



РАСПОРЯЖЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 28.04.2018 № 104

г. Ростов-на-Дону

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 годы согласно приложению.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Ростовской области от 28.12.2017 № 350 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2017 – 2021 годы».

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

4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора Ростовской области Крупина В.А.

Губернатор
Ростовской области



В.Ю. Голубев

Распоряжение вносит
министерство промышленности
и энергетики Ростовской области

СХЕМА И ПРОГРАММА
перспективного развития электроэнергетики
Ростовской области на 2018 – 2022 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:
схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 – 2024 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 23.03.2010 (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 разработке 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.

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 30.06.2003 № 277.

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-Маньчская гряда и Ергени.

Ростовская область занимает площадь 101 тыс. квадратных 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 и Луганской областями Украины 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 кубических метров). Судоходны основные притоки Дона – реки Северский Донец и Маныч. Озера занимают лишь 0,4 процента территории области. На юго-западе область омывается Таганрогским заливом Азовского моря.

Область имеет благоприятный умеренно-континентальный климат. Средняя температура воздуха в январе – минус 7 градусов, в июле – плюс 23 градуса. Продолжительность солнечного сияния равна 2050 – 2150 ч/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 области лежит в пределах степной зоны, лишь крайний юго-восток является переходным районом от степей к полупустыням. Лесами и кустарниками покрыты 5,6 процента земельного фонда, в то время как большая часть области занята сельхозугодиями, преимущественно на высокоплодородных черноземах.

Численность населения области по данным Росстата составляет 4 219 732 человека (по состоянию на 1 января 2018 г.). Из них в городах проживают 68,11 процента от общей численности, в сельской местности – 31,89 процента. Плотность населения – 41,79 человек на квадратный 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, 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 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 – иные этнические группы.

Трудоспособное население составляет около 57,2 процента от общей численности. Уровень образования населения в экономически активном возрасте достаточно высок.

Среднегодовая численность занятых в экономике составляет 1968 тыс. человек, в том числе на предприятиях негосударственного сектора – 1318 тыс. человек.

Демографическая ситуация в Ростовской области характеризуется снижением числа родившихся и числа умерших, увеличением естественной убыли населения. Численность родившихся на 1000 населения составляет 11,6 (общий коэффициент рождаемости), а численность умерших – 13,9 (общий коэффициент смертности).

Ожидаемая продолжительность жизни при рождении составляет 72,2 года.

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

Таблица № 1

Населенный пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Ростов-на-Дону	1 125 299
Таганрог	250 287
Шахты	235 492

1	2
Волгодонск	171 471
Новочеркасск	168 766
Батайск	124 705
Новошахтинск	108 782
Каменск-Шахтинский	89 657
Азов	81 335
Гуково	66 332
Сальск	58 179
Донецк	48 428
Аксай	44 828
Белая Калитва	40 831
Красный Сулин	38 567
Миллерово	35 540
Морозовск	25 467
Зерноград	24 886
Семикаракорск	22 118
Зверево	19 456
Пролетарск	19 290
Орловский	18 757
Зимовники	18 070
Егорлыкская	17 660
Константиновск	17 317
Матвеев Курган	15 489
Багаевская	15 459
Чалтырь	15 334

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 (18 городских поселений и 390 сельских поселений), 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

№ п/п	Название	Население (человек)	Административный центр
1	2	3	4
Городские округа			
1.	Город Ростов-на-Дону	1 125 299	город Ростов-на-Дону
2.	Город Азов	81 335	город Азов
3.	Город Батайск	124 705	город Батайск
4.	Город Волгодонск	171 471	город Волгодонск
5.	Город Гуково	66 332	город Гуково
6.	Город Донецк	48 428	город Донецк
7.	Город Зверево	19 456	город Зверево
8.	Город Каменск-Шахтинский	89 657	город Каменск-Шахтинский
9.	Город Новочеркасск	168 766	город Новочеркасск
10.	Город Новошахтинск	108 782	город Новошахтинск
11.	Город Таганрог	250 287	город Таганрог
12.	Город Шахты	235 492	город Шахты
Муниципальные районы			
1.	Азовский	97 033	город Азов
2.	Аксайский	113 321	город Аксай
3.	Багаевский	34 646	станция Багаевская
4.	Белокалитвинский	93 294	город Белая Калитва
5.	Боковский	14 155	станция Боковская
6.	Верхнедонской	18 099	станция Казанская
7.	Веселовский	25 506	поселок Веселый
8.	Волгодонской	33 800	станция Романовская
9.	Дубовский	21 889	село Дубовское
10.	Егорлыкский	33 713	станция Егорлыкская
11.	Заветинский	16 706	село Заветное
12.	Зерноградский	53 681	город Зерноград
13.	Зимовниковский	36 438	поселок Зимовники
14.	Кагальницкий	28 188	станция Кагальницкая
15.	Каменский	42 423	пгт Глубокий
16.	Кашарский	23 729	слобода Кашары
17.	Константиновский	31 557	город Константиновск
18.	Красносулинский	75 896	город Красный Сулин
19.	Куйбышевский	13 983	село Куйбышево
20.	Мартыновский	34 536	слобода Большая Мартыновка
21.	Матвеево-Курганский	41 169	поселок Матвеев Курган
22.	Миллеровский	64 976	город Миллерово
23.	Милютинский	13 330	станция Милютинская
24.	Морозовский	38 825	город Морозовск
25.	Мясниковский	45 689	село Чалтырь
26.	Неклиновский	86 111	село Покровское
27.	Обливский	17 573	станция Обливская
28.	Октябрьский	70 514	пгт Каменоломни
29.	Орловский	38 078	поселок Орловский
30.	Песчанокопский	28 171	село Песчанокопское

1	2	3	4
31.	Пролетарский	34 532	город Пролетарск
32.	Ремонтненский	18 113	село Ремонтное
33.	Родионово-Несветайский	22 461	слобода Родионово-Несветайская
34.	Сальский	102 646	город Сальск
35.	Семикаракорский	49 353	город Семикаракорск
36.	Советский	6343	станция Советская
37.	Тарасовский	28 428	поселок Тарасовский
38.	Тацинский	35 142	станция Тацинская
39.	Усть-Донецкий	31 875	р.п. Усть-Донецкий
40.	Целинский	30 706	поселок Целина
41.	Цимлянский	33 381	город Цимлянск
42.	Чертковский	33 759	поселок Чертково
43.	Шолоховский	25 907	станция Вешенская

Выгодное экономико-географическое расположение Ростовской области, развитая транспортная инфраструктура, высокая обеспеченность трудовыми ресурсами, отсутствие социальной напряженности исторически определили положение 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 области производится около 38 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:

- машины и приспособления для уборки зерновых культур (82,1 процента);
- зерноуборочные комбайны (75,1 процента);
- трубы бурильные для бурения нефтяных или газовых скважин из черных металлов (56,3 процента);
- оборудование эксплуатационное для ядерных реакторов (46,8 процента);
- косилки тракторные (23,7 процента);
- сталеплавильное оборудование и литейные машины (10,4 процента);
- электроды сварочные с покрытием (6,1 процента);
- пряжа 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. квадратных километров проживает 4,2 млн человек, из них третья часть – в сельской местности.

Главное богатство области – ее почвенные ресурсы. 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 8,2 млн гектаров, пашня – 5,8 млн гектаров, в том числе орошаемая – 228 тыс. гектаров. Доля Ростовской области в общей площади сельхозугодий России составляет 3,9 процента. По площади сельхозугодий и площади посевов зерновых культур область занимает второе место в Российской Федерации, по плодородию пашни – десятое место среди других субъектов Российской Федерации. Почвенно-климатические условия области, несмотря на периодически повторяющиеся засухи, благоприятны для производства сельскохозяйственной продукции.

В сельхозпроизводстве занято 1,7 тысячи сельхозорганизаций, 12,9 тысячи – крестьянско-фермерских хозяйств, более 2 тысяч – индивидуальных предпринимателей, свыше 547 тысяч – личных хозяйств граждан.

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

На долю Ростовской области приходится около 30 процентов производимой продукции сельского хозяйства в Южном федеральном округе.

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, постановлением Правительства Ростовской области от 25.09.2013 № 604 утверждена государственная программа Ростовской области «Обеспечение доступным и комфортным жильем населения Ростовской области».

В состав указанной государственной программы включена подпрограмма «Стимулирование развития рынка жилья», содержащая:

мероприятия, направленные на снижение средней рыночной стоимости одного квадратного метра жилья на первичном рынке;

мероприятия по содействию внедрения новых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий жилищного строительства, а также создание условий для строительства и реконструкции предприятий по производству строительных материалов, изделий и конструкций;

мероприятия по созданию сектора арендного жилья.

Данные мероприятия направлены на повышение уровня обеспеченности населения жильем, развитие жилищного строительства, в том числе формирование рынка доступного жилья экономического класса, отвечающего требованиям энергоэффективности и экологичности.

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. Пассажиры перевозятся автомобильным транспортом являются самым массовым и доступным видом транспорта. По территории области проходит 660 междугородных и пригородных межмуниципальных автобусных маршрутов и около 150 межобластных маршрутов, соединяющих все муниципальные образования области общей протяженностью более 80 тыс. километров. Автовокзалы и автостанции 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 на территории Ростовской области составляет 1788 километров.

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 завершён 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 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 – 690,3 километра;

регионального, межмуниципального значения, находящихся в собственности Ростовской области, – 7 571,2 километра;

местного значения, находящихся в муниципальной собственности районов, – 27099,9 километра.

В 2017 году в экономике и социальной сфере Ростовской области складывалась стабильная ситуация.

Оборот организаций за 2017 год составил 3131,0 млрд рублей, что в действующих ценах на 5,0 процента больше, чем годом ранее. Рост объемов оборота обеспечен организациями большинства видов экономической деятельности, кроме деятельности в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений, а также предоставления прочих видов услуг.

Индекс промышленного производства области в 2017 году сложился на 7,4 процента выше уровня 2016 года (в Российской Федерации на 1,0 процента). Увеличены объемы производства всех основных видов промышленной деятельности.

Добыча полезных ископаемых в отчетном 2017 году выросла на 21,7 процента (в Российской Федерации на 2,0 процента).

Предприятиями обрабатывающих производств в 2017 году произведено продукции на 7,6 процента больше, чем годом ранее (в Российской Федерации на 0,2 процента). Выпуск продукции в натуральном выражении по сравнению с аналогичным периодом 2016 года увеличен предприятиями двенадцати видов деятельности, при этом в восьми из них темпы роста составили 110,0 процента – 168,4 процента.

В машиностроительном секторе промышленного производства области сформировано 29,5 процента объема продукции, отгруженной предприятиями обрабатывающих производств (221,7 млрд рублей), выросло производство электрического оборудования в 1,7 раза (в Российской Федерации на 2,8 процента); производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки, на 11,4 процента (в Российской Федерации на 2,5 процента); прочих транспортных средств и оборудования на 20,7 процента (в Российской Федерации на 0,6 процента), производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов на 0,3 процента (в Российской Федерации на 12,9 процента).

Предприятиями по производству пищевых продуктов, напитков и табачных изделий в 2017 году реализовано продукции собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами на 153,5 млрд рублей и сформировано 20,4 процента объемов отгруженной продукции обрабатывающих производств.

Выросло производство резиновых и пластмассовых изделий на 18,0 процента.

Увеличены физические объемы металлургического производства на 3,3 процента, производства готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования, на 1,2 процента (в Российской Федерации снижение на 3,6 процента и 2,7 процента соответственно).

В 2017 году по сравнению с 2016 годом выросло производство текстильных изделий в 1,6 раза при снижении выпуска одежды на 4,4 процента, производство кожи и изделий из кожи – на 68,9 процента (в Российской Федерации рост на 7,1 процента, 3,8 процента, 4,3 процента, соответственно).

Физические объемы обработки древесины и производства изделий из дерева и пробки, кроме мебели, выросли в 1,6 раза при снижении производства бумаги и бумажных изделий на 8,6 процента (в Российской Федерации рост на 2,2 процента и на 4,7 процента соответственно).

В 2017 году хозяйствами всех категорий произведено сельскохозяйственной продукции на 290,6 млрд рублей или 107,0 процента к соответствующему периоду 2016 года (по России – 102,4 процента).

3. Анализ существующего состояния энергосистемы Ростовской области

3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Ростовской области

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 Ростовской энергосистемы по состоянию на 1 января 2018 г. составила 6215,65 МВт (первое место в ОЭС Юга). По величине потребления электроэнергии Ростовская энергосистема (18,57 млрд кВт·ч) уступает лишь энергосистеме Краснодарского края (26,99 млрд кВт·ч).

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»);
Электросетевые компании.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Юга (далее – МЭС Юга) осуществляет 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 эксплуатации Ростовского ПМЭС находятся 4661,21 километра линий электропередачи напряжением 110 – 500 кВ, 25 подстанций напряжением 220 – 500 кВ общей трансформаторной мощностью 8363,98 МВА.

Филиал ПАО «МРСК Юга» – «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 области.

В зоне ответственности филиала ПАО «МРСК Юга» – «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».

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» входит филиал «Тепловые сети» и 11 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 осуществляет энергосбытовая компания ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону», имеющая статус гарантирующего поставщика электрической энергии, а также АО «АтомЭнергоСбыт», АО «АЭМ-технологии», АО «Транссервисэнерго», АО «ЭК «Восток», ООО «ЕЭС-Гарант», ООО «МагнитЭнерго», ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО», ПАО «МосэнергоСбыт», ООО «ЭнергоЭффективность», ООО «ЭПМ-Энерго», ООО «Центрэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «РГМЭК» и другие.

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

3.2.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Ростовской энергосистеме

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за 2017 год составил 18 571 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за период 2013 – 2017 годы представлена в таблице № 3 и на рис. 1.

Таблица № 3

Электрическая энергия		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление	млн кВт·ч	17337,30	17942,40	18149,70	18717,50	18571,00
Абсолютный прирост	млн кВт·ч	–	602,00	121,00	559,00	41,00
Среднегодовые темпы прироста	процентов	–	3,49	0,68	3,11	0,22

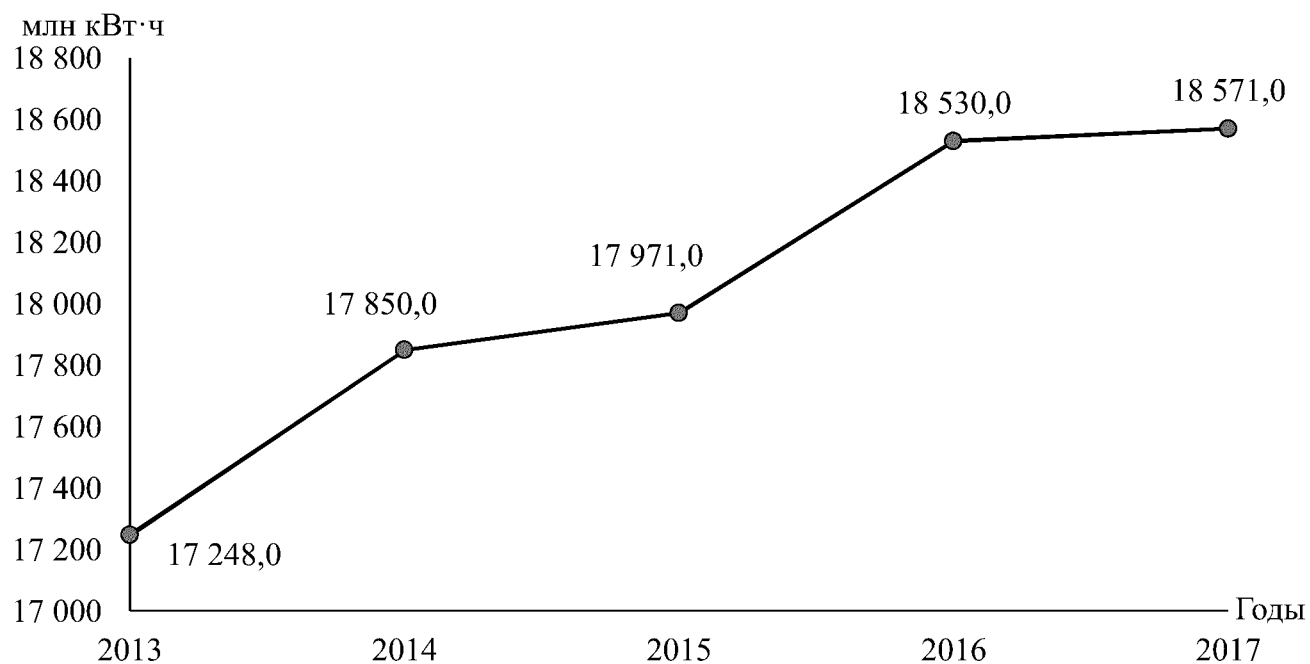


Рис. 1.

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

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды (млн кВт·ч)	6448,8	6603,1	6794,1	7073,2	7095,6
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (млн кВт·ч)	334,1	340,8	342,5	355,7	363,2
Строительство (млн кВт·ч)	112,2	113,6	135,4	133,0	141,3
Оптовая и розничная торговля (млн кВт·ч)	774,8	705,6	714,8	715,1	719,9
Транспорт и связь (млн кВт·ч)	1350,1	1413,7	1422,3	1339,7	1342,5
Другие виды экономической деятельности (млн кВт·ч)	2648,3	2779,9	2653,9	2634,7	2632,2
Городское и сельское население (млн кВт·ч)	3122,9	3368,8	3516,2	3838,4	3979,0
Потери в электросетях (млн кВт·ч)	2546,1	2616,9	2570,3	2627,7	2645,9

Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Ростовской области в 2017 году приведена на рис. 2.

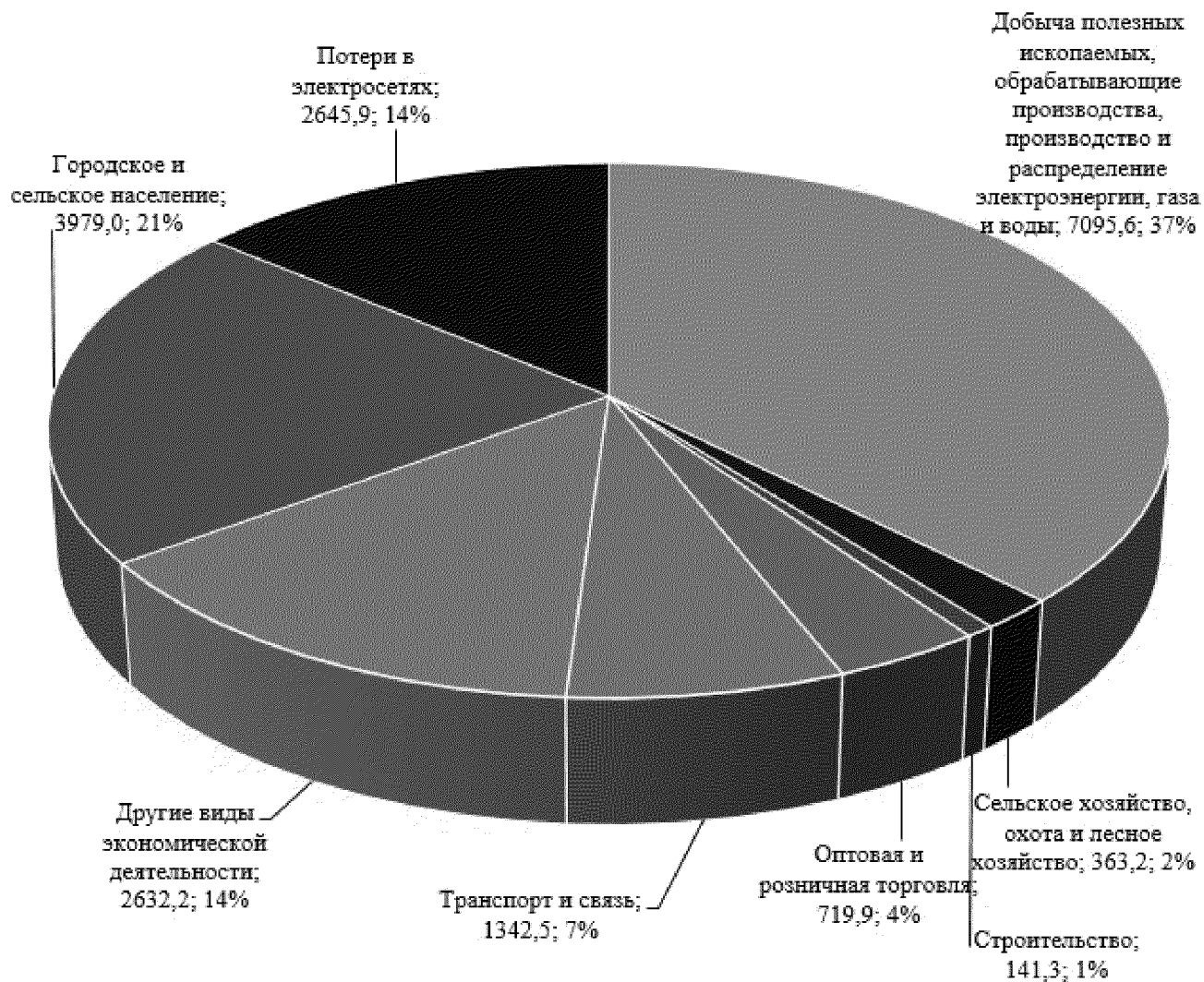


Рис. 2.

Как видно из рис. 2, большую долю потребления электрической энергии (порядка 38 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 21 процента электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области по видам экономической деятельности за период 2013–2017 годы представлена на рис. 3.

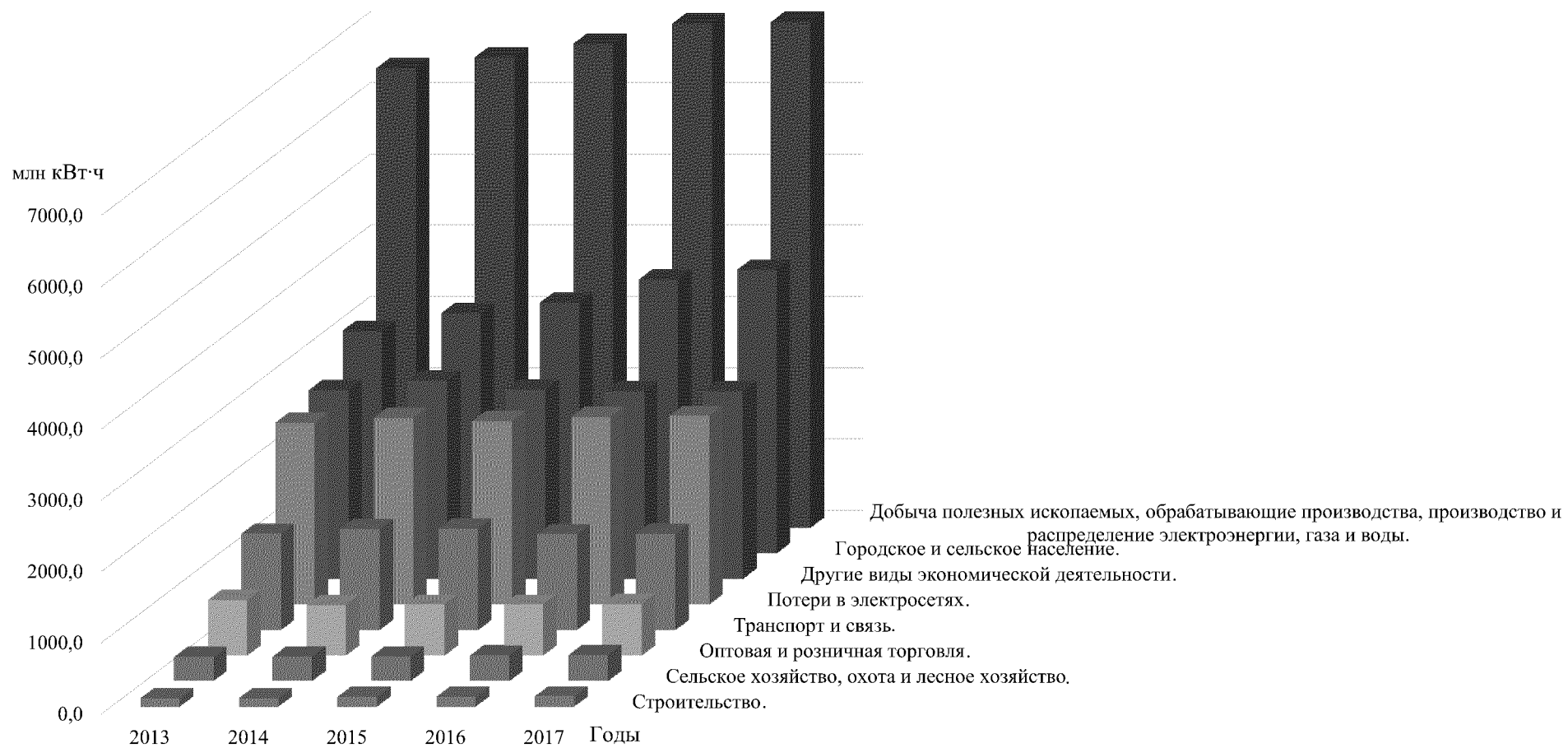


Рис. 3.

3.2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы Ростовской области, на период 2013 – 2017 годов приведен в таблице № 5.

Таблица № 5

Потребитель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ОАО «РЖД» в границах Ростовской области (млн кВт·ч)	884,60	884,20	858,00	880,90	881,09
ООО «Ростовский электрометаллургический завод» (млн кВт·ч)	427,00	422,00	430,00	254,00	109,00
ЗАО «Алкоа Металлург Рус» (млн кВт·ч)	131,80	138,10	117,60	145,40	167,70
АО «Коммунальщик Дона» (млн кВт·ч)	12,69	8,50	8,35	8,95	10,73
ООО «ПК-ЭНЕРГО» (млн кВт·ч)	–	–	–	10,37	15,80
ООО «МеталлЭнергоРесурс» (млн кВт·ч)	14,00	14,11	12,99	13,76	37,34
ООО «Ростсельмашэнерго» (млн кВт·ч)	39,80	38,30	37,40	39,70	34,40

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

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки энергосистемы Ростовской области приведены в таблице № 6 и на рис. 4.

Таблица № 6

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2013 – 2017 годы
Максимум потребления (мегаватт)	2857,00	3024,00	2859,00	3013,00	3023,00	–
Абсолютный прирост (снижение) потребления (мегаватт)	-258,00	167,00	-165,00	154,00	10,00	166,00
Среднегодовые темпы прироста/снижения (процентов)	-8,29	5,85	-5,46	5,39	0,33	5,81

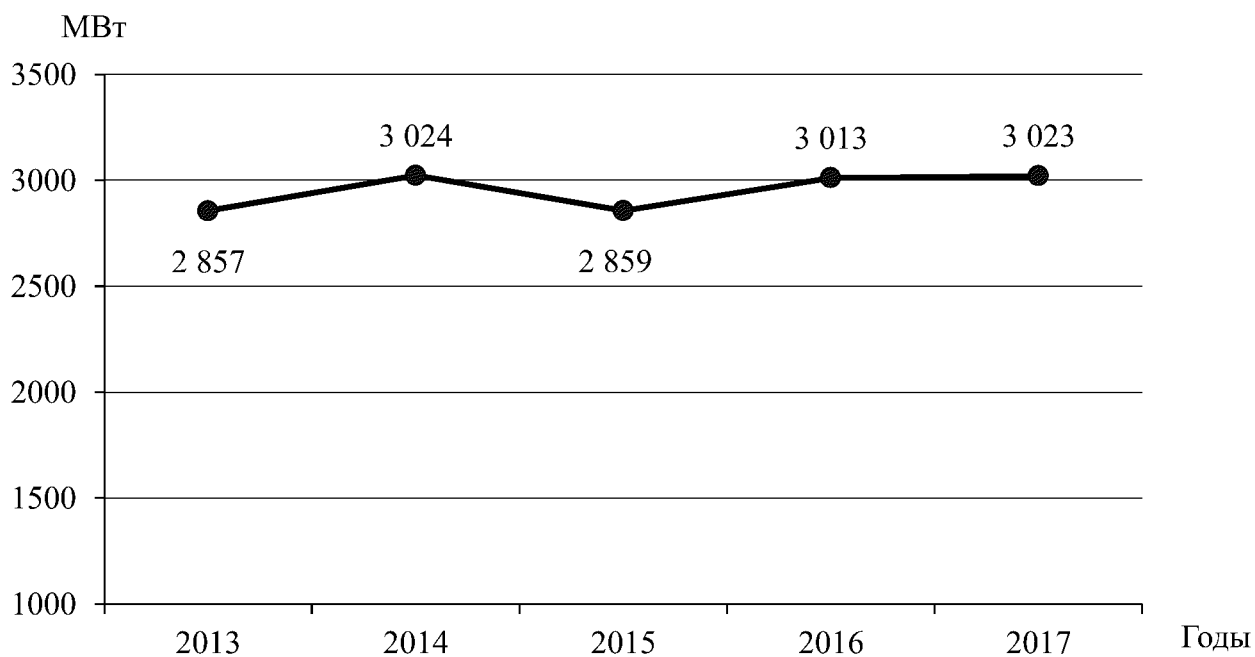


Рис. 4.

Как видно из таблицы № 6 и рис. 4, на протяжении всего рассматриваемого периода потребление энергосистемы Ростовской области не имеет постоянной тенденции роста. Среднегодовые изменения потребления колеблются от -8,29 процента до 5,85 процента. При этом следует отметить, что в целом потребление с 2013 по 2017 год увеличилось на 5,81 процента (на 166 МВт). Данный факт связан, в первую очередь, со стабилизацией экономической обстановки в стране.

В результате анализа расчетов электроэнергетических режимов работы энергосистемы Ростовской области для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при единичных отключениях в электрической сети 110–500 кВ энергосистемы Ростовской области для нормальной и основных ремонтных схем среди крупных узлов нагрузки не выявлена вероятность токовой перегрузки электросетевого оборудования (ЛЭП, АТ и прочее) при единичных отключениях в нормальной и основных ремонтных схемах.

3.4. Структура установленной мощности электростанций на территории Ростовской энергосистемы

Суммарная установленная мощность электростанций Ростовской энергосистемы по состоянию на 1 января 2018 г. составляет 6215,65 МВт. Наиболее крупными объектами генерации являются Ростовская АЭС и Новочеркасская ГРЭС.

В 2017 году на территории Ростовской области отсутствовали вводы (выводы из эксплуатации, демонтаж и прочее) генерирующего оборудования.

Сводные данные по установленной мощности и типам электростанций приведены на рис. 5 и в таблице № 7.

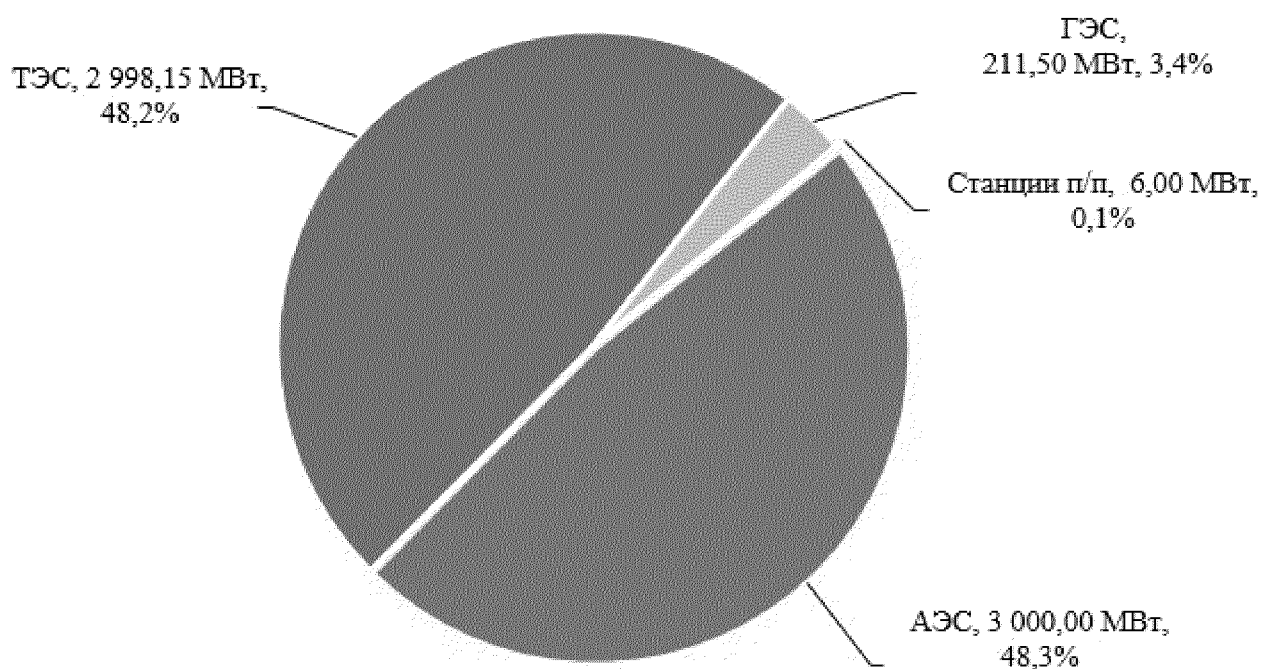


Рис. 5.

Таблица № 7

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (мегаватт)
1	Мощность электростанций всего в том числе:	6215,65
1.1.	АЭС	3000,00
1.2.	ТЭС	2998,15
1.3.	ГЭС	211,50
1.4.	Станции	6,00
1.5.	ВИЭ	–

Как видно из рис. 5 и таблицы № 7, основную часть генерирующих мощностей в Ростовской энергосистеме составляют АЭС и ТЭС (по 48 процентов). Доля ГЭС составляет 4 процента.

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

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

Таблица № 8

Объект генерации	Станционный номер	Тип турбины	Год ввода	Установленная мощность (мегаватт)
1	2	3	4	5
АО «Концерн Росэнергоатом»				
Ростовская АЭС	–	–	–	3000,00
	1	К-1000-60/1500-2	2001	1000,00
	2	К-1000-60/1500-2	2010	1000,00
	3	К-1100-60/1500-2М	2014	1000,00
ПАО «ОГК-2»				
Новочеркасская ГРЭС	–	–	–	2258,00
	1	К-300-240-1	2000	264,00
	2	К-300-240-1	1997	264,00
	3	К-300-240-2	1990	270,00
	4	К-300-240-2	1993	270,00
	5	К-300-240-2	1994	270,00
	6	К-290(310)-23,5-3	2000	290,00
	7	К-300(325)-23,5	2012	300,00
9	К-330-23,5	2016	330,00	
ООО «Волгодонская тепловая генерация»				
Волгодонская ТЭЦ-2	–	–	–	420,00
	1	ПТ-60-130/13	1977	60,00
	2	Т-110/120-130-3	1979	110,00
	3	Т-110/120-130-4	1980	110,00
	4	ПТ-140/165-130/15	1989	140,00
ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»				
Ростовская ТЭЦ-2	–	–	–	200,00
	1	ПТ-100/110-12,8	2016	100,00
	2	ПТ-100/110-12,8	2016	100,00
РК-3	–	–	–	5,25
	1	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,75
	2	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,75
	3	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,75
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»				
Цимлянская ГЭС	–	–	–	211,50
	1	ПЛ-495-ВБ-660	1952	50,00
	2	ПЛ-30/877-В-660	2001	52,50
	3	ПЛ-30/877-В-660	1999	52,50
	4	ПЛ-30-В-660	2012	52,50
	5	ПЛ-495-ВБ-225	1953	4,00
ООО «Группа Мегаполис»				
Шахтинская ГТЭС	–	–	–	96,90
	1	ДЖ-59ЛЗ	1999	14,70

1	2	3	4	5
	2	ДЖ-59ЛЗ	2001	14,90
	3	ДЖ-59ЛЗ	2010	15,00
	4	ДЖ-59ЛЗ	2010	14,80
	5	Т-12-3,6/0,12	2010	12,00
	6	Т-25/34-3,4/0,12	2012	25,50
АО «ГТ Энерго»				
Новочеркасская ГТ ТЭЦ	–	–	–	18,00
	1	ГТЭ-009М	2011	9,00
	2	ГТЭ-009М	2011	9,00
ООО «Ростсельмашэнерго»				
ТЭЦ завода «Ростсельмаш»	–	–	–	6,00
	1	Р-6-18/5,5	1931	6,00

Структура выработки электроэнергии за 2017 год в Ростовской энергосистеме приведена в таблице № 9 и на рис. 6, 7.

Таблица № 9

Выработка электростанций, всего (млн кВт·ч)	36 977	100 процентов
Структура по собственникам		
Ростовская АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом») (млн кВт·ч)	23 177	62,68
Новочеркасская ГРЭС (ПАО «ОГК-2») (млн кВт·ч)	10 915	29,52
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (млн кВт·ч)	950	2,57
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (млн кВт·ч)	980	2,65
Цимлянская ГЭС (ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго») (млн кВт·ч)	501	1,35
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис») (млн кВт·ч)	345	0,93
Новочеркасская ГТ ТЭЦ (АО «ГТ Энерго») (млн кВт·ч)	75	0,20
Районная котельная-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (млн кВт·ч)	23	0,06
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (млн кВт·ч)	11	0,03
Структура по типам электростанций		
АЭС (млн кВт·ч)	23 177	62,68
ГЭС (млн кВт·ч)	13 299	35,97
ГЭС (млн кВт·ч)	501	1,35

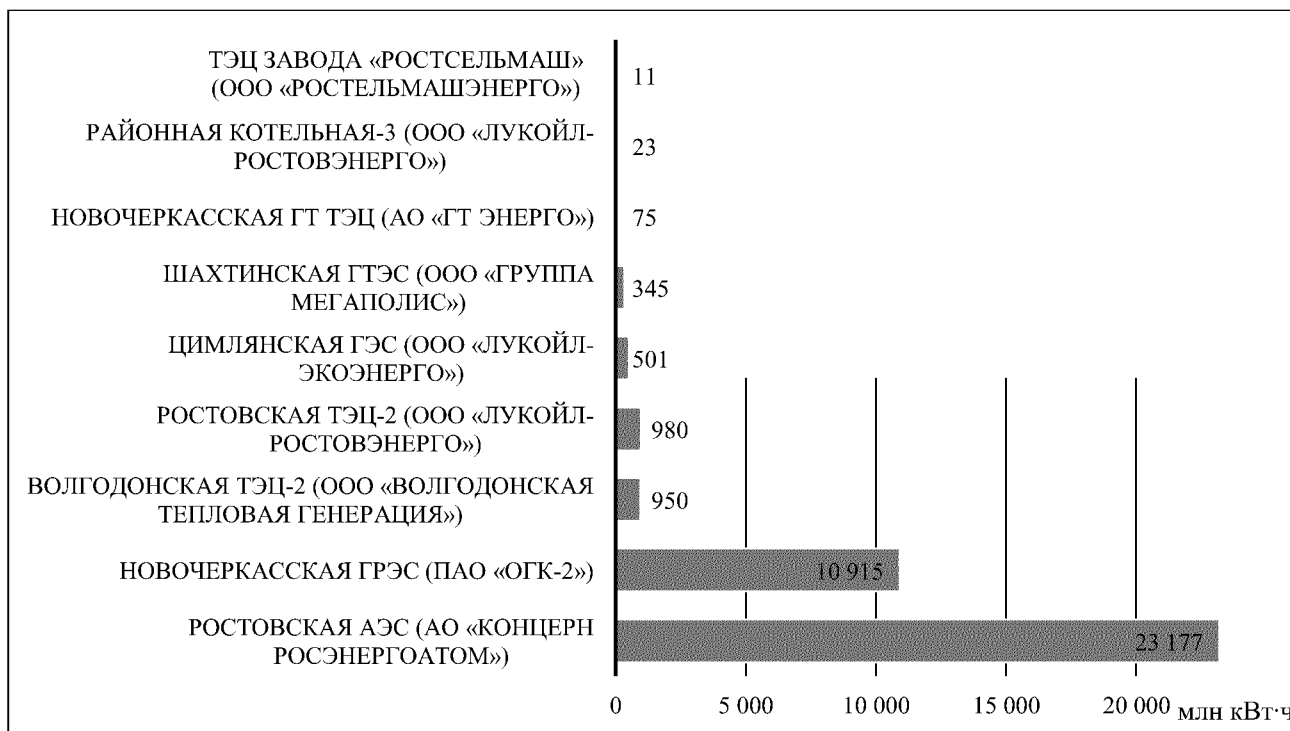


Рис. 6.

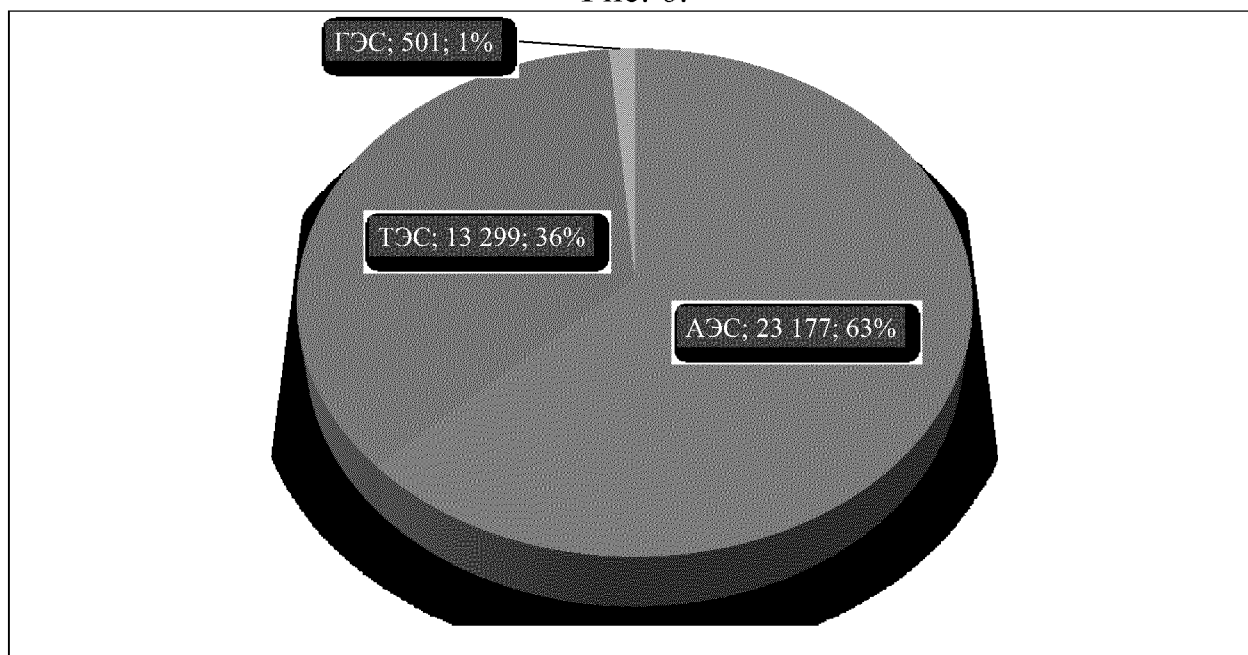


Рис. 7.

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

Ростовская энергосистема является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Избыток генерации по межсистемным связям выдается в смежные энергосистемы.

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

Таблица № 10

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Установленная мощность (МВт)	4875,80	4875,80	5966,80	5837,65	6186,65
АЭС	2000,00	2000,00	3070,00	3000,00	3000,00
ГЭС	211,50	211,50	211,50	211,50	211,50
ТЭС	2664,30	2664,30	2685,30	2626,15	2975,15
Ограничения установленной мощности (МВт)	51,10	60,40	65,00	58,71	77,86
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	20,50	28,50	28,70	30,50	30,47
ТЭС	30,60	31,90	36,30	28,21	47,39
Располагаемая мощность (МВт)	4971,30	4990,40	6049,30	5931,10	6319,10
АЭС	2000,00	2000,00	3070,00	3000,00	3000,00
ГЭС	191,00	183,00	182,80	181,00	181,03
ТЭС	2633,70	2632,40	2649,00	2597,90	2927,80
Максимум потребления (МВт)	2857,00	3024,00	2859,00	3013,00	3023,00
Дефицит (–) / избыток (+)	2114,30	1966,40	3190,30	2918,14	3296,12

Таблица № 11

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Электропотребление, (млн кВт·ч)	17248	17850	17971	18530	18571
Собственная выработка, (млн кВт·ч)	29199	28887	31970	36085	36937
Дефицит (–) / избыток (+)	11951	11037	13999	17555	18366

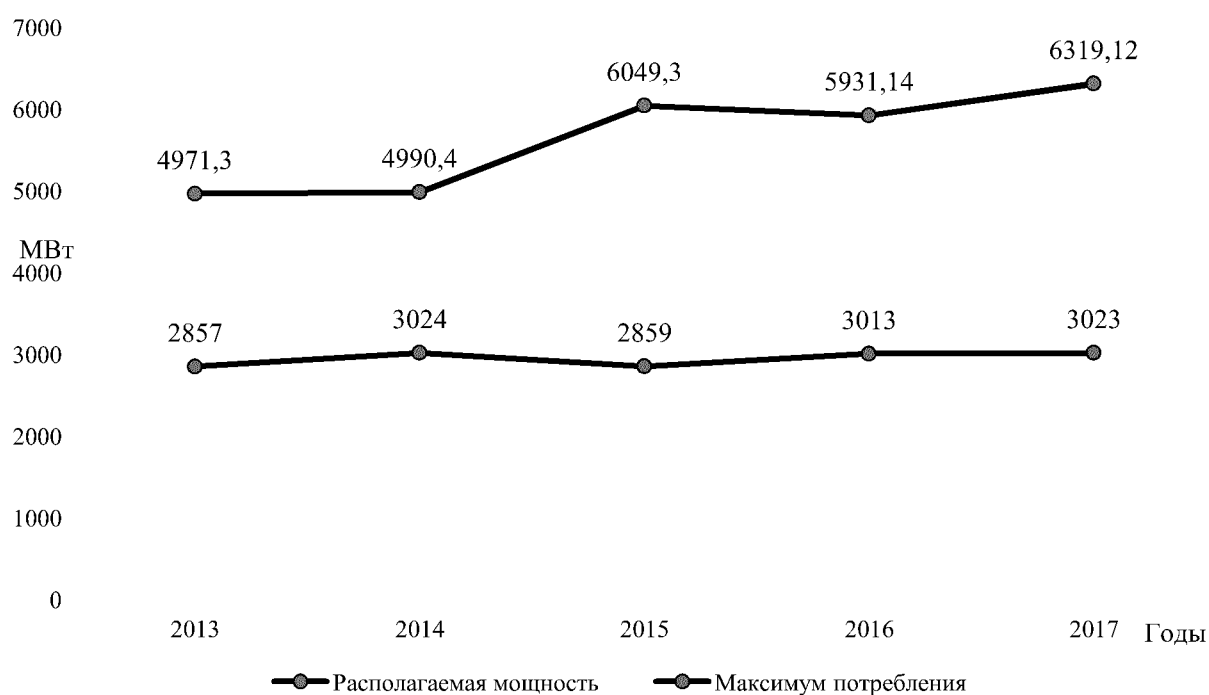


Рис. 8.

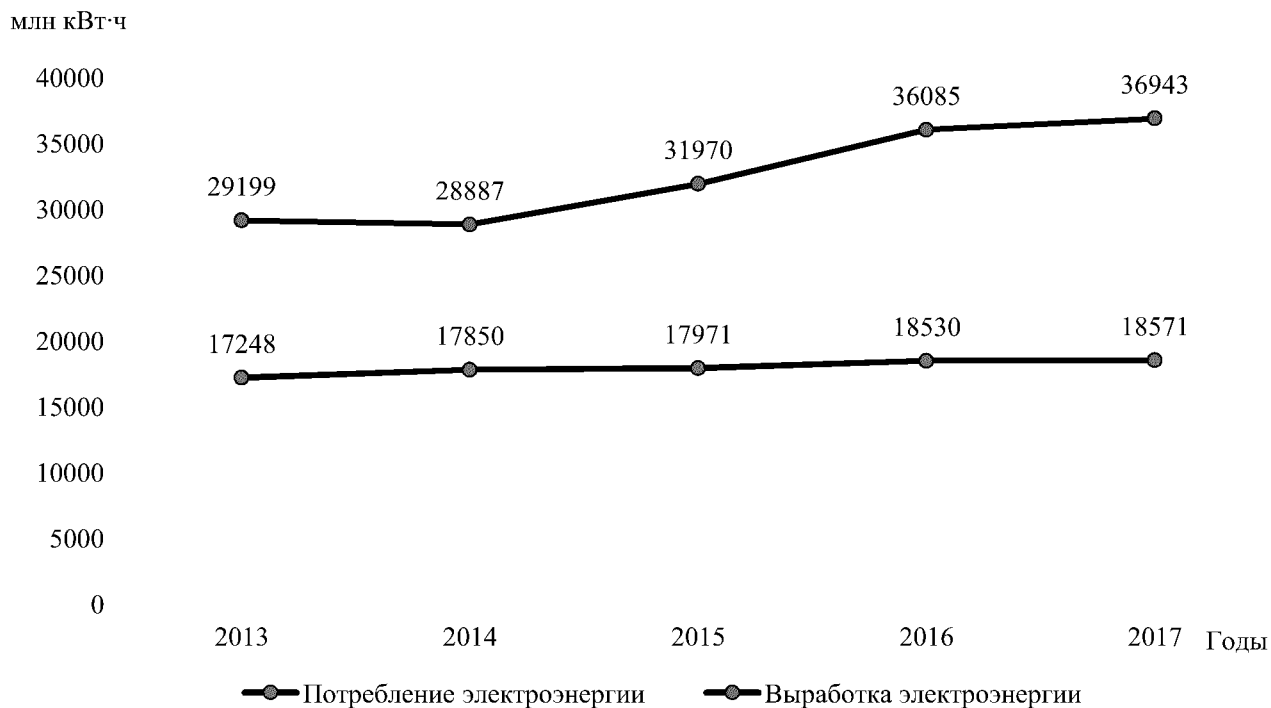


Рис. 9.

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 «МРСК Юга» – «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 «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» в 2017 году завершено строительство и введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Спортивная» с заходами КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками, 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 рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в 2017 году были реализованы и продолжают реализовываться следующие инвестиционные проекты:

- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская;
- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с расширением ПС 500 кВ Тамань;
- комплексная реконструкция ПС 220 кВ Р-4;
- комплексная реконструкция ПС 220 кВ Койсуг;
- реконструкция ПС 220 кВ Р-40 с увеличением трансформаторной мощности.

Таблица № 12

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения (киловольт)	Количество Т/АТ, (штук)	Установленная мощность Т/АТ (мегавольт ампер)	Суммарная установленная мощность ПС (мегавольт ампер)
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
2.	ПС 500 кВ Шахты	500/220/10	6	167,0	1002,0
		220/110/10	2	125,0	250,0
3.	ПС 220 кВ А-20	220/110/10	2	125,0	250,0
4.	ПС 220 кВ А-30	220/110/10	1	63,0	63,0
5.	ПС 220 кВ Б-10	220/110/10	2	120,0 + 125,0	245,0
6.	ПС 220 кВ Вешенская-2	220/110/10	1	125,0	125,0
		110/10	1	16,0	16,0
7.	ПС 220 кВ Г-20	220/110/6	1	125,0	125,0
8.	ПС 220 кВ Городская-2	220/10	2	32,0	64,0
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	390,0
11.	ПС 220 кВ Зимовники	220/110/10	2	63,0	1260,0
12.	ПС 220 кВ Койсуг	220/110/27,5	2	250,0	5000,0
13.	ПС 220 кВ НЭЗ	220	2	125,0	250,0
		110	2	800,0	1600,0
14.	ПС 220 кВ НЗБ	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/27,5	2	2x40,0	80,0
		110/6	2	2x25,0	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

1	2	3	4	5	6
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	2x125,0 + + 200,0	450,0
23.	ПС 220 кВ Ш-50	220/110/10	1	125,0	125,0
24.	РП 220 кВ Волгодонск	220/10	1	5,0	5,0
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 «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»					
30.	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	3	10,0 + 7,5	17,5
31.	ПС 110 кВ Обливная	110/35/6	1	20,0	20,0
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
35.	ПС 110 кВ НС1	110/6	1	10,0	10,0
36.	ПС 110 кВ НС2	110/6	2	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 + 10,0	20,0
42.	ПС 110 кВ Заветинская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
43.	ПС 110 кВ Дружба	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
44.	ПС 110 кВ Мартыновская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
45.	ПС 110 кВ Хуторская	110/35/10	2	6,3 + 6,30	12,6
46.	ПС 110 кВ НС9	110/35/6	2	16,0 + 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	2	10,0 + 6,3	16,3
49.	ПС 110 кВ НС6	110/6	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
50.	ПС 110 кВ Комаровская	110/35/10	1	6,3	6,3
51.	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10/6	2	6,3 + 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 + 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 + 10,0	20,0
59.	ПС 110 кВ ВдПТФ	110/10	2	10,0 + 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 Придорожная	110/6	1	2,5	2,5
67.	ПС 110 кВ Овцевод	110/35/10	1	10,0	10,0
68.	ПС 110 кВ Харсеевская	110/6	1	6,3	6,3
69.	ПС 110 кВ Жуковская	110/10/6	2	6,3 + 6,3	12,6
70.	ПС 110 кВ Черкассы	110/35/10	1	10,0	10,0
71.	ПС 110 кВ Наримановская	110/10	1	6,3	6,3
72.	ПС 110 кВ Стычная	110/35/10	1	10,0	10,0
73.	ПС 110 кВ Г2	110/35/6	2	31,5 + 40,0	71,5
74.	ПС 110 кВ Г4	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
75.	ПС 110 кВ Г9	110/6	1	16,0	16,0
76.	ПС 110 кВ Г10	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
77.	ПС 110 кВ Г13	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
78.	ПС 110 кВ Г14	110/6	1	7,5	7,5
79.	ПС 110 кВ Г15	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
80.	ПС 110 кВ Г18	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
81.	ПС 110 кВ Н1	110/6	2	25,0 + 20,0	45,0
82.	ПС 110 кВ Н4	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
83.	ПС 110 кВ Н8	110/35/6	1	25,0	25,0
84.	ПС 110 кВ Н9	110/35/10	2	16,0 + 10,0	26,0
85.	ПС 110 кВ Н13	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
86.	ПС 110 кВ Н15	110/35/10	1	10,0	10,0

1	2	3	4	5	6
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	2	15,0 + 20,0	35,0
91.	ПС 110 кВ С5	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
92.	ПС 110 кВ С6	110/6	1	6,3	6,3
93.	ПС 110 кВ С7	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
94.	ПС 110 кВ Ш6	110/6	2	63,0 + 63,0	126,0
95.	ПС 110 кВ Ш8	110/35/6	2	20,0 + 20,0	40,0
96.	ПС 110 кВ Ш9	110/35/6	2	15,0 + 25,0	40,0
97.	ПС 110 кВ Ш14	110/35/27/10	2	10,0 + 20,0	30,0
98.	ПС 110 кВ Ш16	110/35/10	2	40,0 + 40,0	80,0
99.	ПС 110 кВ Ш34	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0
100.	ПС 110 кВ Ш35	110/35/10	2	20,0 + 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 + 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 + 16,0	32,0
107.	ПС 110 кВ Ш46	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
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.	ПС 110 кВ Тарасовская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
111.	ПС 110 кВ Чеботовская	110/35/10	1	6,3	6,3
112.	ПС 110 кВ Б4	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
113.	ПС 110 кВ ЗИВ	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
114.	ПС 110 кВ Волченская ПТФ	110/10	2	2,50 + 2,50	5,0
115.	ПС 110 кВ Гундоровская	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
116.	ПС 110 кВ К10	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
117.	ПС 110 кВ К4	110/35/10/6	2	20,0 + 25,0	45,0
118.	ПС 110 кВ Б1	110/35/6	2	16,0 + 25,0	41,0
119.	ПС 110 кВ Б3	110/35/10	3	40,0 + 31,5 + + 40,5	112,0
120.	ПС 110 кВ Б5	110/35/6	2	16,0 + 20,0	36,0
121.	ПС 110 кВ Богатовская ПТФ	110/10	1	10,0	10,0
122.	ПС 110 кВ Голово- Калитвинская	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
123.	ПС 110 кВ Б2	110/6	1	16,0	16,0
124.	ПС 110 кВ Б8	110/35/6	2	15,0 + 20,0	35,0
125.	ПС 110 кВ Б12	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
126.	ПС 110 кВ Б11	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
127.	ПС 110 кВ Милютинская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0

1	2	3	4	5	6
128.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
129.	ПС 110 кВ Обливская-1	110/35/10	1	6,3	6,3
130.	ПС 110 кВ Советская-2	110/35/10	1	10,0	10,0
131.	ПС 110 кВ ГПП1	110	–	–	–
132.	ПС 110 кВ Сулин	110/35/10	1	16,0	16,0
133.	ПС 110 кВ Суходольная	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
134.	ПС 110 кВ Сохрановская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
135.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
136.	ПС 110 кВ В. Свечниковская	110/35/10	1	10,0	10,0
137.	ПС 110 кВ Вешенская-1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
138.	ПС 110 кВ ГОК	110/35/10	2	40,0 + 40,0	80,0
139.	ПС 110 кВ Дегтевская	110/10	1	6,3	6,3
140.	ПС 110 кВ Индустрия	110/35/10	1	10,0	10,0
141.	ПС 110 кВ Казанская	110/35/10	1	10,0	10,0
142.	ПС 110 кВ Калининская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
143.	ПС 110 кВ Каргинская	110/35/10	1	10,0	10,0
144.	ПС 110 кВ Кашарская	110/35/10	2	10, + 16,0	26,0
145.	ПС 110 кВ Колодезянская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
146.	ПС 110 кВ Макеевская	110/10	1	6,3	6,3
147.	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	1	6,3	6,3
148.	ПС 110 кВ Миллеровская	110/10	1	10,0	10,0
149.	ПС 110 кВ Новоселовская	110/10	1	2,5	2,5
150.	ПС 110 кВ НСЗ	110/35/10	1	16,0	16,0
151.	ПС 110 кВ Промзона	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
152.	ПС 110 кВ Тиховская	110/35/10	2	10 + 10	20,0
153.	ПС 110 кВ Туриловская	110/10	1	3,2	3,2
154.	ПС 110 кВ Чертковская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
155.	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
156.	ПС 110 кВ АС10	110/10	2	40,0 + 40,0	80,0
157.	ПС 110 кВ АС11	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
158.	ПС 110 кВ АС12	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
159.	ПС 110 кВ АС15	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
160.	ПС 110 кВ АС4	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
161.	ПС 110 кВ АС6	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
162.	ПС 110 кВ БГ1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
163.	ПС 110 кВ БГ2	110/35/10	2	10,0+ 6,3	16,3
164.	ПС 110 кВ БГ6	110/10	2	2,5 + 2,5	5,0

1	2	3	4	5	6
165.	ПС 110 кВ БТ1	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
166.	ПС 110 кВ БТ2	110/35/6	2	25,0 + 40,0	65,0
167.	ПС 110 кВ БТ3	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
168.	ПС 110 кВ В1	110/35/10/6	2	16,0 + 16,0	32,0
169.	ПС 110 кВ В10	110/35/10	1	10,0	10,0
170.	ПС 110 кВ В2	110/10	2	2,5 + 2,5	5,0
171.	ПС 110 кВ ГТП	110/35/10	3	40,0 + 40,0 + + 20,0	100,0
172.	ПС 110 кВ КС3	110/6	2	40,0 + 31,5	71,5
173.	ПС 110 кВ НГ4	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
174.	ПС 110 кВ НГ5	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
175.	ПС 110 кВ НГ6	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
176.	ПС 110 кВ НГ8	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
177.	ПС 110 кВ Р1	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
178.	ПС 110 кВ Р10	110/10/10	2	40,0 + 40,0	80,0
179.	ПС 110 кВ Р12	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
180.	ПС 110 кВ Р16	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
181.	ПС 110 кВ Р17	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
182.	ПС 110 кВ Р19	110/10/10	2	40,0 + 40,0	80,0
183.	ПС 110 кВ Р2	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
184.	ПС 110 кВ Р22	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
185.	ПС 110 кВ Р23	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
186.	ПС 110 кВ Р24	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
187.	ПС 110 кВ Р25	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
188.	ПС 110 кВ Р26	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
189.	ПС 110 кВ Р28	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
190.	ПС 110 кВ Р29	110/10/10	2	16,0 + 16,0	32,0
191.	ПС 110 кВ Р3	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
192.	ПС 110 кВ Р31	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
193.	ПС 110 кВ Р32	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
194.	ПС 110 кВ Р33	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
195.	ПС 110 кВ Р35	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
196.	ПС 110 кВ Р37	110/10/6	2	40,0 + 25,0	65,0
197.	ПС 110 кВ Р38	110/10	2	10,0 + 6,3	16,3
198.	ПС 110 кВ Р5	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
199.	ПС 110 кВ Р6	110/10/10	2	25,0 + 25,0	50,0
200.	ПС 110 кВ Р7	110/35/6	2	63,0 + 63,0	126,0
201.	ПС 110 кВ Р8	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
202.	ПС 110 кВ СМ2	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
203.	ПС 110 кВ СМ1	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
204.	ПС 110 кВ СМ3	110/35/6	2	10,0 + 10,0	20,0
205.	ПС 110 кВ СМ4	110/10	1	2,5	2,5
206.	ПС 110 кВ Р27	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
207.	ПС 110 кВ АР3	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
208.	ПС 110 кВ Волочаевская	110/35/10	1	10,0	10,0
209.	ПС 110 кВ Ганчуковская	110/35/10	1	6,3	6,3
210.	ПС 110 кВ Екатериновская	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0

1	2	3	4	5	6
211.	ПС 110 кВ Куберле-2	110/35/10	1	10,0	10,0
212.	ПС 110 кВ НС1	110/35/6	2	10,0 + 10,0	20,0
213.	ПС 110 кВ Орловская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
214.	ПС 110 кВ Пролетарская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
215.	ПС 110 кВ Развиленская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
216.	ПС 110 кВ Сандатовская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
217.	ПС 110 кВ Трубецкая	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
218.	ПС 110 кВ Уютненская	110/10	1	2,5	2,5
219.	ПС 110 кВ Черкесская	110/10	1	6,3	6,3
220.	ПС 110 кВ Целинская	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
221.	ПС 110 кВ Алексеевская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
222.	ПС 110 кВ Дарагановская	110/35/10	1	16,0	16,0
223.	ПС 110 кВ Ефремовская	110/10	1	6,3	6,3
224.	ПС 110 кВ Искра	110/10	1	2,5	2,5
225.	ПС 110 кВ Латоновская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
226.	ПС 110 кВ Лиманная	110/10	1	6,3	6,3
227.	ПС 110 кВ Некрасовская	110/10	1	6,3	6,3
228.	ПС 110 кВ Новиковская	110/35/10	1	10,0	10,0
229.	ПС 110 кВ Носовская	110/10	1	10,0	10,0
230.	ПС 110 кВ Отрадненская	110/10	1	6,3	6,3
231.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0
232.	ПС 110 кВ Рябиновская	110/35/10	1	6,3	6,3
233.	ПС 110 кВ Самбек	110/10	2	16,0 + 10,0	26,0
234.	ПС 110 кВ Синявская	110/35/10	2	5,6 + 10,0	15,6
235.	ПС 110 кВ Т1	110/35/6	2	40,0 + 20,0	60,0
236.	ПС 110 кВ Т11	110/35/6	2	31,5 + 31,5	63,0
237.	ПС 110 кВ Т13	110/35/6	2	31,5 + 40,0	71,5
238.	ПС 110 кВ Троицкая	110/35/10	1	16,0	16,0
239.	ПС 110 кВ Т17	110/6	2	10,0 + 16,0	26,0
240.	ПС 110 кВ Т24	110/35/6	1	31,5	31,5
241.	ПС 110 кВ Т25	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
242.	ПС 110 кВ Т26	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
243.	ПС 110 кВ Т27	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
244.	ПС 110 кВ Т5	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
245.	ПС 110 кВ Т9	110/6	2	25,0 + 25,0	50,0
246.	ПС 110 кВ Федоровская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
247.	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0

1	2	3	4	5	6
248.	ПС 110 кВ Т10 тяговая	110/35	1	40,0	40,0
249.	ПС 110 кВ Егорлыкская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
250.	ПС 110 кВ Роговская	110/35/10	1	10,0	10,0
251.	ПС 110 кВ Балкогрузская	110/35/10	1	6,3	6,3
252.	ПС 110 кВ А1	110/35/6	2	50,0 + 40,0	90,0
253.	ПС 110 кВ А25	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
254.	ПС 110 кВ А26	110/10	2	40,0 + 40,0	80,0
255.	ПС 110 кВ А31	110/135/10	1	16,0	16,0
256.	ПС 110 кВ А32	110/35/10	1	10,0	10,0
257.	ПС 110 кВ НС1	110/10/6	2	6,3 + 6,3	12,6
258.	ПС 110 кВ НС2	110/10/6	1	10,0	10,0
259.	ПС 110 кВ НС3	110/35/10/6	2	16,0 + 6,3	22,3
260.	ПС 110 кВ Самарская	110/35/10	1	10,0	10,0
261.	ПС 110 кВ А12	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
262.	ПС 110 кВ ЗР10	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
263.	ПС 110 кВ ЗР14	110/35/10	1	10,0	10,0
264.	ПС 110 кВ ЗР15	110/10	1	6,3	6,3
265.	ПС 110 кВ ЗР3	110/10	1	6,3	6,3
266.	ПС 110 кВ Манычская	110/10	1	6,3	6,3
267.	ПС 110 кВ Краснолученская	110/35/10	1	16,0	16,0
268.	ПС 110 кВ Полячки	110/10	1	6,3	6,3
269.	ПС 110 кВ Звонкая	110/35/10	1	10,0	10,0
270.	ПС 110 кВ БОС	110/10	1	6,3	6,3
271.	ПС 110 кВ Юбилейная	110/35/10	1	10,0	10,0
272.	ПС 110 кВ Спортивная	110/10	2	40,0	80,0
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители					
273.	ПС 110 кВ Колодези	110/27,5/10	2	40,0	80,0
274.	ПС 110 кВ Кутейниково	110/27,5/10	2	40,0	80,0
275.	ПС 110 кВ КПО	110/10	2	10,0 + 16,0	26,0
276.	ПС 110 кВ Синегорская	110/6/6	2	10,0	20,0
277.	ПС 110 кВ Городская	110/10	2	40,0	80,0
278.	ПС 110 кВ Водозабор	110/10	2	25,0	50,0
279.	ПС 110 кВ ЮЗР	110/10/6	2	25,0	50,0
280.	ПС 110 кВ ГТП2	110/6	2	16,0	32,0
281.	ПС 110 кВ ГТП3	110/6/6	2	40,0	80,0
282.	ПС 110 кВ ГТП4	110/6	2	10,0	20,0
283.	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
284.	ПС 110 кВ Промбаза-1	110/10	2	16,0	32,0
285.	ПС 110 кВ Промбаза-2	110/10	1	25,0	25,0
286.	ПС 110 кВ РСМ	110/6	2	40,0	80,0
287.	ПС 110 кВ ГПП2	110/6	2	20,0 + 25,0	45,0
288.	ПС 110 кВ ГПП3	110/6	1	40,0	40,0
289.	ПС 110 кВ ГПП4	110/6/6	2	25,0	50,0

1	2	3	4	5	6
290.	ПС 110 кВ Промзона-2	110/10	2	16,0	32,0
291.	ПС 110 кВ НЗПМ	110/35/6	2	25,0	50,0
292.	ПС 110 кВ Ш29	110/6	2	10,0	20,0
293.	ПС 110 кВ Ш45	110/6/6	2	25,0	50,0
294.	ПС 110 кВ С1	110/6	2	15,0 + 16,0	31,0
295.	ПС 110 кВ Ясногорская	110/35/6	2	16,0	32,0
296.	ПС 110 кВ Карьер	110/6	1	6,3	6,3
297.	ПС 110 кВ Дон- Металл	110/35	2	10,0 + 25,0	35,0
298.	ПС 110 кВ Двойная Тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
299.	ПС 110 кВ Зимовники тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
300.	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	2	25,0	50,0
301.	ПС 110 кВ Замчалово	110/35/27,5	2	40,0	80,0
302.	ПС 110 кВ Лесостепь	110/35/27,5	2	40,0	80,0
303.	ПС 110 кВ Матвеев Курган	110/35/27,5	2	25,0	50,0
304.	ПС 110 кВ НЗНП	110/6/6	2	40,0	80,0
305.	ПС 110 кВ НПС-3	110/10/10	2	25,0	50,0
306.	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	2	40,0	80,0
307.	ПС 110 кВ Р41	110/6	2	10,0	20,0
308.	ПС 110 кВ С3	110/10	2	10,0	20,0
309.	ПС 110 кВ Стройбаза- 1	110/6	2	16,0	32,0
310.	ПС 110 кВ Хапры	110/27,5/10	2	31,5	63,0
311.	ПС 110 кВ ЦОФ	110/6	2	10,0	20,0
312.	ПС 110 кВ Шахта Быстрианская	110/6/6	2	16,0	32,0
313.	ПС 110 кВ Ш28	110/10/10	2	25,0	50,0
Итого мощность автотрансформаторов (трансформаторов) (мегавольт-ампер):					
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 500 киловольт:					1503,0
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 330 киловольт:					399,0
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 220 киловольт:					6540,0
мощность трансформаторов 110 киловольт:					9353,3

Таблица № 13

№ п/п	Наименование ЛЭП	Протяженность (километров)	Марка провода
1	2	3	4
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга			
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1	248,918	3хАС 330/43
2.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2	250,113	3хАС 330/43, 2хАС500/336
3.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	308,515	3хАС330/43
4.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	44,965	3хАС330/43
5.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	243,252	3хАС330/43

1	2	3	4
6.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	209,640	3хАС330/43
7.	ВЛ 500 кВ Победа – Шахты	63,100	3хАС330/43
8.	ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская	86,400	3хАС 300/66
9.	ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	222,200	3хАС300/66
10.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская	50,500	2хАСО-400/51
11.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк	99,629	2хАСО-400
12.	ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская	73,000	2хАС-400/51, 2хАСО-400
13.	ВЛ 220 кВ Староминская – А-30	37,200	АС-300
14.	ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	30,800	АС-300
15.	ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10	234,100	АСО-300
16.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	60,900	АСО-300
17.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	12,280	АСО-300
18.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Зимовники	42,480	АСО-300
19.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская	160,440	АС-300, АС-400
20.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	58,700	АСТ-400/51
21.	ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2	55,396	АС-300
22.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская-2	8,300	АСУ-300
23.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники	43,600	АСО-300
24.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Городская-2	21,420	АС-300, АС-400
25.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Г-20	56,700	АСО-300
26.	ВЛ 220 кВ зерновая – Сальская	134,000	АСО-300
27.	ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная	174,800	АС-300
28.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская	31,500	АС-300, НХСНВМК- Н2F 1х630/150 127/220
29.	КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20	24,600	АС-300, НХСНВМК- Н2F 1х630/150 127/220
30.	КВЛ 220 кВ Койсуг – зерновая	48,400	АСО-300, АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1х630/150 127/220
31.	ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево	43,101	АСО-400
32.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь	36,500	АС-500, 2хНХСНВМК- W 1х300/150
33.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь	36,550	АС-500, 2хНХСНВМК- W 1х300/150
34.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь	66,100	АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1х1000/150 127/220

1	2	3	4
35.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь	63,800	АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1x1000/150 127/220
36.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ I цепь	15,030	АС-300
37.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь	15,030	АС-300
38.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ	30,900	АСО-500
39.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I цепь	47,300	АС-400
40.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты II цепь	47,300	АС-400
41.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 I цепь	69,800	АСО-400
42.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 II цепь	69,800	АСО-400
43.	ВЛ 220 кВ Сальская – Песчанокопская	78,100	АСО-300
44.	ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая	37,500	АСО-300
45.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск I цепь	32,070	АС-300, АС-400
46.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск II цепь	32,470	АС-300, АС-400
47.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково	42,350	АСО-300, АСО-400
48.	ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	22,400	АС-300
49.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь	51,600	АС-300
50.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь	51,600	АС-300
51.	ВЛ 220 кВ Р-40 – Ростовская	40,680	АС-300
52.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15	70,919	АС-300
53.	КВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40	9,900	АСО-300, 2xНХСНВМК- W 1x300/150
54.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская I цепь	28,500	АС-300
55.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская II цепь	28,500	АС-300
56.	ВЛ 220 кВ Великоцкая – Сысоево	17,000	АС-300
57.	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15	41,500	АСО-300
58.	ВЛ 220 кВ Т-10 – Т-15	7,760	АСО-300
59.	ВЛ 220 кВ Ея Тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая	9,080	АСО-300
60.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	21,300	АС-300
61.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	140,800	АСУ-300
62.	ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	21,700	АСУ-300
63.	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	63,500	АСО-400
64.	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	54,500	АСО-300
65.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20	27,600	АСО-300
66.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты	33,900	АСО-300
67.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50	20,520	АСО-300
68.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – НЗБ	46,800	АСО-500
69.	ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино	28,240	АС-150
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
70.	ВЛ 220 кВ Шахты – Печная	16,000	АС-240
71.	КЛ 220 кВ Т-10 – Т-20 Печная	3,450	АПвПу2г- 1x400/120
72.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 I цепь	1,900	АСУ-300

1	2	3	4
73.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 II цепь	1,900	АСУ-300
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»			
74.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Центральная	1,300	АС-120
75.	ВЛ 110 кВ Центральная – Цимлянская	10,100	АС-120
76.	ВЛ 110 кВ Цимлянская – Искра	16,200	АС-150, АС-185
77.	ВЛ 110 кВ Искра – Черкассы	21,100	АС-120
78.	ВЛ 110 кВ Черкассы – Стычная	35,100	АС-120
79.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	38,700	АС-120
80.	ВЛ 110 кВ Северный Портал – Мартыновская	21,900	АС-185, АС-205, АС-240
81.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ	7,200	АС-300
82.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ	5,600	АС-240, АС-300, 2хАС-120
83.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками	41,500+26,700	АС-120
84.	ВЛ 110 кВ Константиновская – Ш14	27,800	АС-120/19
85.	ВЛ 110 кВ КГУ – Константиновская	11,500	АС-120
86.	ВЛ 110 кВ СМ2 – КГУ	13,700	АС-120
87.	ВЛ 110 кВ Дубенцовская – Большовская	10,500	АС-120, АСУС-185
88.	ВЛ 110 кВ Обливная – Дубенцовская	17,000	АС-70
89.	ВЛ 110 кВ Обливная – Комаровская	17,000	АС-70
90.	ВЛ 110 кВ СМ3 – Комаровская	10,700	АС-95/16
91.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная	23,500	АС-95/16
92.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Октябрьская	16,300	АС-240
93.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганчуковская	18,500	АС-150
94.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – НС1	17,900	АС-150
95.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Несмеяновская	17,300	АС-70
96.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Дружба	19,600	АС-95
97.	ВЛ 110 кВ Дружба – Дубовская	24,900	АС-185
98.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Харьковская с отпайкой на ПС Василевская	28,000	АС-150
99.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	38,300	АС-120
100.	ВЛ 110 кВ Наримановская – Конзаводская	23,600	АС-95
101.	ВЛ 110 кВ Конзаводская – НС6	10,100	АС-95
102.	ВЛ 110 кВ Зимовники – НС3	30,400	АС-95
103.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Хуторская с отпайкой на ПС Глубокинская	58,500+0,900	АС-185, АС-120, АС-150
104.	ВЛ 110 кВ Хуторская – Ремонтненская с отпайкой на ПС Приволенская	65,500+0,030	АС-120, АС-150
105.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное	20,800	АС-150
106.	ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская	14,900+2,700	АС-120
107.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Денисовская	30,000	АС-120
108.	ВЛ 110 кВ Денисовская – Овцевод	17,600	АС-120, АЖ-120
109.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ВдПТФ	12,500	АС-120

1	2	3	4
110.	ВЛ 110 кВ ВдПТФ – Стройбаза-1	15,200	АС-240
111.	ВЛ 110 кВ Стройбаза-1 – Жуковская	7,900	АС-120, АС-240
112.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Харсеевская с отпайкой на ПС Придорожная	9,000	АС-240
113.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками	57,000+8,600+ +16,400	АС-70, АС-120, АС-95
114.	ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская	53,500	АС-120
115.	ВЛ 110 кВ Шебалинская – Заветинская	37,000	АС-120
116.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор	2,500	АС-120
117.	ВЛ 110 кВ Водозабор - Добровольская	1,000	АС-240
118.	ВЛ 110 кВ Добровольская – Приморская	0,100	АС-240
119.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – Приморская	4,400	АС-240
120.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	0,900	АС-240
121.	ВЛ 110 кВ Городская – ЮЗР	1,400	АС-240
122.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ЮЗР	3,300	АС-240
123.	ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая	8,000	АС-240
124.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Ремонтная тяговая	28,000	АС-185, АС-240
125.	ВЛ 110 кВ Н16 – Ш38 с отпайкой на ПС Н1	28,090+4,150	МГ-95, АС-150
126.	ВЛ 110 кВ Шахты - Ш36	22,830	АС-150, АС-240
127.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесостепь	15,120	АС-120
128.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 I цепь	12,725	АС-240
129.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 II цепь	12,725	АС-240
130.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш37	22,810	АС-150
131.	ВЛ 110 кВ Н4 – Н13 с отпайкой на ПС Н1	18,600+1,930	АС-185, АС-150
132.	ВЛ 110 кВ Ш36 – Ш14	8,430	АС-150
133.	ВЛ 110 кВ Н13 – Н9	14,730	АС-185
134.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты	4,280	АС-150, АС-240
135.	ВЛ 110 кВ Н9 – Ш38	25,570	АС-185
136.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш35	10,300	АС-240, АС-120
137.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш35	27,660	АС-120
138.	ВЛ 110 кВ Ш46 – Ш34	6,650	АС-120
139.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 1 ц.	4,670	АС-120
140.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 2 ц.	4,670	АС-120
141.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I цепь	3,800	АС-120
142.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II цепь	3,800	АС-120
143.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н15	24,930	АС-120
144.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н17	23,150	АС-120
145.	ВЛ 110 кВ Н15 – Н21	14,920	АС-120
146.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГП – Ш29 I цепь	10,915	АС-150
147.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГП – Ш29 II цепь	10,915	АС-150
148.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш45 с отпайкой на ПС Ш8	12,200	АС-240

1	2	3	4
149.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8	12,175	АС-240
150.	ВЛ 110 кВ Ш37 – Ш14	22,930	АС-150
151.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш9	2,340	АС-120
152.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш6 с отпайкой на ПС Ш49	6,040	АС-150
153.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш46	16,450	АС-240, АС-120
154.	ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш47	2,830	АС-120
155.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16	17,360	АС-120, АС-240
156.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш45 с отпайкой на ПС Ш16	24,030	АС-120, АС-240
157.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Н16	19,425	М-70, АС-150
158.	ВЛ 110 кВ Н8 – Н4	5,530	АС-300
159.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С2	21,360	АС-150
160.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С7	1,500	АС-300
161.	ВЛ 110 кВ С7 – Н8	8,300	АС-300
162.	ВЛ 110 кВ С2 – Лесостепь	9,400	АС-120
163.	ВЛ 110 кВ ЦОФ – Ш9	3,860	АС-150, АС-120
164.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 I цепь с отпайкой на ПС ГСР	11,600+5,850	АС-120, АС-150
165.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 II цепь с отпайкой на ПС ГСР	11,300+5,220	АС-120, АС-150
166.	ВЛ 110 кВ С2 – С5	14,470	АС-150
167.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г14 с отпайками	37,970	АС-150
168.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С5	17,320	АС-150
169.	ВЛ 110 кВ С3 – Г4	23,480	АС-120
170.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г18	15,600	АС-120
171.	ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	8,860	АС-120
172.	ВЛ 110 кВ С2 – НЗНП с отпайкой на ПС Ш44	28,200	АС-120
173.	ВЛ 110 кВ Н8 – НЗНП	5,040	АС-185
174.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г15	15,200	АС-150
175.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г15 с отпайкой на ПС Г13	24,320+0,450	АС-150, АС-185
176.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г2 с отпайкой на ПС Г13	21,500	АС-150, АС-185
177.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 I цепь	5,450	АС-185, АС-150
178.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 II цепь с отпайкой на ПС Стальная	5,450	АС-185, АС-150
179.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 I цепь	0,200	АС-150
180.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 II цепь	0,200	АС-150
181.	ВЛ 110 кВ Шахты – С6	23,100	АС-150
182.	ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44	10,040	АС-120
183.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово I цепь с отпайкой на ПС К4	15,500	АС-150
184.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово II цепь с отпайкой на ПС К4	15,500	АС-150
185.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 I цепь	3,200	АС-240

1	2	3	4
186.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 II цепь	3,200	АС-240
187.	ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	31,500	АС-150
188.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 I цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	10,100	АС-150
189.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 II цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	10,100	АС-150
190.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	14,800	АС-150
191.	ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ – Замчалово	21,900	АС-150
192.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	39,100	АС-150
193.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ЗИВ	6,500	АС-240
194.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ЗИВ	20,500	АС-150
195.	ВЛ 110 кВ Б1 – Б4	24,600	АС-150
196.	ВЛ 110 кВ Погорелово – Чеботовская	41,700	АЖ-120
197.	ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка	23,100+6,300	АС-185, АСУ-300
198.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ I цепь	1,100	АС-120
199.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ II цепь	1,100	АС-120
200.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская I цепь	3,300	АС-120
201.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская II цепь	3,300	АС-120
202.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ	16,700+0,200	АС-150, АС-185
203.	ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Садкинская с отпайками	43,600 + 1,800 + 0,600	АС-185
204.	ВЛ 110 кВ Б-3 – Садкинская с отпайками	47,300 + 1,800 + 0,500	АС-150, АС-185
205.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б2	33,300	АС-240
206.	ВЛ 110 кВ Б2 – Б5	8,200	АС-240
207.	ВЛ 110 кВ Б5 – Б8	16,000	АС-95
208.	ВЛ 110 кВ Б3 – Г14	35,900	АС-150
209.	ВЛ 110 кВ Б12 – Голово-Калитвинская	38,100	АС-120
210.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 I цепь	0,900	АСО-300
211.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 II цепь	0,900	АСО-300
212.	ВЛ 110 кВ Б8 – Б12	3,700	АС-185
213.	ВЛ 110 кВ Б12 – Б11	44,100	АС-120
214.	ВЛ 110 кВ Б11 – Милютинская	36,700	АС-120
215.	ВЛ 110 кВ Милютинская – В. Свечниковская	47,500	АС-120
216.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Советская-2	54,900	АЖ-120
217.	ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково	43,200	АС-120
218.	ВЛ 110 кВ Суравикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская I	8,800	АС-120
219.	ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково	8,800	АС-120
220.	ВЛ 110 кВ Б12 – Ш. Быстрянская	4,200	АС-240
221.	ВЛ 110 кВ Б3 – Ш. Быстрянская	50,100	АС-240
222.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская I цепь	20,460	АЖ-120
223.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская II цепь	20,480	АЖ-120
224.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Колодезянская	14,500	АС-150
225.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Колодезянская с отпайкой на ПС Дегтевская	31,340+8,400	АС-150, АС-95
226.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Ал. Лозовская	47,310	АС-150

1	2	3	4
227.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская	49,600	АЖ-120
228.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Вешенская-1 I цепь	33,190	АС-120
229.	ВЛ 110 кВ Вешенская-1 – Вешенская-2 II цепь с отпайкой на ПС НСЗ	33,190 + 0,770	АС-120
230.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская I цепь	45,830	АС-150
231.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская II цепь	45,830	АС-150
232.	ВЛ 110 кВ Тиховская - Суходольная I цепь	27,530	АС-120
233.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная II цепь с отпайкой на ПС Казанская	27,530 + 21,380	АС-120
234.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская	28,940	АС-120
235.	ВЛ 110 кВ Каргинская – В. Свечниковская	47,560	АС-120
236.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская	48,980	АС-150
237.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская	19,320	АС-150
238.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками	79,300	АС-150
239.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками	79,300	АС-150
240.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево I цепь	27,050	АС-150
241.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево II цепь	27,050	АС-150
242.	ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона	26,240	АЖ-120
243.	ВЛ 110 кВ Промзона – Туриловская	14,760	АС-95, АС-120
244.	ВЛ 110 кВ Туриловская – Сулин	25,080	АС-95, АС-120
245.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Makeевская	25,330	АС-120
246.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк	30,650	АС-120, АЖ-120
247.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Индустрия	41,79	АЖ-120
248.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 I цепь	5,500	АС-240
249.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 II цепь	5,500	АС-240
250.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 I цепь	7,620	АСО-400
251.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 II цепь	7,620	АСО-400
252.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	27,690	АС-120
253.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	31,600	АС-120
254.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь	5,640	АСО-300
255.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	5,640	АСО-300
256.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 I цепь	4,950	АС-120
257.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 II цепь	4,950	АС-120
258.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь	8,890	АС-240
259.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	8,890	АС-240
260.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 I цепь с отпайками	10,570	АС-240
261.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 II цепь с отпайками	10,570	АС-240
262.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь	3,100	АС-150
263.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь	3,100	АС-150
264.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	3,020	АСО-300
265.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	3,020	АСО-300
266.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 I цепь	22,560	АС-150

1	2	3	4
267.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 2 цепь	22,560	АС-150
268.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I цепь	12,350	АС-150
269.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II цепь	12,350	АС-150
270.	ВЛ 110 кВ АС12 – Н9	16,530	АС-185
271.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29	2,370	АСО-240
272.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1	13,660	АС-240
273.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками №1	11,120	АС-150, АС-240, АСО-300
274.	ВЛ 110 кВ НГ5 – КС3 с отпайками	33,480	АС-120, АС-185
275.	ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32	16,120	АС-240
276.	ВЛ 110 кВ БГ2 – АС1	23,200	АС-120
277.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками	15,820	АСО-300
278.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2	18,300	АС-120, АС-240, АСО-300
279.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37	6,860	АС-240
280.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	3,880	АС-240
281.	ВЛ 110 кВ Р-40 – ГПП4	4,200	АС-240
282.	ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	8,050	АС-240, АСО-300
283.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайкой на ПС Р24	11,140	АС-150, АС-240
284.	ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12	17,300	АС-185
285.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками	9,310	АС-185, АС-240
286.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33	5,810	АС-185, АС-240
287.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3	4,220	АС-240
288.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками	12,280	АС-240
289.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками	33,170	АС-120, АС-185, АС-240, АСО-300
290.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками	24,370	АС-120, АС-185, АС-240, АСО-300, ПвПу2г-1х 800/185 - 110
291.	ВЛ 110 кВ БТ3 – БТ2	3,370	АС-120
292.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3	8,750	АС-240
293.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ3	4,910	АС-240
294.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ2	8,140	АС-120
295.	ВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками	34,980+0,423	АС-70, АС-95, АС-120, АС-150

1	2	3	4
296.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС10 с отпайкой на ПС НЗПМ	35,020	АС-120, АС-150, АС-185
297.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС15	4,800	АС-150, АС-185
298.	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6	26,850	АС-150, АС-186
299.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками	14,440	АС-240
300.	ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10	10,540	АС-185
301.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками	20,180	АС-120, АС-185
302.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ8	22,770	АС-150, АС-240, АСО-300
303.	ВЛ 110 кВ АС6 – НГ8	14,890	АС-150
304.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ2	23,200	АС-95
305.	ВЛ 110 кВ СМ4 – БГ6	13,500	АС-95
306.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ6	19,000	АС-95
307.	ВЛ 110 кВ В1 – В2	8,500	АС-95, АС-120
308.	ВЛ 110 кВ В10 – СМ3	25,380	АС-120, АС-150
309.	ВЛ 110 кВ В2 – В10	9,670	АС-95, АС-120
310.	ВЛ 110 кВ СМ2 – Дубенцовская	18,200	АС-70
311.	ВЛ 110 кВ Ш47 – СМ1	3,300	АС-95, АС-120
312.	ВЛ 110 кВ СМ1 – СМ4	26,600	АС-95
313.	ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская	28,800	АС-150
314.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская I цепь	18,800	АС-120
315.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская II цепь	18,800	АС-120
316.	ВЛ 110 кВ Сальская – НС1	37,000	АС-70
317.	ВЛ 110 кВ Сальская – АРЗ	3,200	АЖ-120; АС-120
318.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская	43,200	АЖ-120; АС-120
319.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО I цепь	5,000	АС-95
320.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО – АРЗ II цепь	6,900	АЖ-120; АС-120
321.	ВЛ 110 кВ Сальская – Трубецкая	22,700	АС-120
322.	ВЛ 110 кВ Целинская – Трубецкая	25,500	АС-120
323.	ВЛ 110 кВ Егорлыкская – Целинская	44,300	АС-120
324.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Уютненская	10,000	АС-120; АС-150
325.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Ганчуковская	39,400	АС-150
326.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Орловская	34,300	АС-120
327.	ВЛ 110 кВ Орловская – Куберле-2	26,300	АС-120
328.	ВЛ 110 кВ Куберле-2 – Харьковская	23,800	АС-120
329.	ВЛ 110 кВ НС6 – Черкесская	19,200	АС-120
330.	ВЛ 110 кВ Черкесская – Волочаевская	27,000	АС-120
331.	ВЛ 110 кВ Песчанокотская – Развиленская	26,500	АС-120

1	2	3	4
332.	ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	18,810	АС-150
333.	ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	21,660	АС-120, АС-150
334.	КВЛ 110 кВ Т-10 – Самбек с отпайкой на ПС Т10 тяговая	9,210	АС-120, АС-150
335.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25	30,500	АС-240
336.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками	2,290 + 0,20	АС-185, АС-150, АС-240
337.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11	11,470	АС-150, АС-185, АС-240, АС-300
338.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками	39,710 + 3,020	АС-185, АС-240, АСО-300
339.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т9 с отпайкой на ПС Т13	6,130 + 0,850	АС-240
340.	ВЛ 110 кВ Новиковская – Алексеевская	24,480	АС-150
341.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками	57,150	АС-150, АС-120
342.	ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь	3,930 + 7,070	АС-185, АС-150, АС-240
343.	ВЛ 110 кВ Р29 – Чалтырь	7,140	АС-150
344.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т5 с отпайкой на ПС Т17	2,770 + 5,520	АС-150
345.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	13,770	АС-240, АС-300
346.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т21	2,280	АС-240, АС-300, АС-120
347.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21	11,850	АС-240, АС-300, АС-120
348.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	4,200	АС-240, АС-300
349.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Ефремовская с отпайкой на ПС Отрадненская	32,280 + 5,870	АС-150
350.	ВЛ 110 кВ Ефремовская – Федоровская	8,350	АС-150
351.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т1 с отпайками	4,590 + 1,660	АС-240
352.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Очистные сооружения с отпайкой на ПС Дарагановская	24,700	АС-240
353.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Носовская с отпайкой на ПС Лиманная	21,450	АС-150
354.	ВЛ 110 кВ Носовская – Рябиновская	14,480	АС-150
355.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган тяговая	27,260	АС-150
356.	ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра	34,610 + 4,90	АС-120, АС-70
357.	ВЛ 110 кВ Т24 – Т11	0,470	АС-185, АС-240
358.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 I цепь	5,000	АС-120
359.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 II цепь	5,000	АС-120

1	2	3	4
360.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 северная с отпайкой на ПС А-26	8,000	АС-185
361.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 южная с отпайкой на ПС А-26	10,156	АС-185
362.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 I цепь	25,450	АС-300, АС-185, АС-120
363.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 II цепь	25,450	АС-300, АС-185, АС-120
364.	ВЛ 110 кВ А-30 – А32	31,600	АС-95
365.	ВЛ 110 кВ А-30 – Кугей тяговая	10,500	АС-120
366.	ВЛ 110 кВ зерновая – БГ2 с отпайками	42,500+29,400	АС-95
367.	ВЛ 110 кВ зерновая – ЗР10	4,050	АС-120
368.	ВЛ 110 кВ ЗР10 – ЗР14	25,090	АС-120
369.	ВЛ 110 кВ зерновая – ЗР3 с отпайкой на ПС ЗР15	30,060	АС-120
370.	ВЛ 110 кВ зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская	49,200	АС-95
371.	ВЛ 110 кВ ЗР3 – Егорлыкская	24,730	АС-120
372.	ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками	51,700 + 13,200 + + 5,600	АС-120, АЖ-120, АС-95
373.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Кугей тяговая	49,550	АС-120
374.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская	13,600	АС-150
375.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Роговская	51,900	АЖ-120
376.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	27,590	АС-120
377.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	27,590	АС-120
378.	ВЛ 110 кВ Роговская – Балкогрузская	26,600	АС-95
379.	ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная	15,400	АС-150
380.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая	28,400	АС-150
381.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 I цепь	2,160	ПвПу2г-1х 630/185 - 64/110
382.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 II цепь	2,160	ПвПу2г-1х 630/185 - 64/110
383.	КЛ 110 кВ Р1 – Р27	1,790	АПвПу2г 1х400/185
384.	КЛ 110 кВ Р22 – Р27	2,784	АПвПу2г 1х400/185
385.	КВЛ 110 кВ Р23 – Спортивная с отпайкой на ПС Р25	5,624	АС-185, АС-240, АПвПу2 1х1000/185
386.	КВЛ 110 кВ Р22 – Спортивная	4,364	АС-240, АПвПу2 1х1000/185, ПвПу2г-1х 800/185 - 110
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
387.	ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	23,000	АС-185

1	2	3	4
388.	ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	61,000	АС-185
389.	ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	38,500	АС-185
390.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГППЗ I цепь	2,030	АС-240
391.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГППЗ II цепь	2,030	АС-240
392.	ВЛ 110 кВ Донецкая – НПС3	52,900	АС-150
393.	ВЛ 110 кВ Чеботовская – НПС3	17,900	АС-150
394.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая	2,300	АС-185
395.	ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая	44,400	АС-185
396.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Двойная тяговая	44,700	АС-150
397.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Заводская	0,300	АС-120
398.	ВЛ 110 кВ Шахты – Заводская	18,430	АС-240
399.	ВЛ 110 кВ С2 – С3	1,800	АС-120
Итого протяженность ЛЭП (километров):			
номинальным классом напряжения 500 килвольт:		1677,103	
номинальным классом напряжения 330 килвольт:		223,129	
номинальным классом напряжения 220 килвольт:		2832,626	
номинальным классом напряжения 110 килвольт:		6482,521	

3.8. Основные внешние электрические связи Ростовской энергосистемы

Ростовская энергосистема имеет электрические связи с пятью энергосистемами по ЛЭП 110 – 500 кВ:

1. С Волгоградской энергосистемой:
 - 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 Суруикино-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 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево;
 - ВЛ 220 кВ Великотская – Сысоево;
 - 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 и Ростовской энергосистемами 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 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево, ВЛ 220 кВ Великоцкая – Сысоево, ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино и ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

3. С Калмыцкой энергосистемой:

ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная;

ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская;

ВЛ 110 кВ Сандатовская – Виноградовская;

ВЛ 110 кВ Заветинская – Советская;

4. С Кубанской энергосистемой:

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. Со Ставропольской энергосистемой:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск;

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск.

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

Таблица № 14

Наименование КС	Состав КС	МДП* в нормальной схеме (мегаватт)	Критерий ограничения в нормальной схеме	МДП* в ремонтной схеме** (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	280	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Погорелово в ПАР АТ-2 ПС 220 кВ Погорелово	160	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 Амвросиевка – Т-15; 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		305	ремонт ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I или II цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская в ПАР ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II или цепь I
Цимлянское	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты; ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ 2; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	не контролируется		130	ремонт ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	АДТН ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ в ПАР ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – 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;	не контролируется		135	ремонт ВЛ 220 кВ	АДТН ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ в

1	2	3	4	5	6	7
	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ				Цимлянская ГЭС – Шахты	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	140	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-4	75	ремонт ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33
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	155	ремонт ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I или II цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II или I цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29
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; 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 с отпайкой на ПС Р24; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 1; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2	не контролируется		460	ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками
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		375	ремонт ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	АДТН ВЛ 110 кВ Г-20 – С2 в ПАР ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20
Центральное	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на	не контролируется		95	ремонт ЛЭП	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12

1	2	3	4	5	6	7
	ПС Р33; ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3				110 кВ транзита Р1 – Р27 – Р22 и ремонт ВЛ 110 кВ транзита Р-4 – Р41 – Р1 и ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь и ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	с отпайкой на ПС Р3 в ПАР ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33
Волгоград – Ростов (переток РЭ-ВЭ)	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2; ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;	820	АДТН ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	220	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	АДТН ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково в ПАР ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты
Волгоград – Ростов (переток ВЭ-РЭ)	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	1190	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	190	ремонт ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная
Юг	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №2;	3430	20 процентов Р в исходной схеме	2970	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	8 процентов Р в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск

1	2	3	4	5	6	7
	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					
Маньч	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	1340	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Элиста Северная в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	600	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Элиста Северная в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск
Кубанское	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2; 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	2120	АДТН АТ-1 Крыловская в ПАР ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	1400	ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Крыловская	АДТН ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская в ПАР ВЛ 220 кВ А-20 – А30 или ВЛ 220 кВ Староминская – А-30
Север	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская; АТ1 500/220 кВ Ростовской АЭС	2830	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	2610	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовской АЭС – Ростовская	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная

1	2	3	4	5	6	7
	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ея тяговая					

*Без ПА при температуре окружающей среды плюс 35 градусов.

**Наиболее тяжелая ремонтная схема.

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

Структура установленной тепловой мощности.

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

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью (УТМ) в 2433,9 Гкал/час (таблица № 15).

Таблица № 15

Наименование	Мощность	2017 год
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	всего (Гкал/час)	809,0
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	всего (Гкал/час)	890,0
РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	всего (Гкал/час)	414,8
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	всего (Гкал/час)	212,0
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	всего (Гкал/час)	108,1
Всего	УТМ (Гкал/час)	2433,9

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

Таблица № 16

№ п/п	Муниципальное образование	Наименование производителя	Количество котельных	Суммарная установленная мощность (Гкал/час)	Вид топлива
1	2	3	4	5	6
1.	Город Азов	МУП «Теплоэнерго»	31	119,200	газ
2.	Город Батайск	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	29	205,000	газ
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	20,760	газ
3.	Город Волгодонск	ООО «Волгодонская	1	365,000	газ, мазут

1	2	3	4	5	6
		тепловая генерация»			
		ООО «ТЭЦ-1»	2	200,000	газ
		прочие	3	565,000	газ, мазут
4.	Город Гуково	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	21	146,944	газ, уголь
		ведомственные	10	3,964	–
		прочие	31	150,908	газ, уголь
5.	Город Донецк	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	12	88,124	газ
6.	Город Зверево	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	5	43,148	газ, уголь
7.	Город Каменск-Шахтинский	МУП «Каменсктеплосеть»	24	164,370	газ
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	5	57,160	газ
		МУП «Вира»	1	27,860	газ
8.	Город Новочеркасск	ООО ПК «НЭВЗ»	4	225,000	газ
		ОАО «ЭПМ-НЭЗ»	7	130,400	газ
		МУП «Тепловые сети»	57	196,140	газ
		прочие	11	355,400	газ
9.	Город Новошахтинск	МП «ККТС»	20	103,180	газ, уголь
		ООО «Теплонасосные системы»	1	5,160	газ
		прочие	21	108,340	газ, уголь
10.	Город Таганрог	ООО «Тепловая генерация»	1	200,000	газ
		МУП «Тепловые сети»	–	–	–
		АО «ТЭПТС «Теплоэнерго»	31	245,340	газ
		МУП Управление «Водоканал»	–	–	–
		ООО «Приазовский ТеплоЦентр»	1	4,300	газ
		АО «Таганрогский завод «Прибой»	1	3,000	газ
		ООО «ТЭК»	–	–	–
		АО ТКЗ «Красный котельщик»	1	287,500	газ
		ООО «Тагстройсервис»	1	2,300	газ
		ТСЖ-3	–	–	–
		МУП «Трамвайно- троллейбусное управление»	1	2,300	газ
		МУП «Городское хозяйство»	1	96,400	газ

1	2	3	4	5	6
		ГБОУ СПО РО «ТАК им. В.М. Петлякова»	1	1,620	газ
		ПАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	1	50,000	газ
		Таганрогский институт имени А.П. Чехова (филиал) ФГБОУ ВПО «РГЭУ (РИНХ)»	2	7,710	газ
11.	Город Шахты	ООО «Шахтинская ГТЭС»	4	140,400	газ
		филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	55	337,318	газ, уголь
		прочие	59	477,718	газ, уголь
12.	Азовский муниципальный район	УМП ЖКХ «Азовское»	5	12,468	газ
		УМП ЖКХ Кулешовского сельского поселения.	1	16,337	газ
13.	Аксайский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	19	98,120	газ
		ООО «АКДЭНЕРГО»	1	8,400	газ
		МУП АГП «АКСАЙЭНЕРГО»	1	1,910	газ
		прочие	21	108,430	газ
14.	Белокалитвинский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	22	102,240	–
		ООО «Распределенная генерация»	3	39,800	–
		прочие	25	142,040	–
15.	Боковский муниципальный район	МУП «Водник»	6	9,802	–
16.	Верхнедонской муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	5,228	газ
17.	Веселовский муниципальный район	Веселовское МУП ЖКХ (теплосеть)	4	3,200	газ
18.	Волгодонской муниципальный район	ООО ММП ЖКХ «Содружество»	4	1,866	газ
19.	Егорлыкский муниципальный район	Егорлыкский МУП «Коммунальник»	4	8,690	газ
		ФГБУ «ЦЖКУ»	1	–	уголь
		бытовые котлы	72	–	газ
		прочие	76	74,700	газ, уголь
20.	Заветинский муниципальный район	МУП «Заветинские теплосети»	5	5,140	уголь
		прочие	24	18,413	газ, уголь

1	2	3	4	5	6
21.	Зерноградский муниципальный район	АО «Зерноградские тепловые сети»	39	66,420	газ
		филиал ФГБУ «ЦЖКУ» по ЮВО	1	–	–
22.	Кагальницкий муниципальный район	МУП Кагальницкого района «УЮТ»	26	9,730	газ
23.	Каменский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	6	16,240	газ, уголь
		МУП «Молодежный»	1	1,500	газ
24.	Кашарский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	49	46,500	газ, уголь
25.	Константиновский муниципальный район	МУП «Гарант»	21	9,878	газ
26.	Красносулинский муниципальный район	МУП «Красносулинские городские котельные»	4	6,750	уголь
			11	37,400	газ
			1	16,598	газ
		прочие	16	60,748	газ, уголь
27.	Куйбышевский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	57	–	–
28.	Матвеево-Курганский муниципальный район	ОАО «Водоканал» Матвеево-Курганского района	–	–	–
29.	Миллеровский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	34	7,440	газ
		филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	20	11,670	газ, уголь
30.	Морозовский муниципальный район	ООО «ЭКО»	13	9,510	газ
31.	Мясниковский муниципальный район	ООО «МП «Коммунсервис»	3	9,460	газ
		МУП «Коммунальщик»	1	–	–
		Прочие	4	9,460	газ
32.	Неклиновский муниципальный район	ООО «Межмуниципальный Неклиновский водопровод»	49	26,27	газ
33.	Обливский муниципальный район	ООО «Обливское МТП»	4	4,239	газ
34.	Октябрьский муниципальный район	ООО «Тепловые сети»	2	26,660	газ
		ООО «Управление жилищно-коммунального хозяйства»	9	8,598	газ

1	2	3	4	5	6
35.	Орловский муниципальный район	АО «Сервис-ЖКХ»	9	6,836	газ
36.	Песчанокопский муниципальный район	МУП КХ Песчанокопского района	2	2,060	газ
37.	Пролетарский муниципальный район	МУП «Тепловые сети» Пролетарского городского поселения	13	2,500	газ, уголь
38.	Родионово-Несветайский муниципальный район	ООО «Жилищник»	9	10,000	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	67	13,060	газ
		ООО «Светпромгаз»	2	–	газ
39.	Сальский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	30	69,371	газ, уголь
		ООО «Сальскэлектросбыт»	1	2,200	мазут
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо-Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	29,300	газ
		ОАО РТП «Авторемонтник»	1	13,000	газ
40.	Семикаракорский муниципальный район	МП ЖКХ	1	3,000	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	73	14,160	газ
41.	Тарасовский муниципальный район	МУП «Тарасовские тепловые сети»	16	6,100	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	3	0,600	газ
42.	Усть-Донецкий муниципальный район	ООО УК «Жилкомсервис»	20	15,780	газ
43.	Целинский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	19	9,210	газ
44.	Цимлянский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	13	–	–
		администрация Цимлянского городского поселения	1	–	–
		прочие	14	–	–
45.	Чертковский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	15,152	газ
46.	Шолоховский муниципальный район	МУП «Теплоэнерго»	15	14,887	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	18	6,514	газ, уголь, дизельное топливо

Таблица № 17

№ п/п	Компания	Наименование	Суммарная установленная мощность (гигакалорий в час)	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1.	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	центральная котельная	420,0	газ
2.	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	котельная № 4	150,0	газ
3.	ООО «Группа Мегapolis»	котельная, Ильюшина, 34а	15,1	–
4.	ООО «Группа Мегapolis»	котельная, Искра, 47а	9,6	–
5.	ООО «Группа Мегapolis»	котельная, Шишкина, 162	7,3	–

Выработка тепловой энергии.

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

Таблица № 18

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ТЭЦ					
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (тыс. гигакалорий)	963,8	1009,3	933,2	976,9	922,8
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. гигакалорий)	1443,6	1576,2	1533,1	1790,9	1872,1
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (тыс. гигакалорий)	246,5	277,2	253,8	240,9	127,1
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегapolis») (тыс. гигакалорий)	179,8	154,2	152,8	156,8	156,1
Котельные					
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. гигакалорий)	1550,6	1593,7	1461,3	1353,1	1182,6
Котельные (ООО «Группа Мегapolis») (тыс. гигакалорий)	11,7	13,8	10,7	5,4	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.

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Подключенная тепловая нагрузка (гигакалорий в час)
1	2	3
1.	ООО «Ростовские тепловые сети», всего	1987,92
1.1.	Потребители с нагрузкой более 3 Гкал/час, итого в том числе:	41,03
1.1.1.	Административное здание, Соколова, 13	5,66
1.1.2.	ТРЦ «РИО», Нагибина, 17	5,72
1.1.3.	Бизнес-центр «Пять морей»	4,57
1.1.4.	МТРЦ «Золотой Вавилон»	8,08
1.1.5.	Завод «Квант»	3,66
1.1.6.	Гостиница «Интурист»	3,42
1.1.7.	Музыкальный театр	3,18
1.1.8.	ОАО «Атомкотломаш»	3,13
1.1.9.	АО «Ростовводоканал»	3,61
1	2	3
1.2.	Потребители с нагрузкой менее 3 Гкал/час, итого в том числе:	1946,89
1.2.1.	Жилищный фонд	1447,75
1.2.2.	Бюджетные организации	161,19
1.2.3.	Промышленные и приравненные к ним	274,62
1.2.4.	Прочие	63,33
2.	Потребители, подключенные к Ростовской ТЭЦ-2, всего в том числе:	17,80
2.1.	ООО «ККПД-Инвест»	15,70
2.2.	АО «ЛИМАН»	2,10

3.11. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Ростовской области в 2017 году

В таблице № 20 приведены сводные данные по потреблению топлива электростанциями и котельными генерирующими компаний в 2017 году.

Таблица № 20

Наименование	Топливо	2017 год
Электростанции		
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. м)	383,8
	газ (тыс. т у.т.)	445,7
	мазут (тонн)	1162,0
	мазут (тыс. т у.т.)	1625,5
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	420,1
	газ (тыс. т у.т.)	448,9

Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	122,3
	газ (тыс. т у.т.)	142,1
Котельные		
Центральная котельная, Котельная №4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	186,1
	газ (тыс. т у.т.)	159,9
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ, (млн куб. м)	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:

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

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

ВРП – объем валового регионального продукта, 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

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	17337,300	17942,400	18149,700	18717,500	18571,000
ВРП (млн рублей)	917689,100	1007758,800	1189144,000	1270891,500	1332688,900*
Электроемкость ВРП (кВт·ч/ рублей)	0,019	0,018	0,015	0,015	0,014*

*Оценка минэкономразвития области.

За последние годы наблюдается тенденция снижения электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях 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 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:

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

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

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	17337,3	17942,4	18149,7	18717,5	18571
Численность населения (млн человек)	4,2546	4,2455	4,2421	4,236	4,2313
Потребление электроэнергии на душу населения (кВт·ч/человек)	4054,0	4204,5	4236,3	4374,4	4389,0

Для энергосистемы Ростовской области потребление электроэнергии на душу населения в 0,6 раза ниже, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации данный показатель находится на уровне 7100 киловатт-часов на человека.

4. Особенности и существующие проблемы функционирования Ростовской энергосистемы

Ограничение на технологическое присоединение потребителей к электрической сети.

Анализ режимов работы электрической сети в энергосистеме Ростовской области не выявил ограничений на технологическое присоединение потребителей.

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 минимума нагрузок за 2017 год не выявил

возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

При этом анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области в период летнего максимума нагрузок выявил возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

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.

В энергорайон, запитанный от вышеуказанных ВЛ, входят ПС 110 кВ: Р1, Р3, Р5, Р12, Р27, Р33, Р37, Р41 и РСМ. Энергорайон характеризуется наличием бытовых и промышленных потребителей всех трех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Основной потребитель – население города Ростова-на-Дону, ООО «Комбайновый завод «Ростсельмаш» и ПАО «Роствертол».

В нормальной схеме работы электрической сети выполнено деление электрической сети в следующих точках:

на СВ 110 на ПС 110 кВ РСМ для исключения снижения объема УВ на ОН 4 очереди Ростовской энергосистемы;

на СЭГВ-110 ПС 110 кВ Р27 для ограничения токов короткого замыкания на ПС 110 кВ Р1 ниже номинального тока отключения выключателей.

В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41 в нормальной схеме работы электрической сети возникает перегрузка контролируемого сечения «Алмаз»: $P_{расч} = 110$ МВт при $P_{мдп} = 75$ МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме 70 МВт.

После выполнения схемно-режимных мероприятий (включение СВ 110 на ПС 110 кВ РСМ, отключение АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-4) перегрузка контролируемого сечения «Алмаз» сохраняется.

Для ликвидации перегрузки контролируемого сечения «Алмаз» необходимо выполнение одного из мероприятий:

ввод ГВО на ПС 110 кВ РСМ, Р1, Р37, Р3, Р33 в объеме 15 МВт;

деление электрической сети с переводом потребителей центральной части города Ростов-на-Дону на электроснабжение в тупиковом режиме. При этом единичное аварийное отключение наиболее нагруженной ЛЭП 110 кВ, питающей тупиковую нагрузку, приведет к погашению 55 МВт.

Ликвидация перегрузки контролируемого сечения «Алмаз» путем замыкания транзита 110 кВ Р1 – Р27 – Р22 в схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41 недопустима по причине несоответствия отключающей способности выключателей ПС 110 кВ Р1 уровням токов короткого замыкания.

Таким образом, для обеспечения возможности замыкания транзита 110 кВ Р1 – Р27 – Р22 в целях исключения перегрузки контролируемого сечения

«Алмаз» в единичной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41 необходимо выполнить замену выключателей на ПС 110 кВ Р1, отключающая способность которых не соответствует уровням токов короткого замыкания (МВ-110 ВЛ Р1 – Р33 – Р3 – Р12; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – Р41; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – РСМ).

В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 приводит к перегрузке контролируемого сечения «Алмаз»: $P_{расч} = 130$ МВт при $P_{мдп} = 65$ МВт. Указанная перегрузка сопровождается перегрузкой ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь, нагрузка которой составляет 700 А (122 процента ДДТН^{+300С} и 117 процентов АДТН^{+300С}) при ДДТН^{+300С}=573 А, АДТН^{+300С}=600 А.

После выполнения схемно-режимных мероприятий (включение СВ 110 на ПС 110 кВ РСМ, отключение АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-4, включение СЭГВ-110 ПС 110 кВ Р27 с замыканием транзита 110 кВ Р1 – Р27 – Р22) ликвидируется перегрузка ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь ($P_{расч} = 341$ А, 60 процентов ДДТН^{+300С}), но сохраняется перегрузка контролируемого сечения «Алмаз»: $P_{расч} = 128$ МВт при $P_{мдп} = 115$ МВт.

Для ликвидации перегрузки контролируемого сечения «Алмаз» необходимо выполнение одного из мероприятий:

при подготовке ремонтной схемы ввод ГВО на ПС 110 кВ РСМ, ПС 110 кВ Р1, ПС 110 кВ Р3, ПС 110 кВ Р12, ПС 110 кВ Р27, ПС 110 кВ Р37, ПС 110 кВ Р33, ПС 110 кВ Р41 в объеме 25 МВт;

деление электрической сети с переводом потребителей центральной части города Ростов-на-Дону на электроснабжение в тупиковом режиме. При этом единичное аварийное отключение наиболее нагруженной ЛЭП 110 кВ, питающей тупиковую нагрузку, приведет к погашению 90 МВт.

В качестве мероприятия, направленного на недопущение вышеуказанных перегрузок, является перевод существующего транзита 35 кВ Р2 – Р15 – Р1 на напряжение 110 кВ с замыканием в транзит по нормальной схеме и реконструкцией ПС 110 кВ Р1, Р12 и ПС 35 кВ Р15.

Новочеркасский энергоузел.

В Новочеркасский энергоузел входят ПС 220 кВ НЭЗ, ПС 110 кВ ГТП, ГТПЗ. Новочеркасский энергоузел характеризуется наличием промышленных и бытовых потребителей всех трех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Основной потребитель – ОАО «ЭНЕГРОПРОМ – НОВОЧЕРКАССКИЙ ЭЛЕКТРОДНЫЙ ЗАВОД», а также население города Новочеркаска.

В нормальной схеме работы электрической сети выполнено деление электрической сети в следующих точках:

на ШСВ-110 ПС 110 кВ ГТП для непревышения номинального тока отключения выключателей на ПС 110 кВ ГТП;

на В 110 ГТП I ц, В 110 ГТП II ц ПС 220 кВ НЭЗ для непревышения номинального тока отключения выключателей на ПС 110 кВ ГТП.

В случае аварийного отключения одной из двух ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I (II) цепь в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной одной из двух ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ I (II) цепь на ПС 110 кВ ГТП

срабатывает АВР ШСВ-110, действующий на включение ШСВ-110, после чего нагрузка оставшейся в работе одной из ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь или ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь составит 470 А (111 процентов ДДТН^{+30°C} и 111 процентов АДТН^{+30°C}) при ДДТН^{+30°C}=АДТН^{+30°C}=423 А.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при подготовке ремонтной схемы требуется ввод ГВО в Новочеркасском энергоузле в объеме 10 МВт. При этом схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод электроэнергетического режима в область допустимых значений, отсутствуют.

В качестве мероприятия, направленного на недопущение вышеуказанных перегрузок, является реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь с заменой провода АС 150/19 на АС 185/24 исключающий необходимость ввода ГВО.

Таганрогский энергоузел.

Электроснабжение Таганрогского энергоузла обеспечивается по транзиту 110 кВ Т-10 – Т11 – Т25 – Т-15. В энергоузел входят ПС 110 кВ: Т11, Т22, Т24, Т24д, Т25, Т26. Таганрогский энергоузел характеризуется наличием бытовых и промышленных потребителей всех трех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Основной потребитель – ПАО «Таганрогский металлургический завод», Таганрогский котлостроительный завод «Красный котельщик», а также население.

В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками приводит к перегрузке ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11, нагрузка которой составит 408 А (128 процентов ДДТН^{+30°C} и 107 процентов АДТН^{+30°C}) при ДДТН^{+30°C}=317 А, АДТН^{+30°C}=380 А. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при подготовке ремонтной схемы требуется ввод ГВО на ПС 110 кВ Т11, Т25, Т26 в объеме 15 МВт.

В режиме летних максимальных нагрузок аварийное отключение ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками приводит к перегрузке ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25, нагрузка которой составит 404 А (130 процентов ДДТН^{+30°C} и 109 процентов АДТН^{+30°C}) при ДДТН^{+30°C}=310А, АДТН^{+30°C}=372 А.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при подготовке ремонтной схемы требуется ввод ГВО на ПС 110 кВ Т11, Т25, Т26 в объеме 16 МВт. При этом схемно-режимные мероприятия, обеспечивающие ввод электроэнергетического режима в область допустимых значений, отсутствуют.

В качестве мероприятий, направленных на недопущение вышеуказанных перегрузок, являются:

реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11, выполненной проводом МГ-70;

реконструкция ПС 110 кВ Т25 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25, выполненной проводом АС-95.

Северный энергорайон.

При потреблении Северного энергорайона более 90 МВт в схеме с отключенной ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево аварийное отключение АТ-1 ПС 220 кВ Вешенская-2 в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной со стороны ПС 220 кВ Погорелово двухцепной ВЛ 110 кВ Погорелово – Промзона с отпайками вызывает нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

При потреблении Северного энергорайона 90 МВт, отдельной работе Ростовской и Донбасской энергосистем по ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+30°C) в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной двухцепной ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово с отпайками после аварийного отключения АТ-1 ПС 220 кВ Вешенская-2:

напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Старая Станица составляет 83 кВ при аварийно допустимом напряжении 84,7 кВ;

нагрузка ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково составляет 313 А (104 процента $ДДТН^{+30^{\circ}C}$) при $ДДТН^{+30^{\circ}C}=АДТН^{+30^{\circ}C}=300$ А;

нагрузка ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская (ВЛ 110 кВ № 503), составляет 401 А (135 процентов $ДДТН^{+30^{\circ}C}$ и 112 процентов $АДТН^{+30^{\circ}C}$) при $ДДТН^{+30^{\circ}C}=300$ А, $АДТН^{+30^{\circ}C}=360$ А.

Нагрузка ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская превышает уставку быстродействующей 2 ступени АОПО ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская, установленной на ПС 110 кВ Калининская, которая действует на отключение СМВ-110 ПС 110 кВ Калининская.

Размыкание ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская действием АОПО приводит к отключению ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково действием АОПО, каскадному развитию аварии, сопровождающейся нарушением статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, и погашением всей нагрузки энергорайона.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в период летних максимальных нагрузок при подготовке ремонтной схемы требуется ввод ГО в Северном энергорайоне в объеме 27 МВт.

В качестве технического решения, для недопущения вышеуказанных последствий, требуется на ПС 220 кВ Вешенская-2 установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА со сроком ввода в работу в 2022 году.

Отсутствие возможности обеспечения допустимых уровней напряжения.

Анализ проведенных расчетов электроэнергетических режимов выявил вероятность снижения уровня напряжения ниже допустимых значений в Северном энергорайоне. В качестве технического решения требуется на ПС 220 кВ Вешенская-2 установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА.

5. Основные направления развития электроэнергетики Ростовской области

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

В настоящей работе рассмотрен прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Ростовской области, сформированный на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЕЭС России 2018 – 2024, – базовый прогноз (базовый вариант развития).

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Ростовской области до 2022 года сформирован на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЕЭС России 2018 – 2024 и представлен в таблице № 23.

Таблица № 23

Показатель	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Максимум нагрузки	мегаватт	3093,0	3111,0	3194,0	3200,0	3249,0
Среднегодовые темпы прироста	процентов	2,3	0,6	2,7	0,2	1,5
Электропотребление	млн киловатт-часов	19037,0	19166,0	19445,0	19843,0	19982,0
Среднегодовые темпы прироста	процентов	2,5	0,7	1,5	2,0	0,7

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области на 2013 – 2017 годы (факт) и 2018 – 2022 годы (базовый прогноз) представлена на рис. 10.

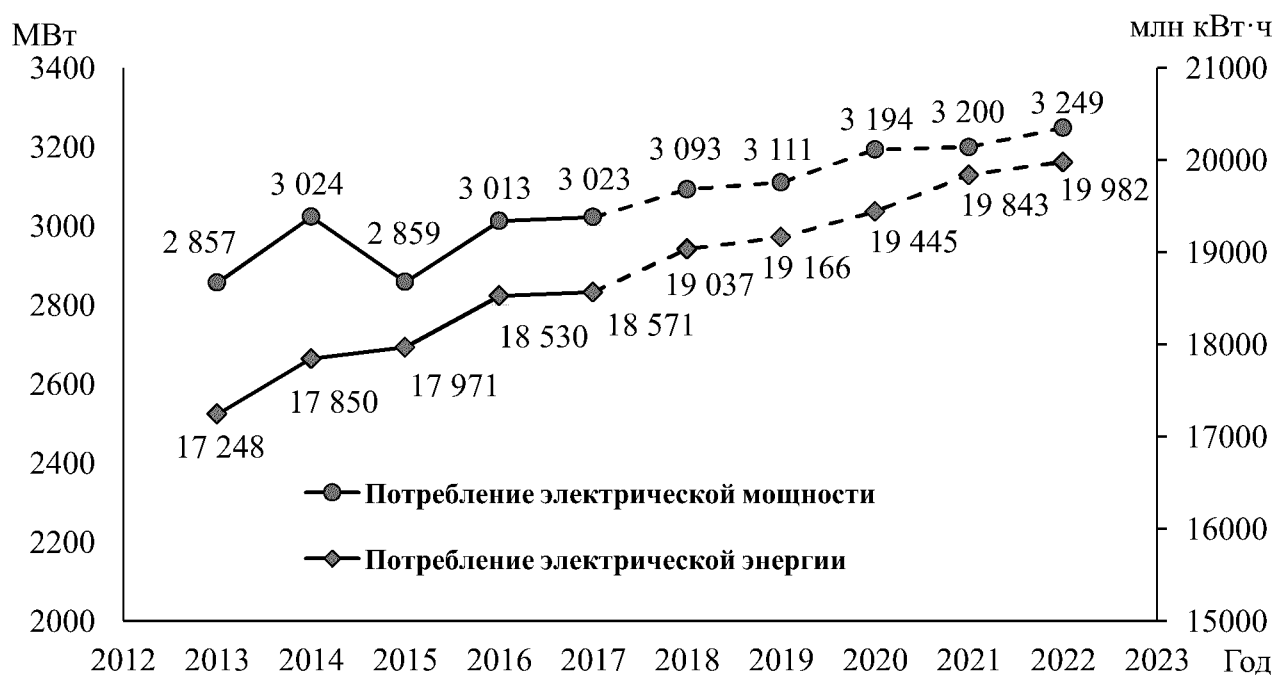


Рис. 10.

Перечень основных крупных потребителей.

На территории энергосистемы Ростовской области находятся следующие крупные потребители:

ПАО «ТАГМЕТ». Завод основан в 1896 году. ПАО «ТАГМЕТ» выпускает практически все виды стальных труб. В настоящее время является одним из самых высокотехнологичных трубных заводов в мире. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 171 МВт.

ОАО «РЖД». Основным видом деятельности является деятельность железнодорожного транспорта. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 160 МВт.

ОАО «Энергопром – Новочеркасский электродный завод». Крупнейшее предприятие электродной отрасли, специализируется на выпуске высококачественных графитированных электродов. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 103 МВт.

ООО «Ростовский электрометаллургический завод». Metallургический 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 в 2017 году составило 100 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 в 2017 году составило 35 МВт.

ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. Основным видом деятельности является очистка воды, водоснабжение жителей г. Ростов-на-Дону. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 28 МВт.

ООО «ПК «НЭВЗ». Новочеркасский электровозостроительный завод – крупнейший российский производитель магистральных и промышленных электровозов. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 27 МВт.

ООО «Юг Руси – Золотая семечка». Является крупнейшим в России производителем и экспортером бутилированного растительного масла. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 19 МВт.

ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов». Основным видом деятельности является переработка нефти и нефтепродуктов. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 12 МВт.

Филиал ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск. Основным видом деятельности является выпуск оборудования для атомных электростанций. Максимальное потребление мощности в 2017 году составило 12 МВт.

Перечень основных перспективных потребителей.

В энергосистеме Ростовской области до 2022 года в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

ООО «Донские Биотехнологии». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» 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;

ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 480 МВт. Ввод будет осуществляться в два этапа: на первом этапе максимальная мощность энергопринимающих устройств составит 310 МВт, на втором этапе – 170 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется на первом этапе: строительство ПС 220/35/10 кВ КМК с установкой одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА, двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 80 МВА и двух трансформаторов 220/35 мощностью 63 МВА, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Шахты – КМК (в габаритах 330 кВ), расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Шахты на две линейные ячейки для присоединения двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК; на втором этапе – установка на ПС 220/35/10 кВ КМК второго трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА;

ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» планируется присоединение многоквартирных жилых домов для военнослужащих. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 100 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС 220 кВ Генеральская с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, сооружение двухцепной ЛЭП 220 кВ Ростовская – Генеральская и расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Ростовская на две линейные ячейки для присоединения ЛЭП 220 кВ Ростовская – Генеральская;

ООО «Тепличный комбинат «Донской». Будет представлять собой 40 га тепличных площадей производительностью порядка 30 тыс. тонн овощей в год. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 30 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство ПС 220 кВ Донская с установкой одного трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 МВА и строительство заходов ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская с образованием двух новых ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Донская и НЭЗ – Донская.

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 базового варианта развития энергосистемы Ростовской области до 2022 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы.

В таблице № 24 приведена информация о вводах генерирующих объектов в Ростовской энергосистеме.

В таблице № 25 приведена информация по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области.

Таблица № 24

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2018 год (МВт)	2019 год (МВт)	2020 год (МВт)	2021 год (МВт)	2022 год (МВт)	Основание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ростовская АЭС, 4 ВВЭР-1000	АО «Концерн Росэнергоатом»	ядерное топливо	новое строительство	1100,0	–	–	–	–	ИП АО «Концерн Росэнергоатом»
ВЭС Азов-5, ветровые агрегаты	ПАО «Энел Россия»	нет топлива	новое строительство	–	–	90,09	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-2 (код ГТП GVIE0622), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	50,0	–	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-3 (код ГТП GVIE0623), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	50,0	–	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-4 (код ГТП GVIE0624), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	50,0	–	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-5 (код ГТП GVIE0625), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	50,0	–	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-7 (код ГТП GVIE0627), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	–	18,0	–	–	ДПМ ВИЭ
Ветропарк-8 (код ГТП GVIE0628), ветровые агрегаты	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	нет топлива	новое строительство	–	–	32,0	–	–	ДПМ ВИЭ
Ростовская ВЭС	АО «ВетроОГК»	–	–	–	–	–	–	–	ДПМ ВИЭ
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	–	–	–	–	20,0	
2 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	–	–	–	–	20,0	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	–	–	–	–	20,0	
4 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	–	–	–	–	20,0	
Всего по станции		–	–	–	–	–	–	80,0	

Таблица № 25

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Основание
Новочеркасская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»	–	–	–	–	–	–	–	приказ Минэнерго России от 29.06.2017 № 588
1 К-300-240		газ природный	окончательный	–	–	–	264,0	–	
2 К-300-240		газ природный	окончательный	–	–	–	264,0	–	
3 К-270(300)-240		газ природный	окончательный	–	–	–	270,0	–	
4 К-270(300)-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	270,0	–	
5 К-270(300)-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	270,0	–	
6 К-290-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	290,0	–	
7 К-300-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	300,0	–	
Всего по станции	–	–	–	–	–	–	1928,0	–	

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

В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы на территории Ростовской области в период до 2022 года планируется ввод восьми ветропарков суммарной установленной мощностью 420,01 МВт.

Данные мощности учтены в основных вводах генерации, по ним заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ). При этом до настоящего времени информация о планируемых схемах присоединения ветропарков, а также технические условия на технологическое присоединение отсутствуют.

Исключение составляет Азовская ВЭС (ООО «Азовская ВЭС») установленной мощностью 92,3 МВт. По результатам выполнения внестадийной работы по титулу «Схема выдачи мощности ветровой электростанции – Азовской ВЭС» определен перечень всех необходимых мероприятий, обеспечивающих выдачу мощности Азовской ВЭС.

Также выданы технические условия на технологическое присоединение энергетических установок ООО «Азовская ВЭС» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30 ноября 2017 г.

В таблице № 26 приведена сводная информация о вводах ветропарков в Ростовской энергосистеме с указанием рекомендаций по их схемам присоединения.

Таблица № 26

Электростанция	Генерирующая компания	Установленная мощность (мегаватт)	Год ввода	Схема присоединения
1	2	3	4	5
ВЭС Азов-5 (Азовская ВЭС)	ПАО «Энел Россия» (ООО «Азовская ВЭС»)	90,09 (92,3)	2020	1. Строительство ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС. 2. Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА
Ветропарк-2 (GVIE0622)	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	50,0	2019	–
Ветропарк-3 (GVIE0623)	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	50,0	2019	–
Ветропарк-4 (GVIE0624)	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	50,0	2019	–
Ветропарк-5 (GVIE0625)	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	50,0	2019	–
Ветропарк-7 (GVIE0626)	ООО «Фортум ЭНЕРГИЯ»	18,0	2020	–
Ветропарк-8	ООО «Фортум	32,0	2020	–

1	2	3	4	5
(GVIE0627)	ЭНЕРГИЯ»			
Ростовская ВЭС	АО «ВетроОГК»	80	2022	–

5.4. Оценка

перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности Ростовской энергосистемы на 5-летний период

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2022 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) энергосистемы Ростовской области до 2022 года в рамках рассмотрения базового варианта развития.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании базового прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 – 2024 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 Схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы.

Перспективный баланс электроэнергии приведен в таблице № 27 и на рис. 11.

Перспективный баланс мощности приведен в таблице № 28 и на рис. 12.

Таблица № 27

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Электропотребление (млн киловатт-часов)	19037,0	19166,0	19445,0	19843,0	19982,0
Собственная выработка (млн киловатт-часов), в том числе:	36545,0	40436,0	40657,0	33402,0	33466,0
АЭС	23460,0	28700,0	28700,0	28700,0	28700,0
ГЭС	412,0	611,0	611,0	611,0	611,0
ТЭС	12673,0	11091,0	10922,0	3411,0	3460,0
ВИЭ	–	33,0	423,0	680,0	695,0
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (процентов)	2,5	0,7	1,5	2,0	0,7
Дефицит (–) / избыток (+)	17508,0	21270,0	21212,0	13559,0	13484,0

Мощность	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Установленная мощность (мегаватт)	7315,65	7515,65	7655,74	5727,74	5807,74
АЭС	4100,00	4100,00	4100,00	4100,00	4100,00
ГЭС	211,50	211,50	211,50	211,50	211,50
ТЭС	3004,20	3004,20	3004,20	1076,20	1076,20
ВИЭ	–	200,00	340,10	340,10	420,10
Ограничения мощности (мегаватт)	70,10	70,10	70,10	70,10	70,10
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	24,50	24,50	24,50	24,50	24,50
ТЭС	45,60	45,60	45,60	45,60	45,60
ВИЭ	–	200,00	340,10	340,10	420,10
Располагаемая мощность (мегаватт)	7245,55	7445,55	7585,64	5657,64	5737,64
АЭС	4100,00	4100,00	4100,00	4100,00	4100,00
ГЭС	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00
ТЭС	2958,60	2958,60	2958,60	1030,60	1030,60
ВИЭ	–	–	–	–	–
Максимум потребления (мегаватт)	3093,00	3111,00	3194,00	3200,00	3249,00
Дефицит (-) / избыток (+)	4152,60	4334,60	4391,60	2457,60	2488,60



Рис. 11.

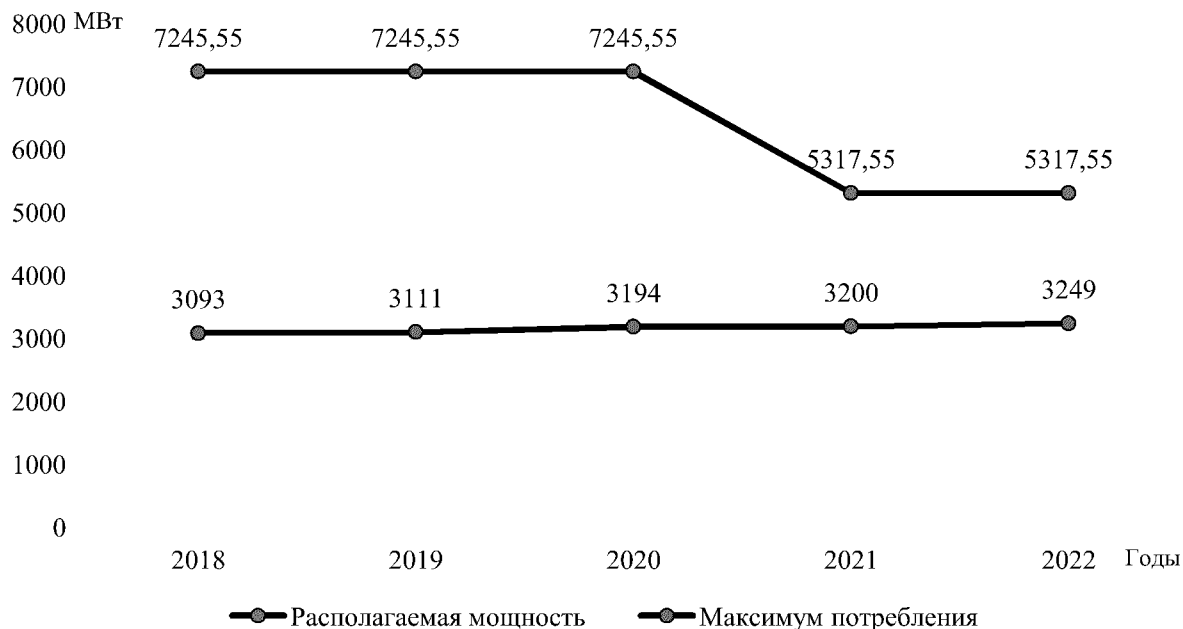


Рис. 12.

Перспективный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2022 года характеризуется как избыточный.

Рост потребления в энергосистеме Ростовской области прогнозируется на протяжении всего рассматриваемого периода. Однако даже после планируемого в 2021 году демонтажа генерирующего оборудования Новочеркасской ГРЭС энергосистема Ростовской области остается 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 2018 – 2022 годы

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведен в таблице № 29.

Таблица № 29

Наименование	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6
ТЭЦ					
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	949,032	949,032	949,032	949,032	949,032
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	1783,400	1818,500	1928,800	1968,300	2012,100
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго»)	157,000	157,000	157,000	157,000	157,000

1	2	3	4	5	6
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	154,200	154,200	154,200	154,200	154,200
Котельные					
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ- Ростовэнерго»)	1274,200	1274,200	1273,100	1288,900	1304,500
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700

**5.6. Прогноз
развития теплосетевого хозяйства
на территории Ростовской области на период 2018 – 2022 года**

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в муниципальных образованиях разработано 74 схемы теплоснабжения (таблица № 30).

Таблица № 30

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты приказа/распоряжения, которым утверждена схема теплоснабжения	Срок реализации
1	2	3	4
1.	г. Ростов-на-Дону	приказ Минэнерго России от 26.10.2016 №1109 «Об утверждении актуализированной схеме теплоснабжения города Ростова-на-Дону до 2031 года»	с 2016 по 2031 год
2.	г. Азов	постановление администрации города Азова от 11.09.2014 № 1813 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Азов» до 2028 года; постановление администрации города Азова от 13.04.2017 № 809 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Азов»; постановление администрации города Азова от 25.07.2017 № 1654 «О внесении изменений в проставление администрации города Азова от 13.04.2017 № 809»	с 2017 по 2028 год
3.	г. Батайск	постановление администрации города Батайска от 08.02.2016 № 220 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Батайск» Ростовской области на период с 2015 по 2029 год»; постановление администрации города Батайска от 16.08.2017 № 1360 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Батайска»	с 2015 по 2029 год

1	2	3	4
4.	г. Волгодонск	<p>постановление администрации города Волгодонска от 19.11.2014 № 4055 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов»;</p> <p>постановление администрации города Волгодонска от 06.03.2015 № 1028 «О внесении изменений в приложение к постановлению Администрации города Волгодонска от 19.11.2014 № 4055 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов»;</p> <p>постановление администрации города Волгодонска от 08.07.2016 № 1781 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов (актуализация 2016 год)»</p>	с 2015 по 2029 год
5.	г. Гуково	<p>постановление администрации города Гуково от 21.11.2013 № 1936 «Об утверждении схем теплоснабжения МО «Город Гуково»;</p> <p>постановление администрации города Гуково от 25.04.2016 № 491 «Об утверждении схем теплоснабжения МО «Город Гуково»;</p> <p>постановление Администрации города Гуково от 02.08.2016 г. № 994 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО «Гуково»</p>	с 2016 по 2025 год
6.	г. Донецк	постановление администрации города Донецка от 20.09.2016 № 1077 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Донецк»	с 2016 по 2031 год
7.	г. Зверево	постановление администрации города Зверево от 25.03.2016 № 254 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Зверево»	с 2016 по 2039 год
8.	г. Каменск-Шахтинский	постановление администрации города Каменск-Шахтинский от 22.08.2011 № 1162 «Об утверждении схемы теплоснабжения города»	с 2011 года и бессрочно
9.	г. Новочеркасск	постановление администрации города Новочеркаска от 13.04.2016 № 649 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Новочеркаска на период до 2028 года»	с 2016 по 2028 год
10.	г. Новошахтинск	<p>постановление администрации города от 19.03.2014 № 310 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Новошахтинска»;</p> <p>постановление администрации города Новошахтинска от 21.04.2016 №322 «Об утверждении проекта актуализации «Схемы теплоснабжения города Новошахтинска Ростовской области на период до 2031 года (актуализация на 2017 год)»;</p> <p>постановлением администрации города от 12.05.2017 № 412 утвержден проект актуализации «Схемы теплоснабжения города Новошахтинска</p>	с 2017 по 2032 год

1	2	3	4
		Ростовской области на период 2017-2032 гг. (актуализация на 2018 год)»	
11.	г. Таганрог	постановление администрации города Таганрога от 21.01.2014 № 129 «Об актуализации «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на 2012 – 2026 годы», утвержденной постановлением администрации города Таганрога от 26.12.2011 № 4921; постановление администрации г. Таганрога от 06.12.2017 № 2158 «О внесении изменений в постановление администрации г. Таганрога от 15.06.2017 № 864. Постановление администрации г. Таганрога от 15.06.2017 № 864 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на период до 2029 года»	с 2017 по 2029 год
12.	г. 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 г. Шахты от 14.04.2017 № 2028 «Об актуализации на 2018 год Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Шахты» на период до 2028 года, в части актуализации глав 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 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»	с 2015 по 2028 год
14.	Аксайский район	постановление администрации Аксайского городского поселения от 19.03.2015 № 218 «Об утверждении схемы Аксайского городского поселения»; постановление администрации Аксайского городского поселения от 31.03.2017 № 272 «Об утверждении схемы Аксайского городского поселения».	с 2015 по 2030 год
15.		постановление администрации Большелогского сельского поселения от 29.12.2016 № 471 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большелогского сельского поселения Аксайский район Ростовской области до 2030 года. Актуализация на 2017 год»; постановление администрации Большелогского сельского поселения от 20.10.2017 № 522	с 2017 по 2030 год

1	2	3	4
		«Об утверждении схемы теплоснабжения Большелоговского сельского поселения»	
16.		распоряжение администрации Рассветовского сельского поселения от 23.10.2014 № 123 «Об утверждении схемы теплоснабжения п. Рассвет Аксайского района Ростовской области до 2028 года»	с 2014 по 2028 год
17.		постановление администрации Истоминского сельского поселения от 31.12.2014 № 321 «Об утверждении схемы теплоснабжения Истоминского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
18.	Белокалитвинский район	постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 28.11.2013 № 251 «Об утверждении схемы теплоснабжения Белокалитвинского городского поселения»; постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 31.03.2016 № 114 «О внесении изменений в постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 28 ноября 2013 № 251»; постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 01.03.2017 № 83 «Об утверждении схемы теплоснабжения Белокалитвинского городского поселения»	с 2013 по 2028 год
19.		постановление администрации Богураевского сельского поселения от 14.11.2014 № 117 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»; постановление администрации Богураевского сельского поселения от 28.09.2015 № 99 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»; постановление администрации Богураевского сельского поселения от 01.03.2017 № 38 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
20.		постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 25.11.2013 № 237 «Об утверждении схемы теплоснабжения Горняцкого сельского поселения»; постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94 «Об утверждении схемы теплоснабжения Горняцкого сельского поселения»; постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 31.10.2014 № 200 «О внесении изменений в постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94»; постановление администрации Горняцкого	с 2014 по 2030 год

1	2	3	4
		сельского поселения от 25.03.2016 № 112 «О внесении изменений в постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94»	
21.		постановление администрации Грушево-Дубовского сельского поселения от 01.12.2014 № 65 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения Грушево-Дубовского сельского поселения Белокалитвинского района Ростовской области»; постановление администрации Грушево-Дубовского сельского поселения от 04.03.2016 № 23 «Об утверждении схемы теплоснабжения Грушево-Дубовского сельского поселения»	с 2014 по 2020 год
22.		постановление Администрации Коксовского сельского поселения от 13.10.2014 № 134 «Об утверждении схемы теплоснабжения Коксовского сельского поселения»; постановление администрации Коксовского сельского поселения от 29.02.2016 № 27 «О внесении изменения в схему теплоснабжения МО «Коксовское сельское поселение»	с 2014 по 2029 год
23.		решение Собрания Депутатов муниципального образования «Литвиновское сельское поселение» от 17.11.2014 № 62 «Об утверждении схемы теплоснабжения Литвиновского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
24.		постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 10.11.2014 № 84 «Об утверждении схемы теплоснабжения Нижнепоповского сельского поселения»; постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 03.03.2017 № 48 «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 № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 20.11.2015 № 246 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 31.05.2016 № 118	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		«О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 № 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 23.10.2014 № 186 «О внесении изменений в постановление от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»; постановление администрации Шолоховского городского поселения от 15.03.2016 № 64 «О внесении изменений в постановление от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»	с 2016 по 2020 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 декабря 2017 № 90 «О внесении изменений в постановление администрации Астаховского сельского поселения от 08 апреля 2013 № 20 «Об утверждении схемы теплоснабжения Астаховского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
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	с 2013 по 2028 год

1	2	3	4
		схем водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения Глубокинского городского поселения»	
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 21.02.2013 № 89 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Красносулинское городское поселение»	с 2013 по 2029 год
35.		постановление от 19.09.2015 № 98/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Ковалевского сельского поселения»	2014 – 2018 годы и на период до 2029 года
36.		постановление от 15.07.2015 № 101/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Комиссаровского сельского поселения»	2015 – 2019 годы и на период до 2030 года
37.		постановление от 29.06.2012 № 38 «Об утверждении схемы теплоснабжения Углеродовского сельского поселения»	с 2012 по 2027 год
38.		постановление от 11.03.2015 №41 «Об утверждении схемы теплоснабжения Михайловского сельского поселения»	с 2015 по 2029 год
39.		Матвеево-Курганский район	постановление администрации Алексеевского сельского поселения от 07.06.2015 № 159 «Об утверждении схем теплоснабжения Алексеевского сельского поселения»
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 Ростовской области до 2030 года»		с 2016 по 2030 год
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

1	2	3	4
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 от 31.07.2012 № 312»	с 2012 по 2022 год
49.	Обливский район	постановление администрации Обливского сельского поселения № 272 от 15.08.2014 «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 03.12.2013 № 263 «Об утверждении схемы теплоснабжения Персиановского сельского поселения»	с 2013 по 2027 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

1	2	3	4
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 схемы теплоснабжения Родионово-Несветайского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
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 Кутейниковского сельского поселения»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 133 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кутейниковского сельского поселения» до 2030 года	с 2015 по 2030 год
60.	Сальский район	постановление администрации Сальского района от 21.10.2013 № 1074 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сальского городского поселения»; постановление администрации Сальского городского поселения от 31.03.2016 № 185 «Об актуализации схемы теплоснабжения	с 2016 по 2028 год

1	2	3	4
		муниципального образования «Сальское городское поселение» Сальского района Ростовской области»; постановление Администрации Сальского городского поселения от 14.04.2017 № 272 «Об актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Сальское городское поселение» Сальского района Ростовской области»	
61.		решение Собрании депутатов Буденновского сельского поселения от 30.06.2015 № 111 «Об утверждении схемы теплоснабжения Буденновского сельского поселения Сальского района»; решение Собрании 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 Новогорлыкского сельского поселения от 30.08.2016 № 174 «Об утверждении схемы теплоснабжения Новогорлыкского 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
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 района от 28.10.2013 № 1143 «Об утверждении схемы теплоснабжения Усть-Донецкого района»	с 2013 по 2028 год
68.	Целинский район	постановление администрации Целинского сельского поселения от 09.06.2012 № 117 «Об утверждении схем теплоснабжения Целинского сельского поселения на 2012 год»	с 2012 по 2030 год
69.		постановление администрации Среднегорлыкского сельского поселения от 28.04.2015 № 71 «Об утверждении Схемы теплоснабжения Среднегорлыкского сельского	с 2015 по 2030 год

1	2	3	4
		поселения Целинского района Ростовской области»	
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 от 21.12.2015 № 163 «Об утверждении схем теплоснабжения и определении гарантирующей организации в сфере централизованного теплоснабжения на территории Саркеловского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
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 28.01.2013 № 28 «Об утверждении схемы теплоснабжения Вешенского сельского поселения Шолоховского района Ростовский области»; постановление администрации Вешенского сельского поселения Шолоховского района 29.12.2014 № 359 «Об утверждении схемы теплоснабжения Вешенского сельского поселения Шолоховского района Ростовский области»	с 2014 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 № 31 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории Ростовской области.

Наименование	Топливо	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Электростанции						
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. м)	409,4	367,4	368,8	368,8	368,8
	газ (тыс. т у.т.)	476,8	427,8	429,5	429,5	429,5
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ- Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	381,8	378,4	401,8	407,1	412,6
	газ (тыс. т у.т.)	444,6	440,7	468,1	474,2	480,6
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	112,8	112,8	112,8	112,8	112,8
	газ (тыс. т у.т.)	127,4	127,4	127,4	127,4	127,4
Котельные						
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ- Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	177,3	180,3	180,2	182,3	184,4
	газ (тыс. т у.т.)	206,2	209,7	209,5	212,0	214,5
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	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 2018 – 2024 годы;
- предложений филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ;
- утвержденных инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «МРСК Юга»;
- результатов расчетов электроэнергетических режимов;
- утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств.

Перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области до 2022 года приведен в таблице № 32.

Таблица № 32

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта			Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		километров	МВА	Мвар		
1	2	3	4	5	6	7
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская с расширением ПС 500 кВ Ростовская (одна линейная ячейка 500 кВ)	288,1	–	180	2018	обеспечение выдачи мощности энергоблока № 4 Ростовской АЭС (Проект схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 – 2024 гг. (далее – проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы), утвержденная приказом Минэнерго России от 27.12.2107 № 31@; инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения ПС 500 кВ Ростовская) (далее – утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС»))
2.	Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с расширением ПС 500 кВ Ростовская с установкой ШП-180 Мвар	437,2	–	180	2018	обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС», приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 «Об утверждении перечня энергосистем и энергорайонов, характеризующихся режимом с высокими рисками нарушения электроснабжения в 2017 – 2022 годах, и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких энергосистемах и энергорайонах», федеральная целевая программа «Социально-экономическое развитие

1	2	3	4	5	6	7
						Республики Крым и г. Севастополя до 2020 года»)
3.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1х87.8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	87,8	–	–	2020	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС»)
4.	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой АТГ 501 МВА и установкой 2 ячеек 220 кВ для ТП ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат»	–	501	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к сетям ПАО ФСК ЕЭС» от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015 (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС»)
5.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	2x1	2x40	–	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12 февраля 2013 г. с изменениями от 10 июля 2013 г., от 2 февраля 2015 г., от 11 сентября 2015 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части заходов ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ -2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех)

1	2	3	4	5	6	7
6.	Строительство ПС 220 кВ Донская с заходами ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь	2x0,125	40	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тепличного комбинат «Донской» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Тепличного комбинат «Донской» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 3 августа 2016 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы)
7.	Реконструкция ПС 220 кВ Р-40 с увеличением трансформаторной мощности на 126 МВА для ТП ООО «Темерницкий лес»	–	2x63	–	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Темерницкий лес» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Темерницкий лес» к сетям ПАО ФСК ЕЭС» от 15 мая 2012 г. с изменениями от 21 марта 2017 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС»)
8.	Строительство ПС 220 кВ КМК с двумя ВЛ 220 кВ Шахты – КМК с расширением ПС 500 кВ Шахты	2x21	160 2x63 2x80	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к сетям ПАО ФСК ЕЭС» от 26 апреля 2013 г. с изменениями от 19 мая 2015 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы)
		–	160	–	2022	
9.	Строительство ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь с расширением ПС 500 кВ Ростовская	2x16	2x125	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания» в соответствии с

1	2	3	4	5	6	7
						утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 27 мая 2012 г. с изменениями от 6 июня 2013 г., от 20 декабря 2013 г., от 19 апреля 2016 г. и от 6 июня 2017 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения ПС 500 кВ Ростовская)
10.	Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	–	63	–	2020	обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «Азовская ВЭС» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергетических установок ООО «Азовская ВЭС» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30 ноября 2017 г. (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы)
11.	Реконструкция ПС 220 кВ Погорелово с заменой АТ-1 мощностью 125 МВА на АТ мощностью 125 МВА	–	125	–	2020	реновация основных фондов ПАО «ФСК ЕЭС» (проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (программа замены АТ)
12.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА	–	2х40	–	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 28 октября 2015 г. с изменениями от 30 октября 2017 г.
13.	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с ВЛ 110 кВ Шахты – ПС Заявителя с расширением ПС 500 кВ Шахты на одну линейную ячейку 110 кВ	16	63	–	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП

1	2	3	4	5	6	7
						энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 17 октября 2013 г., согласованными филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга изменениями от 21 декабря 2017 г. (утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения на одну линейную ячейку 110 кВ ПС 500 кВ Шахты)
14.	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Ш47 с приведением к схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой трансформатора 110/10 кВ Т-1 мощностью 25 МВА и заменой существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	–	2x25	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 7 августа 2012 г.
15.	Спрямление ВЛ 110 кВ СМ1 – Ш47 и ВЛ 110 кВ Ш47 – Ш14 с образованием ВЛ 110 кВ СМ1 – Ш14 с отпайкой на ПС 110 кВ Ш4	1	–	–	2019	
16.	Строительство ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш36 до ПС 110 кВ Ш47	0,1	–	–	2019	
17.	Реконструкция ПС 110 кВ А12 с заменой трансформаторов 2x25 МВА на трансформаторы 2x40 МВА	–	80	–	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 07 ноября 2013 г. (утвержденная приказом Минэнерго России от 18.12.2017 № 25@ инвестиционная

1	2	3	4	5	6	7
						программа ПАО «МРСК Юга» (далее – утвержденная ИП ПАО «МРСК Юга»))
18.	Строительство КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя с КВЛ 110 кВ А-20 – КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя и расширением ПС 220 кВ А-20 на одну линейную ячейку 110 кВ	определяется проектом	25	–	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 24 июня 2014 г. (утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения ПС 220 кВ А-20 на одну линейную ячейку)
19.	Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 Мвар	–	–	25	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 19 июля 2017 г.
20.	Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 Мвар	–	–	25	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 19 июля 2017 г.
21.	Реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь с заменой провода АС-150 на АС-185	2x3,1	–	–	2019	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах (утвержденная ИП ПАО «МРСК Юга»)
22.	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11, выполненной проводом МГ-70, на провод с большей пропускной способностью	–	–	–	2019	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
23.	Реконструкция ПС 110 кВ Т25 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25, выполненной проводом АС-95, на провод с большей пропускной способностью	–	–	–	2019	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах (утвержденная ИП ПАО «МРСК Юга» – 2020 год)
24.	Реконструкция транзита 35 кВ Р2 – Р15 – Р1 с переводом на напряжение	7	2x10	–	2019	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в

1	2	3	4	5	6	7
	110 кВ с замыканием в транзит по нормальной схеме и переводом ПС 35 кВ Р15 на напряжение 110 кВ, реконструкция ПС 110 кВ Р1 и ПС 110 кВ Р2 с образованием ЛЭП 110 кВ Р2 – Р15 и ЛЭП 110 кВ Р1 – Р15					ремонтных схемах
25.	Реконструкция ПС 110 кВ Р1 с заменой выключателей 110 кВ на выключатели с большей отключающей способностью: МВ-110 ВЛ Р1 – Р33 – Р3 – Р12; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – Р41; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – РСМ	–	–	–	2019	недопущение превышения токов короткого замыкания над отключающей способностью существующих выключателей с номинальным током отключения 25 кА на ПС 110 кВ Р1
26.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 с заменой провода	1х2,37	–	–	2020	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
27.	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 на ПС 110 кВ Р29	1х0,1 км	–	–	2020	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
28.	Замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь на ПС 220 кВ Р-20	–	–	–	2020	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
29.	Замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь на ПС 110 кВ Р19	–	–	–	2020	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
30.	Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2	–	125	–	2022	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
31.	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов 16 и 25 МВА на 2х63 МВА	–	2х63	–	2019	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
32.	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х16 МВА	–	32	–	2021	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах (утвержденная ИП ПАО «МРСК Юга»)

1	2	3	4	5	6	7
33.	Реконструкция ПС АС8 с переводом ее на напряжение 110 кВ с установкой трансформаторов на 2х25	2,75	25	–	2018	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
34.	Строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой силовых трансформаторов номинальной мощностью 2х25 МВА	2х2,4	50	–	2018	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
35.	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	–	50	–	2018	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах
36.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая	1х2,3 1х2,5	–	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16. августа 2017 г.
37.	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменой трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	–	80	–	2019	
38.	Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная-2 с ВЛ 110 кВ Садкинская – Садкинская-Восточная-2 и ВЛ 110 кВ Ш14 – Садкинская-Восточная-2	43	50	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская-Восточная» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 18 апреля 2013 г.
39.	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА	–	10	–	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 24 июля 2017 г.

5.10. Расчеты

электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше Ростовской области на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 15 градусов, для летнего периода – плюс 30 градусов.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения / вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭС Ростовской области на перспективу развития 2018 – 2022 годы были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2018 – 2024, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» и крупных потребителей по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице № 33.

Таблица № 33

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		километ- ров	мощность		
1	2	3	4	5	6
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС–Ростовская с расширением ПС 500 кВ Ростовская (одна линейная ячейка 500 кВ).	1x288,61	1x180 Мвар	2018	выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС
2.	Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА (с увеличением автотрансформаторной мощности на 63 МВА до 126 МВА)	–	1x63 МВА	2020	выдача мощности Азовской ВЭС (92,3 МВт)
	Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 220 кВ	–	–		
	Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 110 кВ	–	–		
3.	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой АТГ 501 МВА и установкой 2 ячеек 220 кВ для ТП ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат»	–	1x3x167 МВА	2019	обеспечение технологического присоединения Красносулинского Metallургического Комбината
4.	Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 км (2x16 км)	2x16	–	2019	обеспечение технологического присоединения КЭСК (ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания»)
	Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	–	2x125 МВА	2019	
5.	Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) ориентировочной протяженностью 42 км (2x21 км)	2x21	–	2019	обеспечение технологического присоединения Красносулинского Metallургического Комбината
	Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА (2x160 МВА, 2x80 МВА, 2x63 МВА)	–	2x160 МВА; 2x80 МВА; 2x63 МВА	2019 2022	
6.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	–	2x40 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Донские биотехнологии»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	2x1	–	2018	
7.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на	2x0,125	–	2019	обеспечение технологического

1	2	3	4	5	6
	ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2x0,125 км)				присоединения ООО «Тепличный комплекс Донской»
	Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА	–	1x40 МВА	2019	
8.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1x87.8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	1x87,8	–	2020	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы
9.	Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 437,2 км, увеличение трансформаторной мощности на ПС 500 кВ Тамань на 501 МВА до 1503 МВА и установка средств компенсации реактивной мощности 360 Мвар (2xШР-180 Мвар)	1x437,2	1x501 МВА; 1x180 Мвар	2018	обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь
10.	Реконструкция ПС 220 кВ Р-40 с увеличением трансформаторной мощности на 126 МВА для ТП ООО «Темерницкий лес»	–	2x63 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Темерницкий лес»
11.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая	2x2,3	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16 августа 2017 г.
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменой трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	–	80 МВА	2019	
13.	Реконструкция ПС 220 кВ Погорелово с заменой АТ-1 220/110 кВ мощностью 125 МВА	–	1x125 МВА	2020	реновация основных фондов
14.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов мощностью 2x25 МВА на трансформаторы мощностью 2x40 МВА	–	2x40	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 28 октября 2015 г. с изменениями от 30

1	2	3	4	5	6
					октября 2017 г.
15.	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с ВЛ 110 кВ Шахты – ПС Заявителя с расширением ПС 500 кВ Шахты на одну линейную ячейку 110 кВ	16	63	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 17 октября 2013 г. согласованными филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга изменениями от 21 декабря 2017 г. (утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения на одну линейную ячейку 110 кВ ПС 500 кВ Шахты)
16.	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Ш47 с приведением к схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой трансформатора 110/10 кВ Т-1 мощностью 25 МВА и заменой существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	–	2х25	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 7 августа 2012 г.
17.	Спрявление ВЛ 110 кВ СМ1 – Ш47 и ВЛ 110 кВ Ш47 – Ш14 с образованием ВЛ 110 кВ СМ1 – Ш14 с отпайкой на ПС 110 кВ Ш47	1	–	2019	
18.	Строительство ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш36 до ПС 110 кВ Ш47	0,1	–	2019	
19.	Реконструкция ПС 110 кВ А12 с заменой трансформаторов 2х25 МВА на трансформаторы 2х40 МВА	–	80	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» в соответствии с утвержденными ТУ

1	2	3	4	5	6
					на ТП энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» к сетям ПАО «МРСК Юга» от 07 ноября 2013 г. (утвержденная приказом Минэнерго России от 18.12.2017 № 25@ инвестиционная программа ПАО «МРСК Юга» (далее – утвержденная ИП ПАО «МРСК Юга»))
20.	Строительство КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя с КВЛ 110 кВ А-20 – КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя и расширением ПС 220 кВ А-20 на одну линейную ячейку 110 кВ	определяется проектом	25	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 24 июня 2014 г. (утвержденная ИП ПАО «ФСК ЕЭС» (в части расширения ПС 220 кВ А-20 на одну линейную ячейку))
21.	Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 Мвар	–	25	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 19 июля 2017 г.
22.	Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 Мвар	–	25	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 19 июля 2017 г.
23.	Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная-2 с ВЛ 110	43	50	2019	обеспечение технологического

1	2	3	4	5	6
	кВ Садкинская – Садкинская-Восточная-2 и ВЛ 110 кВ Ш14 – Садкинская-Восточная-2				присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская-Восточная» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 18 апреля 2013 г.
24.	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА	–	10	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 24 июля 2017 г.

В работе выполнен анализ режимно-балансовой ситуации на период 2018 – 2022 годы в энергорайоне ОЭС Юга, состоящем из Ростовской, Калмыцкой, Кубанской, Ставропольской энергосистем, энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, а также энергосистем республик Северного Кавказа. При этом рассмотрена схемно-режимная ситуация с раздельной работой Донбасской энергосистемы и ОЭС Украины. Рассмотренный энергорайон ОЭС Юга не включает в себя энергосистемы Астраханской и Волгоградской областей. Рассматриваемый энергорайон связан с ЕЭС России линиями электропередачи, входящими в контролируемое сечение «Волгоград – Ростов». Далее по тексту рассматриваемый энергорайон ОЭС Юга упоминается как «Энергорайон ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград – Ростов».

В состав контролируемого сечения «Волгоград – Ростов» входят следующие линии электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;
- ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты в 2018 – 2019 годах;
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская в 2020 – 2022 годах;
- ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;
- ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;
- ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Волгоград – Ростов» в направлении Ростовской энергосистемы составляет в нормальной схеме электрической сети 1320 МВт.

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации части ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград – Ростов» принимались указанные ниже исходные данные:

на период до 2022 года в операционной зоне ОЭС Юга учтены следующие вводы генерирующего оборудования с гарантированной поставкой мощности:

- энергоблок № 4 Ростовской АЭС (1100 МВт) – 2018 год;
- Таврическая ТЭС (470 МВт) – 2018 год;
- Балаклавская ТЭС (470 МВт) – 2018 год;
- Сакская ПГУ (122 МВт) – 2018 год;
- Зарамагская ГЭС (342 МВт) – 2018 год;
- Кирилловская МГТЭС (22,5 МВт) – 2018 год;
- Грозненская ТЭС (360 МВт) – 2019 год;

мобильные ГТЭС в Крымской энергосистеме установленной мощностью 396 МВт выведены в резерв с 2019 года;

в связи с негарантированностью генерирующая мощность солнечных и ветровых электростанций для часа прохождения максимума потребления мощности осенне-зимнего периода (ОЗП) не учитывалась;

доступная мощность ГЭС принята по усредненным фактическим режимам работы в зимний период с учетом имеющихся ограничений гидроресурсов;

доступная мощность тепловых электростанций принята в соответствии с усредненными фактическими значениями в зимний период за последние 5 лет;

переток мощности в энергосистему Южной Осетии и смежные энергосистемы принят в объеме 640 МВт;

вывод из эксплуатации энергоблоков № 1-7 Филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС с 1 января 2021 г.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград – Ростов» в час максимума потребления мощности ОЗП (МВт) на период 2018 – 2022 года приведены в таблице № 34.

Таблица № 34

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Спрос на мощность за сечением «Волгоград – Ростов»	14928	15207	15549	15788	15993
В том числе:					
прогнозируемое потребление мощности энергосистем	14288	14567	14909	15148	15353
переток мощности в энергосистему Южной Осетии и смежные энергосистемы	640	640	640	640	640
доступная мощность электростанций за сечением «Волгоград – Ростов»	15750	15740	15740	13975	13975
требуемый переток мощности в сечении «Волгоград – Ростов»	-822	-533	-191	1813	2018
максимально допустимый переток (МДП) в нормальной схеме в сечении «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1320	1320	1320	1320	1320
запас по пропускной способности в нормальной схеме в сечении «Волгоград – Ростов»	2142	1853	1511	-493	-698
доступная мощность электростанций, находящихся за сечением «Волгоград – Ростов», при аварийном отключении блока 1100 МВт Ростовской АЭС	14650	14640	14640	12875	12875
+избыток / -дефицит мощности в ОЭС Юга за сечением «Волгоград – Ростов» при аварийном отключении блока Ростовской АЭС 1100 МВт	1042	753	411	-1593	-1798

Анализ режимно-балансовой ситуации в ОЭС Юга без Волгоградской и Астраханской энергосистем на перспективу до 2022 года показывает, что после вывода из эксплуатации энергоблоков № 1–7 филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС с 1 января 2021 г. в данной части ОЭС Юга возникает непокрываемый дефицит мощности уже в нормальной схеме электрической сети при использовании всей доступной мощности генерирующего оборудования электростанций. Величина дефицита мощности в нормальной схеме увеличивается с 493 МВт в 2021 году до 698 МВт в 2022 году.

При нормативном возмущении – аварийном отключении энергоблока Ростовской АЭС мощностью 1100 МВт в нормальной схеме электрической сети – непокрываемый дефицит мощности составит от 1593 МВт в 2021 году и 1798 МВт – в 2022 году.

Таким образом, при рассматриваемом сценарии развития ОЭС Юга при выводе из эксплуатации энергоблоков № 1–7 филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС на период до 2022 года в ОЭС Юга без Волгоградской и Астраханской энергосистем необходимо сооружение генерирующих объектов

установленной мощностью не менее 1798 МВт. В случае строительства электростанции в Юго-Западном энергорайоне энергосистемы Краснодарского края объем необходимой мощности генерирующего оборудования будет уменьшен на величину установленной мощности указанной электростанции.

В связи с чем расчеты электроэнергетических режимов на 2021 – 2022 годы выполнены с учетом замещающих мероприятий по строительству объектов генерации с установленной мощностью не менее выводимой величины.

5.11. Анализ

характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории Ростовской области на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2018 – 2022 годов 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 № 32.

Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭС Ростовской области в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2018 – 2022 годы выявлено следующее:

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

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

ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62),
АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ,
АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ А-30,
ВЛ 110 кВ Б-10 – БЗ II цепь.

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

ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62),
ВЛ 110 кВ Суравикино – Обливская1 – Обливская ПТФ (ВЛ 110 кВ № 61),
ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская,
ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская,
АТ-1 Ростовской АЭС,
АТГ-1 ПС 500 кВ Ростовская,

ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20,
ВЛ 220 кВ А-20 – А-30,
ВЛ 220 кВ Староминская – А-30,
КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20,
ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты,
ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50,
ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово,
ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29,
ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь,
ВЛ 110 кВ Р1–Р41 с отпайкой на ПС Р37,
ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками,
ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь,
ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25,
ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11,
ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь.

4. При отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает 105 процентов от номинального значения, а именно:

1Т, 2Т ПС 110 кВ АС12,
1Т, 2Т ПС 110 кВ Чалтырь,
1Т, 2Т ПС 110 кВ БТ2,
1Т, 2Т ПС 110 кВ Ш47,
1Т, 2Т ПС 110 кВ А12,
1Т, 2Т ПС 110 кВ АС1.

Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии.

В ремонтных схемах при нормативных возмущениях возможен ввод ГАО для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования:

ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25,
ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11,
ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь,
ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь.

Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии устройствами ПА вероятно в нормальной и ремонтных схемах при единичных нормативных возмущениях с отключением ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская или одного из блоков Ростовской АЭС.

Мероприятия.

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2022 года по предотвращению и ликвидации недопустимых значений параметров электроэнергетического режима в ЭС Ростовской области, при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице № 33, приведен ниже.

ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25. Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 и предотвращения ввода ГВО при аварийном отключении ВЛ 110 кВ

Т-10 – Т11 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками целесообразно выполнить замену провода ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 на ПС 110 кВ Т25 на провод пропускной способностью не менее, чем у провода ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25.

ВЛ 110 кВ Т-10 - Т11. Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 и предотвращения ввода ГВО при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками целесообразно выполнить замену провода ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 на ПС 110 кВ Т-10 на провод пропускной способностью не менее чем у провода ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11.

ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь. Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I (II) цепь и предотвращения ввода ГАО в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ НЭЗ – Донская целесообразно выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь с заменой провода на провод сечением не меньше АС-185.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь. Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь и предотвращения ввода ГАО в ремонтной схеме необходимо выполнить:

реконструкция ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 с заменой провода АСО-240 на провод с большей пропускной способностью;

на ПС 110 кВ Р29 замену ошиновки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29, выполненной проводом АСО-240 на провод с большей пропускной способностью;

на ПС 220 кВ Р-20 замену ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь;

на ПС 110 кВ Р19 замену ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь.

1Т, 2Т ПС 110 кВ АС12. На ПС 110 кВ АС12 установлены два трансформатора мощностью по 6,3 МВА. Загрузка ПС 110 кВ АС12 в зимний режимный день 2017 года составила 6,72 МВА. Естественный прирост нагрузки в перспективе до 2022 приводит к возникновению перегрузок в ремонтных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12, на величину до 156 процентов. С целью недопущения возникновения данных перегрузок необходимо выполнить замену трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 на трансформаторы мощностью по 16 МВА. Данное мероприятие также предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Юга».

1Т, 2Т ПС 110 кВ БТ2. С целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» с максимальной мощностью 12 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

1Т, 2Т ПС 110 кВ Ш47. С целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» с максимальной мощностью 18 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ш47 с

установкой трансформатора 110/10 кВ Т-1 мощностью 25 МВА и заменой существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА.

1Т, 2Т ПС 110 кВ А12. С целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» с максимальной мощностью 25 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ А12 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

5.12. Мероприятия и схемы для обеспечения внешнего энергоснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года

Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518 утверждена Программа подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу (далее – Программа подготовки), в рамках которой в г. Ростове-на-Дону выполняется следующее наиболее крупное мероприятие:

строительство и ввод в работу ПС 110 кВ Спортивная.

В соответствии с пунктом 6 «Строительство стадиона на 45000 зрительских мест, г. Ростов-на-Дону, в левобережной зоне» и пунктом 255 «Строительство ПС 110/10 кВ Спортивная с заходами ЛЭП 110 кВ и реконструкцией прилегающей сети, г. Ростов-на-Дону» Программы подготовки были выданы технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ФГУП «Спорт-Инжиниринг» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» (к ПС 110 кВ Спортивная), в соответствии с которыми необходимо выполнить следующие мероприятия:

строительство ПС 110 кВ Спортивная с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый;

строительство заходов КВЛ 110 кВ Р-23 – Р-22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная;

реконструкция ПС 110 кВ Р-1 с заменой выключателей;

реконструкция ПС 220 кВ Р-4 с увеличением автотрансформаторной мощности.

реконструкция ПС 110/10 кВ АС10.

В соответствии с пунктом 185 «Строительство аэропортового комплекса «Южный» (г. Ростов-на-Дону)» и пунктом 256 «Реконструкция ПС 110/10 кВ АС10 с заменой трансформаторов на 2 х 40 МВА для обеспечения электроснабжения аэропорта «Южный», г. Ростов-на-Дону» Программы подготовки выполняется технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Ростоваэроинвест» максимальной мощностью 16 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» (к ПС 110 кВ АС10).

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Ростоваэроинвест» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ АС10 с заменой двух

существующих трансформаторов 110/10 кВ мощностью по 2,5 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый и реконструкцией ОРУ 110 кВ с приведением ее к типовой схеме № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

В настоящее время все мероприятия для проведения чемпионата мира по футболу в г. Ростове-на-Дону выполнены.

Реконструкция ЛЭП 110 кВ в левобережной части г. Ростова-на-Дону в границах зоны размещения объектов инфраструктуры для проведения чемпионата мира по футболу в 2018 году (ориентировочная протяженность – 2 километра.)

В соответствии с протоколом совещания, утвержденным заместителем министра промышленности и энергетики Ростовской области Тимченко В.В. от 30 июня 2017 г. и план-графиком, утвержденным заместителем Губернатора Ростовской области Крупиным В.А. от 8 июня 2017 г. в рамках реализации данного объекта в 2018 году планируется переустройство ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 – Р31 – Р16 – Р25 – Р23 и КВЛ 110 кВ Р23 – Р25 – ПП2 – Р22 в КЛ 110 кВ протяженностью 2 километра (из них методом ГНБ – 0,14 километра). Прокладка ВОЛС протяженностью 2 километра.

Переустройство ЛЭП 110 кВ производится с целью полноценного развития Левобережной зоны г. Ростова-на-Дону, соответствия ее требованиям НТД и НПА, а также в целях увеличения безопасности проведения чемпионата мира по футболу 2018 года и снижения рисков возникновения внештатных ситуаций.

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

Территория опережающего социально-экономического развития «Гуково».

В данном разделе предложен комплекс мероприятий для электроснабжения энергопринимающих установок ТЭСЭР «Гуково» мощностью 80 МВт и осуществления технологического присоединения энергопринимающих установок потребителя.

Подключение ПС 110 кВ ТОР Гуково к сетям ЕНЭС планируется осуществить отпайками от ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 и ВЛ 110 кВ Шахты – С6.

В соответствии с проведенными расчетами электроэнергетических режимов в летний максимум нагрузок 2022 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шахты – С6 возникает перегрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8, нагрузка которой составит 612 А (107 процентов ДДТН+30 градусов) при ДДТН+30 градусов = 573 А.

Таким образом, предлагаемый комплекс мероприятий для осуществления технологического присоединения энергопринимающих установок ТЭСЭР «Гуково» включает в себя следующие мероприятия:

строительство ПС 110 кВ ТОР Гуково с установкой трех трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

строительство ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8;

строительство ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Шахты – С6;

реконструкции участка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 от ПС 220 кВ Шахты до отпайки на ПС 110 кВ ТОР Гуково в части замены провода АС-240 на провод не менее АС-400.

5.14. 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 и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2015 г.

Для определения величины капитальных затрат в прогнозных ценах I квартала 2018 г. применены индексы-дефляторы (таблица № 35) инвестиций в основной капитал (капитальных затрат), указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на среднесрочный период до 2020 года в соответствии с п. 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380.

Таблица № 35

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	2015 год	2016 год	2017 год	I квартал 2018 г.
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал (капитальные вложения), процент к предыдущему году	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов (базовый прогноз)	подготовлен Минэкономразвития России, принят Государственной Думой Российской Федерации, дата публикации 24 ноября 2016 г.	114,3	–	–	–
	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов (базовый прогноз)	подготовлен Минэкономразвития России, рассмотрен Государственной Думой Российской Федерации 27 октября 2017 г.	–	106,3	104,4	101,13

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области приведены в таблице № 36.

Таблица № 36

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации	Основание для выполнения мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Стоимость в ценах на I квартал 2018 г. (млн рублей с НДС)
1	2	3	4	5	6
Вводы объектов в соответствии с СиПР ЕЭС на 2018 – 2024 годы, а также для обеспечения технологического присоединения потребителей					
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС– Ростовская с расширением ПС 500 кВ Ростовская (одна линейная ячейка 500 кВ)	1x288,61 км	2018	выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС	ПАО «ФСК ЕЭС»	10 794,32**
	1x180 Мвар			ГК «Росатом»	181,99
Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА (с увеличением автотрансформаторной мощности на 63 МВА до 126 МВА)	1x63 МВА	2020	выдача мощности Азовской ВЭС (92,3 МВт)	ПАО «ФСК ЕЭС»	113,52
Расширение ПС 220 кВ А- 30 на одну линейную ячейку 220 кВ	–				49,59
Расширение ПС 220 кВ А- 30 на одну линейную ячейку 110 кВ	–				29,19
Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой АТГ	1x3x167 МВА	2019	обеспечение технологического	ПАО «ФСК ЕЭС»	946,31**

1	2	3	4	5	6
501 МВА и установкой 2 ячеек 220 кВ для ТП ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат»			присоединения Красносулинского Metallургического Комбината		
Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 км (2x16 км)	2x16 км	2019	обеспечение технологического присоединения КЭС («Коммунальная энерго-сервисная компания»)	ООО «КЭС»	1 687,39*
Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	2x125 МВА	2019			
Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) ориентировочной протяженностью 42 км (2x21 км)	2x21 км	2019 2022	обеспечение технологического присоединения Красносулинского Metallургического Комбината	ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат»	1 039,53*
Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА (2x160 МВА, 2x80 МВА, 2x63 МВА)	2x160 МВА 2x80 МВА 2x63 МВА				1 584,41*
Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной	2x40 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО	ООО «Донские биотехнологии»	868,50*

1	2	3	4	5	6
мощностью 80 МВА (2x40 МВА)			«Донские биотехнологии»		
Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	2x1 км	2018		ПАО «ФСК ЕЭС»	292,16*
Строительство заходов ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2x0,125 км)	2x0,125 км	2019	обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс Донской»	ООО «Тепличный комплекс Донской»	3,22
Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА	1x40 МВА	2019		ООО «Тепличный комплекс Донской»	659,78
Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1x87.8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	1x87,8 км	2020	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы	ПАО «ФСК ЕЭС»	2 783,80*
Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 437,2 км, увеличение трансформаторной	1x437,2 км 1x501 МВА 1x180 Мвар	2018	обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	ФГБУ «РЭА» Минэнерго России; ПАО «ФСК ЕЭС»	16 599,57*
	1x180 Мвар			ПАО «ФСК ЕЭС»	

1	2	3	4	5	6
мощности на ПС 500 кВ Тамань на 501 МВА до 1503 МВА и установка средств компенсации реактивной мощности 360 Мвар (2хШР- 180 Мвар)					
Реконструкция ПС 220 кВ Р-40 с увеличением трансформаторной мощности на 126 МВА для ТП ООО «Темерницкий лес»	2х63 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Темерницкий лес»	ПАО «ФСК ЕЭС»	112,66
Реконструкция ПС 220 кВ Погорелово с заменой АТ-1 220/110 кВ мощностью 125 МВА	1х125 МВА	2020	реновация основных фондов	ПАО «ФСК ЕЭС»	152,30
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая	1х2,3 км 1х2,5 км	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16 августа 2017 г.	ПАО «ФСК ЕЭС»	118,46
Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменых трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2019		ПАО «ФСК ЕЭС»	104,02
Строительство ПС 110 кВ Заявителя с ВЛ 110 кВ	1х16 км 1х63 МВА	2018	обеспечение технологического	ПАО «ФСК ЕЭС»	525,91

1	2	3	4	5	6
Шахты – ПС Заявителя с расширением ПС 500 кВ Шахты на одну линейную ячейку 110 кВ			присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс»		
Строительство КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя с КВЛ 110 кВ А-20 – КТПБ(к)-110/10 кВ Заявителя	1x2,5 км 1x2,5 км 1x25 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МеталлЭнергоРесурс»	ПАО «ФСК ЕЭС»	382,45
Реконструкция ПС 220 кВ А-20 с установкой одной ячейки 110 кВ для ТП ООО «МеталлЭнергоРесурс»	–				52,00**
Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 Мвар.	25 Мвар	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	56,82
Установка источника реактивной мощности на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 Мвар.	25 Мвар	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	56,82
Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная-2 с ВЛ 110 кВ Садкинская – Садкинская-Восточная-2 и ВЛ 110 кВ Ш14 – Садкинская-Восточная-2	1x11 км 1x32 км 2x25 МВА	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Шахта Садкинская-Восточная» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 18 апреля 2013 г.	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	959,81

1	2	3	4	5	6
Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов					
Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 на ПС 110 кВ Т25	1x0,1 км	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	0,29
Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 на ПС 110 кВ Т11	1x0,1 км	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	0,29
Реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь с заменой провода на АС-185	2x3,1 км	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	17,99
Реконструкция ПС 110 кВ Р1 с заменой выключателей 110 кВ на выключатели с большей отключающей способностью: МВ-110 ВЛ Р1 – Р33 – Р3 – Р12; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – Р41; МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – РСМ	–	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	84,70
Реконструкция транзита 35 кВ Р2 – Р15 – Р1 с переводом на напряжение 110 кВ с замыканием в транзит по нормальной схеме и переводом ПС 35 кВ Р15 на напряжение 110 кВ, реконструкция ПС 110 кВ Р1 и ПС 110 кВ Р2 с образованием ЛЭП 110 кВ Р2 – Р15 и ЛЭП 110 кВ Р1 – Р15	1x2 км 1x5 км 2x10 МВА	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	312,27
Реконструкция ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 с заменой провода	1x2,37 км	2020	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	3,86***

1	2	3	4	5	6
Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 на ПС 110 кВ Р29	1x0,1 км	2020	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	0,29
Замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь на ПС 220 кВ Р-20	–	2020	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	1,53
Замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь на ПС 110 кВ Р19	–	2020	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	1,53
Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2	125 МВА	2022	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	ПАО «ФСК ЕЭС»	231,46
Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с увеличением трансформаторной мощности до 80 МВА (2x40 МВА)	2x40 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол»	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	119,35
Реконструкция ПС 110 кВ Ш47 с увеличением трансформаторной мощности до 50 МВА (2x25 МВА)	1x25 МВА	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан»	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	39,70
Реконструкция ПС 110 кВ А12 с увеличением трансформаторной мощности до 80 МВА (2x40 МВА)	2x40 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь»	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	104,02
Реконструкция ПС 110 кВ	1x10 МВА	2020	обеспечение	филиал ПАО «МРСК	49,92***

1	2	3	4	5	6
БГ2 с заменой трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА			технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	Юга» – «Ростовэнерго»	
Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности центров питания электрических сетей 110 кВ и выше					
Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с увеличением трансформаторной мощности до 32 МВА (2x16 МВА)	2x16 МВА	2022	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	70,85
Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с увеличением трансформаторной мощности до 2x63 МВА	2x63 МВА	2019	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	144,24
Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с увеличением трансформаторной мощности до 50 МВА (2x25 МВА)	2x25 МВА	2018	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	476,49***
Реконструкция ПС АС8 с переводом ее на напряжение 110 кВ с установкой трансформаторов на 2x25	2,75 км 2x25 МВА	2018	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	414,73***

1	2	3	4	5	6
Строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой силовых трансформаторов номинальной мощностью 2х25 МВА	2х2,4 км 2х25 МВА	2018	снятие перегрузки в послеаварийных схемах	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	803,20***

*Для объектов, стоимость которых принята на основании Схемы и программы развития ЕЭС, указана полная стоимость в прогнозных ценах (млн рублей с НДС).

**Для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС», указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

***Для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «МРСК Юга», указано предложение по корректировке утвержденного плана оценки полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

5.15. 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 СиПР ЕЭС России 2018 – 2024, отсутствуют.

5.16. 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 2018 – 2022 годы необходимости в реализации мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не выявлено.

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

Анализ загрузки трансформаторного оборудования проводился на основании данных о перспективных приростах потребления электрической энергии и мощности по каждому центру питания 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на период 2018 – 2022 годы.

В таблице № 37 приведены данные о существующих и перспективных нагрузках трансформаторов 110 кВ в энергосистеме Ростовской области.

Таблица № 37

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Мощность трансформатора	Загрузка трансформаторов в режимные дни 2017 года				Номинальная мощность трансформатора с учетом допустимого перегруза 105 процентов	Загрузка ПС в режиме n-1 в 2022 году	
			21 июня 2017 г. 22:00		20 декабря 2017 г. 18:00			МВА	процентов
			МВА	процентов	МВА	процентов			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Ганчуковская	1984	6,300	2,060	32,700	2,750	43,650	6,615	2,750	42,000
ПС 110 кВ Сандатовская	1977	10,000	1,460	14,600	1,370	13,670	10,500	3,960	38,000
		10,000	1,930	19,330	2,590	25,940			
ПС 110 кВ Трубецкая	1978	25,000	–	–	–	–	26,250	8,850	34,000
		25,000	5,730	22,930	7,700	30,820			
ПС 110 кВ Целинская	1975	25,000	–	–	5,730	22,920	26,250	11,810	45,000
		25,000	8,310	33,250	4,740	18,960			
ПС 110 кВ Куберле 2	1990	10,000	1,530	15,270	2,060	20,580	10,500	2,060	20,000
ПС 110 кВ Орловская	1976	16,000	5,300	33,140	5,980	37,360	16,800	9,570	57,000
		16,000	2,830	17,680	3,590	22,420			
ПС 110 кВ Пролетарская	1976	16,000	4,120	25,780	4,890	30,560	16,800	8,290	49,000
		16,000	3,130	19,590	3,400	21,270			
ПС 110 кВ АРЗ	1981	10,000	1,460	14,640	1,890	18,930	10,500	4,070	39,000
		16,000	2,520	15,720	2,180	13,630			
ПС 110 кВ Екатериновская	1981	16,000	0,290	1,800	0,710	4,420	16,800	10,940	65,000
		16,000	1,750	10,950	4,090	25,530			
ПС 110 кВ НС-1	1971	6,300	0,670	10,600	–	–	6,615	3,470	52,000
		6,300	–	–	3,470	55,070			
ПС 110 кВ Волочаевская	1979	10,000	0,820	8,240	1,040	10,350	10,500	1,040	10,000
ПС 110 кВ Развиленская	1977	10,000	3,080	30,750	3,240	32,440	10,500	8,960	85,000
		10,000	3,240	32,360	3,920	39,230			
ПС 110 кВ Черкесская	1976	6,300	0,110	1,790	0,190	3,030	6,615	0,190	3,000
ПС 110 кВ КПО	1971	16,000	–	–	–	–	10,500	4,890	47,000
		10,000	4,690	46,930	4,890	48,880			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Т26	1982	16,000	2,850	17,790	1,870	11,710	16,800	4,300	26,000
		16,000	–	–	1,310	8,190			
ПС 110 кВ Т27	1982	16,000	3,860	24,110	4,510	28,200	16,800	10,530	63,000
		16,000	6,060	37,880	6,020	37,640			
ПС 110 кВ Т24	1969	31,500	–	–	1,550	4,930	33,075	1,550	5,000
ПС 110 кВ Т25	1978	40,000	2,980	7,450	3,630	9,080	42,000	9,350	22,000
		40,000	4,670	11,670	4,270	10,670			
ПС 110 кВ Т11	1939	31,500	6,030	19,140	10,050	31,910	33,075	21,000	63,000
		31,500	5,030	15,950	10,050	31,910			
ПС 110 кВ Самбек	1969	16,000	2,400	14,980	2,210	13,830	10,500	8,960	85,000
		10,000	4,200	41,970	6,750	67,470			
ПС 110 кВ Чалтырь-2	1981	25,000	8,500	34,010	13,760	55,030	16,800	55,000	343,000
		16,000	9,620	60,140	11,100	69,350			
ПС 110 кВ Некрасовская	1986	6,300	0,480	7,560	0,670	10,590	6,615	0,670	10,000
ПС 110 кВ Латоновская	1978	6,300	1,080	17,160	2,210	35,080	6,615	2,910	44,000
		6,300	0,510	8,160	0,700	11,080			
ПС 110 кВ Алексеевская	1980	16,000	10,540	65,890	12,370	77,330	16,800	16,500	98,000
		16,000	3,240	20,270	3,710	23,200			
ПС 110 кВ Новиковская	1981	10,000	1,410	14,140	0,490	4,940	10,500	1,830	17,000
ПС 110 кВ Дарагановская	1977	16,000	5,290	33,090	8,760	54,730	16,800	8,760	52,000
ПС 110 кВ Ефремовская	1985	6,300	0,400	6,350	0,620	9,910	6,615	0,620	9,000
ПС 110 кВ Лиманная	1978	6,300	0,550	8,660	0,950	15,130	6,615	0,950	14,000
ПС 110 кВ Носовская	1986	10,000	0,510	5,090	2,660	26,560	10,500	2,660	25,000
ПС 110 кВ Отрадененская	1984	6,300	0,310	4,910	0,380	6,050	6,615	0,308	6,000
ПС 110 кВ Очистные сооружения-1	1976	16,000	2,980	18,650	3,280	20,470	16,800	10,780	64,000
		16,000	6,560	40,980	7,510	46,930			
ПС 110 кВ Рябиновская	1984	6,300	2,290	36,420	3,670	58,260	6,615	3,670	55,000
ПС 110 кВ Т13	1965	31,400	1,610	5,130	5,460	17,380	32,970	13,310	40,000
		40,000	4,940	12,360	7,850	19,620			
ПС 110 кВ Троицкая-1	1973	16,000	15,340	95,880	15,510	96,930	16,800	15,510	92,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Т17	1980	10,000	4,040	40,370	5,240	52,430	10,500	6,610	63,000
		16,000	1,210	7,590	1,360	8,530			
ПС 110 кВ Т5	1973	16,000	6,770	42,300	8,190	51,170	16,800	15,880	95,000
		16,000	5,240	32,750	7,700	48,100			
ПС 110 кВ Т9	1961	25,000	6,450	25,780	6,770	27,070	26,250	14,680	56,000
		25,000	4,490	17,960	7,910	31,660			
ПС 110 кВ Федоровская	1975	10,000	–	–	–	–	10,500	2,850	27,000
		10,000	1,360	13,580	2,850	28,510			
ПС 110 кВ Т10т	1989	40,000	6,670	16,680	5,720	14,300	42,000	6,670	16,000
ПС 110 кВ Калининская	1978	16,000	2,710	16,970	3,390	21,190	16,800	3,550	21,000
		16,000	0,110	0,700	0,160	1,030			
ПС 110 кВ Чертковская	2015	10,000	4,790	47,850	6,440	64,420	10,500	6,440	61,000
		10,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Колодезянская	1992	6,300	0,310	4,870	0,440	7,010	6,615	0,440	7,000
		6,300	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Дегтевская	1998	6,300	1,240	19,610	1,260	20,030	6,615	1,260	19,000
ПС 110 кВ Ал. Лозовская	1977	6,000	2,230	37,170	–	–	6,300	3,090	49,000
		6,300	–	–	3,090	49,080			
ПС 110 кВ Тиховская	1972	10,000	1,840	18,450	2,150	21,540	10,500	2,150	21,000
		10,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Суходольная	1978	25,000	0,920	3,690	4,880	19,510	26,250	8,890	34,000
		25,000	3,030	12,110	4,010	16,040			
ПС 110 кВ Каргинская	1985	10,000	2,960	29,580	3,480	34,820	10,500	3,480	33,000
ПС 110 кВ В. Свечниковская	1976	10,000	1,640	16,430	1,890	18,870	10,500	1,890	18,000
ПС 110 кВ Новоселовская	1983	2,500	0,630	25,060	1,150	46,160	2,625	1,150	44,000
ПС 110 кВ Кашарская	1979	10,000	–	–	2,790	27,850	10,500	2,790	27,000
		16,000	2,340	23,410	–	–			
ПС 110 кВ Маяк	1981	6,300	1,210	19,180	1,560	24,800	6,615	1,560	24,000
ПС 110 кВ Промзона	1988	25,000	–	–	–	–	26,250	11,650	44,000
		25,000	7,560	30,240	10,050	40,190			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Миллеровская	1975	10,000	0,870	8,680	1,260	12,550	10,500	1,260	12,000
ПС 110 кВ ГОК	1984	40,000	–	–	6,300	15,740	42,000	19,660	47,000
		40,000	15,040	37,590	8,420	21,040			
ПС 110 кВ Туриловская	1988	3,200	0,740	23,230	0,800	24,950	3,360	0,800	24,000
ПС 110 кВ Сулин	1983	16,000	1,310	8,160	2,070	12,930	16,800	2,070	12,000
ПС 110 кВ Сохрановская	1977	6,300	0,660	10,540	0,810	12,820	6,615	2,120	32,000
		6,300	0,990	15,650	1,310	20,870			
ПС 110 кВ Казанская	1984	10,000	3,280	32,830	3,730	37,280	10,500	3,730	36,000
ПС 110 кВ Индустрия	1997	10,000	0,930	9,350	1,140	11,360	10,50	1,140	11,000
ПС 110 кВ Макеевская	1987	6,300	0,780	12,400	0,440	7,010	6,615	0,780	12,000
ПС 110 кВ Вешенская-1	1976	10,000	–	–	–	–	10,500	5,420	52,000
		10,000	4,160	41,590	5,420	54,200			
ПС 110 кВ Суходольная	1978	25,000	0,200	0,800	5,490	21,960	26,250	5,490	21,000
		25,000	0,190	0,760	–	–			
ПС 110 кВ НС-3	1979	16,000	0,340	2,100	0,360	2,280	16,800	0,360	2,000
ПС 110 кВ НС1	1985	6,300	1,940	30,770	2,180	34,610	6,615	2,180	33,000
ПС 110 кВ НС2	1984	10,000	0,430	4,310	0,420	4,220	10,500	0,430	4,000
ПС 110 кВ НС3	1990	16,000	3,640	22,750	0,630	3,940	16,800	3,640	22,000
ПС 110 кВ Самарская	1974	10,000	5,800	58,030	8,960	89,600	10,500	9,860	94,000
ПС 110 кВ Юбилейная	1980	10,000	4,260	42,640	5,900	59,050	10,500	5,900	56,000
ПС 110 кВ Звонкая	1979	10,000	3,410	34,060	4,370	43,740	10,500	4,370	42,000
ПС 110 кВ Маньчская	1975	6,300	0,620	9,900	0,520	8,190	6,615	0,620	9,000
ПС 110 кВ Полячки	1990	6,300	0,350	5,630	0,520	8,190	6,615	0,520	8,000
ПС 110 кВ Кр. Лучинская	1982	16,000	1,550	9,700	2,360	14,760	16,800	2,360	14,000
ПС 110 кВ ЗР15	1979	6,300	0,920	14,530	1,040	16,540	6,615	1,040	16,000
ПС 110 кВ ЗР3	1983	6,300	1,000	15,890	1,000	15,890	6,615	1,000	15,000
ПС 110 кВ Егорлыкская	1973	10,000	2,780	27,780	3,570	35,670	10,500	7,610	72,000
		10,000	3,280	32,760	4,040	40,390			
ПС 110 кВ А25	1981	10,000	1,040	10,360	0,810	8,140	10,500	3,190	30,000
		10,000	1,140	11,440	2,380	23,790			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ А1	1975	50,000	6,200	12,410	8,520	17,030	42,000	35,510	85,000
		40,000	19,410	48,530	26,080	65,190			
ПС 110 кВ А12	1982	25,000	1,880	7,500	0,710	2,850	26,250	33,080	126,000
		25,000	–	–	0,090	0,340			
ПС 110 кВ А26	2008	40,000	2,540	6,350	3,970	9,920	42,000	30,740	73,000
		40,000	1,610	4,020	1,930	4,820			
ПС 110 кВ ЗР-10	1985	6,300	0,890	14,180	–	–	6,615	1,230	19,000
		6,300	–	–	1,230	19,540			
ПС 110 кВ А-31	1989	16,000	7,490	46,780	9,460	59,110	16,800	9,460	56,000
ПС 110 кВ А-32	1991	10,000	2,320	23,250	3,010	30,100	10,500	3,010	29,000
ПС 110 кВ БОС	1981	6,300	2,550	40,530	2,840	45,040	6,615	2,840	43,000
ПС 110 кВ Роговская	1979	10,000	2,420	24,230	3,490	34,910	10,500	3,490	33,000
ПС 110 кВ Балкогрузская	1978	6,300	1,100	17,450	1,330	21,110	6,615	1,330	20,000
ПС 110 кВ ЗР-14	1979	10,000	2,110	21,100	2,600	25,970	10,500	2,600	25,000
ПС 110 кВ Р26	1972	40,000	5,600	14,000	8,260	20,650	42,000	14,220	34,000
		40,000	8,300	20,760	5,960	14,890			
ПС 110 кВ Р6	1976	25,000	9,450	37,780	13,230	52,900	26,250	26,090	99,000
		25,000	7,050	28,220	7,380	29,530			
ПС 110 кВ Р5	1936	40,000	7,910	19,760	11,940	29,840	42,000	26,520	63,000
		40,000	13,300	33,250	13,330	33,330			
ПС 110 кВ Р19	1981	40,000	10,850	27,110	14,290	35,730	42,000	29,080	69,000
		40,000	18,230	45,590	12,360	30,910			
ПС 110 кВ Р38	1981	10,000	1,030	10,340	1,410	14,110	6,615	6,540	99,000
		6,300	0,860	13,680	0,880	14,020			
ПС 110 кВ Р35	1985	25,000	1,460	5,860	0,700	2,800	26,250	23,650	90,000
		25,000	4,090	16,370	2,990	11,980			
ПС 110 кВ Р29	1978	16,000	3,610	22,550	4,610	28,810	16,800	4,720	28,000
		16,000	0,320	2,020	0,110	0,670			
ПС 110 кВ Р17	1973	25,000	7,560	30,240	7,880	31,540	26,250	16,470	63,000
		25,000	4,840	19,340	7,020	28,090			
ПС 110 кВ Р10	1973	40,000	15,140	37,860	15,690	39,230	42,000	34,720	83,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		40,000	14,620	36,540	15,750	39,370			
ПС 110 кВ P24	1973	25,000	6,950	27,790	9,990	39,980	26,250	12,760	49,000
		25,000	1,000	4,010	1,540	6,160			
ПС 110 кВ P7	1955	63,000	15,270	24,240	20,680	32,820	66,150	50,280	76,000
		63,000	23,620	37,490	25,570	40,590			
ПС 110 кВ P3	1930	40,000	–	–	16,380	40,950	42,000	26,340	63,000
		40,000	18,170	45,420	9,960	24,910			
ПС 110 кВ P33	1979	25,000	10,070	40,280	11,410	45,620	26,250	23,570	90,000
		25,000	8,030	32,140	11,270	45,060			
ПС 110 кВ P1	1929	40,000	11,330	28,330	15,370	38,420	42,000	27,740	66,000
		40,000	10,590	26,470	12,380	30,940			
ПС 110 кВ P37	1993	40,000	1,950	4,870	3,620	9,050	26,250	12,400	47,000
		25,000	2,490	9,950	3,060	12,240			
ПС 110 кВ P12	2005	40,000	6,580	16,450	6,870	17,180	42,000	25,560	61,000
		40,000	6,990	17,470	9,630	24,070			
ПС 110 кВ P2	1930	40,000	11,340	28,350	15,720	39,310	42,000	26,520	63,000
		40,000	7,350	18,360	9,680	24,210			
ПС 110 кВ P23	1987	25,000	–	–	2,710	10,860	26,250	8,510	32,000
		25,000	8,510	34,030	5,190	20,770			
ПС 110 кВ KC3	1988	40,000	5,200	13,010	4,710	11,770	33,075	16,870	51,000
		31,500	6,840	21,710	10,040	31,870			
ПС 110 кВ НГ5	1990	25,000	6,840	27,360	8,050	32,180	26,250	14,040	54,000
		25,000	6,180	24,730	6,000	24,000			
ПС 110 кВ AC11	1987	16,000	8,620	53,850	12,620	78,890	16,80	14,440	86,000
		16,000	0,860	5,390	1,060	6,600			
ПС 110 кВ НЗПМ	1968	25,000	3,660	14,650	7,170	28,690	26,250	19,830	76,000
	1963	25,000	6,570	26,280	12,660	50,620			
ПС 110 кВ AC10	1991	40,000	1,690	4,230	4,140	10,340	42,000	35,160	84,000
		40,000	0,180	0,460	1,790	4,470			
ПС 110 кВ НГ8	1995	6,300	0,760	12,140	0,970	15,390	6,615	1,180	18,000
		6,300	0,040	0,680	0,220	3,420			
ПС 110 кВ AC6	1995	6,300	1,020	16,240	1,670	26,500	6,615	1,670	25,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		6,300	0,320	5,130	–	–			
ПС 110 кВ АС12	1985	6,300	2,150	34,190	2,760	43,770	6,615	7,840	118,000
		6,300	1,290	20,510	3,960	62,910			
ПС 110 кВ Р25	1985	25,000	5,150	20,590	6,000	24,000	26,250	9,220	35,000
		25,000	0,530	2,110	3,220	12,880			
ПС 110 кВ Р31	1980	40,000	8,120	20,300	11,540	28,840	42,000	33,780	80,000
		40,000	4,500	11,250	4,910	12,280			
ПС 110 кВ Р22	2006	40,000	4,310	10,770	5,920	14,810	42,000	11,270	27,000
		40,000	6,460	16,160	5,340	13,360			
ПС 110 кВ АС4	1974	6,300	2,500	39,660	2,330	36,930	6,615	3,200	48,000
		6,300	0,580	9,230	0,870	13,850			
ПС 110 кВ АС1	1972	10,000	3,960	39,630	5,860	58,590	10,500	17,590	168,000
		10,000	4,070	40,710	5,480	54,820			
ПС 110 кВ БГ1	1974	10,000	3,770	37,700	4,870	48,680	10,500	8,210	78,000
		10,000	2,580	25,850	3,340	33,390			
ПС 110 кВ БГ6	1980	2,500	0,650	25,850	0,790	31,450	2,625	1,200	46,000
		2,500	0,320	12,920	0,410	16,370			
ПС 110 кВ СМ4	1977	2,500	0,430	17,230	0,690	27,570	2,625	0,690	26,000
ПС 110 кВ СМ1	1965	16,000	–	–	6,950	43,420	16,800	12,900	77,000
		16,000	4,530	28,340	5,960	37,220			
ПС 110 кВ СМ2	1979	16,000	6,510	40,660	2,530	15,820	16,800	7,800	46,000
		16,000	1,290	8,080	1,220	7,610			
ПС 110 кВ ГТН3	1975	40,000	2,580	6,460	1,940	4,850	42,000	5,060	12,000
		40,000	2,480	6,190	2,910	7,270			
ПС 110 кВ В1	2001	16,000	–	–	3,180	19,860	16,800	8,270	49,000
		16,000	3,230	20,190	5,090	31,840			
ПС 110 кВ В2	1985	2,500	–	–	–	–	2,625	0,510	19,000
		2,500	0,430	17,230	0,510	20,250			
ПС 110 кВ В10	1985	10,000	4,310	43,080	3,020	30,160	10,500	4,310	41,000
ПС 110 кВ СМ3	1954	10,000	–	–	–	–	10,500	2,640	25,000
		10,000	2,330	23,260	2,640	26,390			
ПС 110 кВ БТ1	1958	25,000	6,460	25,850	9,690	38,770	26,250	23,860	91,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		25,000	7,540	30,160	14,160	56,650			
ПС 110 кВ АС15	2007	25,000	4,480	17,920	4,970	19,860	26,250	22,540	86,000
		25,000	5,930	23,740	6,290	25,160			
ПС 110 кВ Р28	2008	40,000	9,840	24,610	9,480	23,690	42,000	37,870	90,000
		40,000	6,570	16,420	6,570	16,420			
ПС 110 кВ БТ2	1958	25,000	5,490	21,970	8,720	34,900	26,250	35,920	137,000
		40,000	4,950	12,390	6,600	16,510			
ПС 110 кВ БТ3	1967	25,000	6,030	24,130	7,790	31,150	26,250	24,990	95,000
		25,000	6,140	24,560	5,260	21,020			
ПС 110 кВ Р8	1967	40,000	18,070	45,180	23,960	59,910	42,000	39,310	94,000
		40,000	11,130	27,810	15,350	38,370			
ПС 110 кВ Р27	2011	40,000	1,030	2,580	2,220	5,550	42,000	5,560	13,000
		40,000	0,940	2,340	1,720	4,310			
ПС 110 кВ Р32	1979	25,000	8,770	35,070	9,260	37,050	26,250	16,990	65,000
		25,000	5,390	21,540	5,920	23,690			
ПС 110 кВ НГ4	1986	16,000	1,150	7,200	0,720	4,510	16,800	3,070	18,000
		16,000	0,280	1,750	2,350	14,670			
ПС 110 кВ НГ6	1982	6,300	–	–	0,310	4,960	6,615	1,310	20,000
		6,300	0,790	12,480	1,000	15,900			
ПС 110 кВ ГТП4	1974	10,000	1,770	17,660	0,430	4,310	10,500	2,290	22,000
		10,000	–	–	1,860	18,630			
ПС 110 кВ ГТП2	1972	16,000	1,850	11,580	2,050	12,790	16,800	4,090	24,000
		16,000	1,65	10,30	2,05	12,79			
ПС 110 кВ Спортивная	2017	40,000	–	–	–	–	42,000	4,880	12,000
		40,000	–	–	2,37	5,92			
ПС 110 кВ Чеботовская	1971	6,300	1,910	30,380	4,630	73,470	6,615	4,630	70,000
ПС 110 кВ Б1	1956	16,000	–	–	–	–	16,80	4,690	28,000
		25,000	3,51	14,05	4,69	18,76			
ПС 110 кВ Промзона-2	1983	16,000	2,590	16,210	5,220	32,600	16,800	5,430	32,000
		16,000	2,130	13,290	0,220	1,350			
ПС 110 кВ Б4	1980	10,000	1,810	18,120	1,880	18,800	10,500	10,050	96,000
		16,000	6,660	41,600	8,170	51,060			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Волчанская ПТФ	1986	2,500	0,430	17,370	0,630	25,150	2,625	1,130	43,000
		2,500	0,410	16,300	0,500	19,920			
ПС 110 кВ К10	1998	25,000	1,400	5,590	2,980	11,910	26,250	11,780	45,000
		25,000	5,77	23,07	8,80	35,22			
ПС 110 кВ ЗИВ	1981	16,000	1,260	7,850	2,110	13,170	16,800	5,330	32,000
		16,000	–	–	3,220	20,150			
ПС 110 кВ Б3	1954	40,000	18,060	45,160	14,470	36,170	33,075	27,800	84,000
		31,500	–	–	–	–			
		40,500	8,940	22,070	9,840	24,310			
ПС 110 кВ Б2	1992	10,000	3,020	30,210	2,830	28,330	7,875	3,020	38,000
		7,500	–	–	–	–			
		16,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Б5	1964	16,000	–	–	10,410	65,09	16,800	10,410	62,000
		20,000	10,00	50,00	–	–			
ПС 110 кВ Б8	1960	15,000	–	–	–	–	15,750	7,870	50,000
		20,000	4,320	21,580	7,870	39,350			
ПС 110 кВ Б12	1989	25,000	5,740	22,940	5,580	22,330	26,250	5,740	22,000
ПС 110 кВ Г.Калитвенская	1989	6,300	0,880	13,990	0,980	15,560	6,615	0,980	15,000
ПС 110 кВ Б11	1976	25,000	9,400	37,580	12,570	50,290	26,250	19,080	73,000
		25,000	3,870	15,480	5,710	22,840			
ПС 110 кВ Богатовская ПТФ	1979	10,000	1,540	15,390	0,680	6,780	10,500	1,540	15,000
ПС 110 кВ Синегорская	1988	10,000	1,080	10,760	1,040	10,430	10,500	1,080	10,000
		10,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Ясногорская	1982	16,000	–	–	–	–	16,800	4,800	29,000
		16,000	1,530	9,530	3,010	18,830			
ПС 110 кВ Милютинская	1979	10,000	1,410	14,130	1,840	18,400	10,500	4,200	40,000
		10,000	2,020	20,160	2,360	23,580			
ПС 110 кВ Тарасовская	1978	16,000	4,840	30,270	5,980	37,370	16,800	8,120	48,000
		16,000	1,280	7,970	2,140	13,390			
ПС 110 кВ Обливская	1979	6,300	–	–	–	–	6,615	2,170	33,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПТФ		6,300	1,430	22,730	2,170	34,380			
ПС 110 кВ Обливская 1	1965	6,300	2,110	33,530	2,640	41,840	6,615	2,640	40,000
ПС 110 кВ К4	1958	25,000	—	—	—	—	26,250	14,800	56,000
		25,000	10,590	42,350	14,800	59,200			
ПС 110 кВ Гундоровская	1952	40,000	3,310	8,280	1,430	3,570	42,000	14,330	34,000
		40,000	8,670	21,670	9,340	23,340			
ПС 110 кВ Советская-2	1983	40,000	1,620	4,040	3,100	7,740	42,000	3,100	7,000
ПС 110 кВ Цимлянская	1982	16,000	1,780	11,110	2,570	16,090	10,500	9,240	88,000
		10,000	4,800	48,040	6,670	66,670			
ПС 110 кВ Искра	1983	2,500	0,300	12,060	0,420	16,800	2,625	0,420	16,000
ПС 110 кВ Черкассы	1990	10,000	1,720	17,230	2,640	26,390	10,500	2,640	25,000
ПС 110 кВ Стычная	1992	10,000	0,160	1,620	0,300	3,020	10,500	0,300	3,000
ПС 110 кВ Дружба	1975	6,300	0,300	4,790	0,280	4,440	6,615	0,300	5,000
ПС 110 кВ Дубовская	1981	6,300	1,940	30,770	2,160	34,360	6,615	2,160	33,000
ПС 110 кВ НС-3	1966	10,000	0,640	6,350	1,380	13,790	10,500	1,380	13,000
ПС 110 кВ Денисовская	1982	2,500	0,220	8,620	0,320	12,920	2,625	0,320	12,000
		2,500	—	—	—	—			
ПС 110 кВ Овцевод	1988	10,000	0,810	8,080	0,960	9,590	10,500	0,960	9,000
ПС 110 кВ Наримановская	1989	6,300	0,230	3,590	0,220	3,420	6,615	0,230	3,000
ПС 110 кВ Конзаводская	1976	2,500	0,410	16,370	0,400	15,940	2,625	0,410	16,000
ПС 110 кВ Несмеяновская	1985	2,500	0,690	27,570	0,890	35,760	2,625	0,890	34,000
ПС 110 кВ НС-1	1966	10,000	0,330	3,340	0,340	3,450	10,500	0,340	3,000
ПС 110 кВ Большовская	1971	6,300	1,180	18,810	1,690	26,840	6,615	1,690	26,000
ПС 110 кВ Добровольская	1964	20,000	3,660	18,310	5,920	29,620	21,000	6,460	31,000
		25,000	0,430	1,720	0,540	2,150			
ПС 110 кВ Водозабор	1984	25,000	1,720	6,890	2,540	10,170	26,250	5,340	20,000
		25,000	1,510	6,030	2,800	11,200			
ПС 110 кВ ЮЗР	1987	25,000	3,020	12,060	4,100	16,410	26,250	6,880	26,000
		25,000	1,080	4,310	2,780	11,110			
ПС 110 кВ Городская 1	1980	40,000	5,750	14,380	8,140	20,360	42,000	15,110	36,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		40,000	7,000	17,500	6,970	17,420			
ПС 110 кВ Промбаза1	1978	16,000	–	–	–	–	16,800	6,680	40,000
		16,000	4,310	26,930	6,680	41,740			
ПС 110 кВ НС9	1978	16,000	1,290	8,080	2,380	14,880	16,800	3,220	19,000
		16,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ НС2	1967	6,300	0,450	7,180	0,730	11,630	6,615	0,730	11,000
ПС 110 кВ ВдПТФ	1983	10,000	0,460	4,630	0,270	2,690	10,500	0,640	6,000
		10,000	–	–	0,370	3,660			
ПС 110 кВ Жуковская	1989	6,300	0,480	7,690	0,550	8,720	6,615	0,550	8,000
ПС 110 кВ Вербовая	1985	2,500	0,220	8,620	0,310	12,490	2,625	0,310	12,000
ПС 110 кВ Малая Лучка	1987	2,500	0,060	2,580	0,230	9,050	2,625	0,230	9,000
ПС 110 кВ Северный Портал	1985	6,300	0,870	13,850	1,150	18,290	6,615	1,150	17,000
ПС 110 кВ Мартыновская	1953	10,000	0,940	9,370	1,370	13,680	10,500	5,270	50,000
		10,000	2,910	29,080	3,900	38,990			
ПС 110 кВ НС-1	1966	10,000	0,330	3,340	0,340	3,450	10,500	0,340	3,000
ПС 110 кВ Несмеяновская	1985	2,500	2,060	82,400	0,670	26,990	2,625	1,150	20,000
ПС 110 кВ Октябрьская	1981	6,300	0,120	1,880	0,220	3,420	6,615	0,250	4,000
		6,300	0,030	0,510	0,030	0,510			
ПС 110 кВ КГУ	1982	10,000	3,880	38,770	5,390	53,850	10,500	5,390	51,000
		10,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Дубенцовская	1978	10,000	0,810	8,080	1,940	19,390	10,500	1,940	18,000
ПС 110 кВ Большовская	1971	6,300	2,050	32,480	1,220	19,320	6,615	2,050	31,000
ПС 110 кВ Обливная	1953	2,500	–	–	–	–	2,625	2,150	82,000
		6,300	1,290	20,510	2,150	34,190			
ПС 110 кВ Комаровская	1989	6,300	2,480	39,320	3,830	60,860	6,615	3,830	58,000
ПС 110 кВ Глубокинская	1973	2,500	0,300	12,060	0,660	26,280	2,625	0,660	25,000
ПС 110 кВ Хуторская	1983	6,300	0,410	6,500	0,870	13,850	6,615	1,510	23,000
		6,300	0,310	4,960	0,640	10,090			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Приволенская	1973	3,200	0,260	8,080	0,230	7,070	3,360	0,260	8,000
ПС 110 кВ Ремонтненская	1963	6,300	–	–	1,850	29,400	6,615	4,480	68,000
		10,000	3,120	31,230	2,630	26,280			
ПС 110 кВ Денисовская	1982	2,500	1,320	52,990	1,280	51,270	2,625	1,320	50,000
ПС 110 кВ Б.Ремонтное	1981	7,500	–	–	–	–	2,625	0,190	7,000
		2,500	0,190	7,750	0,190	7,750			
ПС 110 кВ Богородская	1982	2,500	0,140	5,600	0,160	6,460	2,625	0,160	6,000
ПС 110 кВ Константиновская	1976	10,000	0,710	7,110	1,830	18,310	10,500	3,880	37,000
		10,000	1,310	13,140	2,050	20,460			
ПС 110 кВ Василевская	1963	10,000	2,120	21,220	4,090	40,930	10,500	4,090	39,000
ПС 110 кВ Шебалинская	1984	6,300	0,450	7,180	0,600	9,570	6,615	0,600	9,000
ПС 110 кВ Заветинская	1976	6,300	1,630	25,810	2,600	41,200	6,615	4,020	61,000
		6,300	0,390	6,150	1,420	22,570			
ПС 110 кВ Харьковская	1986	10,000	0,510	5,060	0,620	6,250	10,500	0,620	6,000
ПС 110 кВ Г2	1954	31,500	3,160	10,040	4,880	15,480	33,075	12,370	37,000
		40,000	4,530	11,330	7,490	18,740			
ПС 110 кВ Г4	1957	25,000	–	–	–	–	26,205	2,180	8,000
		25,000	2,180	8,730	2,010	8,050			
ПС 110 кВ Г9	1978	16,000	2,920	18,220	5,000	31,220	16,800	6,670	40,000
ПС 110 кВ Г10	1973	25,000	7,350	29,390	9,610	38,440	26,250	22,300	85,000
		25,000	7,810	31,250	12,690	50,740			
ПС 110 кВ Г13	1984	16,000	–	–	0,200	1,270	16,800	0,200	1,000
		16,000	0,150	0,910	–	–			
ПС 110 кВ Г14	1986	7,500	0,830	11,010	0,890	11,910	7,875	0,890	11,000
ПС 110 кВ Г15	1989	10,000	0,830	8,300	1,130	11,310	10,500	1,810	17,000
		10,000	0,510	5,070	0,680	6,780			
ПС 110 кВ Г18	1995	6,300	–	–	–	–	6,615	5,170	78,000
		6,300	3,770	59,840	5,170	82,060			
ПС 110 кВ Н1	1952	25,000	6,550	26,180	8,340	33,370	21,000	14,250	68,000
		20,000	3,190	15,950	5,020	25,080			
ПС 110 кВ Н4	1954	40,000	4,660	11,660	4,120	10,310	42,000	14,620	35,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		40,000	9,910	24,780	10,490	26,240			
ПС 110 кВ Н8	1953	25,000	1,400	5,600	3,690	14,780	26,250	3,690	14,000
ПС 110 кВ Н13	1979	6,300	0,510	8,110	0,440	7,050	6,6150	0,510	8,000
		6,300	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Н15	1986	10,000	1,810	18,060	–	–	10,500	1,810	17,000
ПС 110 кВ Н16	1981	16,000	0,150	0,910	–	–	6,615	3,220	49,000
		6,300	2,240	35,490	2,050	32,600			
ПС 110 кВ Н17	1963	16,000	0,580	3,620	1,420	8,890	16,800	3,950	24,000
ПС 110 кВ Н21	1988	2,500	0,320	12,65	–	–	2,625	0,320	12,000
ПС 110 кВ С1	1933	16,000	0,160	0,990	4,100	25,630	15,750	4,100	26,000
		15,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ С2	1947	15,000	0,150	0,970	–	–	15,750	3,370	21,000
		20,000	2,460	12,300	3,370	16,870			
ПС 110 кВ С5	1977	6,300	1,410	22,440	1,150	18,180	6,615	1,410	21,000
		6,300	–	–	–	–			
ПС 110 кВ С6	1969	6,300	2,480	39,320	2,760	43,800	6,615	2,760	42,000
ПС 110 кВ С7	1989	6,300	0,150	2,310	2,050	32,480	6,615	2,050	31,000
ПС 110 кВ Ш6	1970	63,000	5,070	8,050	6,130	9,720	66,150	13,800	21,000
		63,000	6,290	9,990	7,670	12,180			
ПС 110 кВ Ш8	1953	20,000	1,000	5,020	1,000	5,020	210,000	9,250	44,000
		20,000	6,500	32,500	8,250	41,230			
ПС 110 кВ Ш14	1958	10,000	3,230	32,310	4,150	41,480	10,500	8,100	77,000
		20,000	4,870	24,330	2,060	10,310			
ПС 110 кВ Ш34	1975	25,000	8,160	32,630	6,600	26,420	16,800	11,220	67,000
		16,000	1,740	10,890	4,620	28,860			
ПС 110 кВ Ш35	1982	20,000	1,790	8,930	2,960	14,810	21,000	3,160	15,000
		20,000	0,800	4,000	0,200	1,000			
ПС 110 кВ Ш37	1978	2,500	1,600	64,100	0,430	17,100	2,625	1,600	61,000
ПС 110 кВ Ш38	1980	2,500	0,450	17,890	0,480	19,140	2,625	0,480	18,000
ПС 110 кВ Ш42	1984	6,300	0,510	8,030	1,740	27,680	6,615	5,780	87,000
		6,300	2,860	45,430	4,040	64,140			
ПС 110 кВ Ш43	1984	6,300	1,750	27,830	1,790	28,390	6,615	1,790	27,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Ш44	1986	16,000	0,150	0,91	–	–	16,800	3,820	23,000
		16,000	3,330	20,790	3,820	23,840			
ПС 110 кВ Ш45	1987	25,000	1,410	5,620	1,710	6,830	26,250	1,710	7,000
		25,000	–	–	–	–			
ПС 110 кВ Ш46	1988	10,000	2,430	24,290	3,210	32,120	10,500	4,630	44,000
		10,000	1,950	19,530	1,420	14,180			
ПС 110 кВ Ш47	1989	10,000	0,620	6,180	0,590	5,910	10,500	20,740	198,000
ПС 110 кВ Ш49	2004	10,000	0,960	9,560	1,120	11,220	10,500	1,120	11,000
ПС 110 кВ Карьер	1974	6,300	0,310	4,970	0,300	4,830	6,615	0,310	5,000

Итоги проведенной работы показали следующее:

естественный прирост потребления в центрах питания не приводит к необходимости увеличения трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей в течение всего рассматриваемого периода за исключением ПС 110 кВ АС12, ПС 110 кВ Чалтырь, ПС 110 кВ АС1. Возможность оперативного перевода нагрузки за допустимое время перегрузки трансформаторного оборудования на другие центры питания отсутствует.

ПС 110 кВ АС12 установлены два трансформатора мощностью по 6,3 МВА. Загрузка ПС 110 кВ АС12 в зимний режимный день 2017 года составила 6,72 МВА. Естественный прирост нагрузки в перспективе до 2022 приводит к возникновению перегрузов в ремонтных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12, на величину до 156 процентов. С целью недопущения возникновения данных перегрузок необходимо выполнить замену трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 на трансформаторы мощностью по 16 МВА. Данное мероприятие также предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Юга».

На ПС 110 кВ Чалтырь установлены два трансформатора мощностью 25 и 16 МВА. Загрузка ПС 110 кВ Чалтырь в зимний режимный день 2017 года составила 24,85 МВА. Максимальная зафиксированная нагрузка – 30,6 МВА. Прирост нагрузки в перспективе до 2022 года по данным филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» приводит к возникновению перегрузов в ремонтных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чалтырь, на величину до 343 процентов. С целью недопущения возникновения данных перегрузок необходимо выполнить замену трансформаторов на ПС 110 кВ Чалтырь на трансформаторы мощностью 2х63 МВА.

На ПС 110 кВ АС1 установлены два трансформатора мощностью по 10 МВА. Загрузка ПС 110 кВ АС1 в зимний режимный день 2017 года составила 11,34 МВА. Прирост нагрузки в перспективе до 2022 в объеме 5,6 МВт приводит к возникновению перегрузов в ремонтных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС1, на величину до 168 процентов. С целью недопущения возникновения данных перегрузок необходимо выполнить замену трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 на трансформаторы мощностью 25 МВА.

Необходимость увеличения трансформаторной мощности возникает по причине планов осуществления технологических присоединений:

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Темерницкий лес» с максимальной мощностью 5,5 МВт к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» необходимо выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Р-40 с заменой двух ЛРТ мощностью 40 МВА каждый на ЛРТ мощностью 63 МВА каждый;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» с максимальной мощностью 480 МВт к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» необходимо выполнить реконструкцию ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего АТГ 500/220 кВ;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергетических установок ООО «Азовская ВЭС» с установленной (максимальной) мощностью 92,3 МВт к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» необходимо выполнить реконструкцию ПС 220 кВ А-30 с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» с максимальной мощностью 12 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» с максимальной мощностью 18 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ш47 с установкой трансформатора 110/10 кВ Т-1 мощностью 25 МВА и заменой существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Донэлектросталь» с максимальной мощностью 25 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ А12 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» с максимальной мощностью 1,43 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

5.18. Рекомендации

по схемам внешнего электроснабжения объектов,
сооружаемых на территории энергосистемы на период 2018 – 2022 годы

ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат».

Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА (2x160 МВА, 2x80 МВА, 2x63 МВА).

Для подключения ПС 220 кВ КМК выполняется строительство ВЛ 220 кВ Шахты – КМК ориентировочной протяженностью 42 километра (2x21 километр). Марка провода – 2АС-400.

ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания».

Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)

Для подключения ПС 220 кВ Генеральская к энергосистеме выполняется строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров). Марка провода – АС-300.

Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА) выполняется по схеме 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

ООО «Донские биотехнологии».

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

Для подключения ПС 220 кВ Донбиотех рекомендуется выполнить строительство заходов от ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр). Марка провода – АС-300.

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.

ООО «Тепличного комбинат «Донской»

Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА.

Для подключения ПС 220 кВ Донская рекомендуется выполнить строительство заходов от ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2×0,125 километра). Марка провода – АС-300.

Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА рекомендуется выполнить по схеме б-заход-выход.

5.19. Рекомендации

по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей

Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей дополнительно к выполнению мероприятий, указанных в таблице № 32, отсутствуют.

5.20. Обоснования

предлагаемых субъектами мероприятий по развитию электрических сетей

Предложения филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»:

1. Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с установкой трансформаторов 2×63 МВА.

На ПС 110 кВ Чалтырь установлены два трансформатора мощностью 25 и 16 МВА.

Максимальная зафиксированная нагрузка ПС 110 кВ Чалтырь 30,6 МВА.

Допустимая нагрузка ПС 110 кВ Чалтырь по условию длительной допустимой загрузки трансформаторного оборудования в режиме отключения трансформатора большей мощности 25 МВА (режим n-1) – 16,8 МВА.

По данным филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», суммарный объем максимальной мощности в соответствии с действующими техническими условиями по заключенным договорам на технологическое присоединение к сетям 0,4-35 кВ, питающимся от ПС 110 кВ Чалтырь, составляет 24,39 МВА.

При аварийном отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом выданных технических условий составит 55 МВА, что превышает допустимую.

Таким образом, рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т2, Т3 16+25 МВА на ПС 110 кВ Чалтырь на трансформаторы 2х63 МВА.

2. Реконструкция ПС АС8 с переводом ее на напряжение 110 кВ с установкой трансформаторов на 2х25.

По данным филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», суммарный объем максимальной мощности в соответствии с техническими условиями по заключенным договорам на технологическое присоединение к ПС 35/6 кВ АС8 составляет 7,3 МВА. Перспективная нагрузка ПС 35 кВ АС8 составит 13,38 МВА. Таким образом, при аварийном отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 177 процентов от $S_{ном}=7,5$ МВА.

Максимальная нагрузка ПС 110/35/10 кВ АС11 в режиме ремонта ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС 35 кВ КТП Румг составляет 19,16 МВА. С учетом реализации технических условий на технологическое присоединение, в том числе технических условий выданных на ПС запитанных от ПС 110/35/10 кВ АС11 по сети 35 кВ в режиме аварийного отключения одного из двух силовых трансформаторов при выведенной в ремонт ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС 35 кВ КТП Румг (n-2) нагрузка оставшегося в работе силового трансформатора ПС 110/35/10 кВ АС11 составляет 191,63 процента.

ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 – АС2 – НЗБ выполнена проводом АС-70. Пропускная способность 341 А (20,6 МВА) – зима, 249 А (15 МВА) – лето. При одностороннем отключении данной ВЛ 35 кВ либо с ПС 220 кВ НЗБ, либо с ПС 110 кВ АС11 перспективная нагрузка составит 345 А, что превышает ДДТН.

Таким образом, рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

на ПС АС8 выполнить замену существующих трансформаторов Т1, Т2 типа ТМ-35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформаторы типа ТДТН-110/35/6 кВ мощностью 2х25 МВА. При аварийном отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом выданных технических условий, составит 17 МВА;

Для подключения ПС АС8 к сети 110 кВ рекомендуется выполнить строительство ВЛ 110 кВ в расщепку ВЛ 110 кВ АС6 – АС15 («заход-выход») до ПС АС8.

3. Строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой силовых трансформаторов номинальной мощностью 2х25 МВА.

На ПС 35/6 кВ «Шлюзовая» установлено два силовых трансформатора мощностью по 5,6 МВА каждый. На ПС «Центральная» установлено три силовых трансформатора мощностью: Т-1 110/35/6 кВ – 10 МВА, Т-2 110/35/6 кВ – 7,5 МВА и Т-3 35/6 кВ – 2,5 МВА. Максимальная зафиксированная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Центральная составила 13,61 МВА, ПС 35/6 кВ Шлюзовая 6,64 МВА. С учетом реализации технических условий на технологическое присоединение в режиме аварийного отключения одного из двух силовых трансформаторов нагрузка оставшегося в работе силового трансформатора ПС 110/35/6 Центральная составляет 188,66 процента (в режиме аварийного отключения Т-1), ПС 35/6 кВ Шлюзовая 120,72 процента. Для исключения указанных перегрузок рекомендуется строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой силовых трансформаторов номинальной мощностью 2х25 МВА. Загрузка ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с учетом реализации всех выданных технических условий на технологическое присоединение, в том числе на ПС запитанных от данного центра питания по сети 35 кВ в режиме аварийного отключения одного из двух силовых трансформаторов составит 57,08 процента. Схема подключения ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая и выбор оборудования подлежат определению в рамках выполнения проектной и рабочей документации.

Предложения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга.

В рамках мероприятия «Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ» в соответствии с выполненной проектной документацией «ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ПС 500 кВ Ростовская» планируется выполнить следующие этапы:

сооружение ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты;

реконструкция ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты и ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская с образованием ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская;

установка на ПС 500 кВ Ростовская второго АТГ 500/220 561 МВА и ШР-500 кВ 180 Мвар в линию ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ.

В СиПР ЕЭС России на 2018–2024 годы содержится мероприятие «Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1х87,8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ» со сроком выполнения в 2020 году.

**5.21. Сводные данные
по развитию электрической сети
Ростовской энергосистемы на период 2018 – 2022 годы**

В таблице № 38 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2018 – 2022 годах, с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице № 36. 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).

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ приведены в таблице № 39.

Таблица № 38

Наименование	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Всего 2018–2022 годы
ВЛ 500 кВ	километров	725,8	–	87,8	–	–	813,6
ВЛ 220 кВ	километров	2	74,25	–	–	–	76,25
ВЛ 110 кВ	километров	6,4	–	–	–	–	6,4
АТ 500/220 кВ	МВА	–	501	–	–	–	501
АТ 220/110 кВ	МВА	206	776	188	–	160	1330
Т 110 кВ	МВА	202	80	–	–	–	282

Таблица № 39

Объект	Вид работ	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
ПС, ТП, РП	новое строительство	МВА	6,39	1,05	0,9	1,51	4,0
	техническое перевооружение и реконструкция		20,49	14,4	4,79	5,41	5,3
ВЛ, КЛ	новое строительство	километров	10,652	2,864	18,086	9,167	7,0
	техническое перевооружение и реконструкция		170,741	215,314	172,137	105,403	96,482

**5.22. 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).

Показатель уровня надежности оказываемых услуг ТСО определяется как средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг 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 № 40 приведены примеры плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Ростовской области. Данные учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. № 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 № 40

Субъект	Наименование показателя	Значение показателя				
		2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	8,5073	8,3797	8,2540	8,1302	8,0083
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	2,5500	2,5117	2,4740	2,4369	2,4004
АО «Донэнерго»	показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	2,3200	2,2850	2,2510	2,217	2,1835
АО «Донэнерго»	показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,1270	1,1100	1,0930	1,0770	1,0612

На основании предоставленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица № 41, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и предоставленных ими данных.

Таблица № 41

Наименование показателя	Значение показателя				
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	5,4136	5,3323	5,2525	5,1736	5,0959
Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,8385	1,8108	1,7835	1,7569	1,7308

На основании анализа таблицы № 41 можно сделать вывод, что показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi) и показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi) на протяжении рассматриваемого периода имеют тенденцию к снижению, что положительно характеризует уровень надежности и качества услуг по передаче электроэнергии по энергосистеме Ростовской области.

6. Схема развития электроэнергетики Ростовской области

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области на 2022 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 2022 год представлена на рис. 13.

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы на 2022 год представлена на рис. 14.

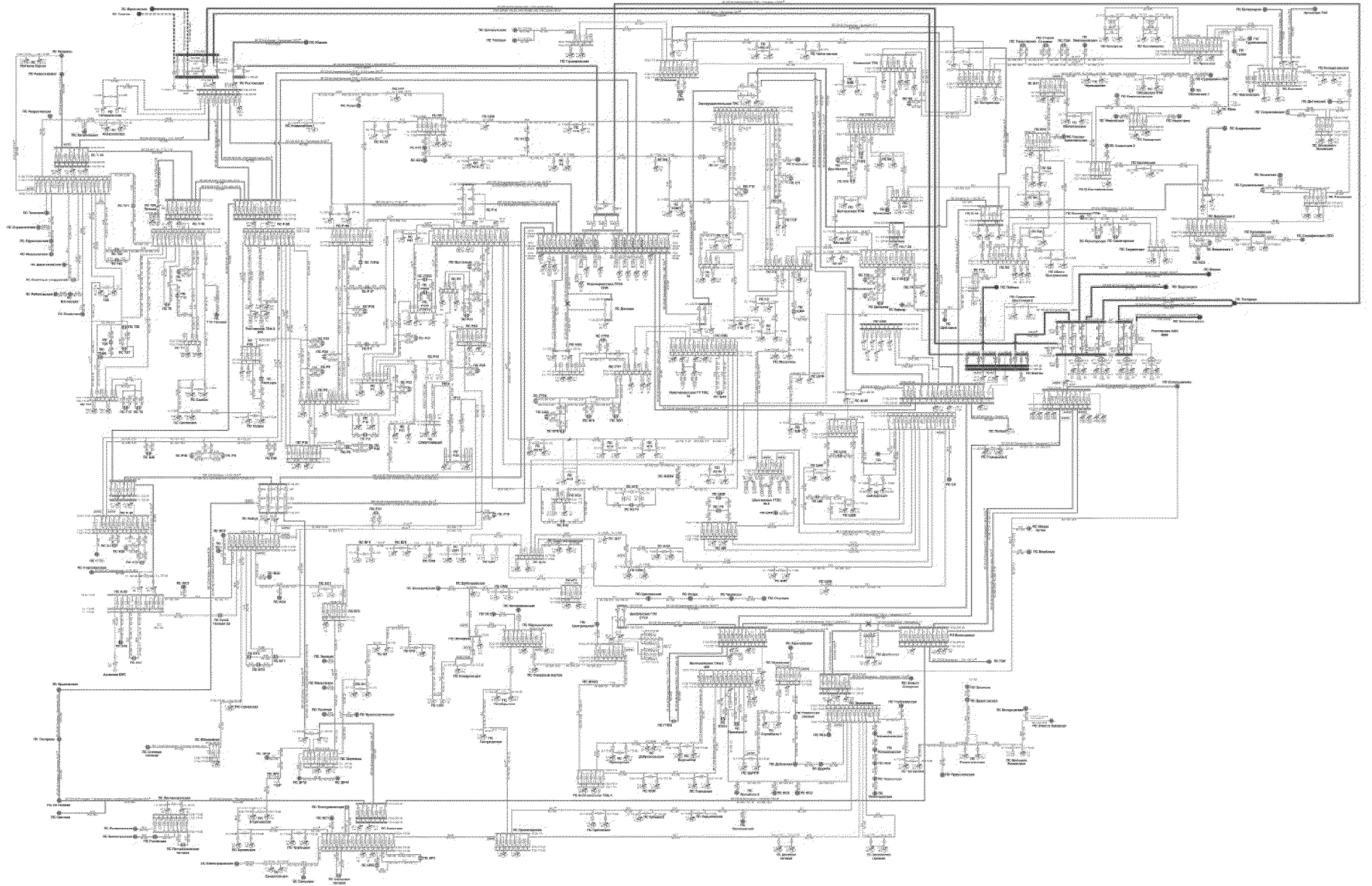


Рис. 14.

Примечание.

Список используемых сокращений:

А – ампер;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АТ – автотрансформатор;

АТГ – автотрансформаторная группа;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЧР – автоматика частотной разгрузки;

АЭС – атомная электрическая станция;

В – выключатель;

ВДЭС – ветро-дизельная электростанция;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВРП – валовой региональный продукт;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

г. – город;

ГАО – график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

ГВО – график временного ограничения режима потребления;

ГВС – горячее водоснабжение;

Гкал – гигакалория;

ГППУ – газопоршневая генерирующая установка;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ГПС – газопоршневая электростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЕЭС – Единая энергетическая система;

ж/к – жилой комплекс;

ЗАО – закрытое акционерное общество;

кВ – киловольт;

кВт·ч – киловатт в час;

КИП – контрольно-измерительный прибор;

КЛ – кабельная линия;

км – километр;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛПУ МГ – линейное производственное управление магистрального газопровода;

ЛЭП – линия электропередачи;

МВА – мегавольтампер;

Мвар – мегавар;
МВт – мегаватт;
мкр – микрорайон;
млн – миллион;
МО – муниципальное образование;
МП – муниципальное предприятие;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
НИР – научно-исследовательская работа;
МЭС – магистральные электрические сети;
м/р – месторождение;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
отп. – отпайка линии электропередачи;
п. – поселок;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАР – послеаварийный режим;
пгт – поселок городского типа;
ПГУ – парогазовая установка;
ПГЭ – парогазовая электростанция;
ПЛЭС – плавучая электростанция;
ПНС – подкачивающая насосная станция;
ПП – переключательный пункт;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
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 2018 – 2024 – Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы;
СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
СП – соединительный пункт;
СШ – система шин;
СЭС – солнечная электростанция;
Т – трансформатор;
ТГ – турбогенератор;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;

ТПП – территориальное производственное предприятие;
т у.т. – тонна условного топлива;
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – тепловая электроцентраль;
УРС – устройство регулирования и стабилизации;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ЧДА – частотно-делительная автоматика;
ХВО – химводоподготовка;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
чел. – человек;
шт. – штука;
ЭС – энергосистема;
ЭЭ – электрическая энергия;
 $I_{длн}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки в нормальной (ремонтной схеме);
 $I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях;
 $I_{расч}$ – значение расчетной токовой нагрузки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение;
 $S_{ном}$ – номинальная мощность.

Заместитель начальника
управления документационного
обеспечения – начальник
отдела нормативных документов
Правительства Ростовской области



В.В. Сечков