаша»	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	480	ПС 110 кВ БТ2	2028 – 2029
21.	Планируется к включению в ген. план школу на 600мест в районе	г. Батайск, ул. Воровского	340	ПС 110 кВ БТ2	2028 – 2029
22.	Планируется к включению в генеральный план поликлиника на 200 посещений в смену в районе ДНТ «Донская Чаша»	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	250	ПС 110 кВ БТ2	2027 – 2028
23.	Комплексное развитие территорий, с северной стороны территории ДНТ «Донская Чаша» 19,9732 га	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	4000	ПС 110 кВ БТ2	н/д

1	2	3	4	5	6
24.	Комплексное развитие территорий, с северной стороны ДНТ «Донская Чаша», 19,7478 га	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	3800	ПС 110 кВ БТ2	н/д
25.	Комплексное развитие территорий, с северной стороны ДНТ «Донская Чаша», 15,5459 га	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	3100	ПС 110 кВ БТ2	н/д
26.	Коммерческая жилая застройка, с северной стороны ДНТ «Донская Чаша», 1,2352 га	г. Батайск, ДНТ «Донская Чаша»	250	ПС 110 кВ БТ2	н/д
27.	Детский сад пер. Учебный, на 80 мест (кн.614600000000)	г. Батайск	160	ПС 110 кВ БТ3	н/д
28.	Детский сад на 90 мест, южная часть района застройки (ПЧЛ) (кн. 61:46:0012401:545).	г. Батайск	180	ПС 110 кВ БТ3	н/д
29.	Поликлиника в районе РДВС (кн.61:46:0012103:593),	г. Батайск	250	ПС 110 кВ БТ3	2023
30.	ОРТК «Южный ХАБ», 70 га	г. Батайск, ул. Залесье,	34456	ПС 110 кВ БОС	2022 – 2025
	ИТОГО		58556		

Аксайский район.

Аксайский район находится в центральной части Ростовской области. На территории Аксайского района расположены ПС 110 кВ АС1, ПС 110 кВ АС10, ПС 110 кВ АС11, ПС 110 кВ АС12, ПС 110 кВ АС15, ПС 110 кВ АС4, ПС 110 кВ АС6, ПС 110 кВ КС3, ПС 110 кВ НГ8.

Анализ загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ, расположенных в Аксайском районе, приведен в таблице № 61.

Таблица № 61

АНАЛИЗ
загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ, расположенных в Аксайском районе

№ п/п	Наименование ПС	Располагаемая мощность (мегавольт-ампер)	Максимальная нагрузка в день КЗ за 5 лет (мегавольт-ампер)	Прирост нагрузки (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов от Сдоп (процентов)	Резерв (мегавольт-ампер)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 110 кВ АС1	12,5	16,7	7,4	24,1	192,9	отсутствует
2.	ПС 110 кВ АС10	46,8	11,2	11,3	22,5	48,1	24,3
3.	ПС 110 кВ АС11	18,6	16,5	1,4	18,0	96,3	0,7
4.	ПС 110 кВ АС12	7,1	13,7	2,1	15,8	222,8	отсутствует
5.	ПС 110 кВ АС15	29,3	16,1	6,1	22,3	76,1	7,0
6.	ПС 110 кВ АС4	7,1	6,6	0,6	7,1	100,3	0,7
7.	ПС 110 кВ АС6	7,3	2,5	0,3	2,9	39,1	4,5
8.	ПС 110 кВ КС3	36,4	21,8	0,1	21,9	60,2	14,5
9.	ПС 110 кВ НГ8	5,9	1,4		1,4	23,1	4,5

В рамках схемы и программы развития рекомендована замена трансформаторов:

ПС 110 кВ АС1 с 2х10 МВА на 2х25 МВА в 2022 году;

ПС 110 кВ АС12 с 2х6,3 МВА на 2х16 МВА в 2022 году.

На остальных ПС 110 кВ Аксайского района существует резерв мощности для технологического присоединения.

В таблице № 62 представлен перечень инвестиционных проектов, планируемых к реализации в Аксайском районе.

Таблица № 62

ПЕРЕЧЕНЬ
инвестиционных проектов, планируемых к реализации в Аксайском районе

№ п/п	Наименование	Месторасположение	Мощность, кВт	Центр питания (предварительно)	Год ввода	Название и суть инвестиционного проекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	ИП Абачараева Н.Л.	Аксайский район, х. Ленина, ул. Пионерская, 122	4400	ПС 110 кВ Ленин / ПС 110 кВ АС4	2022	–
2.	ООО «БОНУМ»	Аксайский район, в границах участка АО «Родина»	4400	ПС 110 кВ Ленин / ПС 110 кВ АС4	2024	строительство завода по производству емкостных полуприцепов по адресу: Ростовская область, Аксайский район, в границах участка АО «Родина»
	ИТОГО		8800			

По данным филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» в настоящий момент сформирован проект ТУ на ТП для присоединения энергопринимающих устройств ИП Абачараева Н.Л., содержащие следующие мероприятия:

строительство ПС 110 кВ Ленин (мощность трансформаторов определяется проектом);

строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками до новой ПС 110 кВ Ленин (марка, сечение и длина провода определяется проектом);

строительство отпайки от ВЛ 110 кВ БТЗ – БТ2 до новой ПС 110 кВ Ленин (марка, сечение и длина провода определяется проектом).

Миллеровский район.

Миллеровский район располагается на северо-западе Ростовской области.

На территории Миллеровского района расположены ПС 110 кВ Сулин, ПС 110 кВ ГОК, ПС 110 кВ Колодезьянская, ПС 110 кВ Маяк, ПС 110 кВ Миллеровская, ПС 110 кВ Промзона, ПС 110 кВ Туриловская

Анализ загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ, расположенных в Миллеровском районе, приведен в таблице № 63.

Таблица № 63

АНАЛИЗ загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ расположенных в Миллеровском районе

№ п/п	Наименование ПС	Располагаемая мощность (мегавольт-ампер)	Максимальная нагрузка в день контрольных замеров за 5 лет (мегавольт-ампер)	Прирост нагрузки (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов (мегавольт-ампер)	Загрузка с учетом приростов от Сдоп (процентов)	Резерв (мегавольт-ампер)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 110 кВ ГОК	37,876	18,400	0,792	19,192	50,700	18,700
2.	ПС 110 кВ Колодезьянская	7,276	1,096	0,015	1,110	15,300	6,200
3.	ПС 110 кВ Маяк	7,346	1,670	0,007	1,677	22,800	5,700
4.	ПС 110 кВ Миллеровская	11,550	3,415	0,003	3,418	29,600	8,100
5.	ПС 110 кВ Промзона	24,280	11,960	0,009	11,969	49,300	12,300
6.	ПС 110 кВ Сулин	18,656	2,320	0,015	2,335	12,500	16,300
7.	ПС 110 кВ Туриловская	3,519	1,270	0,009	1,279	36,300	2,200

На всех рассмотренных ПС 110 кВ Миллеровского района существует резерв мощности для технологического присоединения. Однако существующая пропускная способность электрических сетей, питающих ПС 110 кВ Миллеровского района, практически исчерпана.

В таблице № 64 представлен перечень инвестиционных проектов, планируемых к реализации в Миллеровском районе.

Таблица № 64

ПЕРЕЧЕНЬ
инвестиционных проектов, планируемых к реализации в Миллеровском районе

№ п/п	Наименование	Месторасположение	Мощность (кВт)	Центр питания (предварительно)	Год ввода	Название и суть инвестиционного проекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	ООО «АМИЛКО»	г. Миллерово, ул. Промышленная, 22	25000	ПС 110 кВ Амилко	2025	строительство завода по производству крахмалопродуктов из пшеницы (текущее потребление 3,57 МВт)
2.	ООО «Мальчевский производственный комплекс «Светлый»»	Миллеровский район, ст. Мальчевская, ул. Железнодорож- ная	1500	ПС 110 кВ Колодезянская / ПС 110 кВ Туриловская	2023	—
	ИТОГО	—	26500	—	—	—

По данным филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» в настоящий момент сформирован проект ТУ на ТП для присоединения энергопринимающих устройств ООО «АМИЛКО» заявленной мощностью 7,57 МВт, содержащий следующие мероприятия:

строительство ПС 110 кВ Амилко (мощность трансформаторов определяется проектом);

строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Погорелово до новой ПС 110 кВ Амилко (марка, сечение и длина провода определяется проектом);

строительство необходимого количества коммутационной аппаратов для подключения ЛЭП 110 кВ на ПС 220 кВ Погорелово (номинальные параметры оборудования определяются при проектировании).

Инвестиционные проекты сельскохозяйственного комплекса.

Ростовская область – один из крупнейших сельскохозяйственных регионов Российской Федерации. На территории в 100 тысяч квадратных километров проживает 4,2 млн человек, из них третья часть в сельской местности – 1,3 млн человек. По данным министерства сельского хозяйства и продовольствия Ростовской области, запланирована реализация крупных инвестиционных проектов. Перечень данных проектов представлен в таблице № 65.

Таблица № 65

**ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ
сельскохозяйственного комплекса**

№ п/п	Наименование	Месторасположение	Мощность (кВт)	Центр питания (предварительно)	Год ввода
1	2	3	4	5	6
1.	ООО «ВТД ТД»	Мясниковский район, с.Султан-Салы, ул. Промышленная	540	ПС 110 кВ Р29	2023
2.	Акционерное общество «Кагальницкий мясокостный завод» (АО «КМЗ»)	Орловский район п. Орловский, 1,2 км автодороги п. Орловский – х. Майорский	1200	ПС 35 кВ Майорская (ПС 110 кВ Орловская)	2024
3.	Акционерное общество «Кагальницкий мясокостный завод» (АО «КМЗ»)	Кагальницкий район, п. Мокрый Батай, 1,5 км северо-западнее пос. Мокрый Батай	1300	ПС 110 кВ БОС	2022
4.	ООО «АСВА»	Азовский район 4 км на восток от ГТС «Красногоровка»	4200	ПС 110 кВ А25	2024
5.	ИП Крютченко А.В.	Каменский район, п. Заводской, земельный участок с кад. номером 61:15:0601601	300	ПС 110 кВ К4	2023

Все указанные выше варианты технических решений по обеспечению схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств перспективных потребителей носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, и Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

5.16. Перечень мероприятий
по развитию электрической сети
напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области определены объемы электросетевого строительства.

Перечень мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области приведен в таблице № 66.

Таблица № 66

ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области

№ п.п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (рекомендуемый)	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напряжений (киловатт)	Количество × цепность × километр	Шт. × мегавольт-ампер / мегавольта мпер реактивный	Схема РУ / количество ячеек (штук)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА)	220/10	—	2×40	—	2024	АО «ДонБиоТех»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ДонБиоТех». Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы, утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «ДонБиоТех» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 05.02.2019, от 01.07.2019, от 25.11.2020, от 27.12.2021.
2.	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская трансформаторной	220/110/6/6	—	2×125	—	2022	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Новошахтинский завод

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	мощностью 250 МВА (2×125 МВА)							нефтепродуктов». Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 гг. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» от 16.07.2021.
3.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская ориентировочной протяженностью 31 км (2×15,5 км)	220	2×15,5	–	–	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	
4.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая № 2 и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая.	110	2×2,3	–	–	2022	ОАО «РЖД»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.08.2017 с изменениями от 29.05.2019
5.	Расширение ПС 220 кВ Зимовники на две линейные ячейки 110 кВ.	110	–	–	–	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	
6.	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменой трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	110/27,5/ 10	–	2×40	–	2022	ОАО «РЖД»	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т-1 (25 МВА) и Т-2 (40 МВА) на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 2×40 МВА	110	–	2×40 ¹¹	–	2022	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 28.10.2015 с изменениями от 30.10.2017 и от 21.05.2020
8.	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 3,7 МВА)	110/35/10	–	1×10	–	2023	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 27.07.2020
9.	Реконструкция ПС 110 кВ ГП с увеличением трансформаторной мощности до 25+20 МВА	110/10	–	1×25	–	2022	АО «Донэнерго»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахтинский полиэфирный завод». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств

¹¹ Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ БТ2 с выполнением замены трансформаторов являются актуальными только при условии продления срока действия ТУ на ТП.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	(замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор 25 МВА)							ООО «Шахтинский полиэфирный завод» к электрическим сетям АО «Донэнерго» от 21.07.2020 (договор ТП от 21.07.2020 № 144/20/ШМЭС/ШРЭС) и ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства АО «Донэнерго» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг», утвержденные 30.10.2020
10.	Строительство ПС 110/10 кВ Заявителя с двумя трансформаторами по 16 МВА	110/10	—	2×16	—	2023	ПАО «Роствертол»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ООО «Ростсельмашэнерго» от 25.04.2016 с изменениями от 29.04.2019, от 31.01.2022
11.	Строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь (опора № 14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь (опора № 14) до ПС 110 кВ Заявителя	110	определить проектом	—	—	2023		
12.	Строительство ПС 110 кВ Садкинская – Восточная с двумя трансформаторами по 10 МВА	110/6,6/6.3	—	2×10	—	2022	ООО «Шахта Садкинская – Восточная»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская – Восточная». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13.	Строительство ВЛ 110 кВ с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская – Восточная	110	определить проектом	–	–	2022		
14.	Строительство ВЛ 110 кВ с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская – Восточная	110	определить проектом	–	–	2022		
15.	Строительство ПС 110 кВ Проект- Девелопмент с установкой одного трансформатора мощностью 25 МВА	110/10	–	1×25	–	2022	ООО «Проект- Девелопмент»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Проект-Девелопмент». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Проект-Девелопмент» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 19.02.2020
16.	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ от опоры № 35	110	определить проектом	–	–	2022		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ Проект-Девелопмент							с изменениями от 27.07.2020
17.	Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с установкой одного трансформатора мощностью 25 МВА	110/10	–	1×25	–	2023	ООО АПК «Сальский»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО АПК «Сальский». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО АПК «Сальский» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 02.09.2020
18.	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 50 ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский	110	определить проектом	–	–	2023		
Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов, технического состояния								
19.	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с увеличением трансформаторной мощности до 2×25 МВА	110/35/10	–	2×25	–	2022	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
20.	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с увеличением трансформаторной мощности до 2×16 МВА	110/35/10	–	2×16	–	2022	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21.	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 с увеличением трансформаторной мощности до 2×40 МВА	110/10/6	–	2×40	–	2023	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
22.	Реконструкция ПС 110 кВ Т1 с увеличением трансформаторной мощности до 40+40 МВА	110/35/6	–	1×40	–	2022	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
23.	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с увеличением трансформаторной мощности до 2×40 МВА	110/35/ 10	–	2×40	–	2022	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
24.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с увеличением трансформаторной мощности до 40+40 МВА	110/6	–	2×40	–	2026	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме
25.	Реконструкция ПС 110 кВ Б4 с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА без увеличения трансформаторной мощности	110/35/ 10	–	1×16	–	2026	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26.	Строительство новой ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с переводом питания потребителей ПС 35/6кВ Шлюзовая и ПС 110/35/6 кВ Центральная на новую ПС, строительством заходов ВЛ 110кВ, ВЛ 35 кВ и ВЛ 6 кВ на новую ПС (с увеличением трансформаторной мощности на 32 МВА по классу напряжения 110 кВ). Реконструкция ВЛ 35 кВ Шлюзовая – Романовская (протяженностью 26,54 км)	110	–	2×16	–	2024	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	техническое состояние существующего оборудования на ПС 110/35/6 кВ Центральная и ПС 35/6 кВ Шлюзовая
27.	Перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ с сооружением РУ 110 кВ, заменой двух существующих трансформаторов 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ, мощностью 10 МВА каждый,	110/35/6	2×1×2	2×10	4	2026	филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	устранение недопустимой перегрузки оборудования 35 кВ и поддержания допустимых уровней напряжения в прилегающей сети 35 кВ

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	и строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ КСЗ – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до РУ 11 кВ ПС 110 кВ АС8							

5.17. Предложения
по корректировке сроков ввода электросетевых
объектов 220 кВ и выше относительно актуальной схемы
и программы перспективного развития ЕЭС России

Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в проект СиПР ЕЭС России 2022 – 2028, отсутствуют.

5.18. Рекомендации
в части регулирования напряжения
и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше

По результатам проведенных расчетов электроэнергетических режимов ЭС Ростовской области для режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭС Ростовской области для нормальной и основных ремонтных схем на период 2022 – 2026 годы необходимости в реализации мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не выявлено.

5.19. Рекомендации
по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых
на территории энергосистемы Ростовской области на период 2022 – 2026 годы

АО «ДонБиоТех».

Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2 x 40 МВА).

Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2 × 40 МВА) рекомендуется выполнить по схеме 5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий или по схеме 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Для подключения ПС 220 кВ Донбиотех планируется использовать подготовленные ПАО «ФСК ЕЭС» заходы от ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех протяженностью 2x0,5 км с последующим образованием ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Донбиотех и ВЛ 220 кВ Волгодонск – Донбиотех.

АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов».

Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА).

Для подключения ПС 220 кВ Новошахтинская планируется выполнить реконструкцию ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты в объеме сооружения двух одноцепных участков ориентировочно по 15,5 км с образованием: ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Новошахтинская ориентировочно 16,4 км и ВЛ 220 кВ Шахты – Новошахтинская ориентировочно 48,5 км.

ПАО «Роствертол».

Строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами напряжением 110/10 кВ, мощностью по 16 МВА каждый, по схеме «4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

Для подключения ПС 110 кВ Заявителя планируется строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь (опора № 14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь (опора № 14) до ПС 110 кВ Заявителя.

ООО «Шахта Садкинская – Восточная».

Строительство ПС 110 кВ Садкинская – Восточная с двумя трансформаторами напряжением 110/6,6/6,3 кВ, мощностью по 10 МВА каждый.

Для подключения ПС 110 кВ Садкинская – Восточная планируется строительство ВЛ 110 кВ с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская и от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская – Восточная.

ООО «Проект-Девелопмент».

Строительство ПС 110 кВ Проект-Девелопмент с одним трансформатором напряжением 110/10 кВ, мощностью 25 МВА.

Для подключения ПС 110 кВ Проект-Девелопмент планируется строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 35 ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ Проект-Девелопмент.

ООО АПК «Сальский».

Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с одним трансформатором мощностью 25 МВА.

Для подключения ПС 110 кВ АПК Сальский планируется строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 50 ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский.

5.20. Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей

Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей дополнительно к выполнению мероприятий, указанных в таблице № 66, отсутствуют.

5.21. Обоснования предлагаемых субъектами мероприятий по развитию электрических сетей

Предложения филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»:

филиалом ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» (письмо от 12.04.2019 № РЭ/1300/461) предлагается выполнить строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой трансформаторов 2 x 16 МВА.

В соответствии с актом освидетельствования технического состояния подстанции «Центральная», актом освидетельствования технического состояния подстанции «Шлюзовая», актом проверки необходимости проведения строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая от 16.12.2016 установлено следующее:

ПС 35/6 кВ Шлюзовая. Все оборудование подстанции находится в эксплуатации с 1952 года, оборудование морально и физически изношено, техническое освидетельствование оборудования подстанции выявило ряд существенных недостатков, реконструкция подстанции на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

ПС 110/35/6 кВ Центральная. Все оборудование подстанции находится в эксплуатации с 1951 года, оборудование морально и физически изношено, результаты осмотра оборудования подстанции выявили ряд существенных недостатков, реконструкция подстанции на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

Филиалом ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» предлагается к рассмотрению вариант строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с демонтажом ПС 110 кВ Центральная, ПС 35 кВ Шлюзовая и переводом питания потребителей ПС 110 кВ Центральная и ПС 35 кВ Шлюзовая на новую ПС 110 кВ Шлюзовая, выполнение реконструкции ВЛ 35 кВ Шлюзовая – Романовская (3,7 километра).

С учетом вышеизложенного и существующей нагрузки ПС 110 кВ Центральная 12,2 МВА целесообразно выполнить сооружение ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой трансформаторов мощностью 2 x 16 МВА.

Схема присоединения ПС 110 кВ Шлюзовая подлежит определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (в соответствии с п. 2 Правил действие Правил распространяется на случаи изменения точек присоединения, не влекущих пересмотра величины максимальной мощности, но изменяющих схему внешнего электроснабжения ранее присоединенных энергопринимающих устройств).

**5.22. Сводные данные
по развитию электрической сети
энергосистемы Ростовской области на период 2022 – 2026 годы**

В таблице № 67 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2022 – 2026 годах, с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице № 66. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица № 67

**СВОДНЫЕ ДАННЫЕ
по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2022 – 2026 годах**

Наименование	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	Всего 2022 – 2026 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 500 кВ	километров	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	километров	31,0	–	–	–	–	31,0
ВЛ 110 кВ	километров	4,6	–	–	–	4,0	8,6
ПС 500 кВ	мегавольт-ампер	–	–	–	–	–	–
ПС 220 кВ	мегавольт-ампер	330,0	–	–	–	–	330,0
ПС 110 кВ	мегавольт-ампер	432,0	147,0	32,0	–	116,0	727,0

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

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

Параметры уровня надежности реализуемых товаров (услуг) (далее – показатели надежности) определяются как средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saidi}) и средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi}) при произошедших технологических нарушениях в электросетевом комплексе за расчетный период.

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

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

В таблице № 68 приведены плановые показатели надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Ростовской области, утвержденные Постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 11.06.2020 № 26/1 «О внесении изменений в Постановление Региональной службы по тарифам Ростовской области от 28.12.2017 № 86/7 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между АО «Донэнерго» и филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»». Данные учитывают темп улучшения показателей с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемого равным 0,015.

Таблица № 68

ПЛАНОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
надежности и качества услуг по передаче электроэнергии
субъектов энергетики Ростовской области

Субъект	Наименование показателя	Значение показателя					
		2021 год	2022 год	2023* год	2024* год	2025* год	2026* год
1	2	3	4	5	6	7	8
Филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})	8,130	8,008	–	–	–	–
Филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго»	средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})	2,437	2,400	–	–	–	–
АО «Донэнерго»	средняя продолжительность	1,213	1,195	–	–	–	–

	прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})						
АО «Донэнерго»	средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})	0,676	0,666	—	—	—	—

* На момент выполнения работы данные по плановым показателям надежности электроснабжения потребителей в энергосистеме Ростовской области за 2023 – 2026 годы не представлены.

На основании представленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица № 69, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и представленных ими данных.

На основании анализа таблицы № 69 можно сделать вывод, что показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi}) и показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi}) на протяжении рассматриваемого периода имеют тенденцию к снижению, что положительно характеризует уровень надежности и качества услуг по передаче электроэнергии по энергосистеме Ростовской области.

Таблица № 69

СВОДНЫЕ ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Наименование показателя	Значение показателя					
	2021 год	2022 год	2023* год	2024* год	2025* год	2026* год
1	2	3	4	5	6	7
Средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})	5,174	5,096	—	—	—	—
Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi})	1,757	1,731	—	—	—	—

* На момент выполнения работы данные по плановым показателям надежности электроснабжения потребителей в энергосистеме Ростовской области за 2023 – 2026 годы не представлены.

6. Схема развития электроэнергетики Ростовской области

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области на 2026 год является неотъемлемой частью программы развития электроэнергетики и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области представлена в виде карты-схемы, на которую нанесены:

- существующие и планируемые к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции напряжением 110 кВ и выше;

- существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт;

- сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ;

- существующие и планируемые к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии.

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области на 2026 год представлена на рисунке 14.

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на 2026 год представлена на рисунке 15.

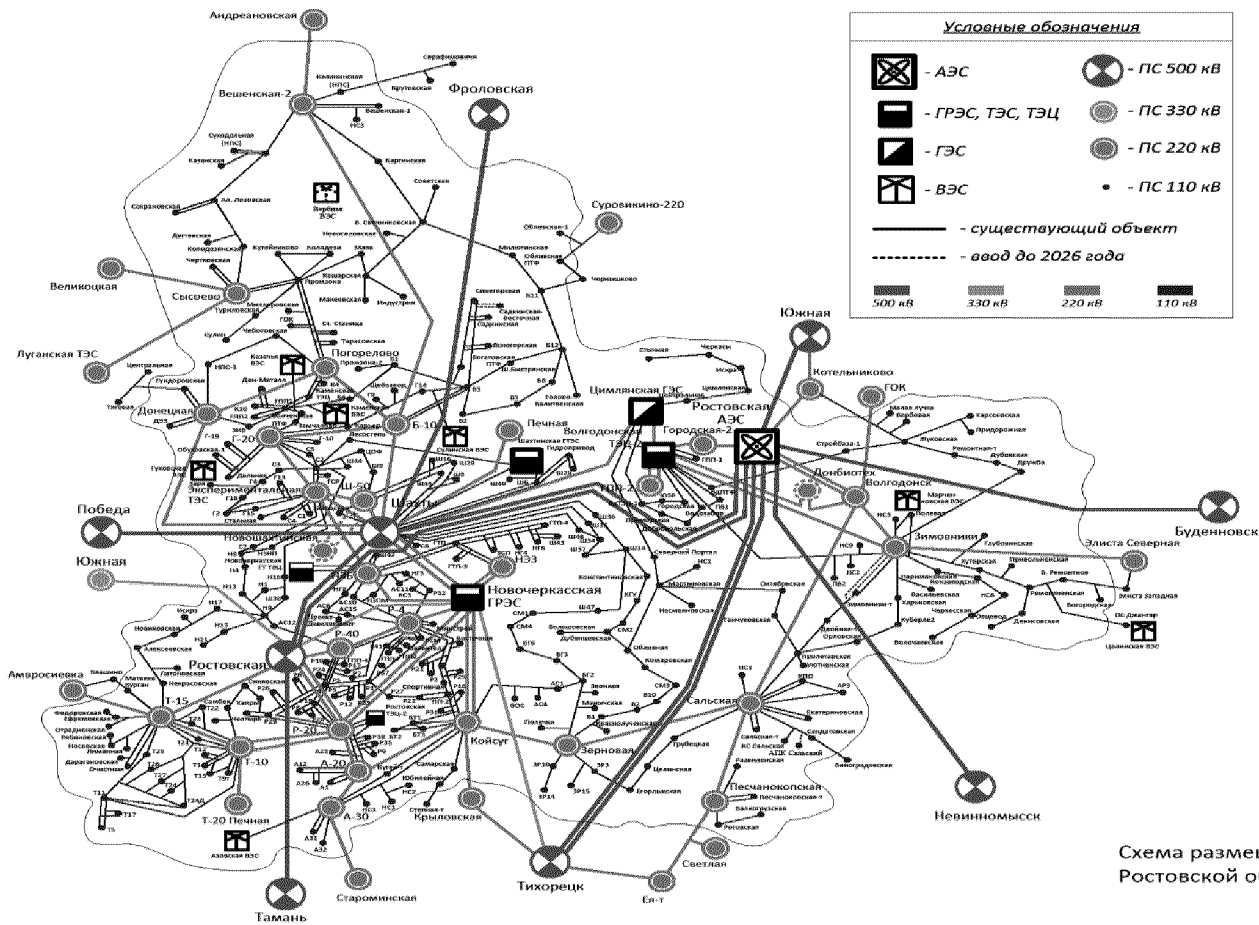


Рисунок 14

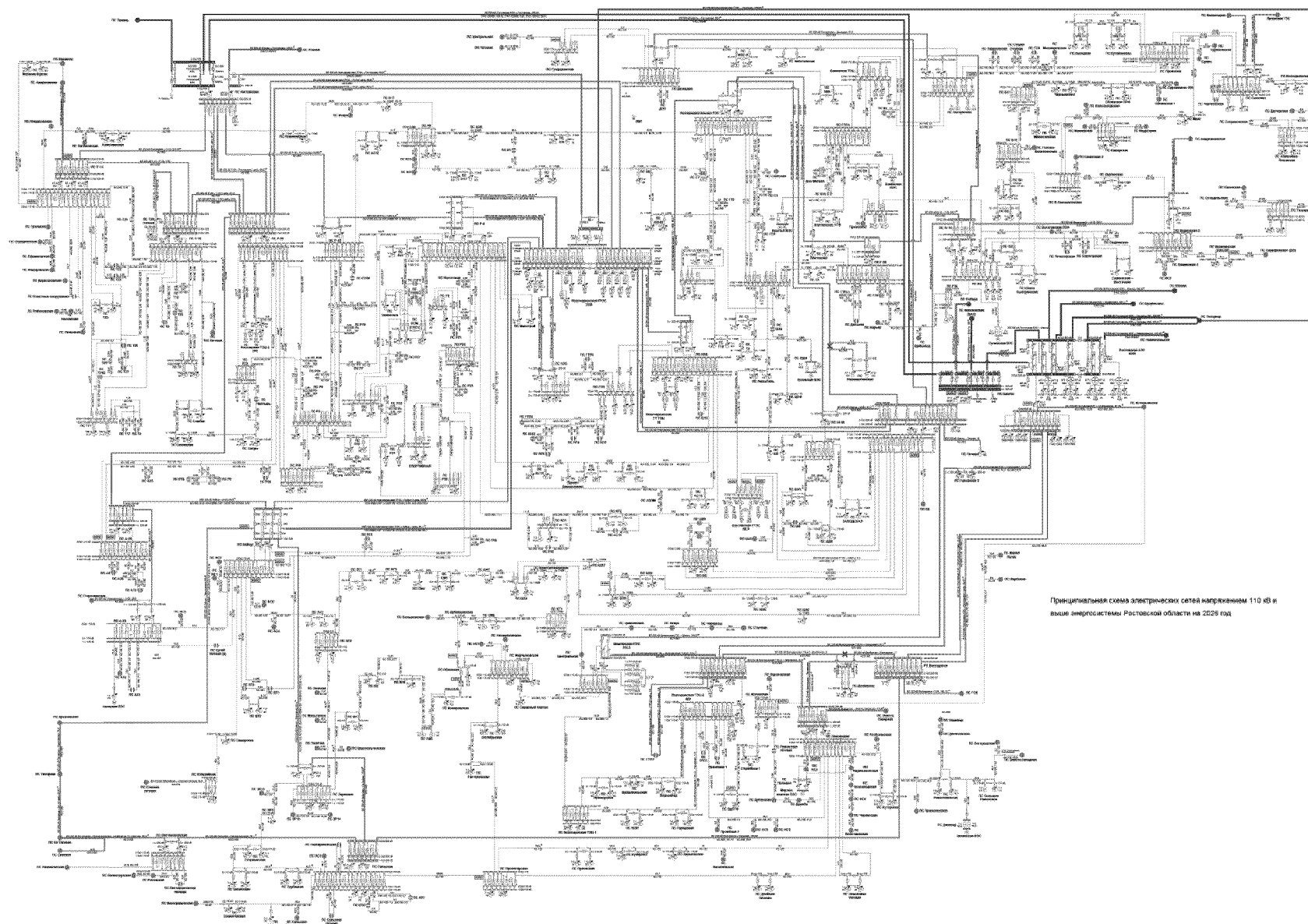


Рисунок 15

7. Заключение

В рамках настоящей НИР была достигнута ее основная цель – разработаны предложения 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 на территории Ростовской области.

Достижение этой цели потребовало комплексного решения ряда задач: качественно-количественный анализ перспективного баланса электроэнергии и мощности на перспективу 2022 – 2026 (задача решена в полном объеме);

разработка математических моделей энергосистемы Ростовской области на перспективу 2022 – 2026 с учетом факторов сезонности, неравномерности потребления нагрузки во времени, температуры окружающего воздуха и иных влияющих факторов (задача выполнена в полном объеме);

формирование перечня рекомендаций по размещению новых генерирующих мощностей на территории Ростовской области (задача выполнена в полном объеме);

формирование перечня рекомендаций по техническому перевооружению и реконструкции существующей энергосистемы Ростовской области (задача выполнена в полном объеме), а также новому строительству размещению объектов сетевой инфраструктуры;

разработка рекомендаций по скоординированному развитию генерирующих мощностей объектов электросетевого хозяйства в энергосистеме Ростовской области классом напряжения 110 кВ и выше на перспективу 2022 – 2026 годов с разбивкой по годам (задача выполнена в полном объеме).

Научно-технический уровень выполненной НИР соответствует достижениям лучших работ в данной области. Проведены необходимые для данного вида работ технический и экономический анализ, разработаны актуальные математические модели энергосистемы Ростовской области, согласованные с филиалом АО «Системный оператор единой энергетической системы» Ростовское РДУ (письмо № Р46-62-П-19-402 от 03.03.2022).

Технико-экономический анализ предложенных мероприятий позволяет заключить, что рекомендации, данные в настоящей работе, экономически оправданы и позволяют эффективно расходовать инвестиционные средства соразмерно актуальным проблемам электроэнергетики Ростовской области и будущим вызовам.

Результаты настоящей НИР могут быть использованы в решении задачи адекватного развития электроэнергетики Ростовской области в период 2022 – 2026 годов при соблюдении сроков и объемов мероприятий, представленных в настоящей работе в таблице № 66.

Предложения
по развитию отдельных территорий Ростовской области

Существует повышенный интерес со стороны потенциальных инвесторов к следующим территориям Ростовской области:

1. На границе г. Батайска и г. Ростова-на-Дону с планируемой максимальной мощностью присоединяемых объектов 16-40 МВт (для потребителей, в том числе, территорий, примыкающих к Сальскому кольцу и х. Ленина Аксайского района).

2. В Аксайском районе с планируемой максимальной мощностью присоединяемых объектов 16-40 МВт (для потребителей, в том числе, территорий, примыкающих к Восточному въезду до п. Рассвет).

3. В районе Северного обхода г. Ростова-на-Дону с планируемой максимальной мощностью присоединяемых объектов 16-40 МВт (для потребителей территорий, примыкающих к с. Султан Салы, с. Большие Салы, х. Щепкин).

4. На территории Восточной индустриальной площадки ТОСЭР «Гуково» с планируемой максимальной мощностью присоединяемых объектов 16-40 МВт.

5. В г. Красном Сулине с планируемой максимальной мощностью присоединяемых объектов до 200 МВт (например, ООО «Южсталь» осуществляет разработку схемы внешнего электроснабжения с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 80 МВт).

6. Агроиндустриальных полюсов роста в Миллеровском районе Ростовской области – величина присоединяемой мощности будет уточнена на этапе подачи заявок на технологическое присоединение.

7. В г. Азове и Азовском районе – величина присоединяемой мощности будет уточнена на этапе подачи заявок на технологическое присоединение.

Мероприятия по развитию сетевой инфраструктуры для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств будут определяться в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Примечание.

Список используемых сокращений:

$I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях;

$I_{\text{ддтн}}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки в нормальной (ремонтной схеме);

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток;

$I_{\text{расч}}$ – значение расчетной токовой нагрузки;

$S_{\text{гу}}$ – площадь застраиваемого участка;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

А – ампер;

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;

АО – акционерное общество;

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АТ – автотрансформатор;

АТГ – автотрансформаторная группа;

АЧР – автоматика частотной разгрузки;

АЭС – атомная электрическая станция;

В – выключатель;

ВДЭС – ветро-дизельная электростанция;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВН – высокое напряжение;

ВРП – валовой региональный продукт;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

г. – год;

га – гектар;

ГАО – график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

ГВО – график временного ограничения режима потребления;

ГВС – горячее водоснабжение;

гг. – годы;

Гкал – гигакалория;

ГПГУ – газопоршневая генерирующая установка;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ГПС – газопоршневая электростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГТС – гидротехническое сооружение;

ГТС – гидротехническое сооружение;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДДН – длительность допустимой нагрузки;

ДДТН – допустимая длительная токовая нагрузка;
 ДНТ – дачное некоммерческое товарищество;
 ДЭС – дизельная электростанция;
 ЕЭС – Единая энергетическая система;
 ж/к – жилой комплекс;
 ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
 ЗАО – закрытое акционерное общество;
 ИТС – индекс технического состояния;
 кВ – киловольт;
 кв. м. – квадратный метр;
 КВЛ – кабельно-воздушная линия;
 кВт·ч – киловатт в час;
 КЗ – контрольный замер;
 КИП – контрольно-измерительный прибор;
 КЛ – кабельная линия;
 км – километр;
 КПД – коэффициент полезного действия;
 КР – коэффициент реализации;
 КС – контролируемое сечение;
 ЛПУ МГ – линейное производственное управление магистрального газопровода;
 ЛЭВТ – период экстремально высоких температур;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 м – метр;
 м/р – месторождение;
 МВА – мегавольтампер;
 Мвар – мегавар;
 МВт – мегаватт;
 МДП – максимально допустимый переток;
 мкр – микрорайон;
 млн – миллион;
 МО – муниципальное образование;
 МП – муниципальное предприятие;
 МУП – муниципальное унитарное предприятие;
 МЭС – магистральные электрические сети;
 НИР – научно-исследовательская работа;
 НН – низкое напряжение;
 ОАО – открытое акционерное общество;
 ОАО «РЖД» – открытое акционерное общество «Российские железные дороги»;
 ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
 ООО – общество с ограниченной ответственностью;
 ОРУ – открытое распределительное устройство;
 отп. – отпайка линии электропередачи;
 ОЭС – объединенная энергетическая система;
 п. – поселок;

- ПА – противоаварийная автоматика;
 ПАО – публичное акционерное общество;
 ПАР – послеаварийный режим;
 пгт – поселок городского типа;
 ПГУ – парогазовая установка;
 ПГЭ – парогазовая электростанция;
 ПЛЭС – плавучая электростанция;
 ПНС – подкачивающая насосная станция;
 ПО – производственное отделение;
 ПП – переключательный пункт;
 ПС – подстанция;
 ПСУ – паросиловая установка;
 ПЭВТ – период экстремально высоких температур;
 ПЭС – передвижная электростанция;
 Р – реактор;
 р.п. – рабочий поселок;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 РП – распределительный пункт;
 РУ – распределительное устройство;
 с. – село;
 СВ – секционный выключатель;
 сек. – секция;
 СиПР ЕЭС России 2021 – 2027 – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы;
 СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;
 СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
 СН – среднее напряжение;
 СП – соединительный пункт;
 СРМ – средство реактивной мощности;
 СШ – система шин;
 СЭС – солнечная электростанция;
 Т – трансформатор;
 т у.т. – тонна условного топлива;
 ТГ – турбогенератор;
 ТОСЭР – территория опережающего социально-экономического развития;
 ТП – трансформаторная подстанция;
 ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;
 ТПП – территориальное производственное предприятие;
 ТУ – технические условия;
 ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
 ТЭС – тепловая электрическая станция;
 ТЭЦ – тепловая электроцентраль;
 УМП ЖКХ – унитарное муниципальное предприятие жилищно-коммунального хозяйства;
 УРС – устройство регулирования и стабилизации;
 УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ФБУ – федеральное бюджетное учреждение;
ЦП – центр питания;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЧДА – частотно-делительная автоматика;
ШР – шунтирующий реактор;
ЭС – энергосистема;
ЭЭ – электрическая энергия.

Начальник управления
документационного обеспечения
Правительства Ростовской области



В.В. Лозин