



РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 28.12.2017 № 350

г. Ростов-на-Дону

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2017 – 2021 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 2017 – 2021 годы согласно приложению.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Ростовской области от 06.07.2015 № 173 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 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 2017 – 2021 годы

1. Введение

Основными целями разработки «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2017 – 2021 годы» (далее – СиПР) являются:

развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей Ростовской области, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, создание информационной базы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний;

формирование стратегии развития энергетики Ростовской области, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, размещение и структуру собственных генерирующих мощностей, параметры электрических сетей и межрегиональных связей;

разработка экономических, технических, организационных и правовых условий, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование системы обеспечения электроэнергией хозяйственного комплекса Ростовской области;

разработка прогноза развития электроэнергетики на период формирования СиПР, основанного на системе инвестиционных приоритетов развития, обеспечивающей устойчивость электроснабжения Ростовской области при максимизации вклада отрасли в развитие экономики, конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность отрасли;

определение достаточности и обоснование необходимости строительства объектов энергетики на период формирования схемы и программы в соответствии со схемами и программами использования гидроэнергетических ресурсов и геотермальных вод, программами использования других возобновляемых источников энергии (ВИЭ), схемами энергоснабжения городов и населенных пунктов, схемами и программами развития распределительных и муниципальных электрических сетей, инвестиционными программами энергетических компаний, а также с учетом перспективных инвестиционных проектов Ростовской области;

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

скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

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

формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство и реконструкцию объектов энергетики Ростовской области;

актуализация мероприятий по обеспечению энергоснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года, включенных в Программу подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу, утвержденную постановлением Правительства РФ от 20.06.2013 № 518, и Программу подготовки к проведению в 2018 году чемпионата мира по футболу, утвержденную постановлением Правительства Ростовской области от 23.12.2013 № 798.

При выполнении работы учтены и использованы следующие материалы:

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143;

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы;

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.06.2017 № 1209-р;

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый по Ростовской области;

ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

отчетные данные о работе энергосистемы на территории Ростовской области;

результаты инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений энергообъектов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода, предоставляемые электросетевыми и генерирующими организациями, осуществляющими деятельность на территории Ростовской области;

инвестиционные программы (а также программы реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых организаций, осуществляющих деятельность на территории Ростовской области;

сведения сетевых организаций о заявках на технологическое присоединение и заключенных договорах на осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям на территории Ростовской области с разбивкой по годам ввода;

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

предложения системного оператора по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (технологических рисков) в энергосистеме и разработанный им прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Ростовской области;

перспективные показатели потребления электрической энергии (электрических нагрузок), инвестиционные проекты, планируемые к реализации на территории Ростовской области;

документы территориального планирования Ростовской области;

проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных и других источников энергии;

перечень основных требований ФИФА по ключевым объектам инфраструктуры городов-организаторов чемпионата мира по футболу 2018 года в части обеспечения надежного электроснабжения объектов спортивной инфраструктуры;

статистические и аналитические данные по потреблению и структуре отпуска тепловой энергии отражаются в СиПР в соответствии с информацией, предоставляемой органами исполнительной власти Ростовской области (вопросы развития теплоснабжения отражаются в СиПР при наличии разработанных специализированных схем и программ).

Работа выполнена в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и документами:

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

Федеральный закон от 27.12.2002 184-ФЗ «О техническом регулировании»;

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;

Градостроительный кодекс от 29.12.2004 № 190-ФЗ;

Федеральный закон от 20.03.2011 № 41-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс и отдельные законодательные акты РФ в части вопросов территориального планирования»;

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технических регламент о требованиях пожарной безопасности»;

Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

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

Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23.03.2010 (п. 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;

Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 № 204;

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации 19.06.2003 № 229;

Методические указания по устойчивости энергосистем утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 277;

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 281;

Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению, РД 153-34.3-20.409-99.

В работе использованы и учтены отчетные данные за 2012 – 2016 годы; расчетный срок – 2021 год.

2. Общая характеристика Ростовской области, включая данные по площади территории, численности населения, перечня наиболее крупных населенных пунктов, основных направлений специализации Ростовской области, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания

Ростовская область находится в южной части Восточно-Европейской равнины и частично в Северо-Кавказском регионе, занимая обширную территорию в речном бассейне Нижнего Дона. По характеру поверхности территория области представляет собой равнину, расчлененную долинами рек и балками. Максимальная высота над уровнем моря – 253 метра. С севера на территорию области заходит Среднерусская возвышенность, на западе вклинивается восточная часть Донецкого кряжа, в юго-восточной части области возвышаются Сальско-Манычская гряда и Ергени.

Административный центр Ростовской области – город Ростов-на-Дону. Расстояние от Москвы до Ростова-на-Дону – 1 076 километров. Область

занимает площадь 100 967 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 области протекает одна из крупнейших рек Европы — Дон (2 тыс. километров), расположено Цимлянское водохранилище (объем 24 млрд кубических метров). Судоходны основные притоки Дона — реки Северский Донец и Маныч. Озера занимают лишь 0,4 процента территории области.

Область имеет благоприятный умеренно-континентальный климат. Средняя температура воздуха в январе – -3,6 градуса, в июле – +23 градуса. Продолжительность солнечного сияния равна 2 050 – 2 150 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 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, является 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 сельхозугодьями, преимущественно на высокоплодородных черноземах.

Население Ростовской области на 1 января 2017 г. составляет 4 231 355 человек. Плотность населения составляет 41,9 человека на квадратный километр.

В таблице № 1 представлен перечень наиболее крупных населенных пунктов Ростовской области с указанием численности постоянного населения на 1 января 2017 г.

Таблица № 1

Населенный пункт	Численность населения (человек)	Населенный пункт	Численность населения (человек)
1	2	3	4
г. Ростов-на-Дону	1 125 299	г. Батайск	124 705
г. Таганрог	250 287	г. Новошахтинск	108 782
г. Шахты	235 492	г. Каменск-Шахтинский	89 657
г. Волгодонск	171 471	г. Азов	81 335
г. Новочеркасск	168 766	г. Гуково	66 332

Одним из основных направлений специализации Ростовской области является агропромышленный комплекс. Основные продукты питания, поступающие на российский рынок благодаря развитому агропромышленному комплексу: кукуруза, пшеница, подсолнечник, просо, сахарная свекла, фрукты, овощи.

Также агропромышленный комплекс Ростовской области поставляет на отечественный рынок не только продукты питания, но и сырье для перерабатывающей промышленности.

Ростовская область экспортирует на рынок страны более 50 процентов растительного масла и свыше 45 процентов зерна в общероссийском масштабе. Это единственная в стране область, экспортирующая данную продукцию в подобном объеме.

Область является шестой среди регионов нашей страны, состоящих десятке областей с минимальным инвестиционным риском.

Наиболее развитые отрасли промышленности Ростовской области: машиностроение и металлообработка, металлургическая, химическая отрасли.

Машиностроение и металлообработка Ростовской области имеют ряд направлений, по уровню развития которых область занимает ведущее место не только в России, но и среди стран СНГ. На предприятиях области выпускается 100 процентов производимых в стране магистральных электровозов и паровых котлов, три четверти зерноуборочных комбайнов, ведущее место в России принадлежит тяжелому вертолетостроению и производству навигационных систем для судов. На долю области приходится около 50 процентов производственных мощностей по производству культиваторов, 15 процентов стальных труб, 16,5 процента производимых в России черных металлов.

Металлургическая промышленность Ростовской области представлена предприятиями, выпускающими сталь, стальной прокат и проволоку, буровые, водопроводные и газопроводные трубы, электроды для алюминиевой промышленности, профили и алюминиевый прокат. Почти 20 процентов российского рынка алюминиевого проката занимает продукция ОАО «Белокалитвинское металлургическое производственное объединение» – крупнейшего предприятия цветной металлургии, одна треть выпускаемой им продукции поставляется на экспорт.

Энергетическое машиностроение и станкостроение представлены акционерными обществами «Атоммаш» и «Красный котельщик», поставляющими котельное оборудование и изделия для теплоэнергетики в 223 страны мира, а также «Донпрессмаш», «Таганрогский завод «Прессмаш», «Азовский завод КПА», «Десятый подшипниковый завод». На выпуске тяжелых вертолетов Ми-26 и Ми-26Т специализируется РВПК ПАО «Роствертол».

Наиболее развитыми направлениями химической промышленности являются производство метанола на новой технологической основе на ООО «НЗСП», химических волокон и нитей на АО «Каменскволокно», продукции современного дорожного обустройства на ЗАО «Дарус», лакокрасочных материалов на ЗАО «Эмпилс».

Крупнейшие заводы и предприятия Ростовской области:

1. Машиностроение и металлообработка:

«Ростсельмаш» – крупнейший производитель сельхозтехники в России;
«Роствертол» – производство и ремонт вертолетов;
«НЭВЗ» – Новочеркасский электровозостроительный завод;
«Азовский завод КПА» – один из лидеров в России в области энергетического машиностроения и станкостроения;
«Красный котельщик» – энергетические и отопительные котлы;
«Донецкий экскаватор» – Донецкий экскаваторный завод;
«Шахтинский завод Гидропривод» (г. Шахты) – производство гидравлического оборудования;
«Донпрессмаш» (г. Азов) – завод по производству кузнечно-прессового оборудования;
ОАО «10-ГПЗ» – Десятый подшипниковый завод.

Металлургическая промышленность Ростовской области представлена следующими предприятиями:

Таганрогский металлургический завод, ПАО «ТАГМЕТ» – выпуск труб (входит в группу ТМК);

«Сулинский металлургический завод» – производитель проволоки, электродов, железного порошка;

«Новочеркасский электродный завод» – производитель электродов графитированных.

2. Химическая промышленность Ростовской области:

«Новочеркасский завод синтетических продуктов» – производство метанола, формалина, электроизоляционных материалов и пенообразователей;

«Каменскволокно» – производитель синтетических волокон;

«Эмпилс» – производитель ЛКМ;

«Дарус» – производитель ЛКМ и материалов для обустройства дорог;

3. Угледобыча:

«Гуковоуголь»;

«Донской уголь»;

«Сулинантрацит»;

«Сулинуголь»;

«Южная угольная компания»;

«Обуховская».

3. Анализ существующего состояния энергосистемы Ростовской области

3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Ростовской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории региональной энергосистемы, а также электростанциям промышленных предприятий

Энергосистема Ростовской области является одной из крупнейших энергосистем на юге России. По установленной мощности электростанций и выработке электроэнергии она занимает первое место, по величине потребления электроэнергии – третье место после энергосистем Краснодарского края и Волгоградской области.

Производство электроэнергии на территории Ростовской области осуществляется электростанциями генерирующих компаний: АО «Концерн Росэнергоатом», ООО «Волгодонская тепловая генерация», ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», ПАО «ОГК-2», ООО «Шахтинская ГТЭС», АО «ГТ Энерго», а также станцией ООО «Ростсельмашэнерго», обеспечивающей потребности собственного предприятия.

Электрические сети напряжением 220 кВ и выше являются составной частью Единой национальной электрической сети и принадлежат ПАО «ФСК ЕЭС». Эксплуатация этих сетей на территории Ростовской области осуществляется Ростовским предприятием филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга.

Распределительная сеть напряжением 110 кВ, в основном, принадлежит филиалу ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», ее эксплуатация осуществляется производственными отделениями филиала: 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» и ПО «Северные электрические сети».

Вторым по величине оператором услуг по передаче электроэнергии на территории Ростовской области является АО «Донэнерго».

Продажа электроэнергии на территории Ростовской области осуществляется гарантирующим поставщиком на розничном рынке электроэнергии Ростовской области ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» и другими поставщиками.

3.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области и структура потребления электроэнергии по основным группам потребителей за последние 5 лет. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет

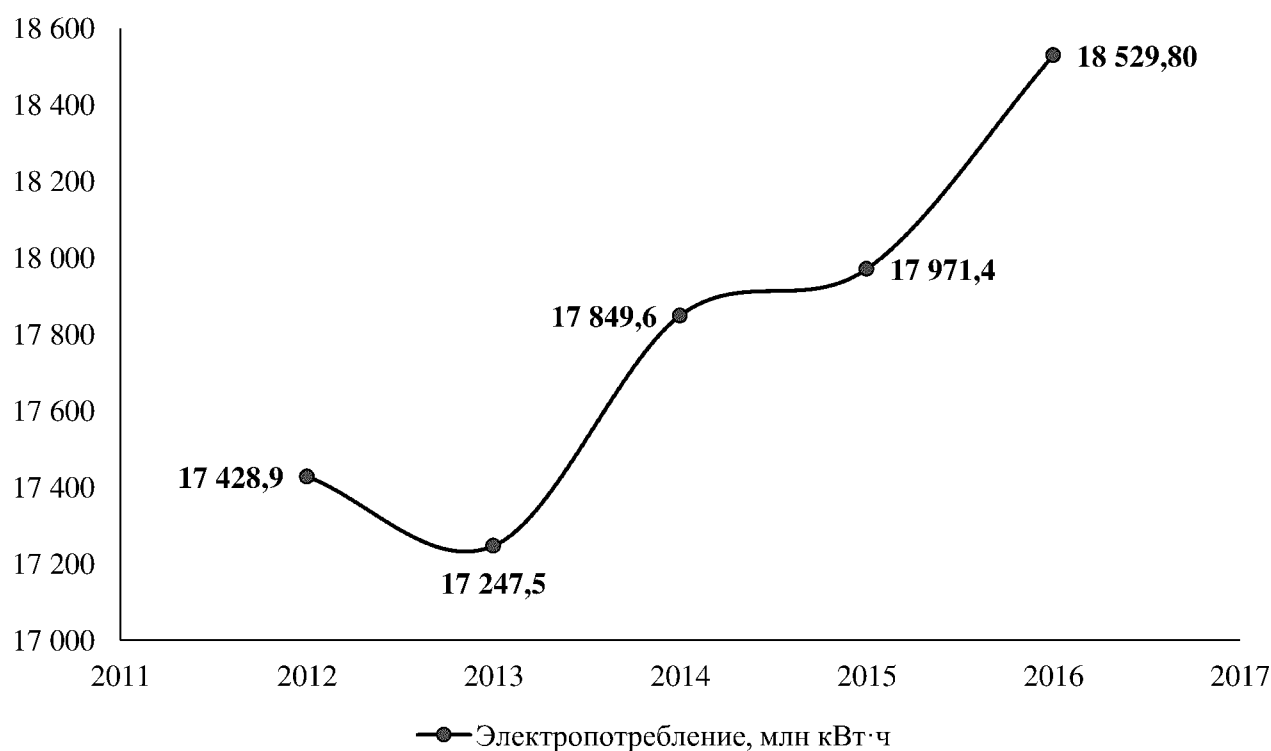
Динамика электропотребления в Ростовской области неравномерная, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, кроме того, на электропотреблении области отражается изменение объемов промышленного производства.

Динамика потребления электроэнергии на территории Ростовской области за последние 5 лет представлена в таблице № 2 и на рис. 1.

Таблица № 2

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2012–2016 годы
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление (млн кВт·ч)	17428,9	17247,5	17849,6	17971,4	18529,8	–
Абсолютный прирост (снижение) электропотребления (млн кВт·ч)	–	-181,4	602,1	121,8	558,4	1100,9
Среднегодовые темпы прироста (снижения) (процентов)	–	-1,04	3,49	0,68	3,11	6,32

Рис. 1



Максимум электропотребления энергосистемы Ростовской области за последние 5 лет был зафиксирован в 2016 году и составил 18 529,8 млн кВт·ч. Минимум был зафиксирован в 2013 году и составил 17 247,5 млн кВт·ч. Из приведенных данных следует, что потребление электроэнергии Ростовской области растет. За рассматриваемый период рост составил 6,32 процента или 1 100,9 млн кВт·ч.

Структура электропотребления Ростовской области по видам экономической деятельности за 2014 – 2016 годы по данным ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» представлена в таблице № 3.

Таблица № 3

Направления отпуска электрической энергии по видам экономической деятельности потребителей (по ОКВЭД), категориям потребителей	Отпуск электрической энергии за отчетный год (тыс. кВт·ч)					
	2014		2015		2016	
	тыс. кВт·ч	процентов	тыс. кВт·ч	процентов	тыс. кВт·ч	процентов
1	2	3	4	5	6	7
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	318 340,64	3,42	282 778,38	3,00	329 131,66	3,38
Рыболовство, рыбоводство, производство и предоставление услуг в этих областях	17 477,14	0,19	18 589,08	0,20	17 062,74	0,18
Добыча полезных ископаемых	264 927,26	2,84	189 339,46	2,01	78 242,17	0,80
Обрабатывающие производства, в том числе:	978 725,21	10,50	957 386,75	10,16	1 109 867,43	11,40
производство кокса, нефтепродуктов и ядерных материалов	4 062,92	0,04	2 538,16	0,03	2 636,15	0,03
химическое производство	86 428,68	0,93	33 565,17	0,36	33 715,13	0,35
металлургическое производство	133 662,91	1,43	60 830,44	0,65	209 563,59	2,15
производство машин и оборудования	116 082,34	1,25	90 610,39	0,96	86 129,55	0,88
Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды	619 319,56	6,65	652 362,31	6,93	888 037,07	9,12
Строительство	140 368,26	1,51	123 055,22	1,31	123 547,21	1,27
Транспорт и связь, в том числе:	190 859,59	2,05	177 673,78	1,89	161 520,08	1,66
деятельность железнодорожного транспорта	13 762,91	0,15	11 069,60	0,12	11 203,24	0,12
деятельность городского электрического транспорта	31 153,36	0,33	27 121,87	0,29	26 503,10	0,27
транспортирование по трубопроводам	—	—	—	—	—	—
Прочие виды экономической деятельности	3 336 444,33	35,81	3 428 261,08	36,39	3 239 260,38	33,27
Население	3 451 515,22	37,04	3 590 506,56	38,12	3 790 380,47	38,93
Компенсация расхода электрической энергии на передачу сетевыми организациями (потери)	2 818 175,16	30,24	2 701 102,17	28,67	2 788 436,09	28,64

Из таблицы № 3 видно, что большая часть потребления электроэнергии по видам экономической деятельности приходится на обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды и потребление электроэнергии населением.

Фактическое потребление электроэнергии крупными предприятиями Ростовской области за 2012 – 2016 годы приведено в таблице № 4.

Таблица № 4

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная электрическая нагрузка (МВт)	Фактическое потребление электроэнергии (млн кВт·ч)				
			2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	АО «Алюминий Металлург Рус»	49,0	143,2	131,6	138,0	117,6	145,4
2.	ООО «Золотая семечка» («ГК «Юг Руси»)	16,0	72,6	140,4	131,8	131,9	111,3
3.	ООО «ПК «НЭВЗ»	35,0	130,6	130,1	–	–	–
4.	ОАО «РЖД» (Ростовская область)	150,0	897,5	884,6	884,2	858,0	880,9
5.	ПАО «Роствертол»	16,8	70,5	69,3	74,4	75,9	76,3
6.	МУП «Управление «Водоканал»	25,2	65,3	66,6	71,3	69,9	72,4
7.	ООО «Электросбыт»	87,5	–	–	58,9	58,2	59,3
8.	ГУП РО «УРСВ»	20,5	–	–	56,8	62,3	65,8
9.	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»	50,9	–	–	40,8	33,3	22,0
10.	ООО «Гардиан Стекло Ростов»	5,0	4,8	34,0	38,0	39,1	10,6
11.	ООО «ИКЕА МОС (Торговля и Недвижимость)»	8,8	38,9	37,4	38,0	37,3	36,5
12.	ПАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	11,4	28,0	30,3	32,5	34,1	33,6
13.	ООО «ЕВРОДОН»	15,2	25,7	27,4	27,1	29,8	46,7
14.	ПАО «МРСК Юга»	10,5	–	–	26,2	25,1	25,0
15.	МУП «Теплокоммунэнерго»	13,3	–	–	21,9	31,3	23,7
16.	МУП «Водоканал»	21,4	52,4	46,0	20,1	17,5	15,0
17.	МКП «Ростгорсвет»	3,7	19,5	25,6	19,2	19,2	10,6
18.	ОАО «10-ГПЗ»	5,9	–	–	19,1	14,4	10,0
19.	ООО «Амилко»	3,1	–	–	19,0	6,9	8,8
20.	ЗАО «Углегорск-Цемент»	4,3	13,7	11,3	18,7	24,9	26,9
21.	ОАО «Донецкая Мануфактура М»	29,5	13,8	16,2	18,1	13,8	16,4
22.	ЗАО «Меринос»	6,5	н/д	н/д	17,1	14,6	9,1
23.	ООО «ДНГБ»	7,7	16,5	16,1	15,9	15,7	15,2
24.	ЗАО Корпорация «Глория Джинс»	7,4	19,2	19,0	14,4	11,8	14,6
25.	ЗАО «ПАТРИОТ-Сервис»	13,3	–	–	13,8	18,0	20,5
26.	Южный федеральный университет	4,4	11,5	13,4	13,2	13,0	13,3
27.	ООО «РКЗ -Тавр»	5,7	12,7	13,2	13,1	11,6	12,5
28.	ООО «АШАН»	5,9	12,3	11,6	12,4	12,5	12,7
29.	ООО «ТБК»	3,0	–	–	12,4	12,0	11,7
30.	МУП «РТК»	80	–	–	11,1	13,7	14,1
31.	МУП «Горводоканал» г. Новочеркасска	14,1	10,7	26,3	10,6	20,7	20,6
32.	ОАО «Гранит»	4,4	9,8	9,7	10,5	10,3	9,2
33.	ООО «Логопарк Дон»	6,3	–	–	10,4	9,6	7,9
34.	ЗАО «РЕТАЛ»	3,5	–	–	10,1	8,4	9,3

3.3. Динамика изменения максимума пиковой нагрузки энергосистемы Ростовской области и крупных узлов нагрузки

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум нагрузки соответствует 2012 году и составляет 3 115 МВт. Начиная с 2012 года происходит изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2013 году и составляет 2 857 МВт. Снижение было связано с экономической обстановкой, снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2016 году отмечен рост максимума нагрузки на 5,39 процента относительно 2015 года до величины 3 013 МВт, однако за весь рассматриваемый период снижение собственного максимума нагрузки составляет 3,27 процента.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Ростовской области за последние 5 лет представлена в таблице № 5 и на рис. 2. Выделенные крупные узлы нагрузки в энергосистеме Ростовской области отсутствуют.

Таблица № 5

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2012–2016 годы
1	2	3	4	5	6	7
Собственный максимум нагрузки (МВт)	3115,1	2 857,0	3024,2	2859,0	3013,0	–
Абсолютные прирост (снижение) максимума нагрузки (МВт)	–	-258,1	167,2	-165,2	154,0	-102,1
Среднегодовые темпы прироста/снижения (процентов)	–	-8,29	5,85	-5,46	5,39	-3,28

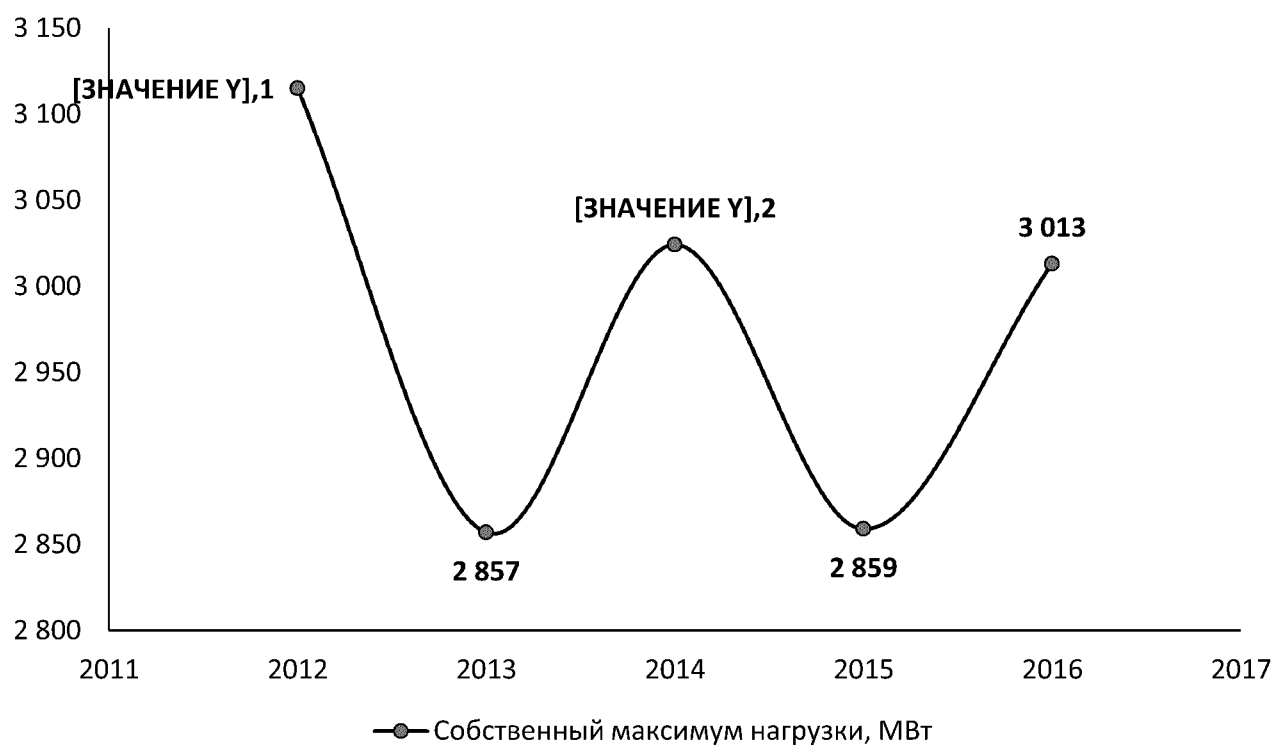


Рис. 2

Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области в 2016 году зафиксирован в 10.00 (по московскому времени) 26 января 2016 г. и составил 3 013 МВт.

3.4. Структура установленной мощности электростанций, находящихся в энергосистеме Ростовской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и иным изменениям эксплуатационного состояния генерирующего оборудования на предшествующий год

По состоянию на 1 января 2017 г. установленная мощность электростанций Ростовской области составляет 6 186,7 МВт.

Структура установленной электрической мощности в Ростовской области на 1 января 2017 г. с разбивкой по типам электростанций представлена в таблице № 6 и на рис. 3.

Таблица № 6

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (МВт)
1	2	3
1.	Мощность электростанций энергосистемы, всего, в том числе:	6 186,7
1.1.	АЭС	3 000,0
1.2.	ТЭС	2 975,2
1.3.	ГЭС	211,5
1.4.	ВИЭ	–

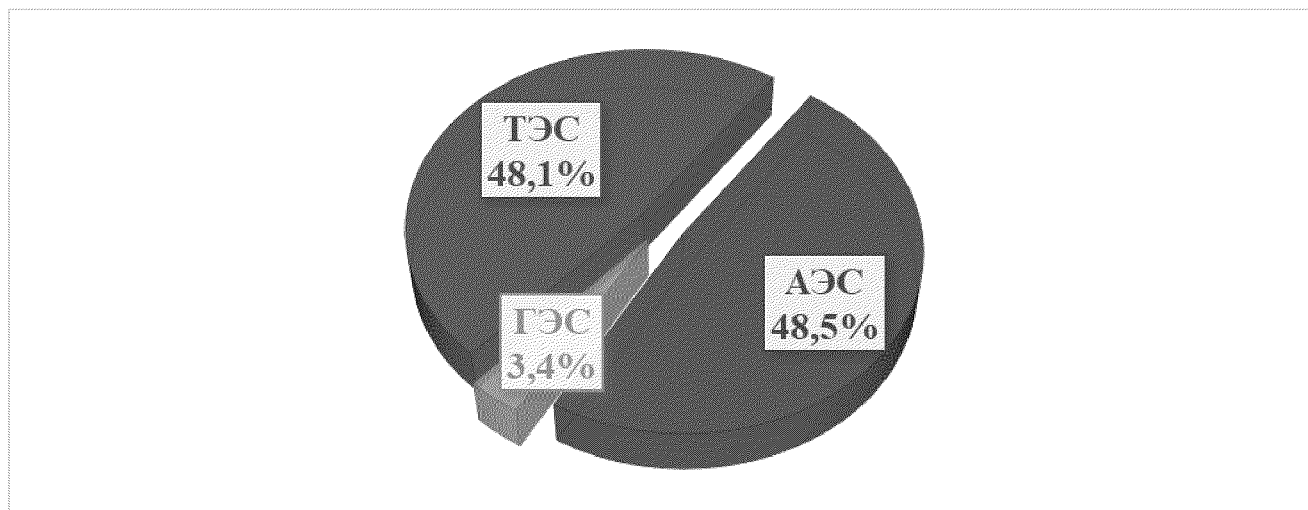


Рис. 3

Как видно из таблицы № 6 и рис. 3 на долю установленной мощности АЭС приходится 48,5 процента, установленная мощность тепловых электростанций составляет 48,1 процента от объема суммарной установленной мощности. Объем установленной мощности гидроэлектростанций составляет 3,4 процента.

1 января 2015 г. на основании акта о перемаркировке оборудования установленная мощность энергоблока № 6 филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС увеличена до 285 МВт.

1 июня 2016 г. энергоблок филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС № 9, установленной мощностью 324 МВт, включен в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования.

1 января 2016 г. выполнена перемаркировка ТГ-1 и 1 декабря 2016 г. выполнена перемаркировка ТГ-2 Ростовской ТЭЦ-2 ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», в результате чего установленная мощность Ростовской ТЭЦ-2 составила 200 МВт.

3.5. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций, включая блок-станции, с группировкой по принадлежности к собственникам, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Энергосистема Ростовской области входит в состав ОЭС Юга и включает в себя семь действующих ТЭС, одну АЭС и одну ГЭС, объединенных на параллельную работу электрическими сетями напряжением 500, 220, и 110 кВ. В состав энергосистемы Ростовской области входят электростанции АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «ОГК-2», ООО «Лукойл Экзоэнерго», ООО

«Лукойл Ростовэнерго», ООО «КЗ «Ростсельмаш», АО «ГТ Энерго», ООО «Группа Мегаполис».

Состав (перечень) электростанций (включая электростанции промышленных предприятий и прочие электростанции) Ростовской области мощностью более 5,0 МВт по состоянию на 1 января 2017 г. с указанием принадлежности к энергокомпаниям представлен в таблице № 7.

Таблица № 7

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (МВт)	Собственник
1	2	3	4
1.	Ростовская АЭС	3 000,00	АО «Концерн Росэнергоатом»
2.	Новочеркасская ГРЭС	2 258,00	ПАО «ОГК-2»
3.	Волгодонская ТЭЦ-2	420,00	ООО «Волгодонская тепловая генерация»
4.	Цимлянская ГЭС	211,50	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
5.	Ростовская ТЭЦ-2	200,00	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»
6.	Шахтинская ГТЭС	96,90	ООО «Шахтинская ГТЭС»
7.	Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	18,00	АО «ГТ Энерго»
8.	ТЭЦ Ростсельмаш	6,00	ООО «Ростсельмашэнерго»
9.	РК-3	5,25	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»

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

Баланс электрической энергии ЭС Ростовской области за 2012 – 2016 годы представлен в таблице № 8 и на рис. 4.

Таблица № 8

Показатели	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Выработка электроэнергии, в том числе:	27,71	29,20	28,89	31,97	36,08
АЭС	15,72	17,14	15,70	20,51	24,00
ТЭС	11,46	11,46	12,66	11,15	11,71
ГЭС	0,53	0,60	0,53	0,32	0,37
ВИЭ	–	–	–	–	–
Электропотребление на территории ЭС	17,43	17,25	17,85	17,97	18,53
Сальдо перетоков электроэнергии (-) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии энергосистемой	-10,28	-11,95	-11,04	-14,00	-17,55

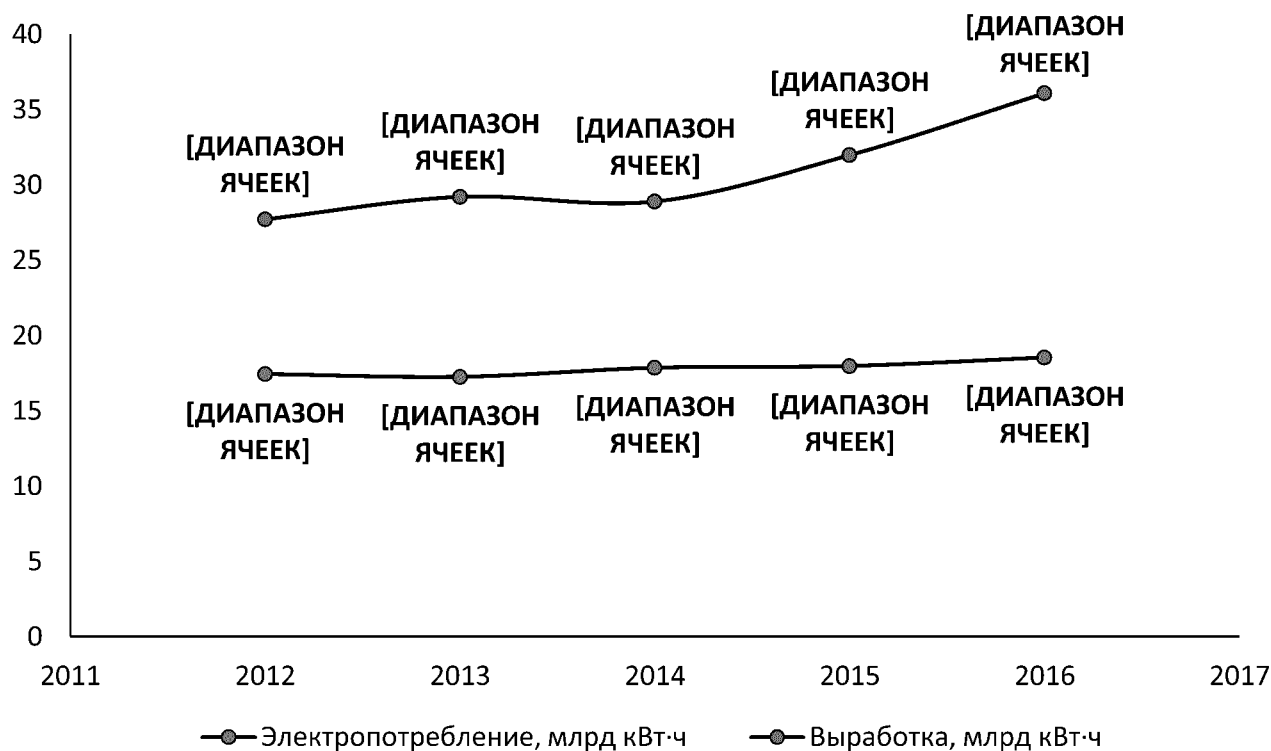


Рис. 4

Баланс электрической мощности ЭС Ростовской области за 2012 – 2016 годы (по укрупненным показателям) представлен в таблице № 9.

Таблица № 9

Показатели	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Максимум нагрузки	3115,1	2 857,0	3024,2	2859,0	3013,00
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы, в том числе:	4812,0	4 875,8	4875,8	5966,8	5837,65
АЭС	2 000,0	2 000,0	2000,0	3070,0	3000,00
ГЭС	209,0	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2603,0	2 658,1	2664,3	2685,3	2626,15
ВИЭ	–	–	–	–	–
Избыток (+) / дефицит (-)	1696,9	2018,8	1851,6	3107,8	2824,65

Максимальный уровень собственного потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области в последние 5 лет наблюдался в 2016 году, когда составил 18,53 млрд кВт·ч. Изменения уровня электропотребления за период с 2012 по 2015 год были незначительными. Резкий скачок значения электропотребления произошел в 2016 году. За весь рассматриваемый период рост составил 1,1 млрд кВт·ч или 6,31 процента.

Установленная мощность ЭС Ростовской области за рассматриваемый период увеличилась на 1 025,7 МВт, что составляет 21,3 процента роста. Избыток электрической мощности в 2016 году составил 2 824,65 МВт.

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Ростовской области позволяет сделать вывод о наличии избытков

и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей Ростовской области или передачи ее в соседние энергосистемы.

3.7. Основные характеристики электросетевого хозяйства Ростовской области напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним

Общая протяженность и количество линий электропередачи классом напряжений 110 – 500 кВ 11471,92 километра, 451 линия, в том числе:

ВЛ 500 кВ – 1 676,76 километра, 9 линий;

ВЛ 330 кВ – 223,8 километра, 3 линии;

ВЛ 220 кВ – 2 839,48 километра, 51 линия;

ВЛ 110 кВ – 6 523,48 километра, 388 линий.

Количество ПС 500 кВ – 2 штуки общей мощностью 2 152 МВА;

количество ПС 220 кВ – 26 штук общей мощностью 6 025 МВА;

количество ПС 110 кВ – 247 штук общей мощностью 7 627,9 МВА.

Количество трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110 – 500 кВ 272 штуки суммарной мощностью трансформаторов 15797 МВА.

В 2015 – 2016 годах были выполнены вводы следующих объектов по сети 110 кВ и выше: ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск 2 цепь (26 сентября 2016 г.) и ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково (24 сентября 2016 г.).

В энергосистеме Ростовской области шунтирующие реакторы установлены в распределительных устройствах напряжением 500 кВ. Две группы 2×(3×60 МВАр) шунтирующих реакторов на ПС 500 кВ Шахты и пять групп 5×(3×60 МВАр) шунтирующих реакторов на Ростовской АЭС. Изменение режима работы шунтирующих реакторов осуществляется в целях поддержания уровней напряжения в сети 500 кВ в заданных пределах и компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ.

Также установлено шесть батарей статических конденсаторов напряжением 110 кВ суммарной мощностью 168,7 МВАр на подстанциях с высшим классом напряжения 220 кВ и суммарной автотрансформаторной мощностью 250 МВА.

На подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» установлено 69 батарей статических конденсаторов напряжением ниже 110 кВ суммарной мощностью 218,8 МВАр.

В 2015 – 2016 годах были выполнены вводы следующих объектов по сети 110 кВ и выше:

строительство ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2 с расширением ПС 500 кВ Тихорецк;

строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая с заходами на ПС 500 кВ Шахты и ПС 220 кВ Донецкая;

установка второго автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово с расширением РУ 220 кВ и 110 кВ;

строительство ПС 110 кВ Чертковская с переустройством заходов ВЛ 110, 35 и 10 кВ.

3.8. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ростовской области с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений

Энергосистема Ростовской области граничит с энергосистемами Краснодарского, Ставропольского краев, Волгоградской области, Республики Калмыкия и Донбасской энергосистемой.

Системообразующая сеть представлена линиями электропередачи 220 – 500 кВ.

Межгосударственные связи на участке Ростовская энергосистема – Добасская энергосистема:

- 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 Великоцкая – Сысоево;
- ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино;
- ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган;
- ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Волгоградская энергосистема:

- ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты;
- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;
- ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;
- ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;
- ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК;
- Транзит ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская – Серафимович;
- Транзит ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково – Обливская ПТФ – Суровикино;
- ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская;
- ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Кубанская энергосистема:

- 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.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Ставропольская энергосистема:

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

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Калмыцкая энергосистема:

- 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. Особенности функционирования и существующие проблемы функционирования энергосистемы Ростовской области

4.1. Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети

В энергосистеме отсутствуют ограничения на технологическое присоединение потребителей.

4.2. Наличие ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах

В режиме зимних максимальных нагрузок возникает превышение МДП в сечении «Юг» в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск на величину до 650 МВт. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходим ввод ГВО в Крымской, Кубанской, Ставропольской, Кабардино-Балкарской, Карачаево-Черкесской, Северо-Осетинской, Чеченской, Ингушской, Дагестанской энергосистемах на величину до 650 МВт. Схемно-режимные мероприятия отсутствуют.

В режиме летних максимальных нагрузок отключение АТ-1(АТ-2) в ремонтной схеме АТ-2(АТ-1) ПС 220 кВ Т-15 приводит к недопустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 (388 ампер при АДТН, при +30 градусах – 380 ампер). В режиме зимних максимальных нагрузок превышение АДТН не возникает. Токоограничивающим элементом является ошиновка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 проводом МГ-70 на ПС 110 кВ Т11. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходимо ограничение потребителей на величину до 3 МВт. Расчеты представлены на рис. 5.

Проанализированы фактические электроэнергетические режимы, в качестве исходных данных приняты зафиксированные 8 февраля 2017 г. и 3 сентября 2017 г суммарные максимальные нагрузки ПС 110 кВ Т11 и ПС 110 кВ Т25 и 1-С 110 кВ отпачной ПС 110 кВ Т26 равными:

64 МВт + 28 МВАр – для периода зимних максимальных нагрузок;

59 МВт + 33 МВАр – для периода летних максимальных нагрузок.

В режиме летних максимальных нагрузок в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 возникает недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 при температуре наружного воздуха +30 градусов (356 ампер при ДДТН при +30 градусах 318 ампер и при АДТН при +30 градусах 380 ампер). Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют режимные мероприятия. Требуется ввод ГВО в объеме 8 МВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ошиновки на ПС 110 кВ Т11.

В режиме летних максимальных нагрузок в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 возникает недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 при температуре наружного воздуха +30 градусов (355 ампер, при ДДТН при +30 градусах – 310 ампер и при АДТН при +30 градусах – 372 ампер). Токоограничивающим элементом является ошиновка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25

проводом АС-95 ПС 110 кВ Т25. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют режимные мероприятия. Требуется ввод ГВО в объеме 8 МВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ошиновки на ПС 110 кВ Т25.

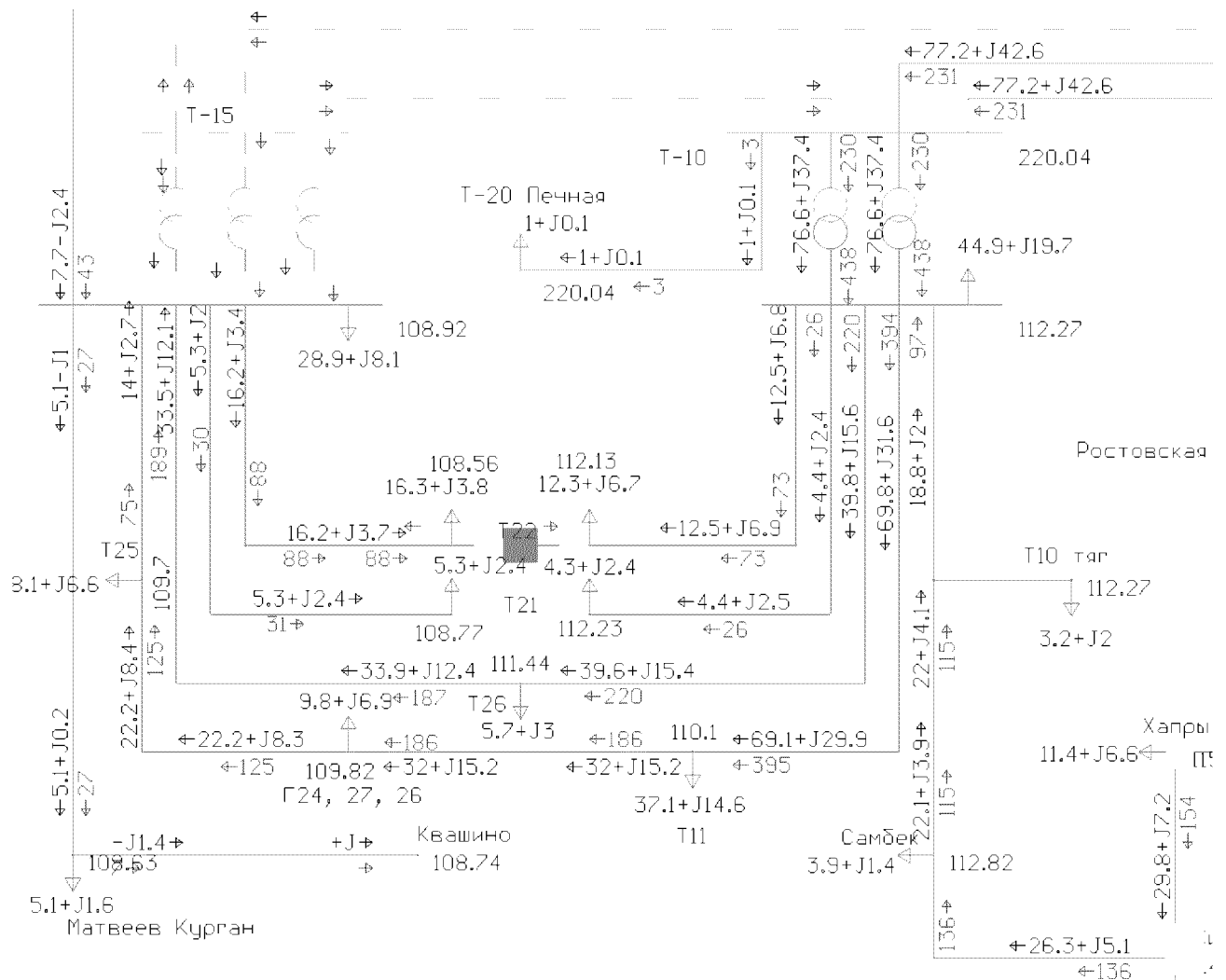


Рис. 5

В режиме летних максимальных нагрузок при максимальной генерации Волгодонской ТЭЦ-2 (286,7 МВт) и отключенном генерирующем оборудовании Цимлянкой ГЭС (генерация 0 МВт) отключение ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор (ВЛ 110 кВ Водозабор – Приморская) в схеме с отключенной для ремонта ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2 приводит к недопустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская составляет 637 ампер (609 ампер) при ДДТН при +30 градусах – 573 ампера (АДТН 600 ампер). Токоограничивающим элементом является провод ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская и ВЧ-заградитель в ячейке ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская на Волгодонской ТЭЦ-2. Схемно-режимным мероприятием является включение генераторного оборудования Цимлянкой ГЭС с величиной генерации не менее 43 МВт. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ

В режиме летних максимальных нагрузок при максимальной генерации Волгодонской ТЭЦ-2 (286,7 МВт) и отключенном генерирующем оборудовании Цимлянской ГЭС (генерация 0 МВт) отключение ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2 приводит к недопустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор составляет 660 ампер при ДДТН, при +30 градусах – 573 ампера (АДТН 600 ампер). Токоограничивающим элементом является провод ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор и ВЧ-заградитель ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор на Волгодонской ТЭЦ-2. Схемно-режимным мероприятием является включение генераторного оборудования Цимлянской ГЭС с величиной генерации не менее 20 МВт. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор при включении генераторного оборудования Цимлянской ГЭС с нагрузкой 30 МВт составляет 599 ампер. Расчеты представлены на рис. 9 и 10.

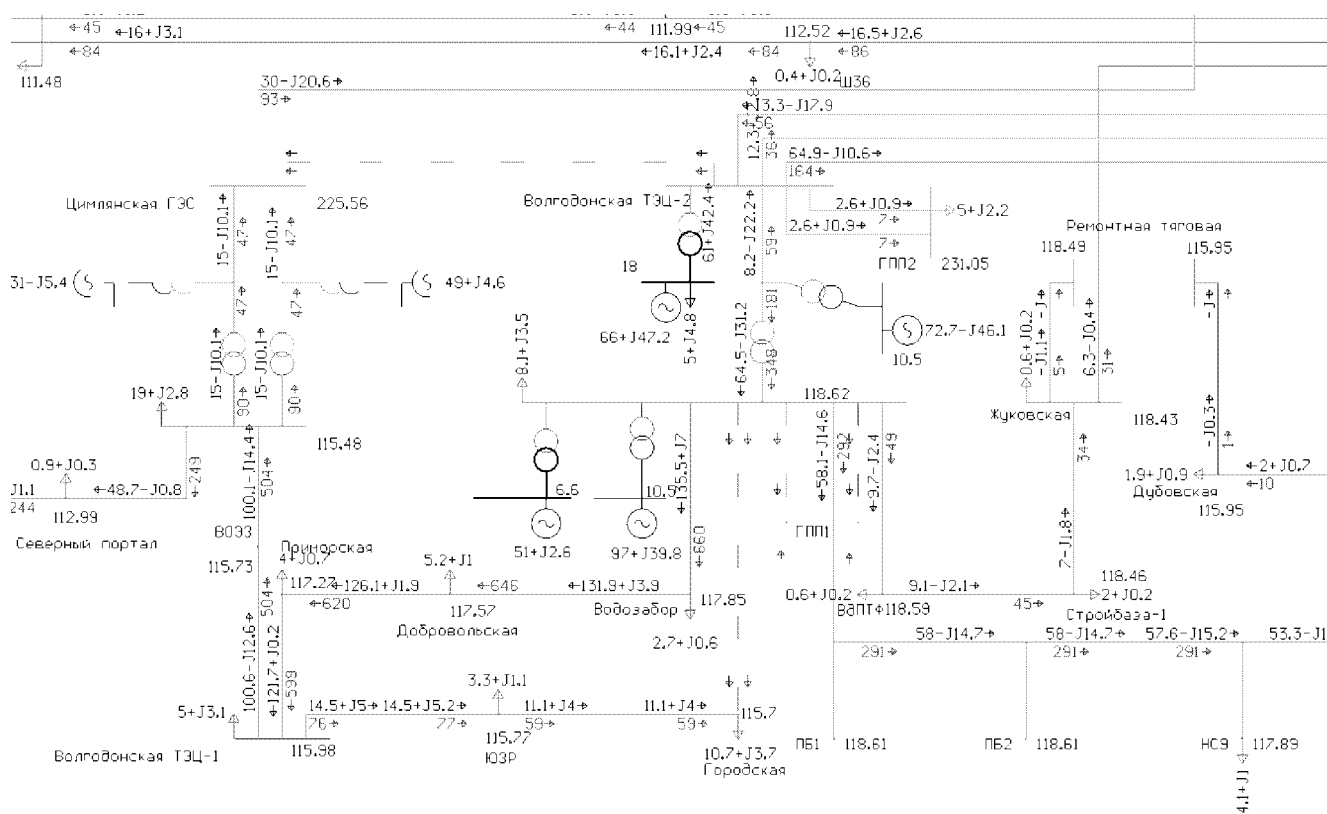


Рис. 9

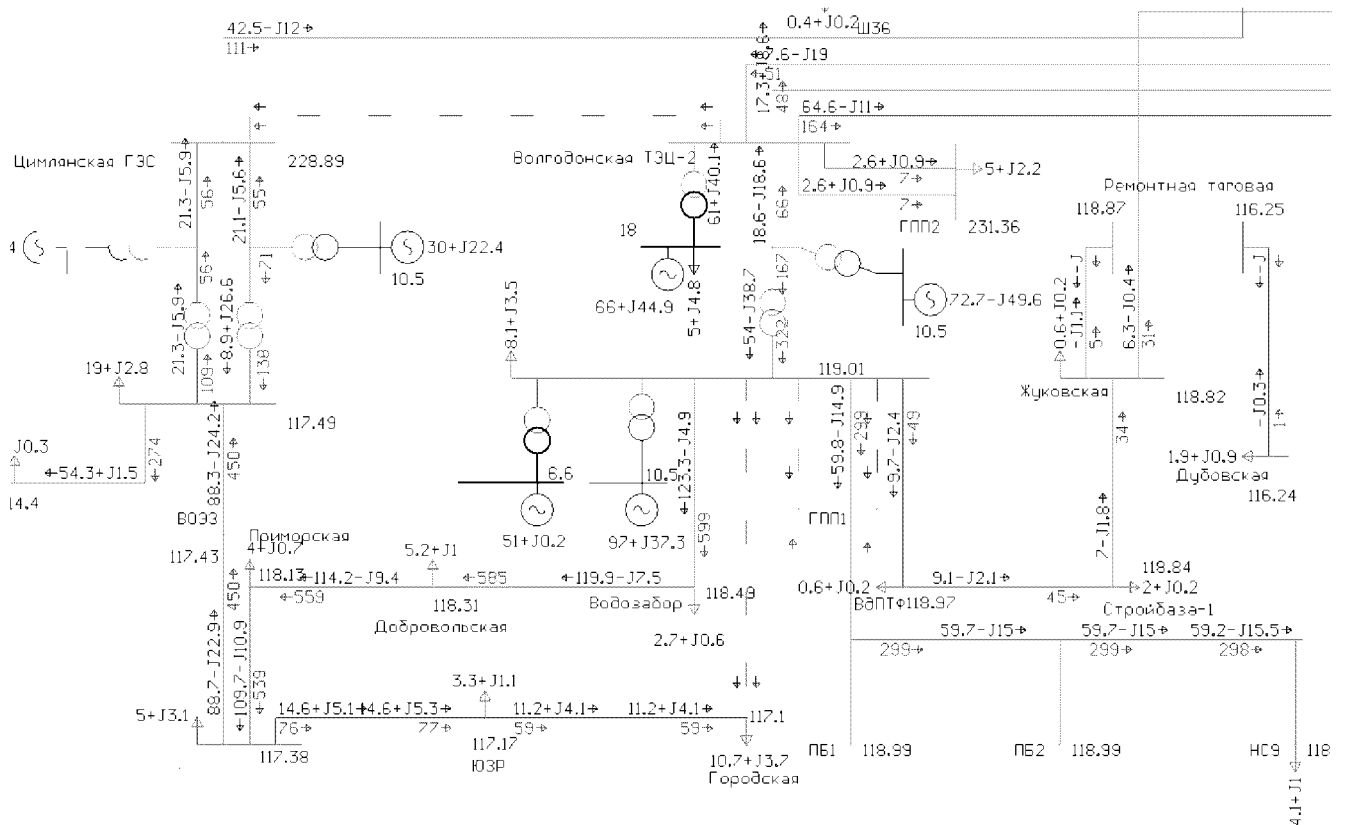


Рис. 10

Ввиду вероятности возникновения режимов, связанных с невозможностью включения генераторного оборудования Цимлянской ГЭС в условиях отсутствия возможности сброса воды из Цимлянского водохранилища и обеспечения надежной работы Ростовской АЭС в летние засушливые периоды, необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор и ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская на Волгодонской ТЭЦ-2 с действием на размыкание транзита 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Цимлянская ГЭС.

В режимах зимнего максимума отключение ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь приводит к возникновению недопустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II (I) цепь (рис. 11). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II (I) цепь составляет 647 ампер при АДТН (ДДТН) 600 ампер. В качестве схемно-режимного мероприятия предлагается отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Р-20. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 составляет 591 ампер, что ниже АДТН.

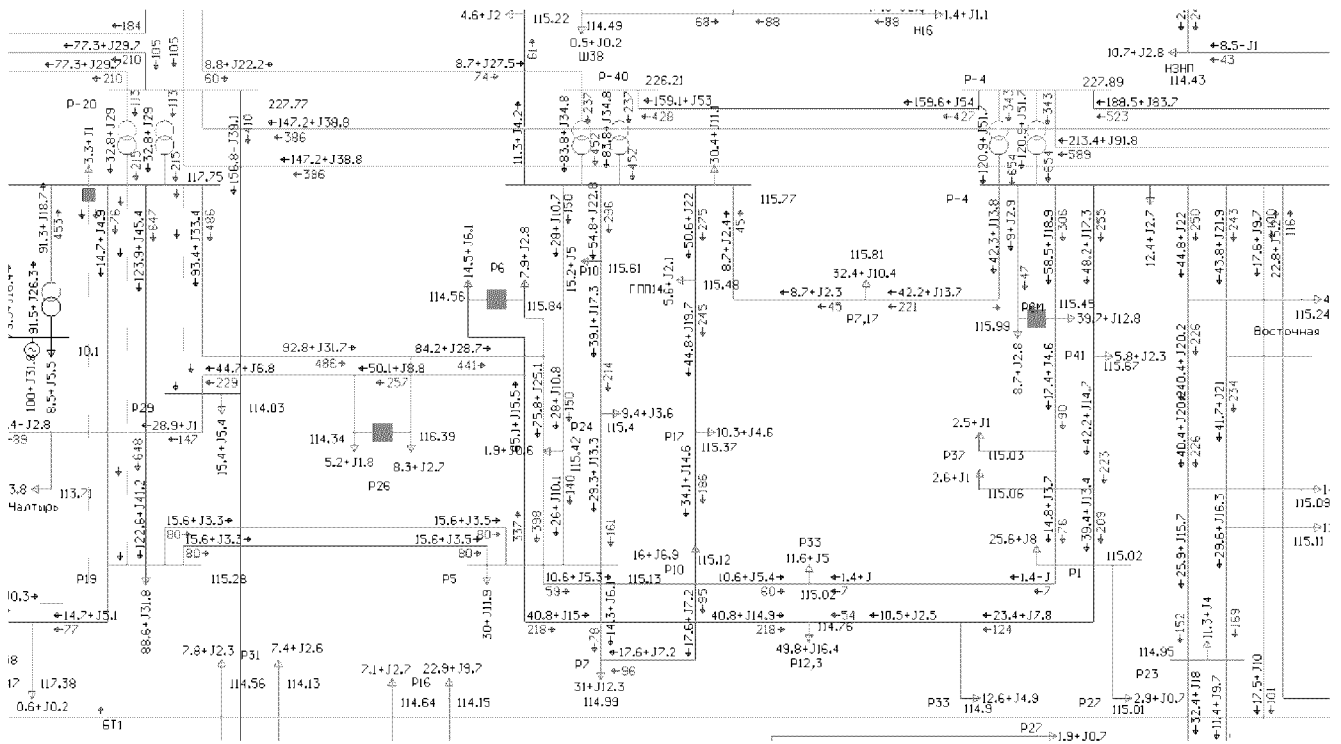


Рис. 11

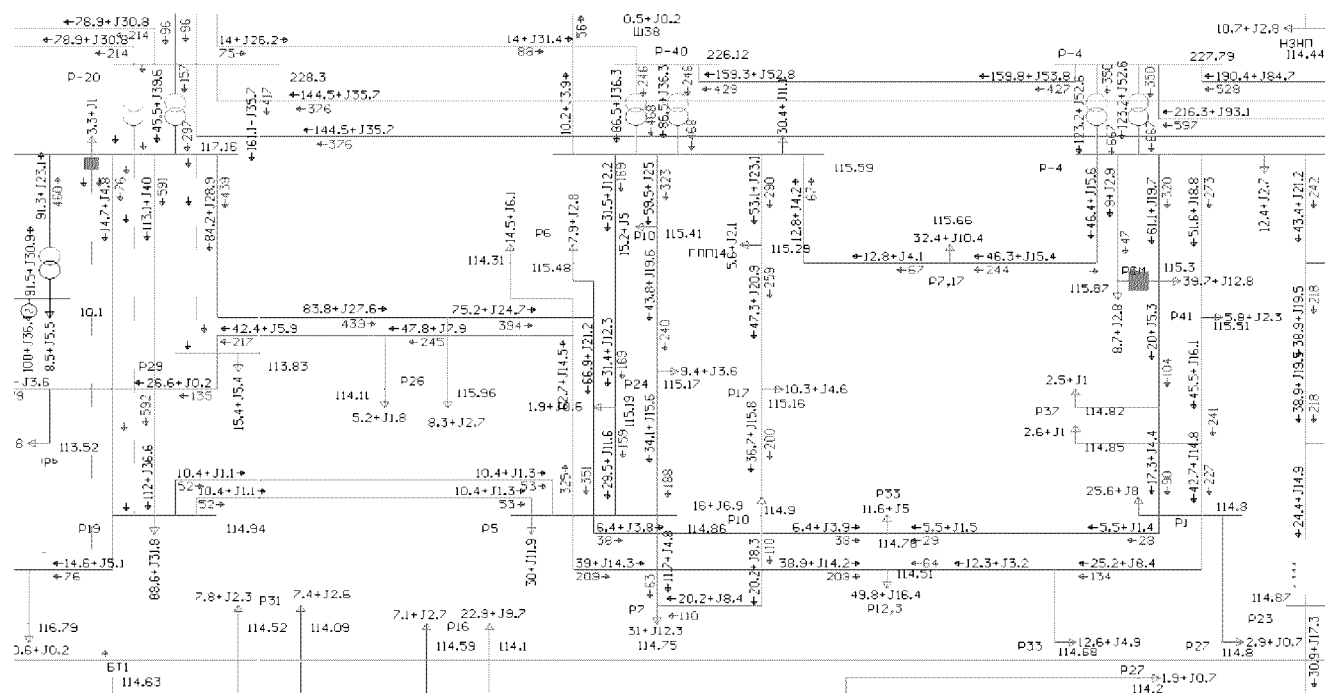


Рис. 12

Однако стоит отметить высокую загрузку трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Р-40 и ПС 220 кВ Р-4, приближающуюся к номинальным значениям.

В западной части центрального энергорайона энергосистемы Ростовской области допустимые параметры электроэнергетического режима обеспечиваются контролем и регулированием перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Фортуна» (частичное сечение, в которое включены: ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками, ВЛ 110 кВ Р29 – Р5 с отпайками).

В контролируемом сечении «Фортуна» определяющим МДП критерием является обеспечение допустимой токовой нагрузки после нормативного возмущения и составляет:

в нормальной схеме:

230 МВт при $t \leq +35$ градусах и ниже (критерий: АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

225 МВт при $t = +40$ градусах (критерий: АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

в схеме двойного ремонта с отключенными ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь:

125 МВт при $t \leq +35$ градусах и ниже (критерий: АДТН Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками);

120 МВт при $t \leq +40$ градусах (критерий: АДТН Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками).

Максимальная зафиксированная величина перетока активной мощности в КС «Фортуна» в нормальной схеме составила 265 МВт (при полной генерации Ростовской ТЭЦ-2), при этом в схеме с отключенными ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь расчетный переток активной мощности в КС «Фортуна» составит 225 МВт при МДП = 125 МВт. При этом схемно-режимных мероприятий по снижению перетока активной мощности (отключение АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20 и отключение ОСМВ-110 ПС 110 кВ Р19) недостаточно для полной ликвидации перегрузки КС «Фортуна».

Токоограничивающими элементами пропускной способности ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I и II цепь являются ВЧЗ на ПС 220 кВ Р-20 и ПС 110 кВ Р19.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ВЧЗ на ПС 220 кВ Р-20 и ПС 110 кВ Р19 по ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I и II цепь.

В режимах летнего максимума отключение ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41 приводит к недопустимому превышению МДП в контролируемом сечении «Алмаз». С целью непревышения МДП в контролируемом сечении «Алмаз» необходимо замыкание транзита 110 кВ Р1 – Р22 – Р27 и замена выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Р1 (в ячейках ВЛ 110 кВ Р1 – Р33 – Р3 – Р12, ВЛ 110 кВ Р1 – Р37 – РСМ и ВЛ 110 кВ Р1 – Р37 – Р41) на выключатели с большей отключающей способностью с целью непревышения токов КЗ в 2019 году. До осуществления мероприятий по замене выключателей в качестве временного мероприятия предлагается установка АОДС на ПС 110 кВ Р1.

5. Основные направления развития электроэнергетики Ростовской области

5.1. Сведения, использованные в качестве исходных данных (с указанием источника информации)

Учитывая анализ и долгосрочный прогноз потребления электроэнергии в Ростовской области, можно отметить приоритеты развития электроэнергетики Ростовской области:

1. Опережающее развитие электроэнергетики по сравнению с остальной промышленностью для обеспечения надежного электро- и теплоснабжения потребителей и недопущения инфраструктурных ограничений экономического роста.

2. Опережающее развитие сетевой инфраструктуры по сравнению с развитием генерации для устранения сетевых ограничений и повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей с учетом принципа разумной избыточности и приоритета надежности энергоснабжения потребителей.

3. Предложение электроэнергии потребителям по доступным ценам. При этом цены на электроэнергию должны обеспечивать потребности электроэнергетики в текущем функционировании и в инвестиционном развитии (обеспечить окупаемость инвестиций) и создавать стимулы для энергосбережения у потребителей.

4. Обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет ликвидации имеющегося в отдельных районах дефицита генерирующих и сетевых мощностей.

5. Повышение эффективности использования природного газа в электроэнергетике, демонтаж газомазутных паросиловых энергоблоков, отработавших ресурс, и замена их на парогазовые установки, а также преимущественное развитие ПГУ на новых и действующих площадках в пределах прогнозных ресурсов газа для электроэнергетики.

6. Создание экономических и технологических условий, обеспечивающих повышение конкурентоспособности угольного топлива для электростанций по сравнению с природным газом, в том числе разработка чистых угольных технологий и создание на этой базе заделных проектов и замещающих энергоблоков для реконструируемых и новых угольных ТЭС.

7. Повышение эффективности функционирования электроэнергетики в том числе за счет:

снижения удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газообразном топливе;

сокращения потерь электрической и тепловой энергии в сетях;

повышения коэффициентов использования установленной мощности наиболее экономичных электростанций до лучших мировых образцов с учетом понижения резерва мощностей.

8. Развитие малой энергетики и возобновляемых источников энергии.

5.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) по территории Ростовской области с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями, с учетом планируемых технологических присоединений и данных о планируемых объемах потребления по крупным потребителям, а также по планируемым на территории инвестиционным проектам, представляемым органами власти Ростовской области

5.2.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», соответствующий утвержденной Схеме и программе развития ЭЭС России и направленный филиалом АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ («базовый»)

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного АО «СО ЕЭС» и приказа Минэнерго России № 143 от 01.03.2017 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2021 года.

Баланс электрической энергии представлен в таблице № 10 и на рис. 15.

Баланс электрической мощности представлен в таблице № 11.

Динамика собственного максимума электрической нагрузки энергосистемы Ростовской области представлена на рис 16.

Таблица № 10

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление	18247	18450	18714	18959	19215
Среднегодовые темпы прироста (процентов)	-1,53	1,11	1,43	1,31	1,35
Производство электроэнергии	33891	36847	39802	39996	40137

Таблица № 11

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7
АЭС	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2
ВИЭ	–	–	–	–	–
Потребность (собственный максимум)	3103	3139	3198	3210	3245



Рис. 15



Рис. 16

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Ростовской области (968 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей. Рост величины потребления электрической мощности к 2021 году составит 142 МВт и достигнет величины 3 245 МВт.

5.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти Ростовской области («оптимистический», не являющийся обязательным)

Прогноз потребления электроэнергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти (ОИВ) Ростовской области, отсутствует, в связи с тем, что не разрабатывался ОИВ и не является обязательным

5.3. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Ростовской области

Основные направления развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше в Ростовской области сформированы на основании выполненных в настоящей работе расчетов электрических режимов.

При составлении программы развития электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области учтены:

Инвестиционная программа и перспективные планы развития ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденная приказом Минэнерго России от 28.12.2016 № 1432;

Инвестиционная программа ПАО «МРСК Юга», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2016 № 1387;

«Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы», утвержденная приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143.

Анализ «базового» варианта перспективного спроса на электрическую мощность по энергосистеме Ростовской области на период 2017 – 2021 годов показывает невысокий прирост – 3103 МВт в 2017 году и 3245 МВт – в 2021 году, что составляет 4,6 процента или 142 МВт.

В настоящей работе на период 2017 – 2021 годов учтены следующие вводы:

По объектам генерации:

1. Ввод энергоблока № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт на Ростовской АЭС в 2017 году.

По сети 500 кВ:

2. Реконструкция ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА в 2019 году.

3. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская ориентировочной протяженностью 300 километров с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную и установкой ШР-180 Мвар в 2017 году.

4. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 километра с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку в 2019 году.

5. Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 500 километров в 2017 году.

По сети 220 кВ:

1. Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – КМК ориентировочной протяженностью 42 километра (2×21 километр) в 2018 году.

2. Строительство ПС 220 кВ КМК трансформаторной мощностью 606 МВА (2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА) в 2018 – 2019 годах.

3. Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров) в 2017 году.

4. Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА) в 2017 году.

5. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр) в 2021 году;

6. Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2021 году.

По сети 110 кВ:

1. Строительство заходов КВЛ 110 кВ P23 – P22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная ориентировочной протяженностью 1 километр (2×0,5 километра) с образованием КВЛ 110 кВ P22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ P23 – Спортивная с отпайкой на ПС P25 в 2017 году.

2. Строительство ПС 110 кВ Спортивная с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2017 году.

3. Реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов 6,3 МВА и 2,5 МВА на 2×40 МВА в 2017 году.

4. Реконструкция ПС 110 ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь для замыкания транзита 110 кВ НЭЗ – НЗБ в 2019 году.

5. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Промзона с расширением на 2 линейные ячейки 110 кВ в 2017 году.

6. Строительство ПС 110 кВ Колодези с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый в 2017 году.

7. Строительство ПС 110 кВ Кутейниково с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый в 2017 году.

8. Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези в 2017 году.

9. Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково в 2017 году.

10. Строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези в 2017 году.

11. Установка ИРМ на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 МВАр в 2017 году.

12. Установка ИРМ на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 МВАр в 2017 году.

13. Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой силовых трансформаторов Т1 и Т2 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый в 2018 году.

В настоящей работе учтены следующие крупные инвестиционные проекты и мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для технологического подключения новых потребителей энергосистемы Ростовской области на перспективу развития сети до 2021 года.

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ № 1 от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015, договор № 329/ТП-М5) для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 480 МВт.

Ввод указанных потребителей осуществляется после выполнения следующих мероприятий:

реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА;

строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК суммарной ориентировочной протяженностью 42 километра (2×21 километр);

строительство ПС 220 кВ КМК трансформаторной мощностью 606 МВА (2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА).

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ № 1 от 27.06.2012 с изменениями от 19.04.2016 и от 06.06.2017, договор № 229/ТП-М5 от 29.08.2013) для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания» максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 100 МВт.

Ввод указанных потребителей осуществляется после выполнения следующих мероприятий:

строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская суммарной ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров);

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

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ № 1 от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013 и 02.02.2015, договор № 291/ТП-М5 от 06.02.2017) для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 35 МВт.

Ввод указанных потребителей осуществляется после выполнения следующих мероприятий:

строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех суммарной ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр);

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

Подключение энергопринимающих устройств ОАО «РЖД».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ на ТП ПС 110 кВ Колодези от 19.07.2017, договор № 61-4-15-00239131 от 19.07.2017, ТУ на ТП ПС 110 кВ Кутейниково от 19.07.2017, договор № 61-4-15-00239125 от 19.07.2017) для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» суммарная максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 57 МВт.

Ввод указанных потребителей осуществляется после выполнения следующих мероприятий:

реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Промзона с расширением на 2 линейные ячейки 110 кВ;

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

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

строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези;

строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково;

строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези;

установка ИРМ на ПС 110 кВ Колодези и ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 Мвар каждая;

строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая;

реконструкция ПС 220 кВ Погорелово с установкой второго АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА;

замена ТТ ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская на ПС 110 кВ Серафимович на ТТ с номинальным током не менее 300 ампер.

В настоящее время мероприятия по строительству ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая, реконструкции ПС 220 кВ Погорелово с установкой второго АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и заменой ТТ ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская на ПС 110 кВ Серафимович выполнены.

Подключение энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ от 28.10.2015 с изменениями № 1 от 30.10.2017, договор от 28.10.2015 № 61-1-15-00197417) для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол», максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 12 МВт.

Подключение потребителей осуществляется путем строительства кабельных линий 6 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ БТ2 и реконструкции ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый. С учетом нормальной сети, питание потребителей ПС 110 кВ БТ2 осуществляется в тупиковом режиме от ПС 220 кВ Койсуг.

Обеспечение энергоснабжения Республики Крым и г. Севастополь.

Для обеспечения передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь, а также увеличения максимально (аварийно) допустимого перетока в сечении «Кубань – Крым» до 860 МВт планируется строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 500 километров.

Обеспечение энергоснабжения юго-западного энергорайона Ростовской области.

В режиме летних максимальных нагрузок 2021 года в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 возникает недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 при температуре наружного воздуха +30 градусов (370 ампер, при ДДТН при +30 градусах – 318 ампер и при АДТН при +30 градусах – 380 ампер). Токоограничивающим элементом является ошиновка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 проводом МГ-70 на ПС 110 кВ Т11. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют режимные мероприятия. Требуется ввод ГВО в объеме 10 МВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ошиновки на ПС 110 кВ Т11.

В режиме летних максимальных нагрузок в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 возникает недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 при температуре наружного воздуха +30 градусов (370 ампер, при ДДТН при +30 градусах – 310 ампер и при АДТН при +30 градусах – 372 ампера). Токоограничивающим элементом является ошиновка ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 проводом АС-95 на ПС 110 кВ Т25. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют режимные мероприятия. Требуется ввод ГВО в объеме 10 МВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ошиновки на ПС 110 кВ Т25.

Обеспечение энергоснабжения восточного энергорайона Ростовской области.

В режиме летних максимальных нагрузок при максимальной генерации Волгоградской ТЭЦ-2 (286,7 МВт) и отключенном генераторном оборудовании Цимлянской ГЭС (генерация 0 МВт) отключение ВЛ 110 кВ Волгоградская ТЭЦ-2 – Водозабор (ВЛ 110 кВ Водозабор – Приморская) в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгоградская ТЭЦ-2 приводит к недопустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгоградская ТЭЦ-2. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волгоградская ТЭЦ-2 – Городская составляет 825 ампер (798 ампер) при минимальном ДДТН 573 ампера (АДТН – 600 ампер). Токоограничивающим элементом является провод ВЛ 110 кВ Волгоградская ТЭЦ-2 – Городская. Схемно-режимным мероприятием является включение генераторного оборудования Цимлянской ГЭС и снижение генерации Волгоградской ТЭЦ-2. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волгоградская ТЭЦ-2 – Городская при включении генераторного оборудования составляет 540 ампер. Расчеты представлены на рис. 17 и 18.

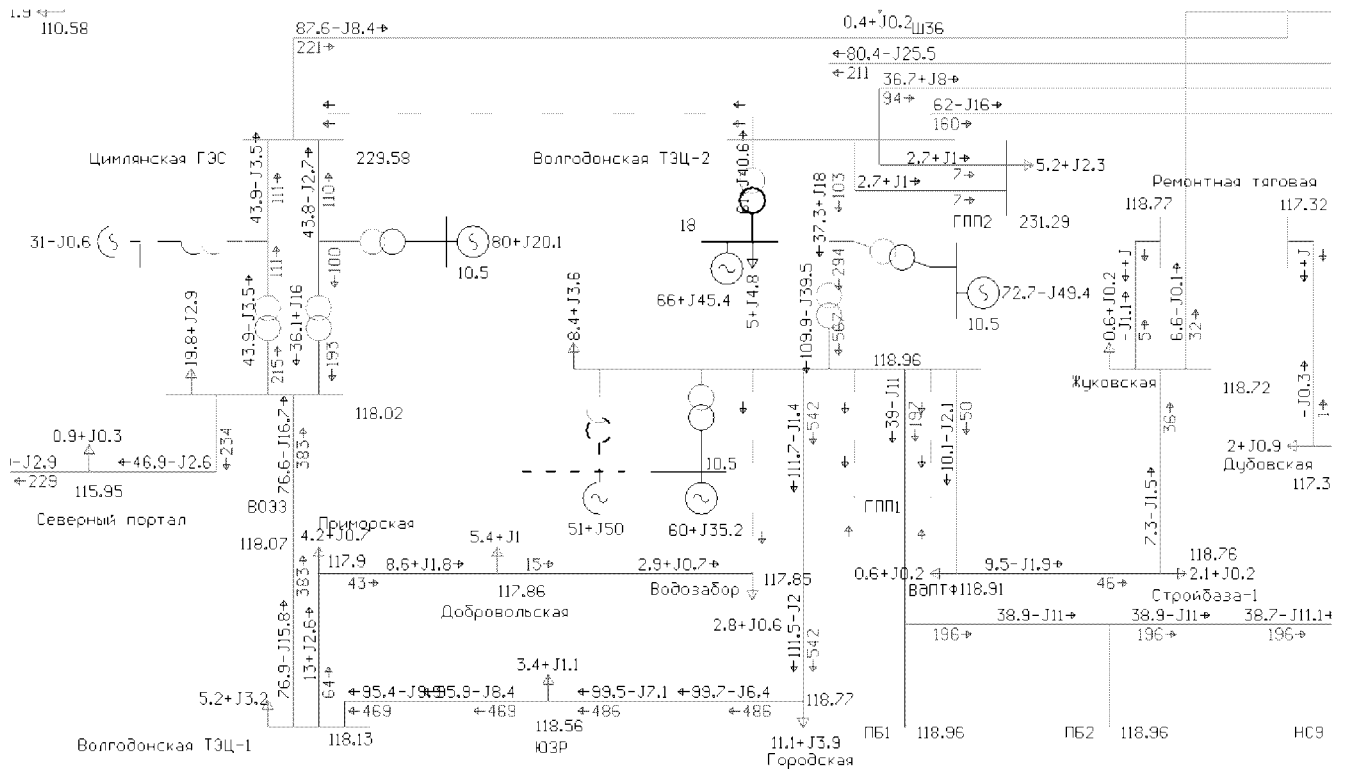


Рис. 19

В режиме летних максимальных нагрузок при максимальной генерации Вологодской ТЭЦ-2 (286,7 МВт) и отключенном генераторном оборудовании Цимлянской ГЭС (генерация 0 МВт) отключение ВЛ 110 кВ Вологодская ТЭЦ-2 – Городская в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Вологодская ТЭЦ-2 приводит к недопустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Вологодская ТЭЦ-2 – Водозабор (рис. 19). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вологодская ТЭЦ-2 – Водозабор составляет 747 ампер, при ДДТН – 573 ампера (АДТН – 600 ампер). Токоограничивающим элементом является провод ВЛ 110 кВ Вологодская ТЭЦ-2 – Водозабор. Схемно-режимным мероприятием является включение генераторного оборудования Цимлянской ГЭС и снижение генерации Вологодской ТЭЦ-2. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вологодская ТЭЦ-2 – Водозабор при включении генераторного оборудования составляет 538 ампер. Расчеты представлены на рис. 20 и 21.

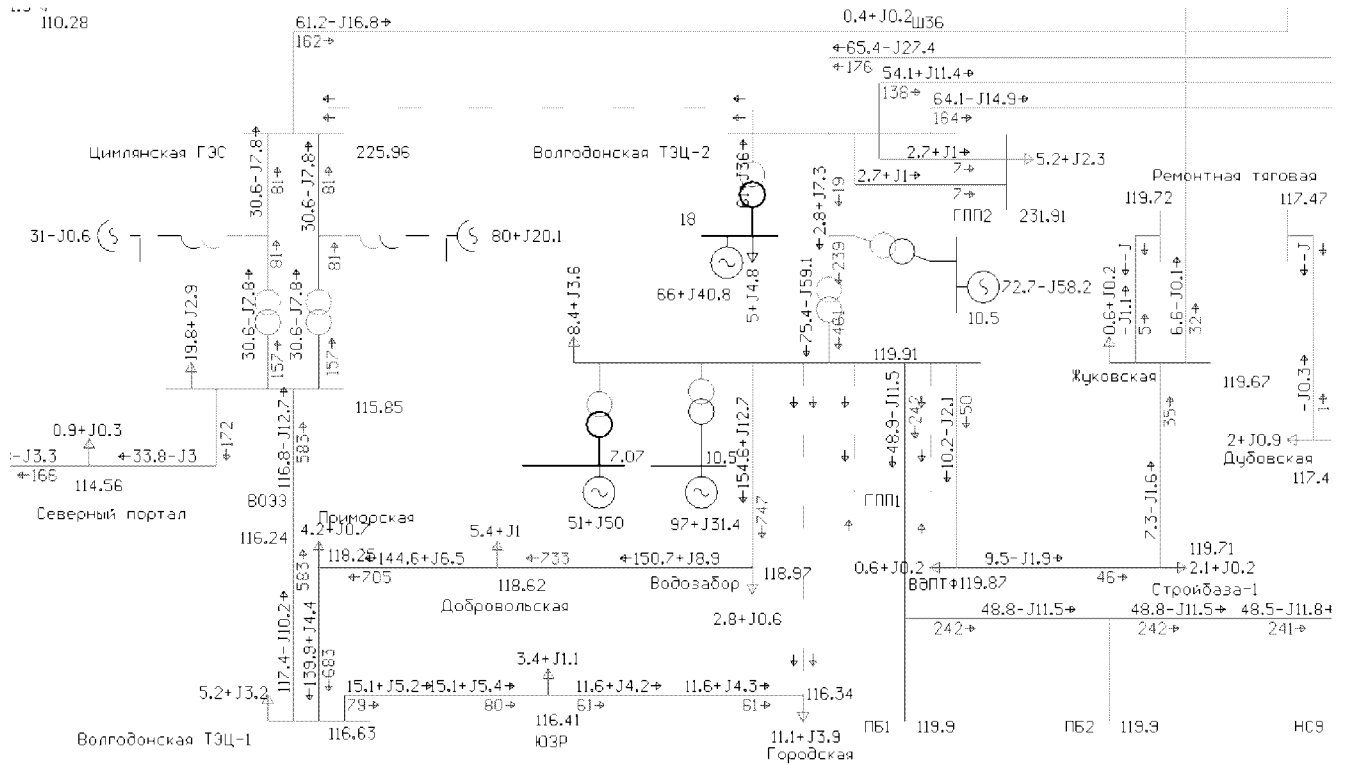


Рис. 20

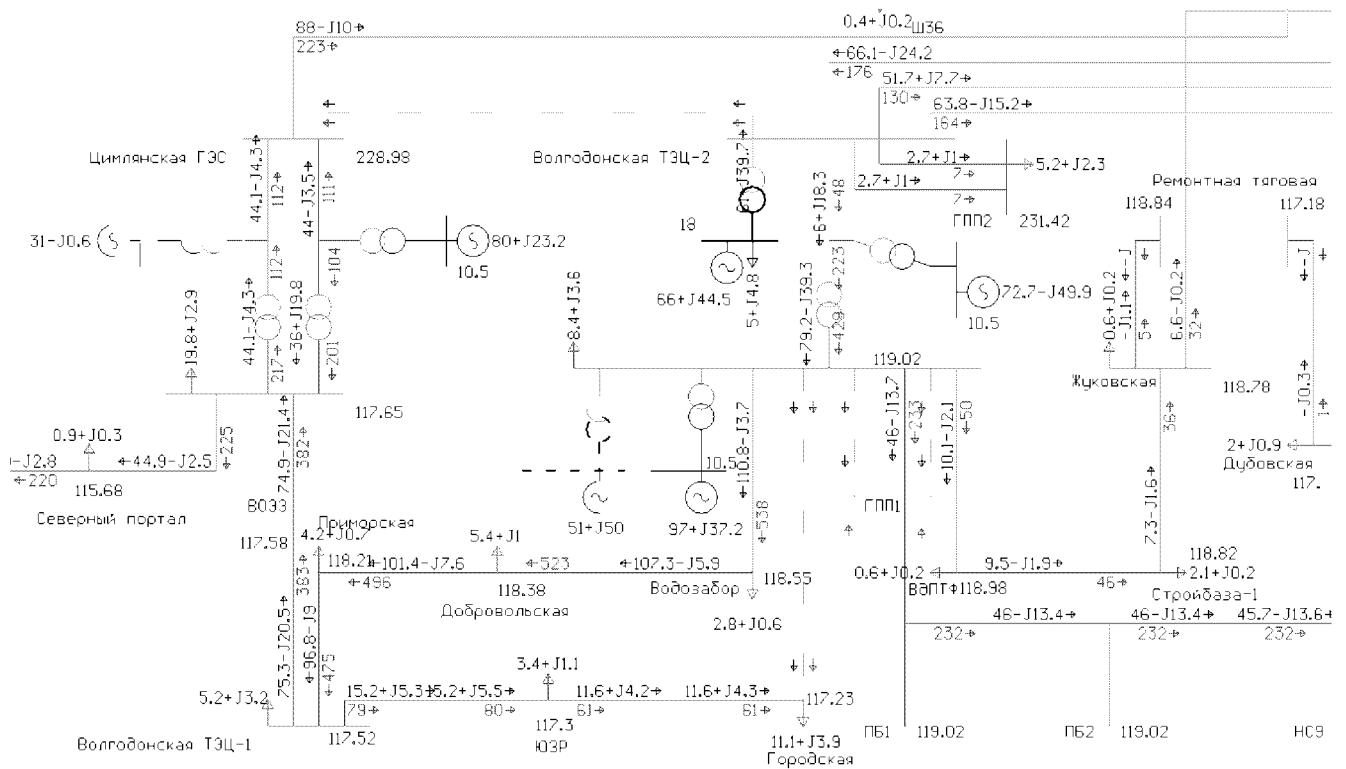


Рис. 21

Ввиду возможного возникновения режимов, связанных с невозможностью включения генераторного оборудования в условиях отсутствия возможности сброса воды из Цимлянского водохранилища и обеспечения надежной работы Ростовской АЭС в летние засушливые периоды, необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор и ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская на Волгодонской ТЭЦ-2.

Обеспечение энергоснабжения центрального энергорайона Ростовской области.

В режимах зимнего максимума отключение ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь приводит к возникновению недопустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 (рис. 26). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 составляет 713 ампер при АДТН (ДДТН) 600 ампер. Токоограничивающим оборудованием является ВЧ-заградитель ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь на ПС 220 кВ Р-20 и ПС 110 кВ Р19. Схемно-режимным мероприятием является отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Р-20 и отключение ОСМВ-110 кВ ПС 110 кВ Р19. Расчеты представлены на рис. 22.

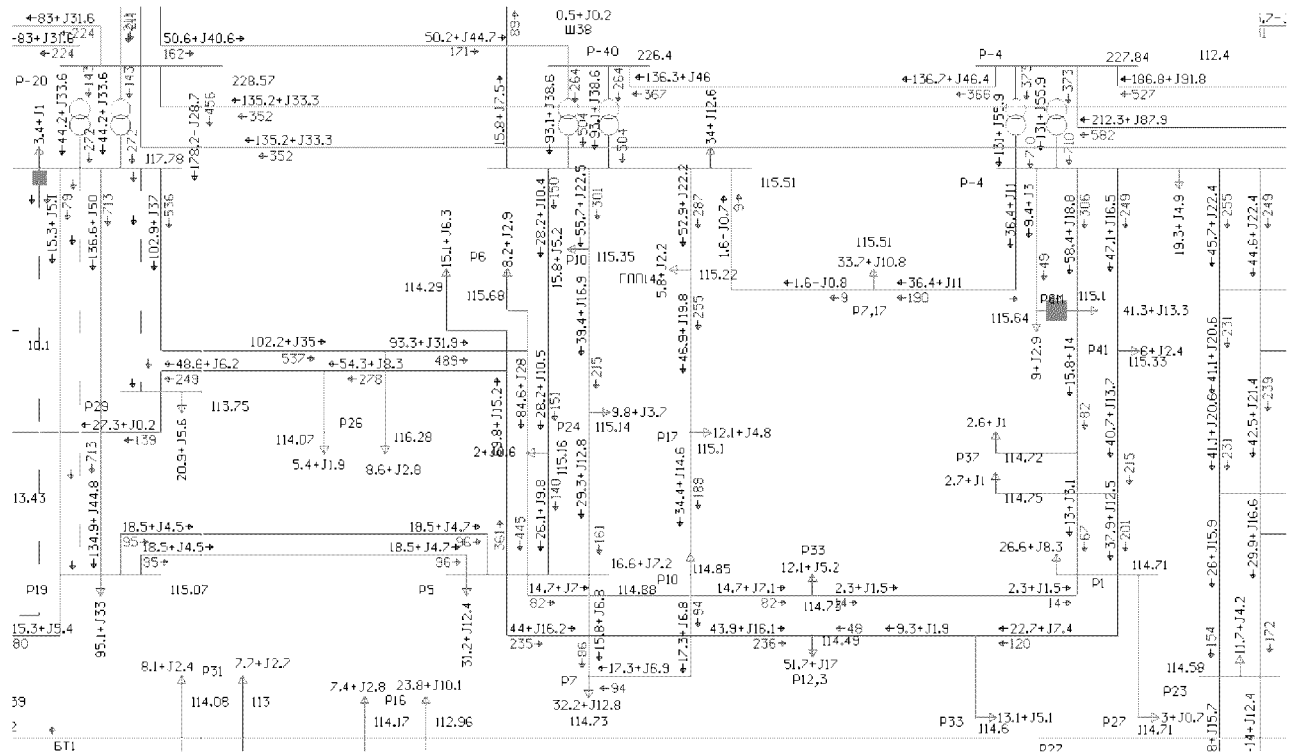


Рис. 22

В западной части центрального энергорайона энергосистемы Ростовской области допустимые параметры электроэнергетического режима обеспечиваются контролем и регулированием перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Фортуна» (частичное сечение, в которое включены: ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь, ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками, ВЛ 110 кВ Р29 – Р5 с отпайками).

В контролируемом сечении «Фортуна» определяющим МДП критерием является обеспечение допустимой токовой нагрузки после нормативного возмущения и составляет:

в нормальной схеме:

230 МВт при $t \leq +35$ градусов и ниже (критерий: АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

225 МВт при $t = +40$ градусов (критерий: АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20);

в схеме двойного ремонта с отключенными ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь:

125 МВт при $t \leq +35$ градусов и ниже (критерий: АДТН Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками);

120 МВт при $t \leq +40$ градусов (критерий: АДТН Р-20 – Р19 I (или II) цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками).

Максимальная зафиксированная величина перетока активной мощности в КС «Фортуна» в нормальной схеме составила 265 МВт (при полной генерации Ростовской ТЭЦ-2), при этом в схеме с отключенными ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (или II) цепь расчетный переток активной мощности в КС «Фортуна» составит 225 МВт при МДП = 125 МВт. При этом схемно-режимных мероприятий по снижению перетока активной мощности (отключение АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20 и отключение ОСМВ-110 ПС 110 кВ Р19) недостаточно для полной ликвидации перегрузки КС «Фортуна».

Токоограничивающими элементами пропускной способности ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I и II цепь являются ВЧЗ на ПС 220 кВ Р-20 и ПС 110 кВ Р19.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходима замена ВЧЗ на ПС 220 кВ Р-20 и ПС 110 кВ Р19 по ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I и II цепь.

В режимах зимнего максимума отключение ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками приводит к возникновению недопустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь (рис. 23). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь составляет 604 ампера, при АДТН (ДДТН) – 600 ампер. Токоограничивающим оборудованием является ВЧ-заградитель ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь на ПС 220 кВ Р-20. Схемно-режимным мероприятием является отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Р-20.

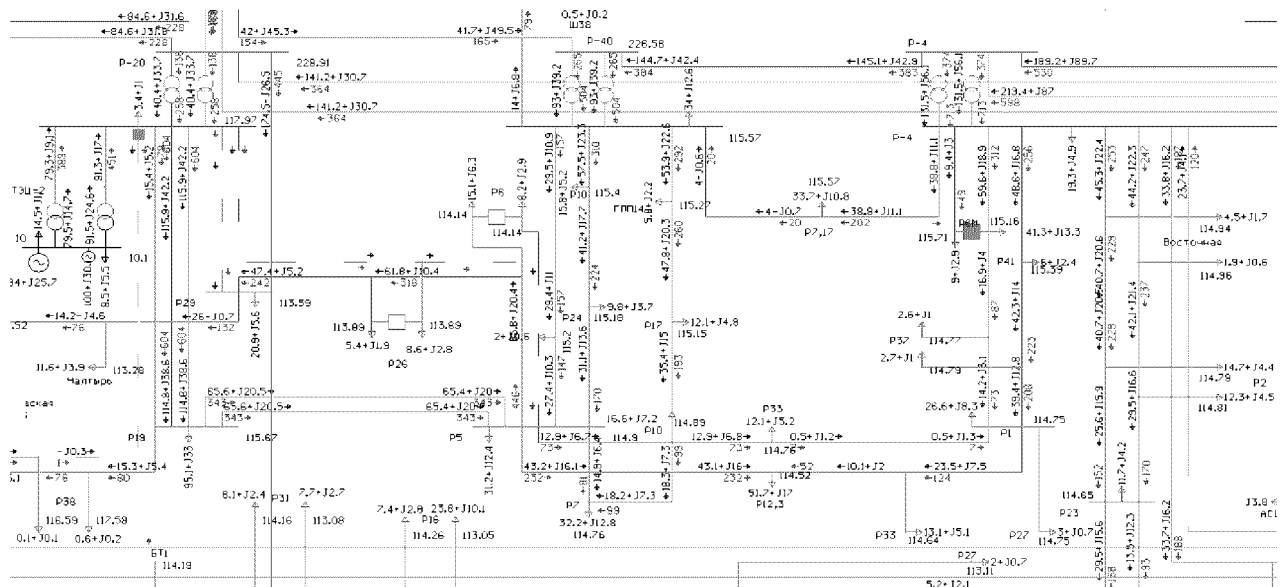


Рис. 23

В режимах зимнего максимума отключение ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I (II) цепь с отпайкой на ПС ГТП3 в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ приводит к возникновению недопустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП II (I) цепь с отпайкой на ПС ГТП3 (рис. 24). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП II (I) цепь составляет 488 ампер, при АДТН –

480 ампер. В связи с неудовлетворительным состоянием провода ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I (II) цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ – пропускная способность ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I (II) цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ снижена на всем диапазоне температур наружного воздуха – токоограничивающим оборудованием является провод ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I (II) цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ. Необходима замена токоограничивающего оборудования. Кроме этого, для обеспечения кольцевого режима работы ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ, ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ, ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь, ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь необходима замена выключателей 110 кВ МВ-110 ВЛ НЭЗ-ГТПЗ-ГТП 1ц, МВ-110 ВЛ НЭЗ-ГТПЗ-ГТП 2ц, МВ-110 ВЛ НЗБ-ГТП1ц, ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГТП на выключатели с большей отключающей способностью с целью неперевышения токов КЗ в 2019 году.

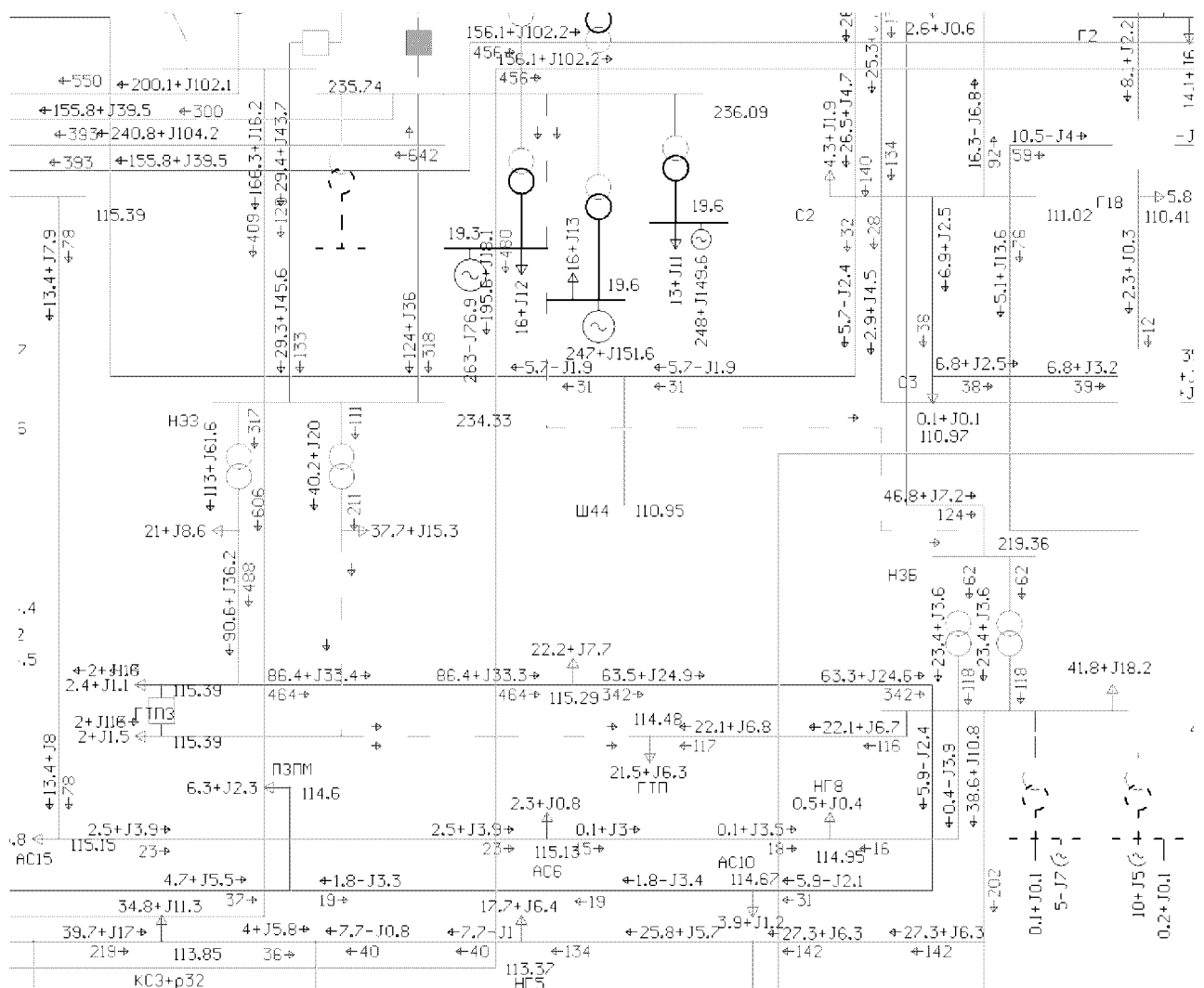


Рис. 24

В режимах летнего максимума отключение ВЛ 110 кВ P5 – P12 с отпайкой на ПС P3 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ P-4 – P41 приводит к недопустимому превышению МДП в контролируемом сечении «Алмаз». Результаты расчетов приведены на рис. 25 и 26. С целью неперевышения МДП в контролируемом сечении «Алмаз» необходимо замыкание транзита 110 кВ P1 – P22 – P27 и замена выключателей 110 кВ ВЛ 110 кВ P1 – P33 – P3 – P12, ВЛ 110 кВ P1 – P37 –

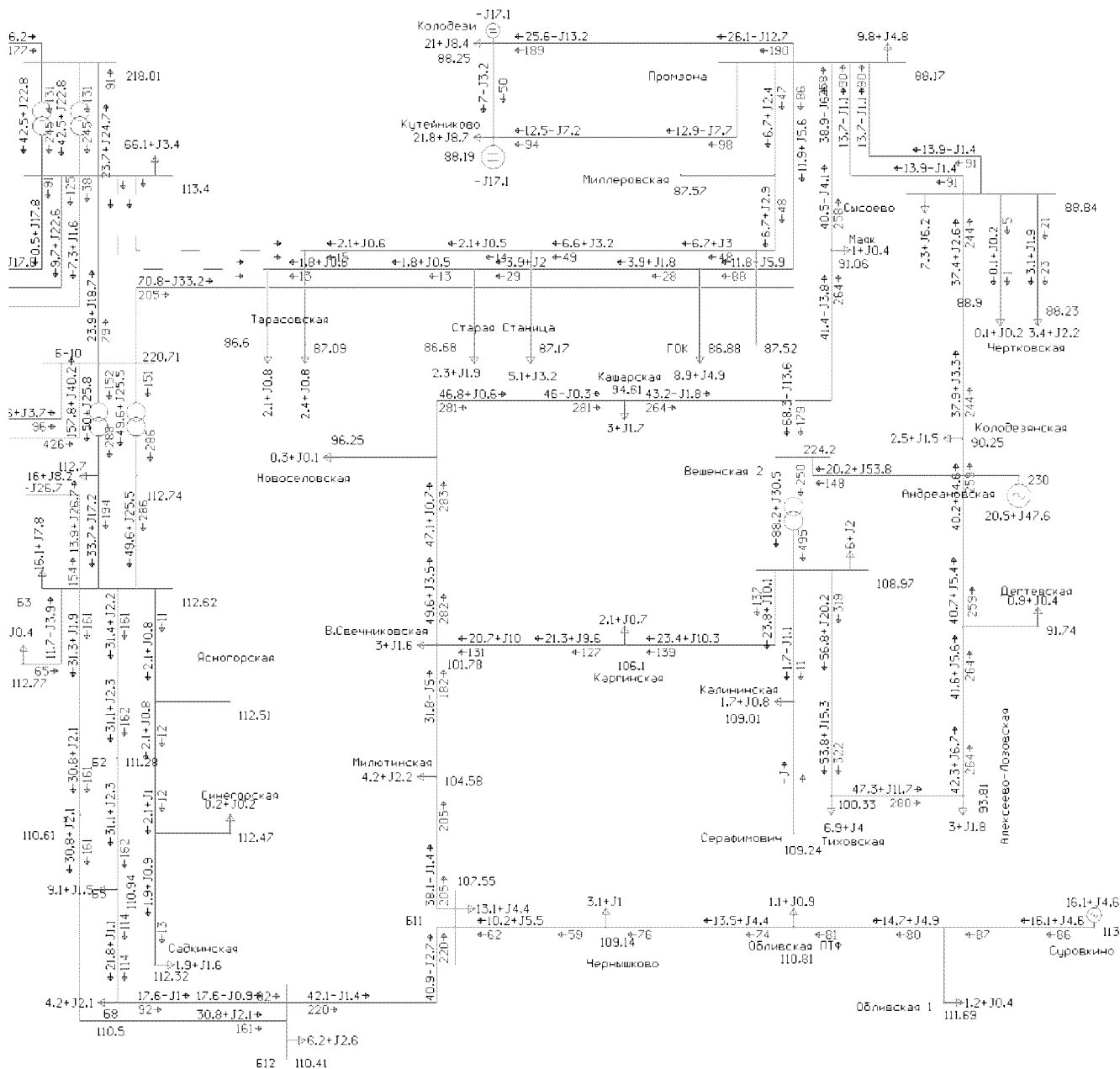


Рис. 27

На рис. 28 представлен расчет послеаварийного режима с аварийно отключившемся единственным АТ на ПС 220 кВ Вешенская-2 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Погорелово – Промзона I (II) цепь. Как видно из рис. 28, не обеспечивается сходимость расчета. Необходимо отключение нагрузки. В связи с невозможностью применения мероприятий по ограничению нагрузки при расчетах на перспективный период, ниже рассмотрено мероприятие по установке второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 (рис. 29).

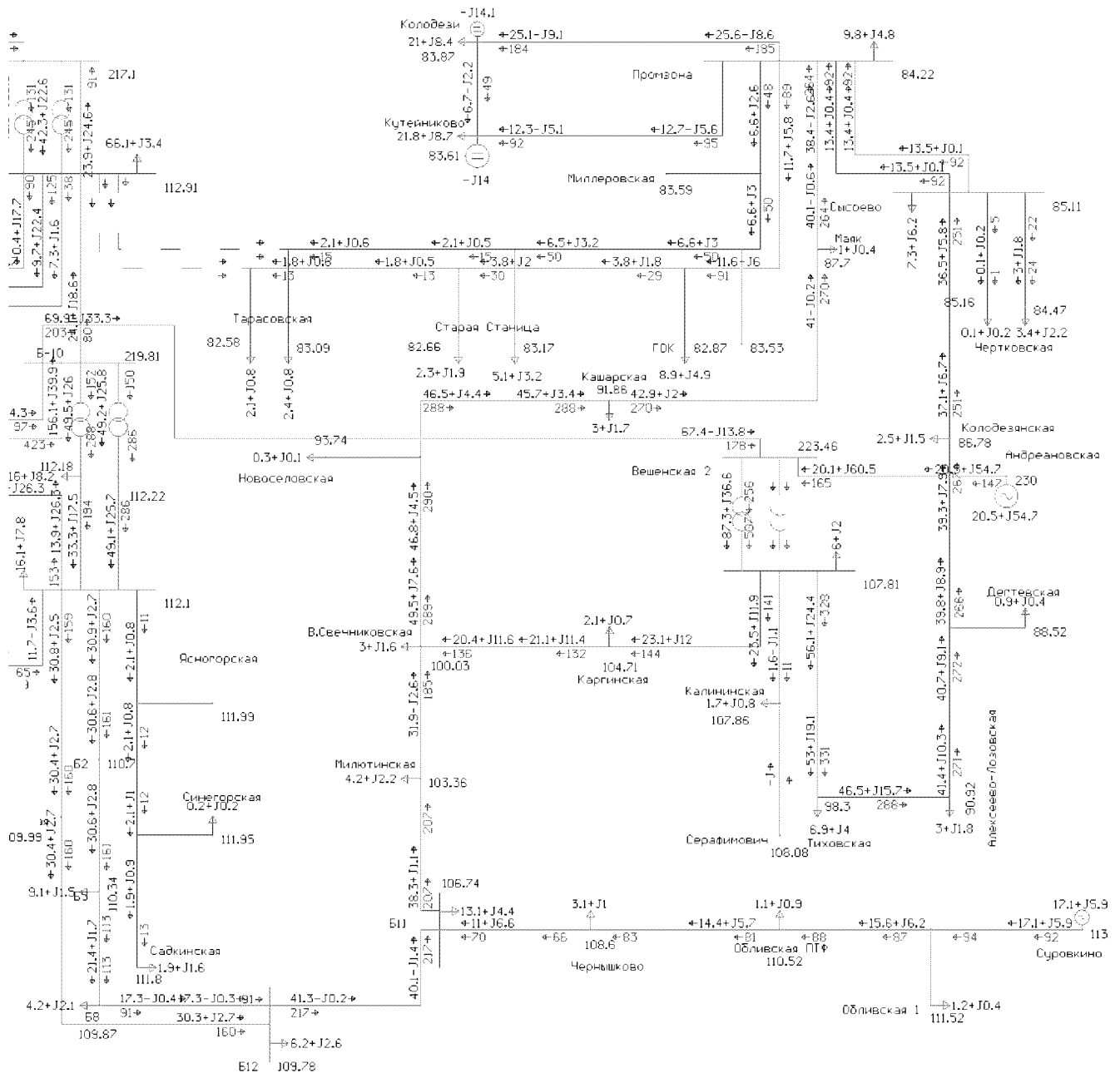


Рис. 29

Как видно из рис. 29, установка второго АТ позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская не превышает АДТН (440 ампер), ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская не превышает АДТН (508 ампер).

Анализ проведенных расчетов показывает, что для надежного электроснабжения потребителей северного энергорайона Ростовской области необходима установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 со сроком выполнения 2021 год.

В соответствии с утвержденной Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы, в период 2017 – 2021 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы и удовлетворения спроса на электрическую энергию и мощность планируется реализация следующего мероприятия:

строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 километра с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку.

5.4. Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы, напряжением 110 кВ и выше

Анализ режимов работы сети 110 кВ и выше показал, что в нормальной схеме токовая нагрузка ВЛ 110 и 220 кВ находится в пределах допустимых значений. Нагрузка автотрансформаторов на подстанциях 220 – 500 кВ в нормальной схеме не превышает 60 процентов их установленной мощности. При отключении (выводе в ремонт) одного из автотрансформаторов или одного из элементов электрической сети нагрузка АТ не превышает номинальную.

В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 220-500 кВ электроснабжение потребителей на территории Ростовской энергосистемы обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110 – 220 кВ находятся в допустимых пределах.

С целью повышения надежности функционирования энергосистемы Ростовской области и обеспечения передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты и ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань.

Для обеспечения присоединения электроустановок потребителей в рамках утвержденных технических условий на технологическое присоединение рекомендуется:

строительство ПС 220 кВ Донбиотех и заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех;

строительство ПС 220 кВ Генеральская и двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская;

строительство ПС 220 кВ КМК и двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК с реконструкцией ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ.

Для обеспечения выдачи мощности вводимого блока № 4 1070 МВт на Ростовской АЭС рекомендуется строительство ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская с установкой ШР-180 МВАр на ПС 500 кВ Ростовская.

Для обеспечения надежного функционирования объектов чемпионата мира по футболу 2018 года необходимо строительство ПС 110 кВ Спортивная с заходами КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная с образованием КВЛ 110 кВ Р22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ Р23 – Спортивная с отпайкой на ПС Р25 и реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов.

Для обеспечения надежного электроснабжения объектов ОАО «РЖД» планируется замыкание ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково.

5.5. Детализация прогноза электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Ростовской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

Детализация прогноза электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Ростовской области на 2021 год приведена в таблице № 12. Потребители, составляющие не менее одного процента потребления региона на территории Ростовской области, отсутствуют, прогноз потребления иных крупных потребителей на 2017 – 2021 годы приведен в таблице № 13.

Таблица № 12

№ п/п	Наименование	2021 год	
		(млн кВт·ч)	(МВт)
1	2	3	4
1.	Центральный энергорайон в том числе:	7988,0	1349
1.1.	город Ростов-на-Дону	4891,1	826
1.2.	город Новочеркасск	1059,9	179
2.	Южный энергорайон	1113,2	188
3.	Юго-Западные электрические сети в том числе:	2161,3	365
3.1.	город Таганрог	1853,4	313
4.	Западный энергорайон	2368,6	400
5.	Юго-Восточный энергорайон	876,4	148
6.	Восточный энергорайон в том числе:	2469,2	417
6.1.	город Волгодонск	444,1	75
6.2.	СН Ростовской АЭС	1184,3	200
7.	Северный энергорайон	763,9	129
8.	Северо-Восточный энергорайон	1474,4	249
9.	Годовой максимум электропотребления / нагрузки	19215	3245

Таблица № 13

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная электрическая нагрузка (МВт)	Ожидаемое потребление электроэнергии по годам (млн кВт·ч)				
			2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ООО «РЭМЗ»	54,87	134,1	134,1	134,1	134,1	134,1
2.	ПАО «Роствертол»	16,8	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5
3.	МУП «Управление «Водоканал»	25,2	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2
4.	ООО «Электросбыт»	87,5	55,3	55,3	55,3	55,3	55,3
5.	ГУП РО «УРСВ»	20,5	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8
6.	ПАО ГК «ГНС энерго»	115,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
7.	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»	50,9	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
8.	ООО «ИКЕА МОС (Торговля и Недвижимость)»	8,8	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
9.	ПАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	11,4	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9
10.	ООО «ЕВРОДОН»	15,2	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
11.	ПАО «МРСК Юга»	10,5	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
12.	МУП «Теплокоммунэнерго»	13,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
13.	МУП «Водоканал»	21,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
14.	МКП «Ростгорсвет»	3,7	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
15.	ОАО «10-ГПЗ»	5,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
16.	ООО «Амилко»	3,1	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
17.	ЗАО «Углегорск-Цемент»	4,3	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
18.	ОАО «Донецкая Мануфактура М»	29,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
19.	ЗАО «Меринос»	6,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
20.	ООО «ДНГБ»	7,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
21.	ЗАО Корпорация «Глория Джинс»	7,4	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
22.	ЗАО «ПАТРИОТ-Сервис»	13,3	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
23.	Южный федеральный университет	4,4	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
24.	ООО «РКЗ -Тавр»	5,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
25.	ООО «АШАН»	5,9	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
26.	ООО «ТБК»	3,0	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
27.	МУП «РТК»	80,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
28.	МУП «Горводоканал» г. Новочеркасска	14,1	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
29.	ОАО «Гранит»	4,4	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
30.	ООО «Логопарк Дон»	6,3	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
31.	ЗАО «РЕТАЛ»	3,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
32.	Аэропортовый комплекс «Платов»	16,0	–	–	–	–	–
33.	Стадион «Ростов-Арена»	14,0	–	–	–	–	–

5.5.1. Динамика основных показателей
энерго- и электроэффективности за 2014 – 2016 годы
(электроемкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения)

Энергоэффективность экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике.

Важным фактором энергоэффективности экономики являются удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, снижение потерь тепловой энергии на передачу в тепловых сетях, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов.

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2014 – 2016 годы представлена в таблице № 14.

Таблица № 14

№ п/п	Показатели	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5
1.	Численность населения Ростовской области (тыс. человек)	4245,5	4242,1	4236
2.	Активное население на конец года (тыс. человек)	2450	2426,7	–
3.	В том числе занятое (тыс. человек)	1909,6	1901,8	–
4.	Производство электроэнергии (млн кВт·ч)	28890,0	31969,7	36084,5
5.	Производство тепловой энергии (млн Гкал)	15,659	15,640	15,730
6.	Производство тепловой энергии (млн т у. т.)	2,239	2,238	2,249
7.	Производство электроэнергии (млн т у. т.)	3,761	4,162	4,698
8.	Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	17849,6	17971,4	18529,8
9.	Потребление тепловой энергии (млн Гкал)	14,437	14,306	14,394
10.	Потребление электроэнергии (млн т у. т.)	2,323	2,340	2,413
11.	Потребление тепловой энергии (млн т у. т.)	2,062	2,044	2,056
12.	Суммарная величина потребления тепловой энергии населением и потерь при передаче (млн т у. т.)	1,081	1,106	1,096
13.	Суммарная величина потребления электроэнергии населением и потерь при передаче (млн т у. т.)	0,524	0,525	0,568
14.	ВРП (млрд рублей)	1000,248	1135,00	1300,00
15.	Энергоемкость ВРП (млн т у. т./млн рублей)	11,250	10,940	9,720
16.	Электроемкость ВРП (кВт·часов/тыс. рублей)	17,845	15,834	14,254
17.	Потребление электроэнергии на душу населения (млн кВт·часов /тыс. человек в год)	4,204	4,236	4,374

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2014 году энергоемкость ВРП составила 11,25 млн т у. т./млн рублей, а в 2016 году эта величина равна 9,72 млн т у. т./млн рублей, т. е. за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась на 13,6 процента. За этот же период электроемкость ВРП снизилась на 20,12 процента. 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.

5.6. Схема развития электроэнергетики Ростовской области с учетом результатов использования перспективной расчетной модели с предоставлением результатов расчетов, аналитических и документальных материалов, оформленных в виде приложений, в текстовом и графическом виде

5.6.1. Существующие и планируемые к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, напряжением 110 кВ и выше

Перечень линий электропередач, относящихся к Ростовской энергосистеме и эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Ростовское предприятие МЭС, представлен в таблице 15.

Перечень подстанций, эксплуатируемых Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Ростовское предприятие МЭС, представлен в таблице № 16.

Перечень ВЛ эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», представлен в таблице № 17.

Перечень ПС 110 кВ эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», представлен в таблице № 18.

Таблица № 15

№ п/п	Наименование ВЛ	Рабочее напряжение (кВ)	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность по цепям (с разбивкой по участкам)	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1	500	1995	2014	247,353	3хАС 330/43
				–	1,565	3хАС330/43
2.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2	500	2010	–	114,201	3хАС330/43
			2014	–	134,957	3хАС330/43
			–	–	0,955	2хАС500/336
3.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	500	–	2014	0,334	3хАС330/43
			–	2009	13,331	3хАС330/43
			–	2014	10,009	3хАС330/43
			1995	–	284,841	3хАС330/43
4.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	500	1995	–	31,200	3хАС330/43
				2014	13,765	3хАС330/43
5.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	500	1995	–	11,202	3хАС330/43
			–	2010	8,558	3хАС330/43
			–	2014	96,691	3хАС330/43
			2010	–	126,801	3хАС330/43
			–	–	–	2хАС500/336
6.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	500	1987	–	209,600	3хАС330/43
7.	ВЛ 500 кВ Победа – Шахты	500	1986	–	63,100	3хАС330/43
8.	ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская	500	2011	–	86,100	3хАС 300/66
					–	2хАС 500/336
9.	ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	500	2011	–	222,200	3хАС300/66
					–	2хАС500/336
10.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская	330	1964	–	49,085	2хАСО-400
				2009	1,415	2хАС400/51
11.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк	330	1967	–	99,629	2хАСО-400
12.	ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская	330	1964	–	71,512	2хАСО-400
			–	2009	1,488	2хАС400/51
13.	ВЛ 220 кВ Староминская – А-30	220	1958	–	37,200	АС-300
14.	ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	220	1958, 1977, 1981	–	6,872	АС-300
				–	23,967	АС-300
15.	ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10	220	1978	–	234,117	АС 300/39
16.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	220	1970	–	60,899	АСО-300
17.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	220	1976	–	6,493	АС300/39
			2006	–	5,707	АС400/51
18.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Зимовники	220	2006	–	5,609	АС300/39
			1976	–	36,891	АС-300
19.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская	220	2007	–	160,500	АС400/51

1	2	3	4	5	6	7
				–	–	АС300/39
20.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	220	2013	–	58,700	АСТ – 400/51
21.	ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2	220	1980	–	55,396	АС-300
22.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская-2	220	1955, 1989	–	8,300	АС-300
23.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники	220	1976	–	43,600	АС-300
24.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Городская-2	220	1989	–	6,310	АС-300
			1955	–	8,230	АС-300
			2006, 2015	–	6,880	АС400/51 АС-300
25.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Г-20	220	1962, 1991	–	56,727	АСО-300, АС-300
26.	ВЛ 220 кВ Зерновая – Сальская	220	1981	–	130,775	АСО-300
27.	ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная	220	1978	–	174,800	АС-300
28.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская	220	1966/1972	–	31,500	АС-300
29.	КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20	220	1963	–	17,215	АС-300
					6,872	АС-300
30.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Зерновая	220	1966	–	49,160	АС-300
					5,020	АС-400
31.	ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево	220	1963	–	43,101	АСО-400
32.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4, I цепь, II цепь	220	1960	–	72,960	АСО-500
33.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь	220	1972	–	61,060	АСО-400
					5,020	АСО-400
34.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь	220	1962	–	63,760	АСО-400
35.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ I цепь, II цепь	220	1965	–	30,060	АСО-300
36.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ	220	1963	–	23,270	АСО-500
			1973	–	7,630	АСО-500
37.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты, I цепь, II цепь	220	1971	–	94,664	АСО-400
38.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 I цепь, II цепь	220	1972	–	139,520	АСО-400
39.	ВЛ 220 кВ Сальская – Песчанокопская	220	1971	–	7,973	АСО-300
				–	70,627	АСО-300
40.	ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая	220	1984	–	31,770	АСО-300
			2016	–	5,725	АСО-300
41.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск I цепь	220	2005, 2015	–	6,880	АС400/51 АС300/48
			2006	–	25,190	АС300/48
			–	2016	6,110	АС400/51 АС300/48
42.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск II цепь	220	–	2016	6,110	АС400/51 АС300/48

1	2	3	4	5	6	7
			2006	–	1,273	AC300/48
			2006	–	25,19	AC300/48
43.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково	220	–	2005, 2016	6,110	AC400/51 AC300/48
			1955, 1989	–	36,240	AC300/48
44.	ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	220	1982, 1998, 1999	–	22,400	AC-300, AC-400
45.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь	220	1963, 1974	–	48,348	ACO-300, AC-300
			–	2013	0,211	AC-300/66
			–	2013	3,000	AC-300/66
46.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь	220	2013	–	46,789	AC-300/66
					3,000	AC-300/66
					0,211	AC-300/66
47.	ВЛ 220 кВ Р-40 – Ростовская	220	1988	–	6,301	AC-300/39
			1962 – 63, 1974	–	27,113	ACO-300
			2011	–	7,361	AC 300/39
48.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Т15	220	2011	–	7,397	AC 300/39
			1962 – 63, 1974	–	63,522	ACO-300
49.	КВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40	220	1988	–	6,301	AC300/39
			1962	–	3,599	ACO-300
50.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская I цепь, II цепь	220	2010	–	56,094	AC 300/39
51.	ВЛ 220 кВ Великокоцкая – Сысоево	220	1983	–	17,003	ACO-300
52.	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15	220	1964	–	41,500	ACO-300
53.	ВЛ 220 кВ Т-10 – Т-15	220	1962	–	7,760	ACO-300
54.	ВЛ 220 кВ Ея Тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая	220	1971	–	7,973	ACO-300
					1,107	ACO-300
55.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – ВолгодонскаяТЭЦ-2	220	1955	–	21,288	AC-300
56.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	220	1950, 1954, 1987	–	102,118	ACУ-300, AC-300
			–	1996, 1999	38,714	AC-300
57.	ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	220	1993	–	5,800	AC-300/39
			1954	–	14,491	AC-300/66
58.	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	220	1975, 1977, 1987	–	63,500	ACO-400
59.	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	220	2016	–	6,070	AC-300/39
				–	80,510	AC-300/39
60.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20	220	1962, 1991	–	27,653	ACO-300

1	2	3	4	5	6	7
61.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты	220	1953	–	1,120	АС-300
				1996 – 1997	32,150	АС-300
				2016	0,308	АС-300
				2016	0,353	АС-300
62.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50	220	1993	–	5,800	АС-300/39
			1954	–	14,721	АС-300/66
63.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – НЗБ	220	1960, 1973	–	38,391	АСО-500
			1973	–	7,630	АСО-500
64.	ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино	110	1950	–	16,979	АС-150
			1964	–	11,267	АС-150
65.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган	110	1964	–	11,267	АС-150

Таблица № 16

№ п/п	Наименование ПС	Год ввода в эксплуатацию/ реконструкция	Трансформаторы	
			наименование	мощность (МВА)
1	2	3	4	5
1.	ПС 220 кВ А-20	1978	АТ-1	125
			АТ-2	125
2.	ПС 220 кВ А-30	1985	АТ-2	63
3.	ПС 220 кВ Б-10	1971	АТ-1	125
			АТ-2	120
4.	ПС 220 кВ Вешенская-2	1961	АТ-1	125
			Т-2	16
5.	ПС 220 кВ Г-20	1971	АТ-1	125
6.	ПС 220 кВ Городская-2	1961	Т-1	32
			Т-2	32
7.	ПС 220 кВ Донецкая	1976	АТ-1	125
8.	ПС 220 кВ Зерновая	1971	АТ-1	125
			АТ-2	125
			Т-1	115
			Т-2	115
9.	ПС 220 кВ Зимовники	1971	АТ-1	63
			АТ-2	63
10.	ПС 220 кВ Койсуг	1961/2016	АТ-1	250
			АТ-2	250
11.	ПС 220 кВ НЭЗ	1971	АТ-1	125
			АТ-2	125
			Т-1	80
			Т-2	80
12.	ПС 220 кВ НЗБ	1987	АТ-1	125
			АТ-2	125
			Т-1	40
			Т-2	40
			Т-3	25
			Т-4	25
13.	ПС 220 кВ Песчанокопская	1961	АТ-1	63
			АТ-2	63
			Т-1	6,3
			Т-2	10
14.	ПС 220 кВ Погорелово	1989	АТ-1	125
			АТ-2	125

1	2	3	4	5
15.	ПС 220 кВ Р-4	1978	АТ-1	250
			АТ-2	250
			Т-1	25
			Т-2	25
16.	ПС 220 Р-20	2005	АТ-1	200
			АТ-2	200
17.	ПС 220 Р-40	1985	АТ-1	125
			АТ-2	125
18.	РП 220 кВ Волгодонск	1971	Т-1	5
19.	ПС 220 кВ Сальская	1971	АТ-1	125
			АТ-2	125
			Т-1	25
			Т-2	25
20.	ПС 220 кВ Т-10	1961	АТ-1	120
			АТ-2	125
21.	ПС 220 кВ Т-15	1971	АТ-1	125
			АТ-2	125
			АТ-3	200
			Т-1	16
22.	ПС 220 кВ Ш-50	1961	АТ-1	125
23.	ПС 500 кВ Ростовская	1976	АТГ-1	501
			АТГ-2	399
24.	ПС 500 кВ Шахты	1987	АТ-1	125
			АТ-2	125
			АТ-3	501
			АТ-4	501

Таблица № 17

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность (километров)	Марка провода, (кабеля КЛ)	Год реконструкции
1	2	3	4	5	6
1.	ВЛ 110 кВ Сальская–КПО–АРЗ 2 цепь	1973	6,900	АС-95	–
2.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р-20 – РТЭЦ-2 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 I цепь)	1974	7,620	АС-240	–
3.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33 (ВЛ 110 кВ Р1 – Р33 – Р5)	1977	5,810	АС-120	–
4.	Отпайка на Искру от ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра	1980	4,900	АС70	–
5.	ВЛ 110 кВ Вешенская1 – Вешенская2 – 2 цепь	1976	33,190	АС-120	–

1	2	3	4	5	6
6.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – Р26 – Р6 – Р5)	2003	13,700	М-240	–
7.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона – Миллерово – ГОК-С.Станица – Тарасовская – Погорелово 1 цепь)	1979	39,300	АС-150	–
8.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р-20 – РТЭЦ2 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 1 цепь)	1958	32,200	АС-120/19	–
9.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 1 цепь)	1955	10,000	АС-120/19	–
10.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р-20 – РТЭЦ2 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 1 цепь)	1974	27,590	АС-120	–
11.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона – Миллерово – ГОК – С. Станица – Тарасовская – Погорелово 2 цепь)	1963	40,200	АС-150	–
12.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона – Миллерово – ГОК – С. Станица – Тарасовская – Погорелово 2 цепь)	1979	39,300	АС-150	–
13.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т11 – Т24 – Т24д – Т26 – Т27 – Т25)	1967	4,715	АС-150, АС-185, АС-240	–
14.	Отпайка на Т-24 от ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками	1969	3,024	АС-185	–
15.	ВЛ 110 кВ зерновая – БГ2 с отпайками (ВЛ 110 кВ зерновая – Полячки – Маньчская – Звонкая – БГ2)	1971	22,000	АСО-300	–
16.	Отпайка на ПС Звонкая от ВЛ 110 кВ зерновая – БГ2 с отпайками	1978	13,600	АС-95/16	–
17.	Отпайка на ПС Маньчская от ВЛ 110 кВ зерновая – БГ2 с отпайками	1974	13,600	АС-95/16	–
18.	ГТП – ГТП4 – НГ4 – Ш43 – НГ6 – НЗНП2	1984	4,670	АС-120/19	–
19.	ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 2 цепи	1971	22,560	АС-95	–
20.	ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 1 цепь	1971	22,560	АС-95	–
21.	Т-10 – Т-9/1 с отпайками на Т-13 и Т-10 – Т-9/2 2 цепь	1969	6,130	АС-240	–
22.	Т-10-Т-9/1 с отпайками на Т-13 и Т-10 – Т-9/2 1 цепь	1969	6,130	АС-240	–
23.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Р-23 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ-1 – Р-31 – Р-16 – Р-25 – Р-23)	1979	33,170	АС-120, АС-185	–
24.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Р-17 – Р-7 – Р-40)	1987	15,820	АСО-300	–

1	2	3	4	5	6
25.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2 (ВЛ 110 кВ Р-40 – ГПП4 – Р-17 – Р-10 – Р-7 – Р-5)	1963	13,300	АСО-300	–
26.	Отпайка на Т-24 от ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т10 – Т-24 – Т-24д – Т-26 – Т-27 – Т-15)	1969	3,024	АС-120	–
27.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-24 – Т-24д – Т-26 – Т-27 – Т-15)	1963	39,715	АС-180, АС-240; АС-300	–
28.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – Р26 – Р6 – Р5)	2003	13,700	М-240	–
29.	Отпайка на ПС НС-1 и ПС НС-2 от ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – НС-1 – НС-2 – НС-3 – А-30)	1984	13,200	АС-95/16	–
30.	ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – НС-1 – НС-2 – НС-3 – А-30)	1972	22,200	АС-120/19	–
31.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ (ВЛ 110 кВ Б3 – Богатовская ПТФ – Б1)	2003	16,700	АС-150	–
32.	ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь (ВЛ 110 кВ Р29 – Чалтырь – Хапры)	1973	3,927	АС-150, АС-185, АС-240	–
33.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками (ВЛ 110 кВ НЗБ – НЗПМ – АС11 – НГ5)	1951	20,740	АС-120	–
34.	Р-29 – Чалтырь	1980	7,138	АС-150	–
35.	Отпайка на Чалтырь от ВЛ 110 кВ Р-29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь (ВЛ 110 кВ Р-29 – Чалтырь – Хапры)	1978	7,071	АС-150	–
36.	ВЛ 110 кВ Сальская – АРЗ 1 цепь	1981	13,700	АС-120	–
37.	Отпайка на Т-13 от Т-10 – Т1/2 с отпайками на Т-12	1973	4,586	АС-120; АС-185	2008
38.	ВЛ 110 кВ Ефремовская – Федоровская 1 цепь	1980	8,353	АС-150	–
39.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш-28 с отпайкой на ПС Ш-8 (ВЛ 110 кВ Ш-30 – Ш-8 – Ш-28)	1989	12,200	АС 240/32	–
40.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш-28 с отпайкой на ПС Ш-8 (ВЛ 110 кВ Ш-30 – Ш-8 – Ш-28)	1963	21,160	АС-185	–
41.	Т-15 – Т-22 с отпайками на Т-23 I цепь	1972	13,771	АС-240, АС-300	–
42.	Т-15 – Т-22 с отпайками на Т-23 II цепь	1972	13,771	АС-240, АС-300	–
43.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ЮЗР (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – ЮЗР)	1984	3,300	АС-240	–

1	2	3	4	5	6
44	ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 (ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш16 – Ш28)	1989	9,020	АС 240/32	–
45.	Отпайка к ПС Ш16 от ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 (ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш16 – Ш28)	2003	0,930	АС-120/19	–
46.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Н16 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Н16)	1949	19,425	М 70, АС150/19	–
47.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная – 1 цепь	1978	27,530	АС-120	–
48.	ВЛ 110 кВ Вешенская1 – Вешенская2 – 1 цепь	1976	33,190	АС-120	–
49.	ВЛ 110 кВ НГ5 – КС3 с отпайками (ВЛ 110 кВ НГ5 – АС11 – Р32 – КС3)	1963	33,730	АС-120	–
50.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертково – 1 цепь	2009	45,833	АС-150	–
51.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертково – 2 цепь	2009	45,833	АС-150	–
52.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш45 с отпайкой на ПС Ш16 (ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш16 – Ш45)	1989	12,590	АС-120/19	–
53.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р1 – Р33 – Р3 – Р12)	1982	9,020	АС-240, АС-150	–
54.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Восточная – Р21 – Р2 – Р23 I цепь)	1960	10,570	АС-240	–
55.	ВЛ 110 кВ Ш36 – Ш14	1978	8,430	АС-150/19	–
56.	ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	1973	18,809	АС-150	–
57.	БТ1 – БТ2 1 цепь	1995	8,100	АС-240	–
58.	БТ1 – БТ2 2 цепь	1995	8,100	АС-240	–
59.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Тиховская	2007	47,310	АС-150	2007
60.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками (КВЛ 110 кВ Койсуг – Р31 – Р16 – ПП2 – Р22)	1980	24,370	АС-240	–
61.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатерининская I цепь	1974	18,800	АС-120	–
62.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатерининская I цепь	1974	18,800	АС-120	–
63.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 II цепь с отпайкой на ПС ГСР (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С2 II цепь с отпайкой на ПС ГСР)	2012	5,215	АС-120/19	–
64.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 (ВЛ 110 кВ Р5 – Р3 – Р12)	1977	4,220	АС-240	–
65.	ВЛ 110 кВ Куберле2 – Харьковская	1977	23,800	АС-120	–
66.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Ясногорскую от ВЛ 110 кВ Б3 – Садкинская	1989	0,500	АС-185	–

1	2	3	4	5	6
67.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Синегорскую от ВЛ 110 кВ Б3 – Садкинская	1992	1,800	АС-185	–
68.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановск. 1 цепь	1977	20,460	АЖ-120	–
69.	ВЛ110 кВ Зерновая – ЗРЗ с отпайкой на ПС ЗР15 (ВЛ 110 кВ Зерновая – ЗР15 – ЗРЗ)	1973	31,300	АС-120/19	–
70.	Т-15 – Т-25	1967	32,566	АС-240	–
71.	ВЛ 110 кВ В.-Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская (ВЛ 110 кВ В.-Свечниковская – Новоселовская – Кашарская)	1979	49,670	АЖ-120	–
72.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Тарасовскую от ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона-Миллерово-ГОК-С. Станица – Тарасовская – Погорелово I цепь)	1979	3,100	АС-150	–
73.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Тарасовскую от ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона – Миллерово – ГОК-С. Станица – Тарасовская – Погорелово 2 цепь)	1979	3,100	АС-150	–
74.	Отпайка на ПС НС-2	1967	1,200	АС-120	–
75.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками- (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – ПБ1 – ПБ2 – НС9 – НС2 – Зимовники)	1962	41,500	АС-120	–
76.	ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37 (ВЛ 110 кВ Р1- Р37-РСМ)	1953	8,050	АС-240	–
77.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская (ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская)	1976	30,170	АС-120	–
78.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-11 (ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-11)	1963	11,466	АС-185, АС-240, АС-300	–
79.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р5-Р6-Р26-Р29)	1979	12,280	АС-120	–
80.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево I цепь (ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 1 цепь)	1963	27,050	АС-150	–
81.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево II цепь (ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 2 цепь)	1963	27,050	АС-150	–
82.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 1 (ВЛ 110 кВ Р40 – Р10 – Р24 – Р5)	1962	11,200	АС-240	–
83.	ВЛ 110 кВ Сурувикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская1 (ВЛ 110 кВ № 61)	2008	8,800	АС-120	–
84.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 I цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 1ц)	1982	7,620	АС-240	–
85.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайкой на ПС Р24 (ВЛ 110 кВ Р40 – Р24 – Р5)	1975	11,140	АСО-300	–

1	2	3	4	5	6
86.	ВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – БОС – АС4 – АС1)	1971	29,430	АС-120	–
87.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С7 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С7)	1977	0,770	АС 300/39	–
88.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская 2 цепь	1977	20,480	АЖ-120	–
89.	Отпайка на ПС НС-9	1978	25,500	АС-120	–
90.	ВЛ 110 кВ СМ4 – БГ6	1988	13,600	АС-95	–
91.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – Водозабор)	1984	2,450	АС-240	–
92.	Отпайка Дегтевская	2003	8,400	АС-95	–
93.	ВЛ 110 кВ Черкасы – Стычная	1992	38,400	АС-120	–
94.	Т-10 – Т-21	1972	2,280	АС-120, АС-240, АС-300	–
95.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш45 с отпайкой на ПС Ш8 (ВЛ 110 кВ Ш45 – Ш8 – Ш-30)	1989	12,200	АС 240/32, АС 150/19	–
96.	ВЛ 110 кВ Зерновая – ЗР14 с отпайкой на ПС ЗР10	1979	29,300	АС-120/19	–
97.	ВЛ 110 кВ Отпайка на БПТФ от ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ (ВЛ 110 кВ Б3 – Богатовская ПТФ – Б1)	1989	0,200	АС-185	–
98.	ВЛ 110 кВ Хуторская – Ремонтненская с отпайкой на ПС Приволенская (ВЛ 110 кВ Хуторская – Приволенская – Ремонтненская)	2005	65,470	АС-120, АС-150	–
99.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Ремонтная тяговая	2012	27,950	АС-185	–
100.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 1 цепь	1982	13,500	АС-120	–
101.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 2 цепь	1982	13,500	АС-120	–
102.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк	1981	30,653	АС-120, АЖ-120	–
103.	ВЛ 110 кВ А20 – А12 Южная с отпайка на ПС А26	1980	10,156	АС-185/29	–
104.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Синегорскую от ВЛ 110 кВ БПТФ – Садкинская	1989	1,800	АС-185	–
105.	ВЛ 110 кВ ГПП-1 – К-10 2 цепь	1990	10,100	АС-150	–
106.	ВЛ 110 кВ ГПП-1 – К-10 1 цепь	1990	10,100	АС-150	–
107.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш36 (ВЛ 110 кВ Ш30-Ш36)	1974	22,830	АС150/19, АС240/32	–
108.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3 1 цепь	1977	8,750	АС-150	–
109.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3 2 цепь	1977	8,750	АС-150	–
110.	ВЛ 110 кВ Отпайка на Ясногорскую от ВЛ 110 кВ БПТФ – Садкинская	1992	0,500	АС-185	–
111.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ 1 цепь	1998	1,100	АС-120	–
112.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ 2 цепь	1998	1,100	АС-120	–
113.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г14 с отпайками (ВЛ 110 кВ Г20 – Г9-Карьер – Щебзавод – Г14)	1973	37,970	АС-150/24	2003

1	2	3	4	5	6
114.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – Городская)	1984	1,800	АС-240	–
115.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая (ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная)	1979	28,400	АС-150/24	–
116.	ВЛ 110 кВ СМ2 – Дубенцовская	1979	18,200	АС-150	–
117.	ВЛ 110 кВ Б3 – Г14	1989	35,900	АС-150	–
118.	Т-11 – Т-5 с отпайкой на Т-17 2 цепь	1969	2,768	АС-150	–
119.	Отпайка на Т-17 от Т-11 – Т-5 1 цепь	1975	2,759	АС-120	–
120.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 I цепь (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш6 1 цепь)	1974	12,725	АС-240/32	–
121.	ВЛ 110 кВ Носовская – Рябиновская	1974	14,475	АЖ-150	–
122.	ВЛ 110 кВ Б-11 – Чернышково	2008	42,800	АС-150	–
123.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Кугей тяговая	1972	49,550	АС-120/19	–
124.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш6 с отпайкой на ПС Ш49 (ВЛ 110 кВ Ш6 – Ш49 – ШГТЭС)	1994	6,040	АС-150/19	–
125.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37 (ВЛ 110 кВ Р1 – Р37 – Р41)	1969	6,860	АС-240	–
126.	ВЛ 110 кВ Шебалинская – Заветинская	1975	37,100	АС-120	–
127.	Г20 – Г10 I цепь	1989	0,200	АС-120/19	–
128.	ВЛ 110 кВ Константиновская – Ш14	1976	8,810	АС-120/19	–
129.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками (ВЛ 110 кВ Жуковская – Вербовая – М. Лучка – Котельниково)	1958	57,000	АС-120	–
130.	Г20 – Г10 II ц	1989	0,200	АС-120/19	–
131.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 I	1954	5,450	МГ70, АС-150/19, АС-185/29	–
132.	ВЛ 110 кВ Зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская (ВЛ 110 кВ Зерновая – Краснолучинская – В1)	1976	22,000	АС-95/16	–
133.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ8	1974	22,800	АС-120	–
134.	ВЛ 110 кВ Искра – Черкасы	1990	21,100	АС-120	–
135.	ВЛ 110 кВ Обливная – Дубенцовская	1997	17,000	АС70	–
136.	ВЛ 110 кВ Ремонтное – Денисовская	1983	30,000	АЖ-120, АС-120	–
137.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш35 (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш35)	1979	10,300	АС-150/19	–
138.	ВЛ 110 кВ Б5 – Б8	2006	16,000	АС-240	2012
139.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ВдПТФ (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2-ВдПТФ)	1979	12,500	АС-240	–
140.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш37	1971	22,810	АС-120/19	–
141.	ВЛ 110 кВ Сальская – НС 1	1971	37,000	АС-70	–
142.	Т-10-Т-1 с отпайками на Т-12 и Т-13 (две цепи)	1961	9,200	АС-185, АС-240, АС-300	–
143.	ВЛ 110 кВ А20-А12 Северная с отпайкой на ПС А26	1980	8,000	АС-185/29	–

1	2	3	4	5	6
144.	Ш6 – ГП – Ш29 I	1988	10,915	АС-240/32	–
145.	ВЛ 110 кВ Милотинская – В.Свечниковская	1979	47,500	АС-120	–
146.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Индустрия	1983	41,790	АЖ-120	–
147.	ВЛ 110 кВ В10 – СМЗ	1976	25,450	АС-150	–
148.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Роговская	1979	51,900	АЖ-120	–
149.	Р19 – Р8 I цепь	1966	5,000	2хАС-120	–
150.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Колодезянская с отпайкой на ПС Дегтевская (ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Дегтевская – Колодезянская)	2003	31,340	АС-150	2003
151.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г15 с отпайкой на ПС Г13 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Г13 – Г15)	2002	24,320	АС 185/29, АС150/19	2002
152.	ВЛ 110 кВ А30 – А32	1995	41,164	АС-95/16	–
153.	ВЛ 110 кВ В.Свечниковская – Советская – 2	1979	55,100	АЖ-120	–
154.	Г18 – Г4	1987	8,860	АС-120/19	–
155.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Дружба	1976	19,600	АС-185	–
156.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская (ВЛ 110 кВ Вешенская2 – Калининская)	1976	19,320	АС-150	–
157.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал (ВЛ 110 кВ ЦГЭС – Северный Портал)	1979	38,700	АС-185, АС-205, АС-240	–
158.	ВЛ 110 кВ Цимлянская – Искра	1983	16,200	АС-120	–
159.	ВЛ 110 кВ СМЗ – Комаровская	1980	10,700	АС-95	–
160.	ВЛ 110 кВ АС6 – НГ8	2006	14,900	АС70	–
161.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б2	1956	67,430	АС-240	2011
162.	ВЛ 110 кВ Обливная – Комаровская	1951	17,000	АС-95	–
163.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская (ВЛ 110 кВ Вешенская2 – Тиховская)	1976	48,980	АС-150	–
164.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь (ВЛ 110 кВ Р4 – РСМ Iц)	1965	5,640	2хАС-120	–
165.	Отпайка Казанская	1996	21,380	АС-120	–
166.	ВЛ 110 кВ Б11 – Милотинская	2001	33,600	АС-120	–
167.	ВЛ 110 кВ Туриловская – Промзона	1983	22,230	АС-95, АС-120	–
168.	ВЛ 110 кВ НС-6 – Черкесская	1977	19,200	АС-120	–
169.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь (ВЛ 110 кВ Р4 – РСМ 2 цепь)	1965	11,200	АС-240	–
170.	ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 (ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – ЦОФ)	1992	10,040	АС-120/19	–
171.	Отпайка к ПС Ш44 от ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 (ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – ЦОФ)	1986	14,870	АС-120/19	–
172.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г18	1987	15,600	АС-120/19	–
173.	ВЛ 110 кВ С2 – Лесостепь	1998	9,400	АС-120/19	–
174.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ6	1988	19,000	АС-150	–

1	2	3	4	5	6
175.	ШЗ0 – С6	1980	23,100	АС-150/19	–
176.	ВЛ 110 кВ ЗРЗ – Егорлыкская	1973	24,730	АС-120/19	–
177.	Отпайка на ПС Богородская	2008	2,700	АС-120	2008
178.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская	1968	14,960	АС-150/24	–
179.	ВЛ 110 кВ Н9 – ШЗ8	1977	25,570	АС-185/24	–
180.	Отпайка на ПС Приволенская	2005	0,030	АС-120	2005
181.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г2 с отпайкой на ПС Г13 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Г13 – Г2)	2002	0,450	АС-185/24, АС-150/24	2002
182.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Колодезянская	1992	14,500	АС-150	–
183.	ВЛ 110 кВ ЦГЭС – Центральная	1950	2,100	АС-120	–
184.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Орловская	1974	39,100	АС-120	–
185.	ВЛ 110 кВ БПТФ – Садкинская	1989	43,600	АС-120	–
186.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ЗИВ	1997	6,500	АС-240	–
187.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Харьковская с отпайкой на ПС Василевская (ВЛ 110 кВ Зимовники – Василевская – Харьковская)	1986	28,000	АС-120	–
188.	Ш6 – ГП – Ш29 П	1988	10,915	АС-240/32	–
189.	ВЛ 110 кВ Отпайка на К – 4 от ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово П цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – К4 – Погорелово 2 цепь)	1976	2,700	АС-150	–
190.	ВЛ 110 кВ Ш46 – ШЗ4	1979	32,070	АС-120	–
191.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ (ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТПЗ – ГТП 1 цепь)	1995	2,700	АС-240	–
192.	ВЛ 110 кВ БЗ – Ш.Быстрианская	1976	49,430	АС-240	–
193.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Несмеяновская	1985	17,300	АС-95	–
194.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 П цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 2 цепь)	1982	7,620	АС-240	–
195.	ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая	2012	7,980	АС-185, АС-240	–
196.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ЦГЭС – ВОЭЗ)	1989	7,290	АС-240, АС-300	–
197.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – ВОЭЗ)	1989	6,750	АС-240, АС-300	–
198.	ВЛ 110 кВ Орловская – Куберле2	1975	26,300	АС-120	–
199.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н15	1985	25,490	АС-120	–
200.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – ВОЭЗ)	1989	5,600	АС-240, АС-300	–
201.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н17	1987	23,150	АС-120/19	–
202.	ВЛ 110 кВ СМ1 – СМ4	1973	26,600	АС-95	–
203.	Ш14 – Ш47 – Семикакоры	1992	11,450	АС-120/19	–

1	2	3	4	5	6
204.	Отпайка на ПС М. Лучка	1987	16,400	АС-120	–
205.	ВЛ 110 кВ Сальская – Трубецкая	1976	23,100	АС-120	–
206.	ВЛ 110 кВ В2 – В5	1990	8,800	АС-240	–
207.	ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская	1980	28,800	АС-150	–
208.	ВЛ 110 кВ В2 – В10	1993	9,670	АС-120	–
209.	ВЛ 110 кВ Целинская – Трубецкая	1974	25,400	АС-120	–
210.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Хуторская с отпайкой на ПС Глубокинская (ВЛ 110 кВ Зимовники – Глубокинская – Хуторская)	1962	58,500	АС-120, АС-150	2003
211.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	1987	20,220	АС-150/19	–
212.	ВЛ 110 кВ Денисовская – Овцевод	1988	17,600	АС-120	–
213.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш46 (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш46)	1982	16,450	АС-240/32, АС-120/19	–
214.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская I цепь (ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская I цепь)	1968	3,300	АС-120	–
215.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Развиленская	1978	26,500	АС-120	–
216.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С2 (ВЛ 110 кВ Г20 – С2)	1987	21,360	АС-150/19	–
217.	ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка	1990	23,100	АС-185	–
218.	ВЛ 110 кВ Черкесская – Волочаевская	1975	26,900	АС-120	–
219.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Уютная	1979	11,400	АС-120	–
220.	ВЛ 110 кВ Наримановская – Конзаводская	1978	32,700	АС-95	–
221.	ГТП – ГТП4 – НГ4 – Ш43 – НГ6 – НЗНП I	1984	4,670	АС-120/19	–
222.	ВЛ 110 кВ Ш37 – Ш14	1990	22,930	АС-150/19	–
223.	ВЛ 110 кВ Добровольская – Приморская	1991	0,050	АС-240	–
224.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	1976	38,300	АС-95	–
225.	ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62)	2008	8,800	АС-120	–
226.	Отпайка на ПС Придорожная	1988	0,060	АС-70	–
227.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное	2008	20,800	АС-120	2008
228.	ВЛ 110 кВ Зимовники – НС-3	1978	41,500	АС-185	–
229.	ВЛ 110 кВ В12 – Ш. Быстрянская	1958	4,880	АС-240	2008
230.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Добровольская	1984	1	АС-240	–
231.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш9 (ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш9)	1992	2,340	АС-150/19	–
232.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 II	1954	5,450	МГ-70, АС-150/19, АС-185/29	–
233.	ВЛ 110 кВ В12 – В11	1983	44,100	АС-150	–
234.	Отпайка на ПС Вербовая	1985	8,600	АС-95	–
235.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ЦГЭС – ВОЭЗ)	1989	7,200	АС-120, АС-240, АС-300	–
236.	ВЛ 110 кВ С7 – Н8	1977	8,300	АС-300/39	–

1	2	3	4	5	6
237.	ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ – Замчалово	1998	21,900	АС-150	–
238.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 II цепь (ВЛ 110 кВ Ш30-Ш6 2 цепь)	1974	12,725	АС-240/32	–
239.	ВЛ 110 кВ Б8 – Б12	1975	3,700	АС-150	–
240.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС15 (ВЛ 110 кВ Р4 – АС15)	1995	4,800	АС-95	–
241.	ВЛ 110 кВ КГУ – Константиновская	1975	11,500	АС-120	–
242.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганчуковская	2011	18,500	АС-150	2011
243.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2 (ВЛ 110 кВ Р40 – ГПП4 – Р17 – Р10 – Р7 – Р5)	1987	7,340	АС-300	–
244.	ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона	1986	28,630	АЖ-120	–
245.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш35	1979	27,660	АС-120/19	–
246.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Макеевская	1987	25,330	АС-120	–
247.	ВЛ 110 кВ Стройбаза-1 – Жуковская	1988	14,300	АС-240	–
248.	ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	1973	22,080	АС-150	–
249.	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6	1995	26,850	АС-95	–
250.	ВЛ 110 кВ Дружба – Дубовская	1980	24,900	АС-150	–
251.	ВЛ 110 кВ Новиковская – Алексеевская	1975	24,483	АС-150	–
252.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган (ВЛ 110 кВ Т15-М. Курган)	1961	27,264	АС-150	–
253.	ВЛ 110 кВ Егорлыкская – Целинская	1973	44,300	АС-120	–
254.	БТ3 – БТ2 1 цепь	1967	3,400	АС-120	–
255.	ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская	1975	53,500	АС-120	–
256.	ВЛ 110 кВ Н13 – Н9	1979	14,730	АС-185/29	–
257.	Р19 – Р8 2 цепь	1966	5,000	2хАС-120	–
258.	ВЛ 110 кВ А30 – А31 I цепь	1988	25,450	АС-185/24	–
259.	ВЛ 110 кВ А30 – А31 II цепь	1988	25,450	АС-300/39	–
260.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – Приморская (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – Приморская)	1984	8,800	АС-240	–
261.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 (ВЛ 110 кВ Р20 – Р29)	1973	2,370	АСО-300	–
262.	ВЛ 110 кВ А20 – А1 I цепь	1955	5,000	АС-120/19	–
263.	ВЛ 110 кВ А20 – А1 II цепь	1955	5,000	АС-120/19	–
264.	ВЛ 110 кВ Сальская – КС Сальская – Сандатовская	1974	43,200	АС 95	–
265.	ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12(ВЛ 110 кВ Р40 – АС12)	1984	18,800	АС-185	–
266.	Т-11 – Т-5 с отпайками на Т-17 1 цепь	1969	2,768	АС-150	–
267.	ВЛ 110 кВ Центральная – Цимлянская	1978	10,100	АС-150, АС-185	–
268.	БТ1 – БТ3 1 цепь	1971	4,900	АС-240	–
269.	БТ1 – БТ3 2 цепь	1971	4,900	АС-240	–
270.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 I цепь (ВЛ 110 кВ Б10 – Б3 1 цепь)	1989	0,900	АСО-300	–
271.	ВЛ 110 кВ Роговская – Балкогрузская	1986	26,600	АС-95/16	–
272.	ВЛ 110 кВ В1 – В2	1985	8,500	АС70	–

1	2	3	4	5	6
273.	ВЛ 110 кВ Зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская (ВЛ 110 кВ Зерновая – Краснолучинская – В1)	1976	22,000	АС-150	–
274.	ВЛ 110 кВ Погорелово – Чеботовская	2001	41,700	АЖ-120	–
275.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО 1 цепь	1973	6,900	АС-95	–
276.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 I цепь (ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 I цепь)	1979	5,500	АСО-400	–
277.	КЛ 110 кВ №2 от Р – 27 до КЛ 110 кВ фидер 161 1,06 километра	2011	1,060	АПвПу2г 1х400/185	–
278.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – Р19 2 цепь)	1979	8,890	АСО-300	–
279.	ВЛ 110 кВ А30 – Кугей тяговая	1972	10,500	АС-120/19	–
280.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 II цепь (ВЛ 110 кВ Б10 – Б3 2 цепь)	1989	0,900	АСО-300	–
281.	Р28 – Р8	2009	2,330	ПвПу2г 1х630/185	–
282.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Восточная – Р21 – Р2 – Р23 2 цепь)	1960	10,570	АС-240	–
283.	Отпайка на Н1 от Н4	1999	1,930	АС-150/19	–
284.	Р22 Т1 – КРУЭ 110 кВ	2009	0,200	АПвПу2г 1х400/185	–
285.	Р22 Т2 – КРУЭ 110 кВ	2009	0,200	АПвПу2г 1х400/185	–
286.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ЗИВ	1997	20,200	АС-150	–
287.	Отпайка на ПС Глубокинская	2005	0,900	АС-150	2005
288.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками (КВЛ 110 кВ Койсуг – Р31 – Р16 – ПП2 – Р22)	2009	21,530	АС-240, АС-300	–
289.	ВЛ 110 кВ Б1 – Б4	1983	24,600	АС-150	–
290.	ВЛ 110 кВ Н16 – Ш38 с отпайкой на ПС Н1 (ВЛ 110 кВ Н16 – Н1 – Ш38)	1949	28,090	МГ-95/16, АС-150/19	–
291.	Отпайка на Т-17 от Т-11 – Т-5 2 цепь	1975	2,759	АС-120	–
292.	Отпайка на ПС НС-3 от ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – НС1 – НС2 – НС3 – А30)	1986	5,600	АЖ-120	–
293.	Отпайка на Т – 24 от ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т11 – Т24 – Т24д – Т26 – Т27 – Т25)	1969	3,024	АС-185	–
294.	Отпайка к ПС Ш16	1997	0,800	АС-120/19	–
295.	ВЛ 110 кВ Н4 – Н1 – Ильичевка	1979	18,600	АС-185/29	–
296.	ВЛ 110 кВ Конзаводская – НС-6	1976	10,100	АС-95	–
297.	Отпайка на Н1 от Ш38	1999	2,220	АС-150/19	–
298.	ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра (ВЛ 110 кВ Н17 – Искра – Новиковская)	1980	27,882	АЖ-120; АС-120	–
299.	фидер 161 Р1 – Р13 [оборотка]	2003	2,920	ПвВнг2г 1х630/70	–
300.	Отпайка на Т-13 от Т-10 – Т-9/1	1969	0,849	АС-240	–
301.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Харсеевская	1988	9,040	АС-70	–
302.	КЛ 110 кВ №1 от Р – 27 до КЛ 110 кВ фидер 161 1,06 километра	2011	1,060	АПвПу2г 1х400/185	–
303.	Р28 – Р8 2 цепь	2009	2,330	ПвПу2г 1х630/185	–

1	2	3	4	5	6
304.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Ганчуковская	1994	39,400	АС-150	–
305.	Т-15 – Ефремовская с отпайками на Отрадненскую 2 цепь	1974	36,260	АС-150	–
306.	Отпайка на Отрадненскую от Т-15 – Ефремовская 1 цепь	1986	5,872	АС-150	–
307.	Отпайка на Отрадненскую от Т-15 – Ефремовская 2 цепь	1986	5,872	АС-150	–
308.	Т-15-Ефремовская с отпайками на Отрадненскую 1 цепь	1974	36,265	АС-150	–
309.	ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская (ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Богородская – Элиста Западная)	2008	14,900	АС-120	2008
310.	ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	1964	31,500	АС-150	–
311.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь (ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 2 цепь)	1958	3,000	АС-120	–
312.	Т-15 – Очистные сооружения/1 и /2 с отпайками на Дарагановскую [две цепи]	1973	49,398	АС-240	–
313.	ВЛ 110 кВ Н15 – Н21	1987	14,920	АС-120/19	–
314.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесостепь (ВЛ 110 кВ ШГТЭС – Лесостепь)	1970	15,120	АС-120/19	–
315.	Т-10 – Т-22 с отпайками на Т-23	1972	4,200	АС-240, АС-300	–
316.	ВЛ 110 кВ АС12 – Н9	1984	16,530	АС-185	–
317.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 II цепь (ВЛ 110 кВ Р5-Р19 2 цепь)	1979	5,500	АСО-400	–
318.	ВЛ 110 кВ Северный Портал – Мартыновская	1980	21,900	АС-300	–
319.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь (ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 1 цепь)	1971	3,100	АС-120	–
320.	ВЛ 110 кВ С3 – Г4	1982	23,480	АС-120/19	–
321.	Отпайка на Латоновскую от ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками (ВЛ 110 кВ Т15 – Некрасовская – Латоновская – Алексеевская)	1981	18,135	АС-120	–
322.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками (ВЛ 110 кВ Т15 – Некрасовская – Латоновская – Алексеевская)	1980	39,010	АС-150	–
323.	ВЛ 110 кВ БГ2 – АС1	1989	23,300	АС-95	–
324.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты (ВЛ 110 кВ ШГТЭС – Ш30)	1974	4,280	АС150/24, АС240/32	–
325.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 I цепь с отпайкой на ПС ГСР (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С2 I цепь с отпайкой на ПС ГСР)	2012	5,250	АС-120/19	–
326.	Отпайка НС-3	1979	0,770	АС-120	–
327.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС10 с отпайкой на ПС НЗПМ (ВЛ 110 кВ Р4 – НЗПМ – АС10)	1978	35,000	АСО-300, АС-120	–
328.	ВЛ 110 кВ Н8 – Н4	1979	5,530	АС-300/39	–
329.	ВЛ 110 кВ Дубенцовская – Большовская	1979	10,500	АС-70	–
330.	ВЛ 110 кВ Городская – ЮЗР	1984	2,710	АС-240	–
331.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	1997	17,900	АС-150	–
332.	ВЛ 110 кВ ЦОФ – Ш9	2002	3,860	АС-150/19	–
333.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Октябрьская	2009	16,300	АС-150	–

1	2	3	4	5	6
334.	ВЛ 110 кВ Н8 – НЗНП	2008	5,040	АС-185/29	–
335.	ВЛ 110 кВ ВдПТФ – Стройбаза-1	1958	16,400	АС-120, АС-240	–
336.	ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10	1962	10,600	АС-240	–
337.	ВЛ 110 кВ Б – 12 – Головокалитвенская	1975	38,400	АС-120	–
338.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – НС – 1	1964	17,900	АС-70	–
339.	ВЛ 110 кВ С2 – НЗНП с отпайкой на ПС Ш44 (ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – НЗНП)	2007	12,958	АС-185/29	–
340.	ВЛ 110 кВ СМ2 – КГУ	1979	13,700	АС-120, АСУС-185	–
341.	ВЛ 110 кВ Б- 3 – Садкинская	1992	47,300	АС-150	–
342.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С5 (ВЛ 110 кВ Г20 – С5)	1968	17,320	АС-150/24	–
343.	ВЛ110 кВ НЭЗ – ГТП II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ (ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТПЗ – ГТП 2 цепь)	1995	3,020	АС-240	–
344.	ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная	1993	22,200	АС-150/24	–
345.	ВЛ 110 кВ Каргинская – В. Свечниковская	1976	47,560	АС-120	–
346.	ВЛ 110 кВ Туриловская – Сулин	1987	25,080	АС-95 – 8,1 километра АС-120 – 17 километров	–
347.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I	1985	3,800	АС-120/19	–
348.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II	1985	3,800	АС-120/19	–
349.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	1960	3,880	АС-240	–
350.	Т-15 – Т-21 1 цепь	1988	11,851	АС-120, АС-240, АС-300	–
351.	Т- 15 – Т-21 2 цепь	1988	11,851	АС-120, АС-240, АС-300	–
352.	Т-15-Носовская с отпайками на Лиманную	1984	21,847	АС-150	–
353.	Отпайка от ВЛ 110 кВ С2 – НЗНП с отпайкой на ПС Ш44 (ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – НЗНП)	1986	28,100	АС-120/19	–
354.	Отпайка от ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 (ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – ЦОФ)	1986	37,630	АС-120	–
355.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП I цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – ГПП I цепь)	1998	3,200	АС-240	–
356.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП II цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – ГПП II цепь)	1998	3,200	АС-240	–
357.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ2	1988	23,200	АС-150	–
358.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г15	2002	15,200	АС 185/29, АС150/19	–
359.	ВЛ 110 кВ КТЭЦ – Погорелово 2 цепь	1963	15,500	АС-150	–
360.	ВЛ 110 кВ Отпайка на К – 4 от ВЛ 110 кВ КТЭЦ – Погорелово 1 цепь	1976	2,700	АС-150	–
361.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово I цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – К4 – Погорелово 1 цепь)	1963	15,500	АС-150	–
362.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная	1997	23,500	АС-240	–

1	2	3	4	5	6
363.	ВЛ 110 кВ Ш47 – СМ1	1979	3,300	АС-120	–
364.	ВЛ 110 кВ С2 – С5	1999	19,670	АС-150	–
365.	КВЛ 110 кВ Т-10 – Самбек с отпайкой на ПС Т10 тяговая (КВЛ 110 кВ Т10 – Т10 тяговая – Самбек)	1975	10,329	АС-120, АС-150	–
366.	Т-24 – Т-11 1 цепь	1970	1,172	АС-185, АС-240	–
367.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная – 2 цепь	1978	27,53	АС-120	–
368.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 П цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 2 цепь)	1958	31,600	АС-120/19	–

Таблица № 18

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ПС	Общая характеристика ПС		
			год ввода в эксплуатацию	год реконструкции	классы напряжения (кВ)
1	2	3	4	5	6
1.	ВЭС	Центральная	1951	–	110/35/6
2.	ВЭС	Обливная	1953	–	110/35/6
3.	ВЭС	Василевская	1963	–	110/35/10
4.	ВЭС	Добровольская	1964	–	110/35/6
5.	ВЭС	Северный Портал	1985	–	110/35/6
6.	ВЭС	НС1	1966	–	110/6
7.	ВЭС	НС2	1967	–	110/6
8.	ВЭС	Приволенская	1973	–	110/10
9.	ВЭС	Глубокинская	1973	–	110/10
10.	ВЭС	Большовская	1971	–	110/35/10
11.	ВЭС	Конзаводская	1976	–	110/10
12.	ВЭС	Константиновская	1976	–	110/35/10
13.	ВЭС	Заветинская	1976	–	110/35/10
14.	ВЭС	Дружба	1975	–	110/10
15.	ВЭС	Мартыновская	1953	2012	110/35/10
16.	ВЭС	Хуторская	1983	–	110/35/10
17.	ВЭС	НС9	1978	–	110/35/6
18.	ВЭС	Дубенцовская	1978	–	110/35/10
19.	ВЭС	НС3	1966	–	110/35/6
20.	ВЭС	НС6	1978	–	110/6
21.	ВЭС	Комаровская	1989	–	110/35/10
22.	ВЭС	Октябрьская	1981	–	110/10/6
23.	ВЭС	Б. Ремонтное	1981	–	110/10
24.	ВЭС	Ремонтненская	1963	–	110/35/10
25.	ВЭС	Дубовская	1981	–	110/35/10
26.	ВЭС	Цимлянская	1982	–	110/35/10

1	2	3	4	5	6
27.	ВЭС	Денисовская	1982	–	110/10
28.	ВЭС	Богородская	1982	–	110/10
29.	ВЭС	КГУ	1982	–	110/35/10
30.	ВЭС	ВПТФ	1983	–	110/10
31.	ВЭС	Искра	1983	–	110/10
32.	ВЭС	Шебалинская	1984	–	110/35/10
33.	ВЭС	Несмеяновская	1985	–	110/10
34.	ВЭС	Вербовая	1985	–	110/10
35.	ВЭС	Харьковская	1986	–	110/35/10
36.	ВЭС	Малая Лучка	1987	–	110/10
37.	ВЭС	Овцевод	1988	–	110/35/10
38.	ВЭС	Харсеевская	1988	–	110/6
39.	ВЭС	Жуковская	1989	–	110/10/6
40.	ВЭС	Черкасы	1990	–	110/35/10
41.	ВЭС	Наримановская	1989	–	110/10
42.	ВЭС	Стычная	1992	–	110/35/10
43.	ЗЭС	Г2	1954	–	110/35/6
44.	ЗЭС	Г4	1957	–	110/35/6
45.	ЗЭС	Г9	1978	–	110/6
46.	ЗЭС	Г10	1973	–	110/35/6
47.	ЗЭС	Г13	1984	–	110/6
48.	ЗЭС	Г14	1986	–	110/6
49.	ЗЭС	Г15	1989	–	110/6
50.	ЗЭС	Г18	1995	–	110/6
51.	ЗЭС	Н1	1952	–	110/6
52.	ЗЭС	Н4	1954	–	110/35/6
53.	ЗЭС	Н8	1953	–	110/35/6
54.	ЗЭС	Н9	1976	–	110/35/10
55.	ЗЭС	Н13	1979	–	110/10
56.	ЗЭС	Н15	1986	–	110/35/10
57.	ЗЭС	Н16	1981	2012	110/10
58.	ЗЭС	Н17	1963	–	110/35/10
59.	ЗЭС	Н21	1988	–	110/10
60.	ЗЭС	С2	1947	–	110/6
61.	ЗЭС	С5	1977	–	110/10
62.	ЗЭС	С6	1969	–	110/6
63.	ЗЭС	С7	1989	–	110/10
64.	ЗЭС	Ш6	1970	–	110/6
65.	ЗЭС	Ш8	1953	–	110/35/6
66.	ЗЭС	Ш9	1963	–	110/35/6

1	2	3	4	5	6
67.	ЗЭС	Ш14	1958	–	110/35/27/10
68.	ЗЭС	Ш16	1981	–	110/35/10
69.	ЗЭС	Ш34	1975	–	110/35/10
70.	ЗЭС	Ш35	1982	–	110/35/10
71.	ЗЭС	Ш36	1978	–	110/10
72.	ЗЭС	Ш37	1978	–	110/10
73.	ЗЭС	Ш38	1980	–	110/10
74.	ЗЭС	Ш42	1984	–	110/10
75.	ЗЭС	Ш43	1984	–	110/6
76.	ЗЭС	Ш44	1986	–	110/35/6
77.	ЗЭС	Ш46	1988	–	110/6
78.	ЗЭС	Ш47	1989	–	110/10
79.	ЗЭС	Ш49	2004	–	110/10
80.	СВЭС	Тарасовская	1980	–	110/35/10
81.	СВЭС	Чеботовская	1971	–	110/35/10
82.	СВЭС	Б4	1980	–	110/35/10
83.	СВЭС	ЗИВ	1981	–	110/6
84.	СВЭС	Волченская ПТФ	1986	–	110/10
85.	СВЭС	Гундоровская	1952	–	110/35/6
86.	СВЭС	К10	1998	–	110/35/6
87.	СВЭС	К4	1958	–	110/35/10/6
88.	СВЭС	Б1	1956	–	110/35/6
89.	СВЭС	Б3	1954	–	110/35/10
90.	СВЭС	Б5	1964	–	110/35/6
91.	СВЭС	Богатовская ПТФ	1979	–	110/10
92.	СВЭС	Голово-Калитвинская	1989	–	110/10
93.	СВЭС	Б2	1992	–	110/6
94.	СВЭС	Б8	1960	–	110/35/6
95.	СВЭС	Б12	1989	–	110/35/6
96.	СВЭС	Б11	1976	–	110/35/10
97.	СВЭС	Милютинская	1979	–	110/35/10
98.	СВЭС	Обливская ПТФ	1979	–	110/35/10
99.	СВЭС	Обливская-1	1965	–	110/35/10
100.	СВЭС	Советская-2	1983	–	110/35/10
101.	СВЭС	ГПП-1	1991	–	110
102.	СЭС	Сулин	1983	–	110/35/10
103.	СЭС	Суходольная	1978	–	110/10
104.	СЭС	Сохрановская	1977	–	110/35/10
105.	СЭС	Ал. Лозовская	1977	–	110/35/10
106.	СЭС	В. Свечниковская	1976	–	110/35/10

1	2	3	4	5	6
107.	СЭС	Вешенская 1	1976	–	110/35/10
108.	СЭС	ГОК	1984	–	110/35/10
109.	СЭС	Дегтевская	1998	–	110/10
110.	СЭС	Индустрия	1984	–	110/35/10
111.	СЭС	Казанская	1997	–	110/35/10
112.	СЭС	Калининская	1978	–	110/35/10
113.	СЭС	Каргинская	1985	–	110/35/10
114.	СЭС	Кашарская	1982	–	110/35/10
115.	СЭС	Колодязенская	1992	–	110/35/10
116.	СЭС	Макеевская	1989	–	110/10
117.	СЭС	Маяк	1981	–	110/35/10
118.	СЭС	Миллеровская	1975	–	110/10
119.	СЭС	Новоселовская	1983	–	110/10
120.	СЭС	НСЗ	1979	–	110/35/10
121.	СЭС	Промзона	1988	–	110/10
122.	СЭС	Тиховская	1972	2012	110/35/10
123.	СЭС	Туриловская	1988	–	110/10
124.	СЭС	Чертковская	2015	–	110/35/10
125.	ЦЭС	АС1	1972	–	110/35/10
126.	ЦЭС	АС10	1991	2017	110/10
127.	ЦЭС	АС11	1987	–	110/35/10
128.	ЦЭС	АС12	1985	–	110/10
129.	ЦЭС	АС15	2007	–	110/10
130.	ЦЭС	АС4	1974	–	110/10
131.	ЦЭС	АС6	1995	–	110/10
132.	ЦЭС	БГ1	1974	–	110/35/10
133.	ЦЭС	БГ2	1973	–	110/35/10
134.	ЦЭС	БГ6	1980	–	110/10
135.	ЦЭС	БТ1	1958	–	110/6/6
136.	ЦЭС	БТ2	1958	–	110/35/6
137.	ЦЭС	БТ3	1967	–	110/6/6
138.	ЦЭС	В1	2001	–	110/35/10/6
139.	ЦЭС	В10	1985	–	110/35/10
140.	ЦЭС	В2	1985	–	110/10
141.	ЦЭС	ГТП	1952	–	110/35/10
142.	ЦЭС	КС3	1988	2009	110/6
143.	ЦЭС	НГ4	1986	–	110/10
144.	ЦЭС	НГ5	1990	–	110/10/6
145.	ЦЭС	НГ6	1982	–	110/6
146.	ЦЭС	НГ8	1995	–	110/6

1	2	3	4	5	6
147.	ЦЭС	P1	1929	–	110/35/6
148.	ЦЭС	P10	1973	–	110/10/10
149.	ЦЭС	P12	2005	–	110/6/6
150.	ЦЭС	P16	1985	–	110/6/6
151.	ЦЭС	P17	1973	–	110/6/6
152.	ЦЭС	P19	1981	–	110/10/10
153.	ЦЭС	P2	1930	–	110/35/6
154.	ЦЭС	P22	2006	–	110/35/6
155.	ЦЭС	P23	1987	–	110/6/6
156.	ЦЭС	P24	1973	–	110/6/6
157.	ЦЭС	P25	1985	–	110/10/6
158.	ЦЭС	P26	1972	2010	110/10/6
159.	ЦЭС	P28	2008	–	110/10/6
160.	ЦЭС	P29	1978	–	110/10/10
161.	ЦЭС	P3	1930	–	110/6/6
162.	ЦЭС	P31	1980	–	110/6/6
163.	ЦЭС	P32	1979	–	110/10/6
164.	ЦЭС	P33	1979	–	110/10/6
165.	ЦЭС	P35	1985	–	110/10/6
166.	ЦЭС	P37	1993	–	110/10/6
167.	ЦЭС	P38	1981	–	110/10
168.	ЦЭС	P5	1936	–	110/6/6
169.	ЦЭС	P6	1976	–	110/10/10
170.	ЦЭС	P7	1955	–	110/35/6
171.	ЦЭС	P8	1967	–	110/10/6
172.	ЦЭС	СМ2	1979	–	110/35/10
173.	ЦЭС	СМ1	1965	–	110/35/10
174.	ЦЭС	СМ3	1954	–	110/35/6
175.	ЦЭС	СМ4	1977	–	110/10
176.	ЦЭС	P27	2011	–	110/10/6
177.	ЮВЭС	АРЗ	1981	–	110/35/10
178.	ЮВЭС	Волочаевская	1979	–	110/35/10
179.	ЮВЭС	Ганчуковская	1984	–	110/35/10
180.	ЮВЭС	Екатериновская (НПС)	1981	–	110/35/6
181.	ЮВЭС	Куберле 2	1990	–	110/35/10
182.	ЮВЭС	НС1	1971	–	110/35/6
183.	ЮВЭС	Орловская	1976	–	110/35/10
184.	ЮВЭС	Пролетарская	1976	–	110/35/10
185.	ЮВЭС	Развильненская	1977	–	110/35/10
186.	ЮВЭС	Сандатовская	1977	–	110/35/10

1	2	3	4	5	6
187.	ЮВЭС	Трубецкая	1978	–	110/35/10
188.	ЮВЭС	Уютная	1979	–	110/10
189.	ЮВЭС	Черкесская	1976	–	110/10
190.	ЮВЭС	Целинская	1975	–	110/35/10
191.	ЮЗЭС	Алексеевская	1980	–	110/35/10
192.	ЮЗЭС	Дарагановская	1977	–	110/35/10
193.	ЮЗЭС	Ефремовская	1985	–	110/10
194.	ЮЗЭС	Искра	1983	–	110/10
195.	ЮЗЭС	Латоновская	1978	–	110/35/10
196.	ЮЗЭС	Лиманная	1978	–	110/10
197.	ЮЗЭС	Некрасовская	1986	–	110/10
198.	ЮЗЭС	Новиковская	1981	–	110/35/10
199.	ЮЗЭС	Носовская	1986	–	110/10
200.	ЮЗЭС	Отраденская	1984	–	110/10
201.	ЮЗЭС	Очистные сооружения	1976	–	110/35/6
202.	ЮЗЭС	Рябиновская	1984	–	110/35/10
203.	ЮЗЭС	Самбек	1969	–	110/10
204.	ЮЗЭС	Синявская	1974	–	110/35/10
205.	ЮЗЭС	Т1	1930	–	110/35/6
206.	ЮЗЭС	Т11	1939	–	110/35/6
207.	ЮЗЭС	Т13	1965	–	110/35/6
208.	ЮЗЭС	Троицкая 1	1973	–	110/35/10
209.	ЮЗЭС	Т17	1980	–	110/6
210.	ЮЗЭС	Т24	1969	–	110/35/6
211.	ЮЗЭС	Т25	1978	–	110/35/6
212.	ЮЗЭС	Т26	1982	–	110/10
213.	ЮЗЭС	Т27	1982	–	110/10
214.	ЮЗЭС	Т5	1973	–	110/6
215.	ЮЗЭС	Т9	1961	–	110/6
216.	ЮЗЭС	Федоровская	1975	–	110/35/10
217.	ЮЗЭС	Чалтырь 2	1981	–	110/35/10
218.	ЮЗЭС	Т-10 (тяговая)	1989	–	110/35
219.	ЮЭС	Егорлыкская	1973	–	110/35/10
220.	ЮЭС	Роговская	1979	–	110/35/10
221.	ЮЭС	Балкогрозская	1978	–	110/35/10
222.	ЮЭС	А1	1975	2011	110/35/6
223.	ЮЭС	А25	1981	–	110/6
224.	ЮЭС	А26	2008	–	110/10
225.	ЮЭС	А31	1989	–	110/135/10
226.	ЮЭС	А32	1991	–	110/35/10

1	2	3	4	5	6
227.	ЮЭС	НС1	1985	–	110/10/6
228.	ЮЭС	НС2	1984	–	110/10/6
229.	ЮЭС	НС3	1990	–	110/35/10/6
230.	ЮЭС	Самарская	1974	–	110/35/10
231.	ЮЭС	А12	1982	–	110/10
232.	ЮЭС	ЗР10	1985	–	110/10
233.	ЮЭС	ЗР14	1979	–	110/35/10
234.	ЮЭС	ЗР15	1979	–	110/10
235.	ЮЭС	ЗР3	1983	–	110/10
236.	ЮЭС	Маньчская	1978	–	110/10
237.	ЮЭС	Краснолучинск	1982	–	110/35/10
238.	ЮЭС	Полячки	1990	–	110/10
239.	ЮЭС	Звонкая	1980	–	110/35/10
240.	ЮЭС	БОС	1981	–	110/10
241.	ЮЭС	Юбилейная	1980	–	110/35/10

На период до 2021 года планируются к строительству или реконструкции следующие ВЛ и ПС:

По сети 500 кВ:

1. Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА в 2019 году.

2. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская ориентировочной протяженностью 300 километров с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную и установкой ШР-180 МВАр в 2017 году.

3. Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 500 километров в 2017 году.

4. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку и спрямлением ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская с установкой второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская в 2019 году.

По сети 220 кВ:

5. Строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК суммарной ориентировочной протяженностью 42 километра (2×21 километр) в 2018 году;

6. Строительство ПС 220 кВ КМК с трансформаторной мощностью 606 МВА (2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА) в 2018 – 2019 годах.

7. Строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская суммарной ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров) в 2017 году.

8. Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА) в 2017 году.

9. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр) в 2021 году.

10. Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2021 году.

По сети 110 кВ:

11. Строительство заходов КВЛ 110 кВ P23 – P22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная ориентировочной протяженностью 1 километр (2×0,5 километра) с образованием КВЛ 110 кВ P22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ P23 – Спортивная с отпайкой на ПС P25 в 2017 году.

12. Строительство ПС 110 кВ Спортивная с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2017 году.

13. Реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов 6,3 МВА и 2,5 МВА на 2×40 МВА в 2017 году.

14. Реконструкция ПС 110 ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь для замыкания транзита 110 кВ НЭЗ – НЗБ в 2019 году.

15. Строительство ПС 110 кВ Колодези с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) и установкой ИРМ 25 МВАр в 2017 году.

16. Строительство ПС 110 кВ Кутейниково с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) и установкой ИРМ 25 МВАр в 2017 году.

17. Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой силовых трансформаторов Т1 и Т2 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

**5.6.2. Существующие и планируемые
к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции,
установленная мощность которых превышает 5 МВт**

Существующие электростанции энергосистемы Ростовской области по состоянию на 1 января 2017 г. приведены в таблице № 19.

Таблица № 19

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (МВт)	Собственник
1	2	3	4
1.	Ростовская АЭС	3 000,0	АО «Концерн Росэнергоатом»
2.	Новочеркасская ГРЭС	2 258,0	ПАО «ОГК-2»
3.	Волгодонская ТЭЦ-2	420,0	ООО «Волгодонская тепловая генерация»
4.	Цимлянская ГЭС	211,5	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
5.	Ростовская ТЭЦ-2	200,0	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»
6.	Шахтинская ГТЭС	96,9	ООО «Шахтинская ГТЭС»
7.	Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	18,0	АО «ГТ Энерго»
8.	ТЭЦ Ростсельмаш	6,0	ООО «Ростсельмашэнерго»
9.	РК-3	5,25	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы в период до 2021 планируется строительство и ввод в эксплуатацию блока № 4 Ростовской АЭС АО «Концерн Росэнергоатом» в 2017 году мощностью 1070 МВт.

**5.6.3. Сводные данные по развитию
электрической сети напряжением ниже 110 кВ**

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ представлены в таблице № 20.

Таблица № 20

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Вводы и реконструкции ЛЭП (километров)	273,36	185,75	301,33	276,71	216,12
Вводы и реконструкции трансформаторной мощности (МВА)	23,91	11,13	66,58	23,68	56,20

**5.6.4. Существующие и планируемые к строительству или реконструкции,
выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие
на основе использования возобновляемых источников энергии**

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы в период до 2021 планируется строительство и ввод ветроэлектростанции ВЭС Беглица ЗАО «ВГК» в 2018 году установленной мощностью 16,5 МВт, однако ввод ВЭС Беглица, согласно СиПР ЕЭС, относится к категории дополнительных и не учитывается в расчете режимно-балансовой ситуации.

5.7. Анализ функционирования и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше

Анализ функционирования и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше, представлены в подразделе 5.4 настоящего раздела.

5.8. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на период формирования СиПР с учетом объемов электропотребления на территории энергосистемы Ростовской области и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами

Балансы мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2021 года составлены с учетом прогнозируемого уровня электропотребления, намечаемого ввода мощности на электростанциях и расчетного резерва мощности на них (в соответствии с распределением резерва между электростанциями ОЭС Юга) и приведены в подразделе 5.2 настоящего раздела.

С вводом в промышленную эксплуатацию четвертого блока 1070 МВт на Ростовской АЭС в 2017 году избыток мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы возрастут к 2021 году до 4 011,7 МВт и до 20 922 млн кВт.ч. Избытки мощности и электроэнергии предполагается передавать в другие энергосистемы ОЭС Юга.

Балансы мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2021 года приведены в подразделе 5.10 настоящего раздела.

Исходя из сформированных балансов мощности и электроэнергии, для покрытия потребности энергосистемы Ростовской области строительство новых генерирующих мощностей на ее территории, кроме учтенных в балансах, не требуется.

5.9. Перечень планируемых к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ростовской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы в период до 2021 планируется строительство и ввод в эксплуатацию блока № 4 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» Ростовская АЭС в 2017 году и ветроэлектростанции ВЭС Беглица ЗАО «ВГК» в 2018 году, однако ввод ВЭС Беглица, согласно СиПР ЕЭС, относится к категории дополнительных и не учитывается в расчете режимно-балансовой ситуации.

Вывод из эксплуатации или перемаркировка генерирующих объектов, согласно СиПР ЕЭС, на период до 2021 года не планируется.

Перечень планируемых к строительству генерирующих объектов представлен в таблице № 21.

Таблица № 21

Наименование станции	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2017 – 2021 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ростовская АЭС								
4 ВВЭР-1200	ядерное топливо	новое строительство	1070	–	–	–	–	1070
Всего по станции:	–	–	1070	–	–	–	–	1070

5.10. Балансы мощности и электроэнергии Ростовской области и режимы работы электрических станций на расчетный период формирования Программы (показатели балансов и прогноз приводятся по годам на период формирования Программы)

С целью выявления возможных балансовых дефицитов или избытков, определяющих требования к развитию основных электрических сетей, в соответствии с ожидаемой потребностью в мощности и электрической энергии с учетом прогнозируемых наиболее вероятных вводов мощности на электростанциях, формируется баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на час прохождения собственного максимума нагрузки.

Динамика баланса мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2021 года (на основе прогноза потребления системного оператора) представлена в таблицах № 22 и 23.

Таблица № 22

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7
АЭС	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2
ВИЭ	–	–	–	–	–
Потребность (собственный максимум)	3103	3139	3198	3210	3245
Дефицит (-) / избыток (+)	4153,7	4117,7	4058,7	4046,7	4011,7

Таблица № 23

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление	18247	18450	18714	18959	19215
Среднегодовые темпы прироста (процентов)	-1,53	1,11	1,43	1,31	1,35
Производство электроэнергии, в том числе:	33891	36847	39802	39996	40137
АЭС	23000	26500	31566	33246	30867
ГЭС	425	430	450	450	450
ТЭС	10466	9917	7786	6300	8820
ВИЭ	–	–	–	–	–
Сальдо-переток (-) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии энергосистемой	-15644	-18397	-21088	-21037	-20922

В соответствии с представленным прогнозом баланс мощности и электроэнергии энергосистемы Ростовской области в 2017 году имеет избыток электроэнергии в объеме 15 644 млн кВт·ч. Начиная с 2018 года намечается рост производства электроэнергии, который составит 18,42 процента или 6246 млн кВт·ч. Рост производства электроэнергии связан с вводом в работу и началом эксплуатации блока № 4 Ростовской АЭС. К 2021 году избыток электроэнергии достигнет величины 20 922 млн кВт·ч. Динамика величины сальдо-перетока электроэнергии представлена на рис. 30.



Рис. 30

Баланс электрической мощности энергосистемы Ростовской области характеризуется наличием превышения величины установленной мощности над величиной потребления мощности. В 2017 году избыток электрической мощности составляет 4 153,7 МВт, величина которого к 2021 году падает до значения 4 011,7 МВт, что связано с ростом собственного потребления мощности энергосистемы и отсутствием вводов новых генерирующих объектов начиная с 2018 года.

5.11. Разработанный на основании балансовых и электрических расчетов перечень необходимых мероприятий по развитию и реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ и выше с описанием возможных технологических рисков, обусловленных невыполнением разработанных мероприятий

Анализ проведенных расчетов электрических режимов в нормальных и аварийных схемах на период 2017 – 2021 годов показали, что мероприятия, предусмотренные инвестиционными программами собственников электротехнического оборудования, техническими условиями на технологическое присоединение и Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы, являются достаточными для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ростовской области.

Предложения по развитию электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области сведены в таблицу № 24.

№ п/п	Наименование мероприятия	Вводимая мощность/протяженность	Назначение мероприятия
1	2	3	4
1.	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего АТ 500/220 кВ	501 МВА	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината
2.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную	300 километров, 180 Мвар	обеспечение выдачи мощности блока №4 1070 МВт Ростовской АЭС
3.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку	87,8 километров	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской области
4.	Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	500 километров	обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь
5.	Строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК	2×21 километр	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината
6.	Строительство ПС 220 кВ КМК	2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината
7.	Строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская	2×16 километров	обеспечение технологического присоединения КЭСК (Коммунальная энергосервисная компания)
8.	Строительство ПС 220 кВ Генеральская	2×125 МВА	обеспечение технологического присоединения КЭСК (Коммунальная энергосервисная компания)
9.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех	2×1 километр	обеспечение технологического присоединения ООО «Донские биотехнологии»
10.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения ООО «Донские биотехнологии»
11.	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная с образованием КВЛ 110 кВ Р22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ Р23 – Спортивная с отпайкой на ПС Р25	2×0,5 километра	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (стадион «Ростов-Арена» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)
12.	Строительство ПС 110 кВ Спортивная	2×40 МВА	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (стадион «Ростов-Арена» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)
13.	Реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов 6,3 МВА и 2,5 МВА на трансформаторы по 40 МВА каждый	2×40 МВА	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (аэропортовый комплекс «Платов» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)
14.	Реконструкция ПС 110 ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь	–	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима нормальной и в ремонтных схемах сети
15.	Строительство ПС 110 кВ Колодези с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА)	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
16.	Строительство ПС 110 кВ Кутейниково с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА)	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»

1	2	3	4
17.	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	23 километра	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
18.	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	61 километр	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
19.	Строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези	38,5 километра	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
20.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 МВАр	25 Мвар	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
21.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 МВАр	25 Мвар	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»
22.	Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2	125 МВА	ликвидация превышения АДТН в ПАР, снижения напряжений ниже АДН в ПАР.
23.	ПС 110 кВ Р1: замена выключателей 110 кВ на выключатели с большей отключающей способностью	–	ликвидация превышения ТКЗ.
24.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой силовых трансформаторов по 25 МВА на трансформаторы по 40 МВА каждый	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ПАО «Роствертол»
25.	ПС 110 кВ Т11: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 проводом МГ-70	–	ликвидация превышения АДТН в ПАР
26.	ПС 110 кВ Т25: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 проводом АС-95	–	ликвидация превышения АДТН в ПАР
27.	Волгодонская ТЭЦ-2: установка АОПО ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор и ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	–	ликвидация превышения АДТН в ПАР
28.	ПС 220 кВ Р-20: замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	–	ликвидация превышения МДП в контролируемом сечении
29.	ПС 110 кВ Р19: замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	–	ликвидация превышения МДП в контролируемом сечении

5.12. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу с указанием года ввода в работу, в том числе для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, представлен в таблице № 25.

Таблица № 25

№ п/п	Наименование мероприятия	Вводимая мощность / протяженность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия
1	2	3	4	5
1.	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ	501 МВА	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината	2019 год
2.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская с	300 километров 180 Мвар	обеспечение выдачи мощности блока № 4 1070 МВт Ростовской АЭС	2017 год

1	2	3	4	5
	расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную			
3.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку	87,8 километра	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской области	2019 год
4.	Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	500 километров	обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	2017 год
5.	Строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК	2×21 километр	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината	2018 год
6.	Строительство ПС 220 кВ КМК	2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА	обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината	2018-2019 годы
7.	Строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская	2×16 километров	обеспечение технологического присоединения КЭС (Коммунальная энергосервисная компания)	2017 год
8.	Строительство ПС 220 кВ Генеральская	2×125 МВА	обеспечение технологического присоединения КЭС (Коммунальная энергосервисная компания)	2017 год
9.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех	2×1 километр	обеспечение технологического присоединения ООО «Донские биотехнологии»	2021 год
10.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения ООО «Донские биотехнологии»	2021 год
11.	Строительство заходов КВЛ 110 кВ P23 – P22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная с образованием КВЛ 110 кВ P22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ P23 – Спортивная с отпайкой на ПС P25	2×0,5 километра	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (стадион «Ростов-Арена» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)	2017 год
12.	Строительство ПС 110 кВ Спортивная	2×40 МВА	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (стадион «Ростов-Арена» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)	2017 год
13.	Реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов 6,3 МВА и 2,5 МВА на трансформаторы по 40 МВА каждый	2×40 МВА	обеспечение электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года (аэропортовый комплекс «Платов» и сопутствующие инфраструктурные и социальные объекты)	2017 год
14.	Реконструкция ПС 110 ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь	2×3,1 километра	обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима нормальной и в ремонтных схемах сети	2019 год
15.	Строительство ПС 110 кВ Колодези с трансформаторной	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год

1	2	3	4	5
	мощностью 80 МВА (2×40 МВА);			
16.	Строительство ПС 110 кВ Кутейниково с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА)	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
17.	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	23 километра	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
18.	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	61 километр	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
19.	Строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези	38,5 километра	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
20.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 МВАр	25 Мвар	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
21.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 МВАр	25 Мвар	обеспечение технологического присоединения объектов ОАО «РЖД»	2017 год
22.	Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2	125 МВА	ликвидация превышения АДТН в ПАР, снижения напряжений ниже АДН в ПАР	2021 год
23.	ПС 110 кВ Р1: замена выключателей 110 кВ на выключатели с большей отключающей способностью	–	ликвидация превышения ТКЗ	2019 год
24.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой силовых трансформаторов по 25 МВА на трансформаторы по 40 МВА каждый	2×40 МВА	обеспечение технологического присоединения объектов ПАО «Роствертол»	2018 год
25.	ПС 110 кВ Т11: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 проводом МГ-70	–	ликвидация превышения АДТН в ПАР	2019 год
26.	ПС 110 кВ Т25: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 выполненной проводом АС-95	–	ликвидация превышения АДТН в ремонтной схеме	2019 год
27.	Волгодонская ТЭЦ-2: установка АОПО ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор и ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	–	ликвидация превышения АДТН в ПАР	2019 год
28.	ПС 220 кВ Р-20: замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	–	ликвидация превышения МДП в контролируемом сечении	2019 год
29.	ПС 110 кВ Р19: замена ВЧЗ в ячейках ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь и ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	–	ликвидация превышения МДП в контролируемом сечении	2019 год

5.13. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Ростовской области, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы, а также с инвестиционными программами и информацией собственников в период до 2021 планируются вводы следующих сетевых объектов и выполнение следующих мероприятий:

По объектам генерации:

1. Ввод энергоблока № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт на Ростовской АЭС в 2017 году.

По сети 500 кВ:

1. Реконструкция ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА в 2019 году.

2. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская ориентировочной протяженностью 300 километров с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную и установкой ШР-180 Мвар в 2017 году.

3. Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 километра с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку в 2019 году.

4. Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 500 километров в 2017 году.

по сети 220 кВ:

5. Строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК суммарной ориентировочной протяженностью 42 километра (2×21 километр) в 2018 году.

6. Строительство ПС 220 кВ КМК трансформаторной мощностью 606 МВА (2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА) в 2018-2019 годах.

7. Строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская суммарной ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров) в 2017 году.

8. Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА) в 2017 году.

9. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр) в 2021 году.

10. Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2021 году.

по сети 110 кВ:

1. Строительство заходов КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками на ПС 110 кВ Спортивная ориентировочной протяженностью 1 километр (2×0,5 километра) с образованием КВЛ 110 кВ Р22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ Р23 – Спортивная с отпайкой на ПС Р25 в 2017 году.

2. Строительство ПС 110 кВ Спортивная с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2017 году.
3. Реконструкция ПС 110 кВ АС10 с заменой силовых трансформаторов 6,3 МВА и 2,5 МВА на 2×40 МВА в 2017 году.
4. Реконструкция ПС 110 ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь для замыкания транзита 110 кВ НЭЗ – НЗБ в 2019 году.
5. Строительство ПС 110 кВ Колодези с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2017 году.
6. Строительство ПС 110 кВ Кутейниково с трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) в 2017 году.
7. Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези ориентировочной протяженностью 23 километра в 2017 году.
8. Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково ориентировочной протяженностью 61 километр в 2017 году.
9. Строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези ориентировочной протяженностью 38,5 километра в 2017 году.
10. Установка ИРМ на ПС 110 кВ Колодези мощностью не менее 25 МВАр в 2017 году.
11. Установка ИРМ на ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 МВАр в 2017 году.
12. Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой силовых трансформаторов по 25 МВА на трансформаторы 40 МВА каждый в 2018 году.

5.14. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Ростовской области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей

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 № 26 приведены примеры плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Ростовской области.

Таблица № 26

Субъект	Наименование показателя	Значение показателя по годам				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «МРСК Юга» «Ростовэнерго»	показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	8,617	8,5073	8,380	8,254	8,130
Филиал ПАО «МРСК Юга» «Ростовэнерго»	показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	2,580	2,550	2,512	2,474	2,437
АО «Донэнерго»	показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	2,356	2,320	2,285	2,251	2,217
АО «Донэнерго»	показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,144	1,127	1,110	1,093	1,077

На основании предоставленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица № 27, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и предоставленных ими данных.

Таблица № 27

Наименование показателя	Значение показателя по годам				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	5,4865	5,4136	5,3323	5,2525	5,1736
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,862	1,8385	1,8108	1,7835	1,7569

На основании анализа таблицы № 27 можно сделать вывод, что Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd) и показатель средней частоты прекращений 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.

5.15. Обоснования необходимых мероприятий по развитию электрических сетей на этапах развития энергосистемы на период формирования по результатам проведения расчетов электрических режимов в нормальных и ремонтных схемах с учетом возникновения нормативных аварийных возмущений в указанных схемах

5.15.1. Режимы работы энергосистемы Ростовской области до 2021 года

Расчеты электрических режимов проводились для следующих перспективных схемно-балансовых ситуаций:

режим зимних и летних максимальных нагрузок 2017 г.;

режим зимних и летних минимальных нагрузок 2017 г.;

режим зимних и летних максимальных нагрузок 2019 г.;

режим зимних и летних минимальных нагрузок 2019 г.;

режим зимних и летних максимальных нагрузок 2021 г.;

режим зимних и летних минимальных нагрузок 2021 г.

Вышеперечисленные режимы представлены на рис. 45 – 60.

5.15.2. Мероприятия, необходимые для технологического подключения новых потребителей энергосистемы Ростовской области

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» с максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 480 МВт необходимо выполнить:

реконструкцию ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА;

строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК суммарной ориентировочной протяженностью 42 километра (2×21 километр);

строительство ПС 220 кВ КМК трансформаторной мощностью 606 МВА (2×160 МВА, 2×80 МВА, 2×63 МВА).

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания» с максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 100 МВт необходимо выполнить:

строительство двух ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская суммарной ориентировочной протяженностью 32 километра (2×16 километров);

строительство ПС 220 кВ Генеральская с трансформаторной мощностью 250 МВА (2×125 МВА).

Подключение энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» с максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 35 МВт необходимо выполнить:

строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2×1 километр);

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

Подключение энергопринимающих устройств ОАО «РЖД».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Колодези и ПС 110 кВ Кутейниково) с суммарной максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 57 МВт необходимо и достаточно выполнить:

реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Промзона с расширением на 2 линейные ячейки 110 кВ;

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

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

строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези;

строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково;

строительство ВЛ 110 кВ Кутейниково – Колодези;

установку ИРМ на ПС 110 кВ Колодези и ПС 110 кВ Кутейниково мощностью не менее 25 Мвар каждая;

строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая;

реконструкцию ПС 220 кВ Погорелово с установкой второго АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА;

замену ТТ ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская на ПС 110 кВ Серафимович на ТТ с номинальным током не менее 300 ампер.

В настоящее время мероприятия по строительству ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая, реконструкции ПС 220 кВ Погорелово с установкой второго АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и замене ТТ ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская на ПС 110 кВ Серафимович выполнены.

Подключение энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол».

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» с максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 12 МВт необходимо выполнить строительство кабельных линий 6 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ БТ2 и реконструкцию ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

5.15.3. Мероприятия, необходимые для обеспечения надежного электроснабжения потребителей

В соответствии с утвержденной Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы в период 2017 – 2021 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы и удовлетворения спроса на электрическую энергию и мощность планируется реализация следующего мероприятия:

строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 километра с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку.

Для обеспечения передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь, а также увеличения максимально (аварийно) допустимого перетока в сечении «Кубань – Крым» до 860 МВт планируется реализация следующего мероприятия:

строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань ориентировочной протяженностью 500 километров.

5.16. Оценка потребности в увеличении трансформаторной мощности и источников реактивной мощности на период формирования СиПР

На основании перспективных приростов потребления электрической энергии и мощности центров питания, на которых необходимо проведение реконструкции с увеличением трансформаторной мощности, не выявлено.

Для обеспечения надежного функционирования объектов чемпионата мира по футболу 2018 года необходимо проведение реконструкции ПС 110 кВ АС10 с установкой двух силовых трансформаторов 40 МВА каждый.

Для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» с максимальной заявленной мощностью энергопринимающих устройств 12 МВт необходима реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

5.17. Разработанные мероприятия по развитию региональной энергосистемы, содержащие графические материалы

1. Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области на 2021 год представлена на рис. 43.

2. Схема для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области на 2021 год представлена на рис. 44.

3. Схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для проведенных расчетных режимов представлены на рис. 45 – 60.

5.18. Мероприятия и схемы для обеспечения внешнего энергоснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года на необходимом уровне напряжения

На основании требований ФИФА к обеспечению надежного электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года разработаны схемы внешнего электроснабжения. Для надежного функционирования и бесперебойного электроснабжения объектов в 2017 году планируется строительство ПС 110 кВ Спортивная (2×40 МВА) с заходами КВЛ 110 кВ P23 – P22 с отпайками с образованием КВЛ 110 кВ P22 – Спортивная и КВЛ 110 кВ P23 – Спортивная с отпайкой на ПС P25. Данная схема позволяет обеспечить надежное электроснабжение объектов в случае отключения одной из питающих ВЛ.

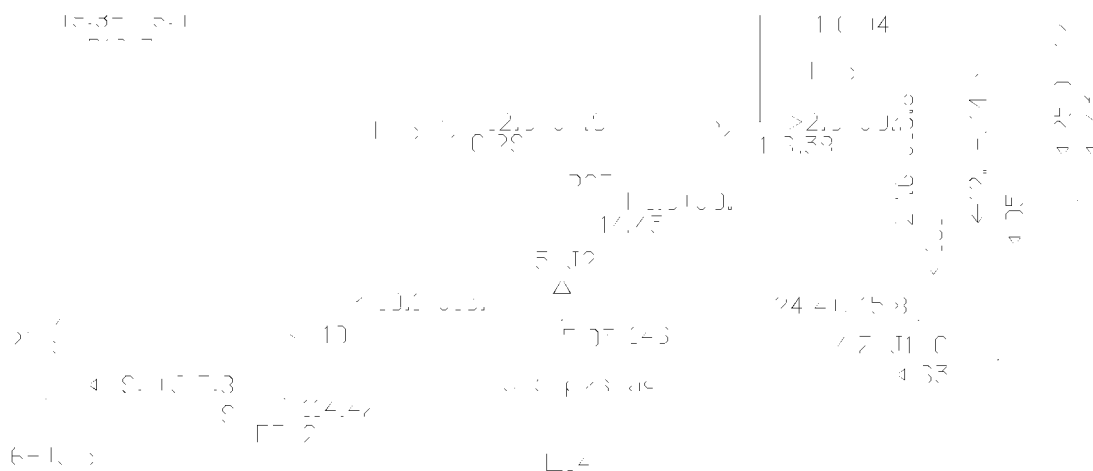


Рис. 31

Также для покрытия перспективной нагрузки аэропортового комплекса «Платов» в 2017 году планируется проведение реконструкции ПС 110 кВ AC10 с заменой силовых трансформаторов на 2×40 МВА.

5.19. Мероприятия и схемы для обеспечения внешнего энергоснабжения территории опережающего социально-экономического развития «Гуково» на необходимом уровне напряжения

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

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.

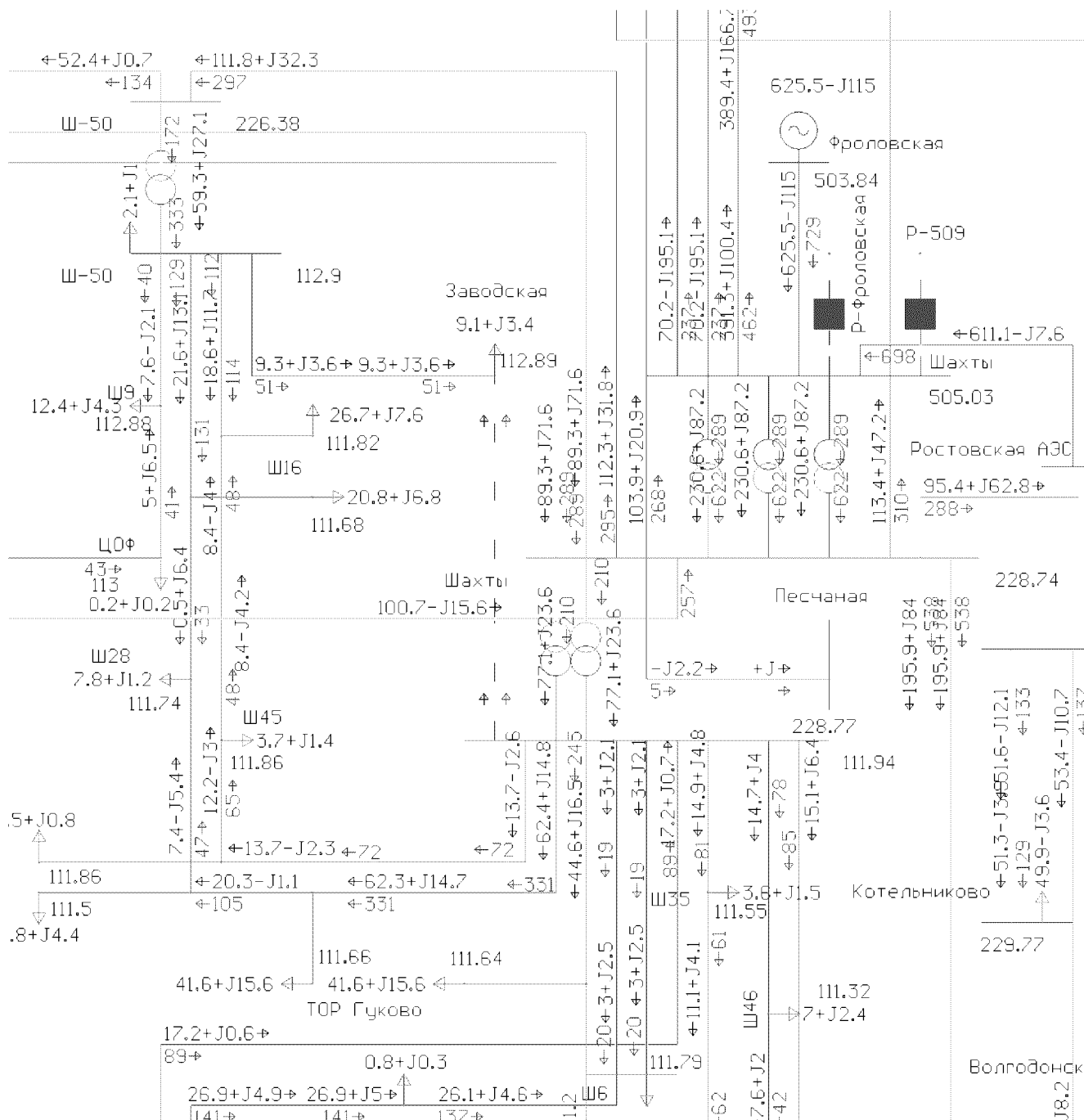


Рис. 32

С целью проверки достаточности предложенных мероприятий проведены следующие расчеты электрических режимов:

одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 на ПС 220 кВ Шахты;

отключение ВЛ 110 кВ Шахты – С6 на ПС 220 кВ Шахты с переводом полной нагрузки ПС 110 кВ ТОР Гуково на ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8;

отключение ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50;

отключение ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50;

отключение АТ-1 ПС 220 кВ Ш-50;
 ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Ш-50 и аварийное отключение ВЛ 110 кВ
 Шахты – С6;
 ремонт АТ-1 и аварийное отключение АТ-2 1 ПС 500 кВ Шахты.

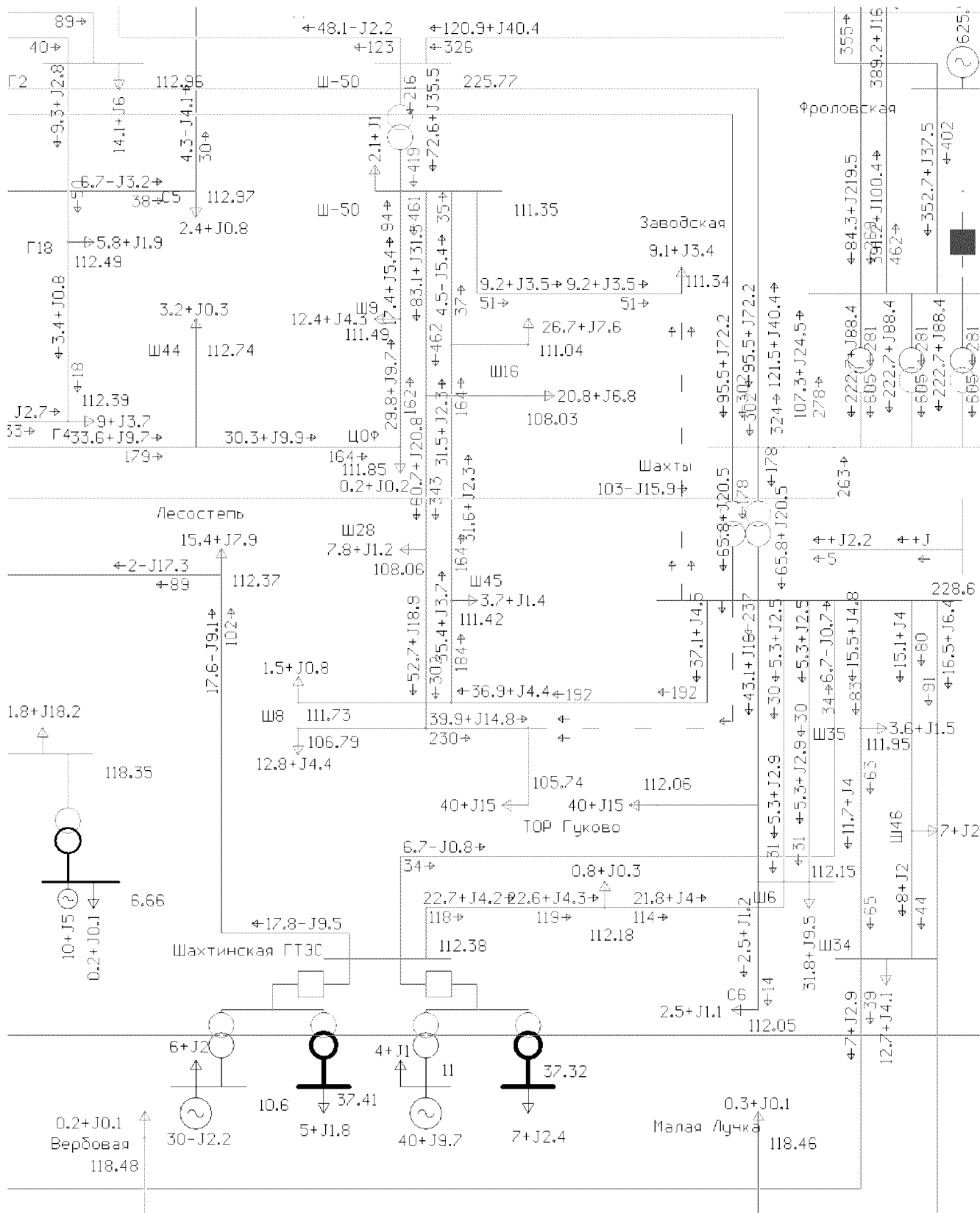


Рис. 33

Как видно из рис. 33, одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 на ПС 220 кВ Шахты не приводит к нарушению параметров электрического режима. Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 составляет 462 ампера, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 220 кВ Ш-50 и АТ на ПС 500 кВ Шахты не выявлено.

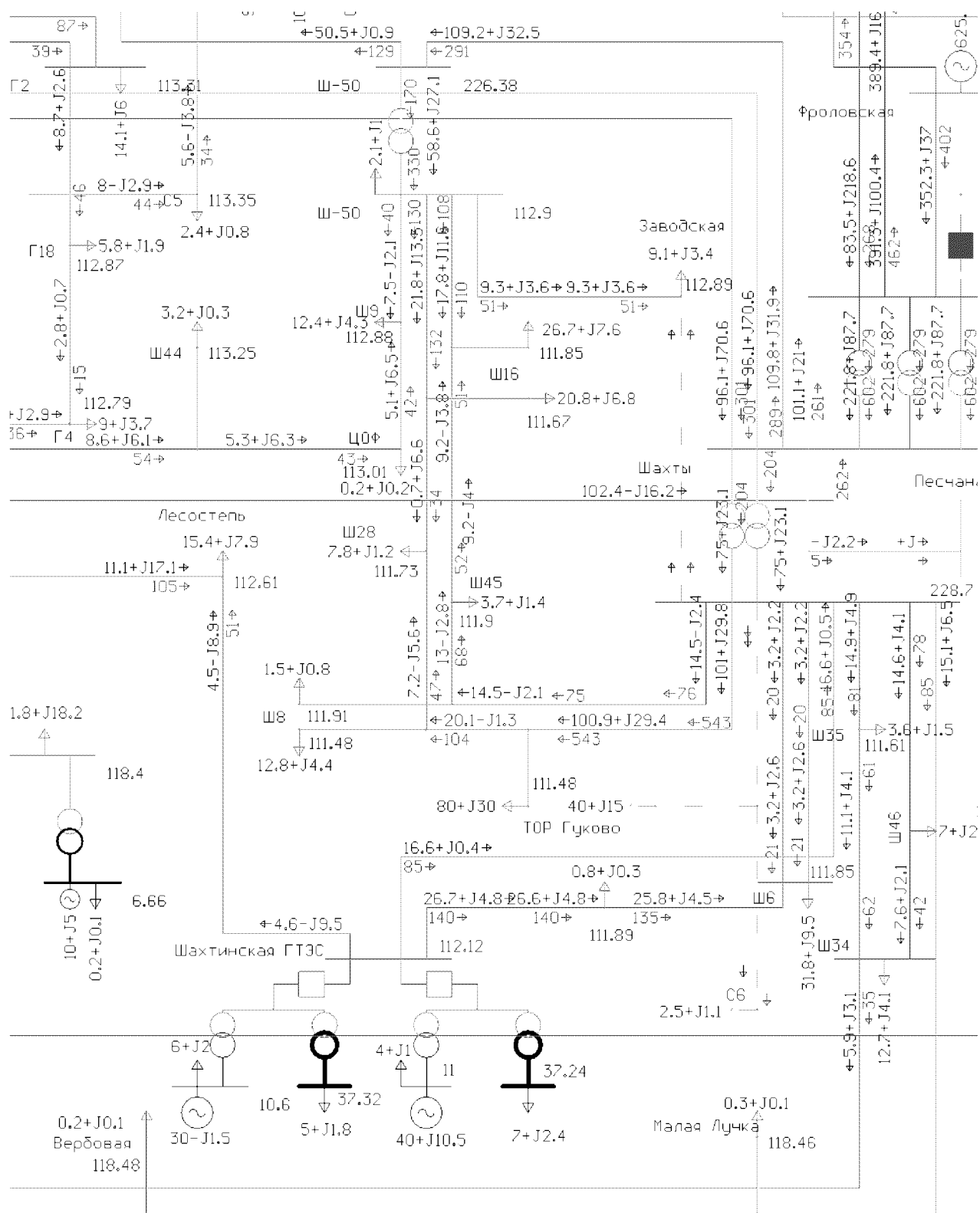


Рис. 34

Как видно из рис. 36, отключение ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 не приводит к нарушению параметров электрического режима. Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 319 ампер, ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50 – 188 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 220 кВ Ш-50 и АТ на ПС 500 кВ Шахты не выявлено.

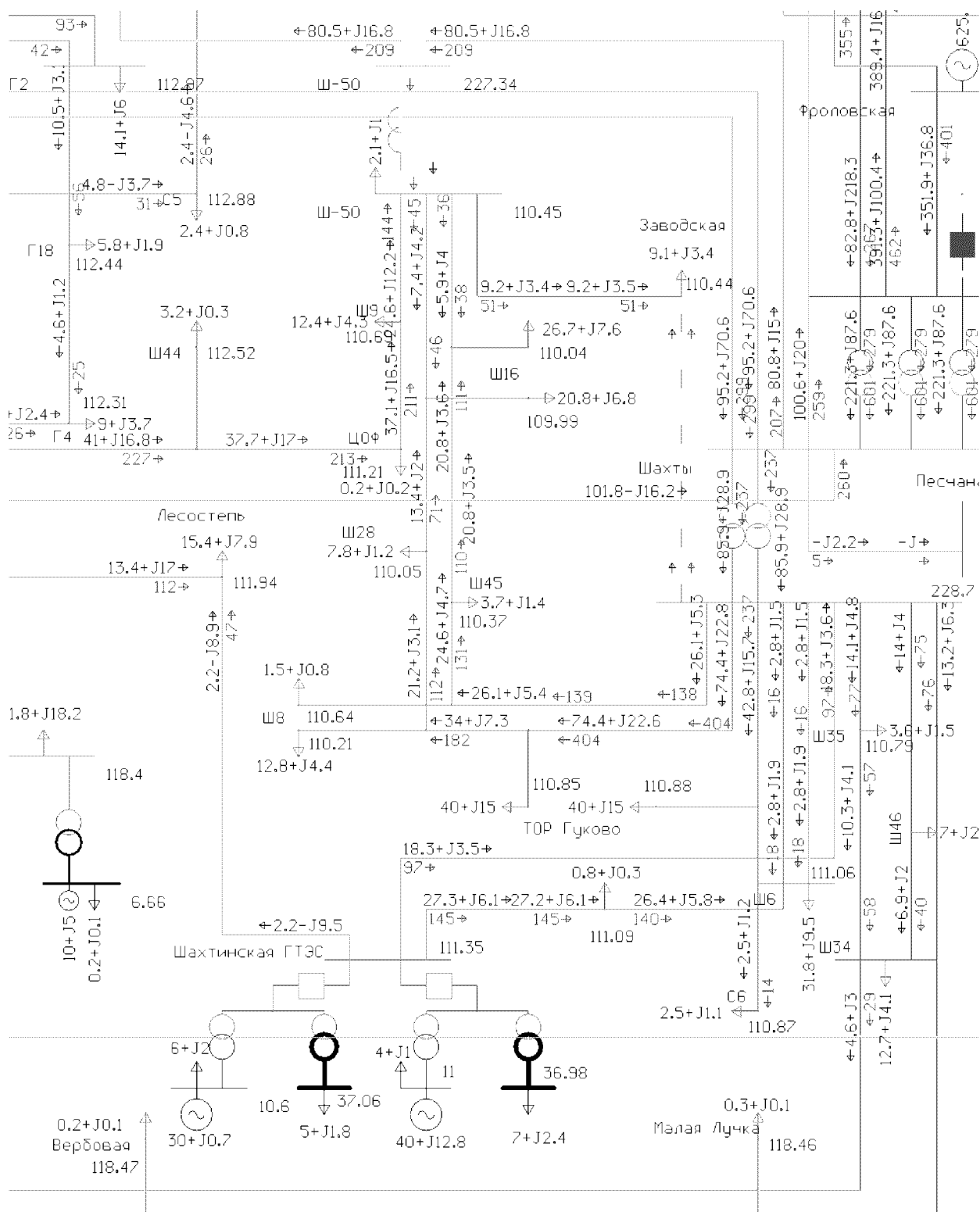


Рис. 37

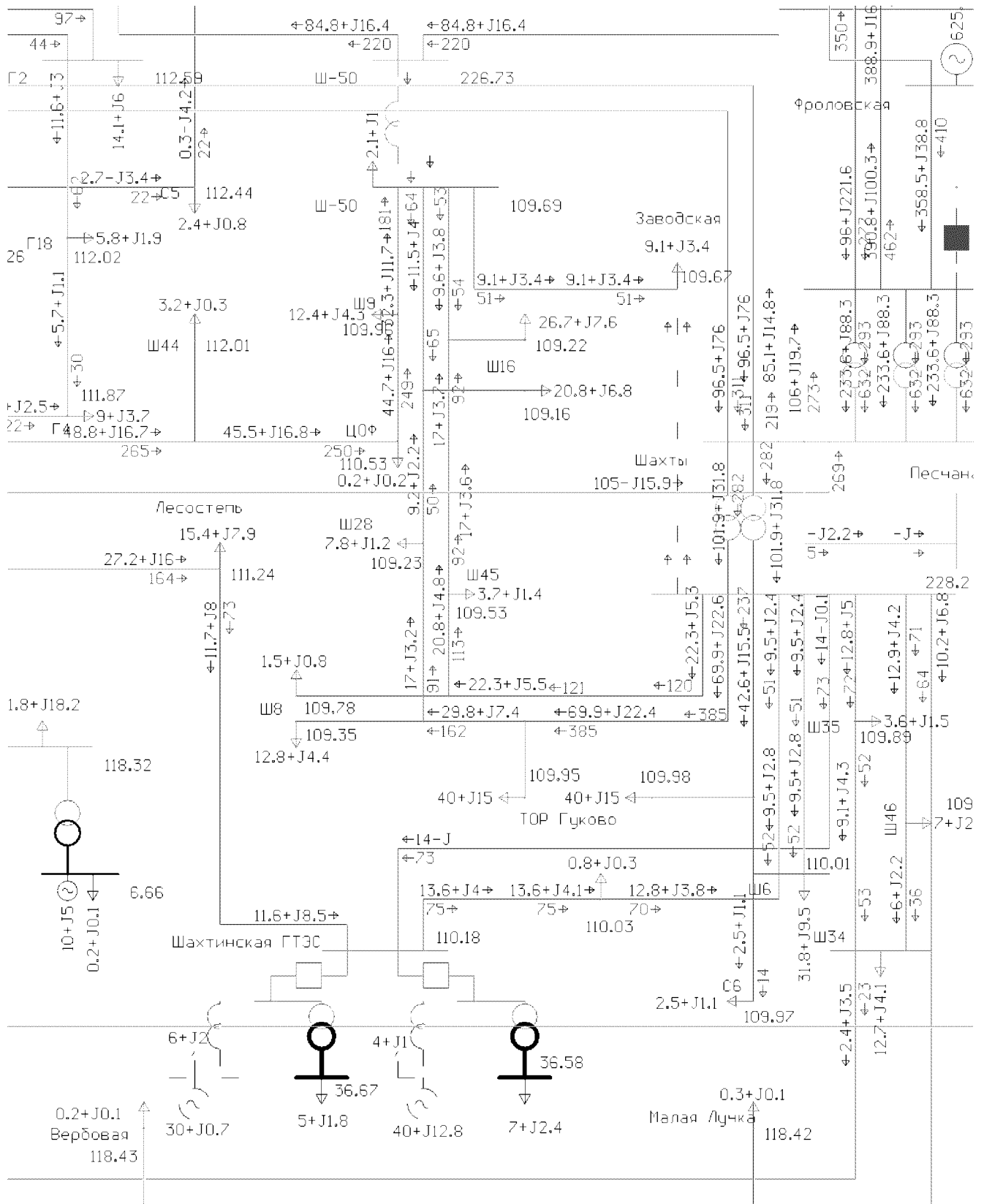


Рис. 38

Как видно из рис. 37, отключение АТ-1 ПС 220 кВ Ш-50 (ремонт ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50) не приводит к нарушению параметров электрического режима. Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 404 ампера, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 500 кВ Шахты не выявлено. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 составляет 227 ампер при ДДТН 317 ампер.

С учетом выведенного из работы генерирующего оборудования Шахтинской ГТЭС отключение АТ-1 ПС 220 кВ Ш-50 (ремонт ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50 и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50) не приводит к нарушению параметров электрического режима (рис. 38). Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 385 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 500 кВ Шахты не выявлено. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 составляет 265 ампер что не превышает ДДТН (317 ампер). Таким образом, токовая нагрузка находится в области допустимых значений.

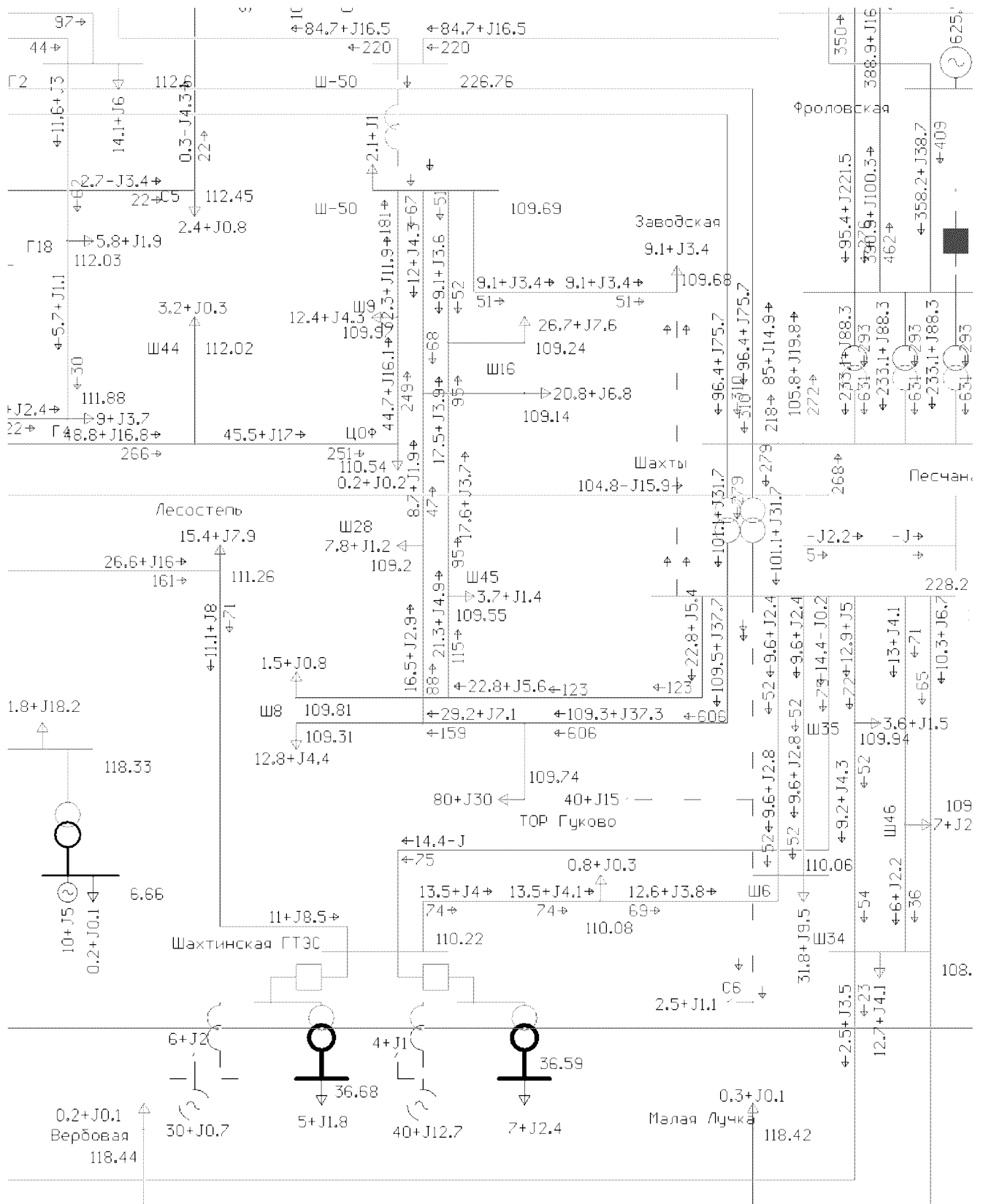


Рис. 40

С учетом выведенного из работы генерирующего оборудования Шахтинской ГТЭС ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Ш-50 и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Шахты – С6 приводит к нарушению параметров электрического режима (рис. 40). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 606 ампер, что превышает допустимую токовую нагрузку для провода АС-240. Требуется замена токоограничивающего оборудования: провод ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 от ПС 500 кВ Шахты до отпайки на ПС 110 кВ ТОР Гуково. Перегрузки АТ на ПС 500 кВ Шахты не выявлено. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 составляет 266 ампер что не превышает ДДТН при +30 градусах (317 ампер). Таким образом, токовая нагрузка находится в области допустимых значений.

Ремонт АТ-1 и аварийное отключение АТ-2 ПС 500 кВ Шахты (рис. 41) не приводит к нарушению параметров электрического режима. Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 128 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 составляет 326 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 220 кВ Ш-50 не выявлено. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 не превышает 212 ампер при минимальном ДДТН при +30 градусах 317 ампер.

С учетом выведенного из работы генерирующего оборудования Шахтинской ГТЭС ремонт АТ-1 и аварийное отключение АТ-2 ПС 500 кВ Шахты (рис. 42) не приводит к нарушению параметров электрического режима. Токовая нагрузка оборудования и напряжения прилегающей сети находятся в области допустимых значений. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8 составляет 60 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16 составляет 410 ампер, что не превышает допустимую токовую нагрузку. Перегрузки АТ на ПС 220 кВ Ш-50 не выявлено. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44 составляет 275 ампер что не превышает ДДТН при +30 градусах (317 ампер). Таким образом, токовая нагрузка находится в области допустимых значений.

На основании приведенных выше расчетов электрических режимов можно сделать вывод о достаточности предлагаемых мероприятий.

После подачи заявки на технологическое присоединение, выдачи и утверждения технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ТЭСЭР «Гуково» (при условии заключения договора об осуществлении технологического присоединения), определения сроков реализации, мероприятия, необходимые для обеспечения технологического присоединения потребителей ТЭСЭР «Гуково», могут быть включены в Схему и программу развития электроэнергетики Ростовской области.

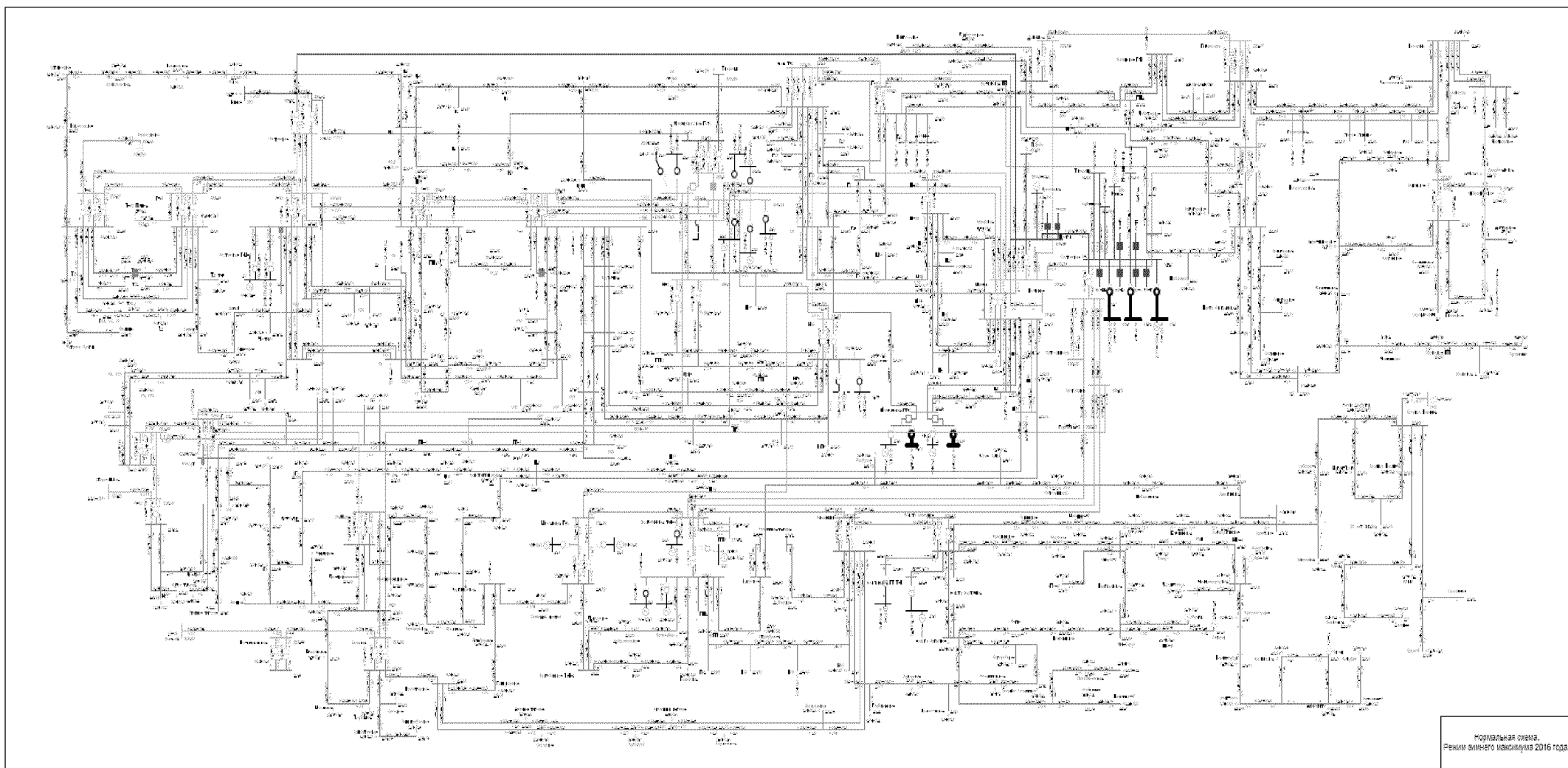


Рис. 45

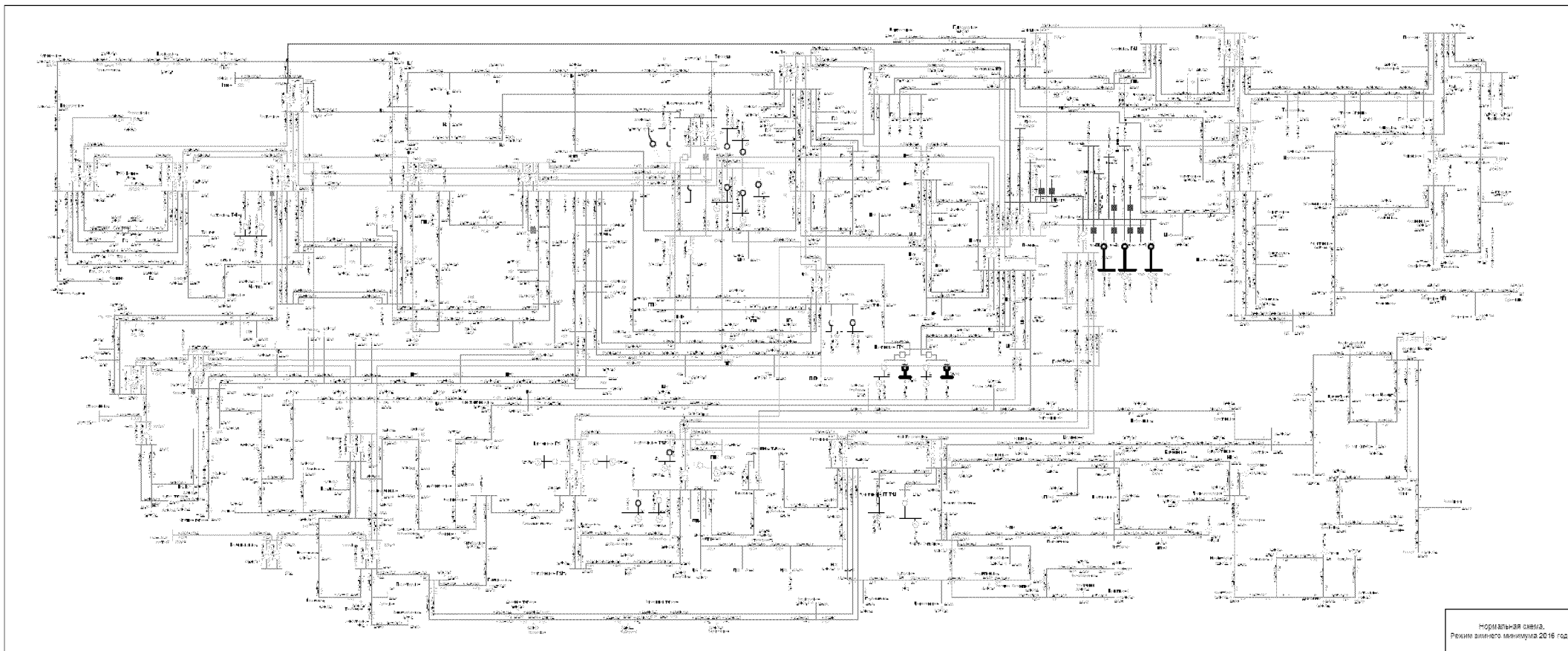


Рис. 46

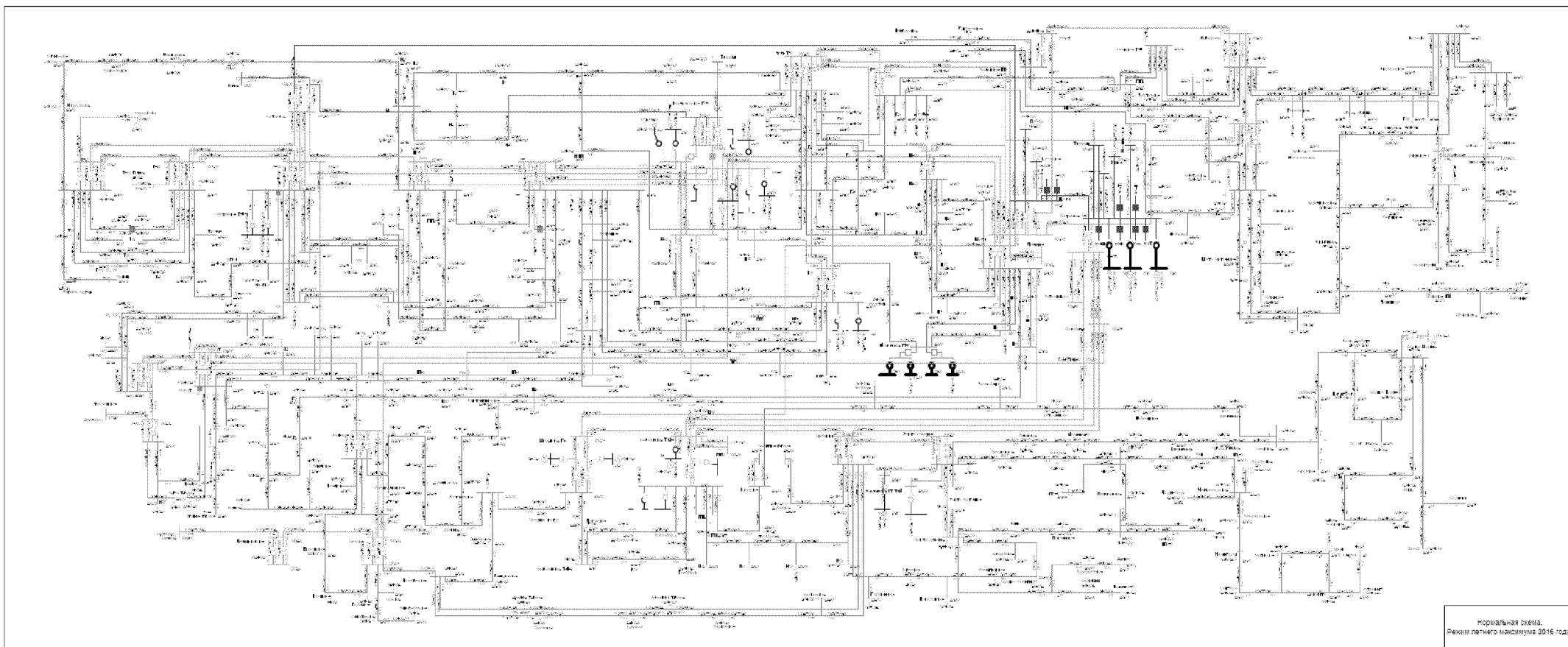


Рис. 47

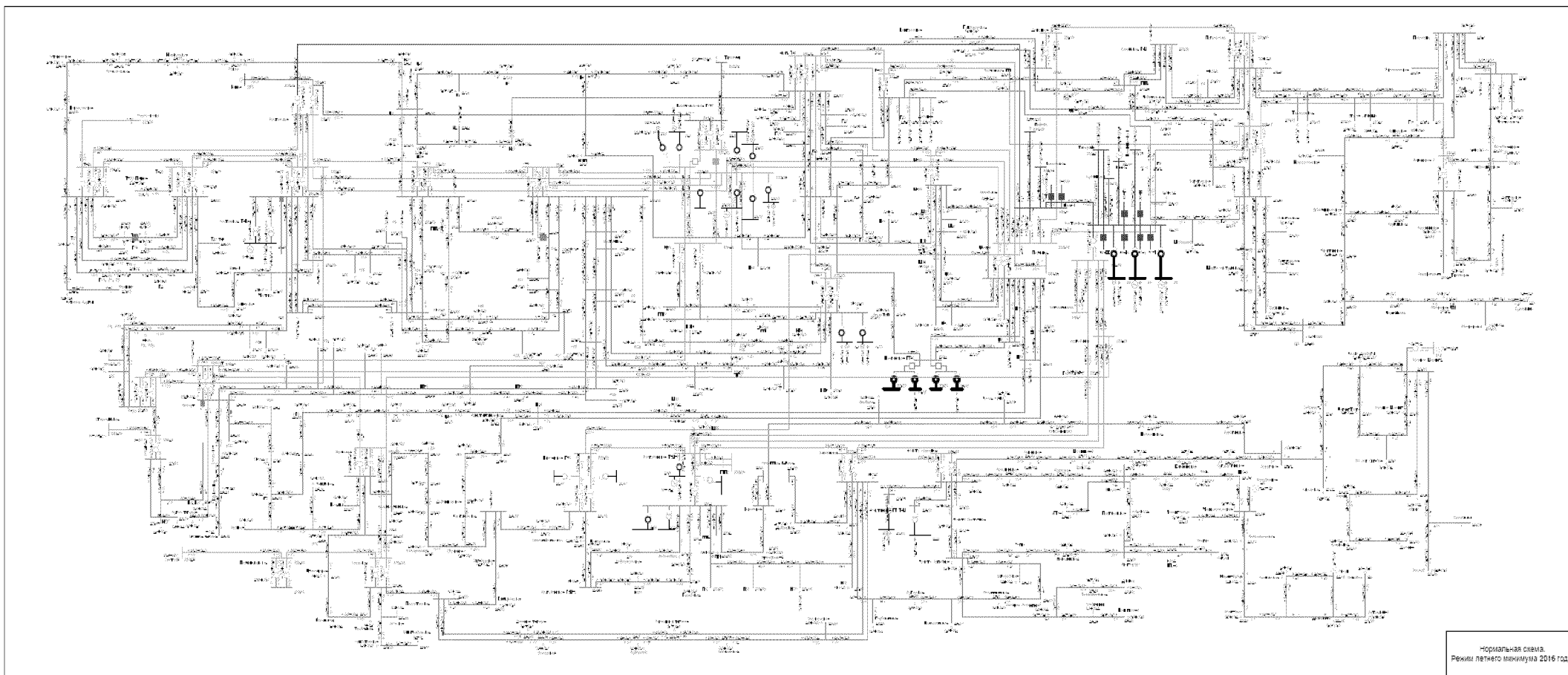


Рис. 48

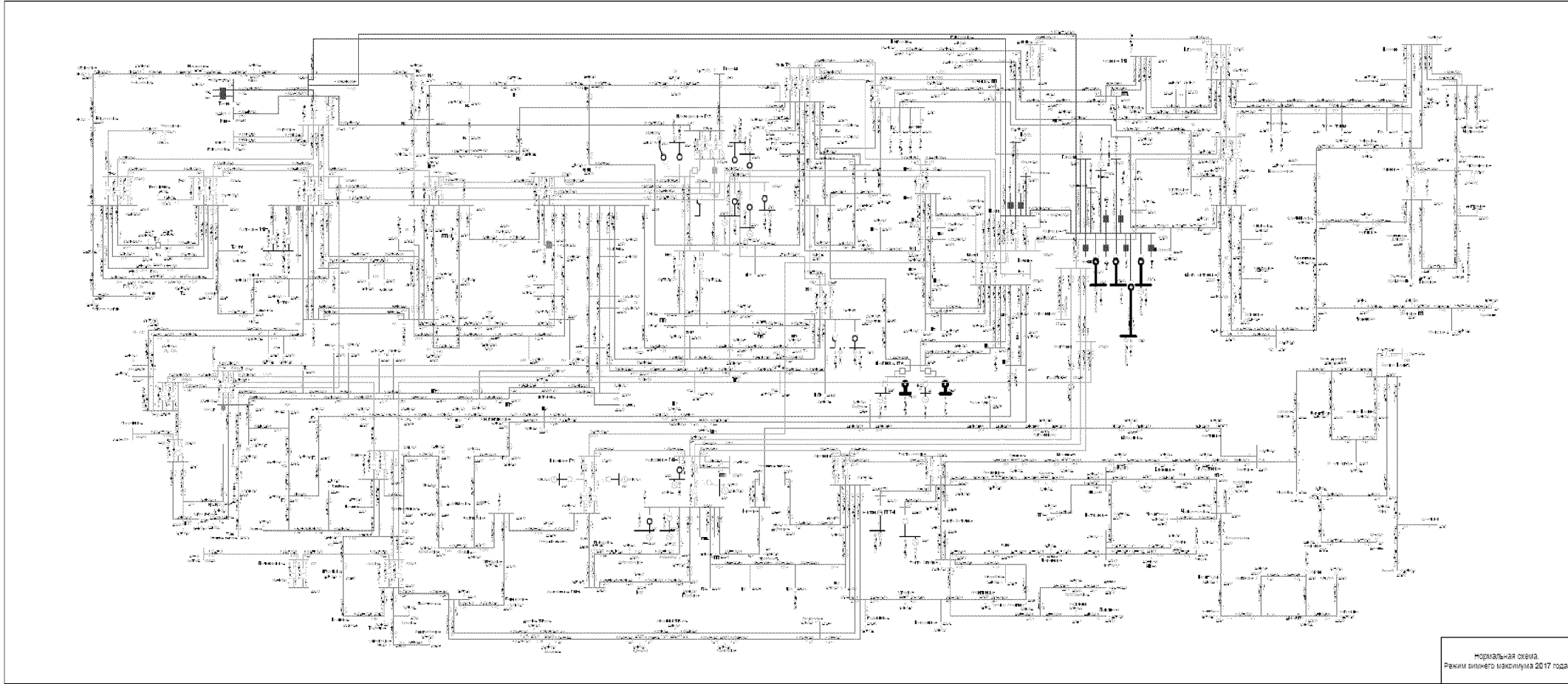


Рис. 49

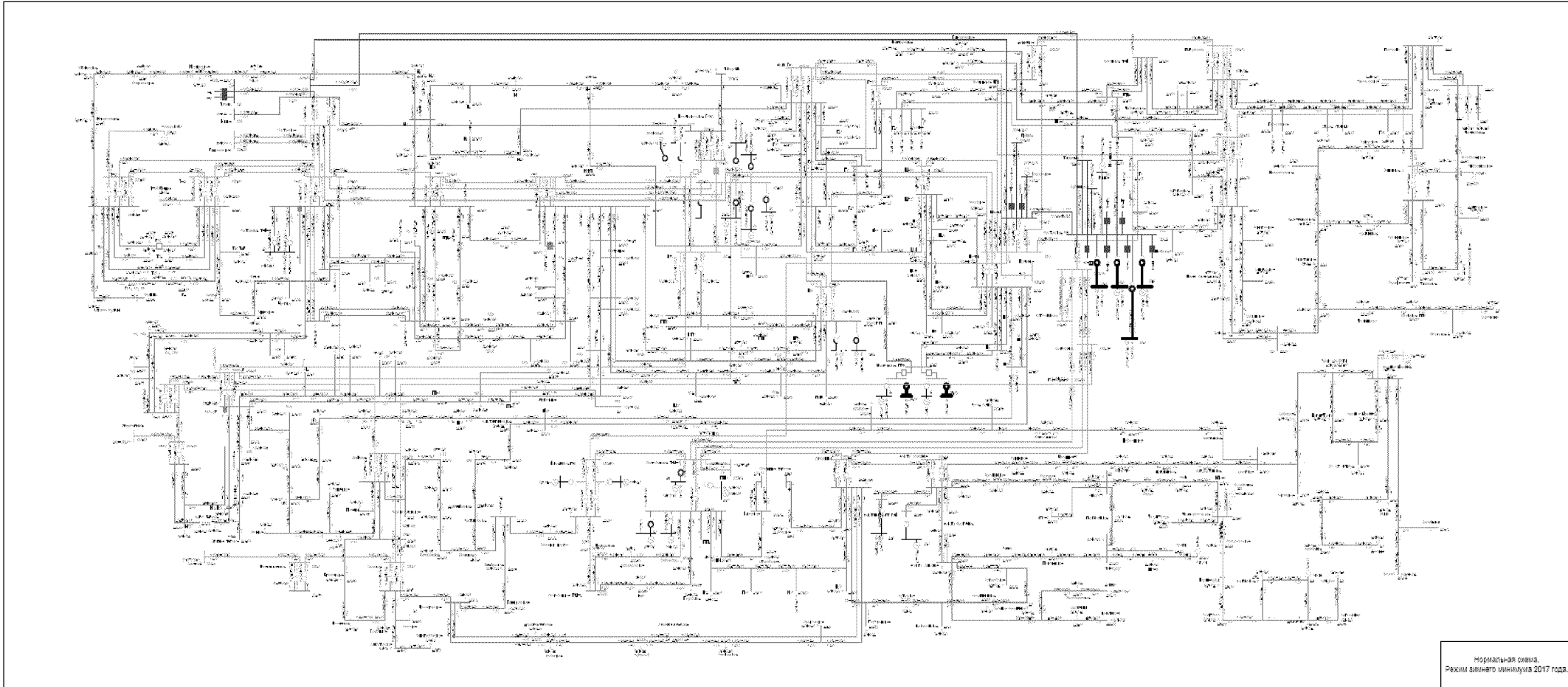
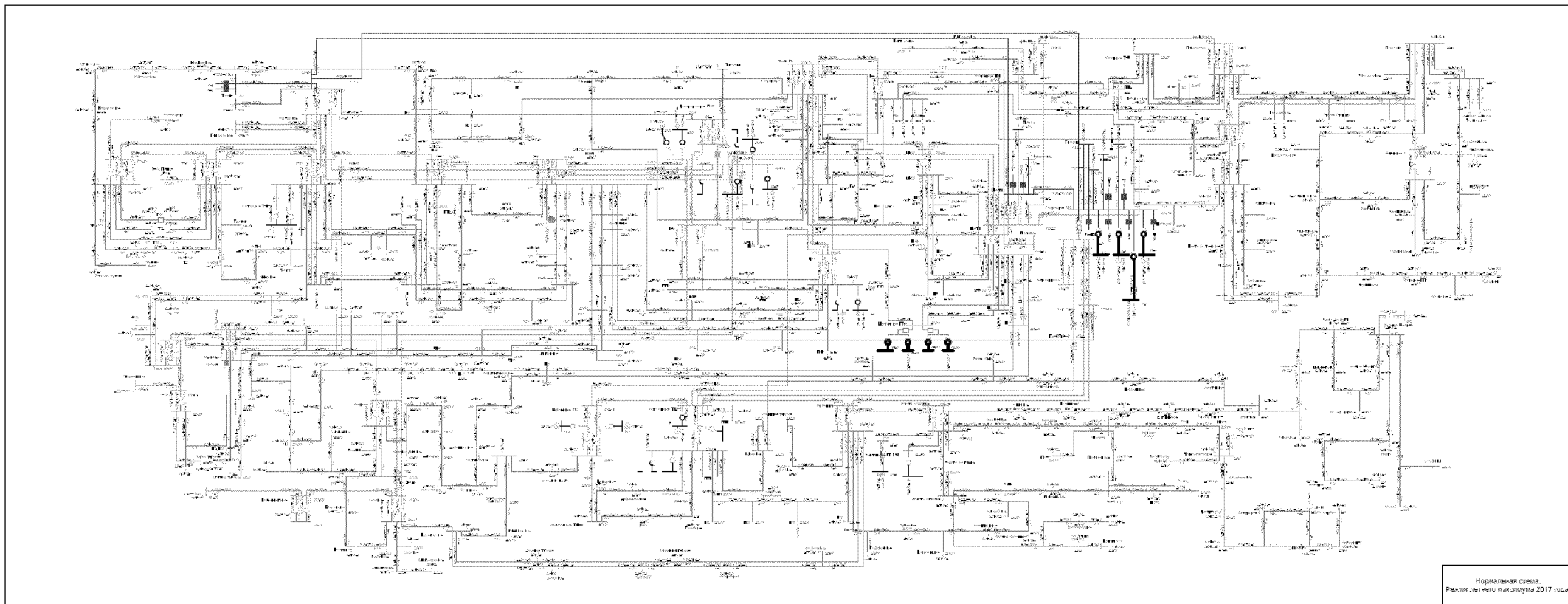


Рис. 50



Нормальная схема.
Режим летного максимума 2017 года.

Рис. 51

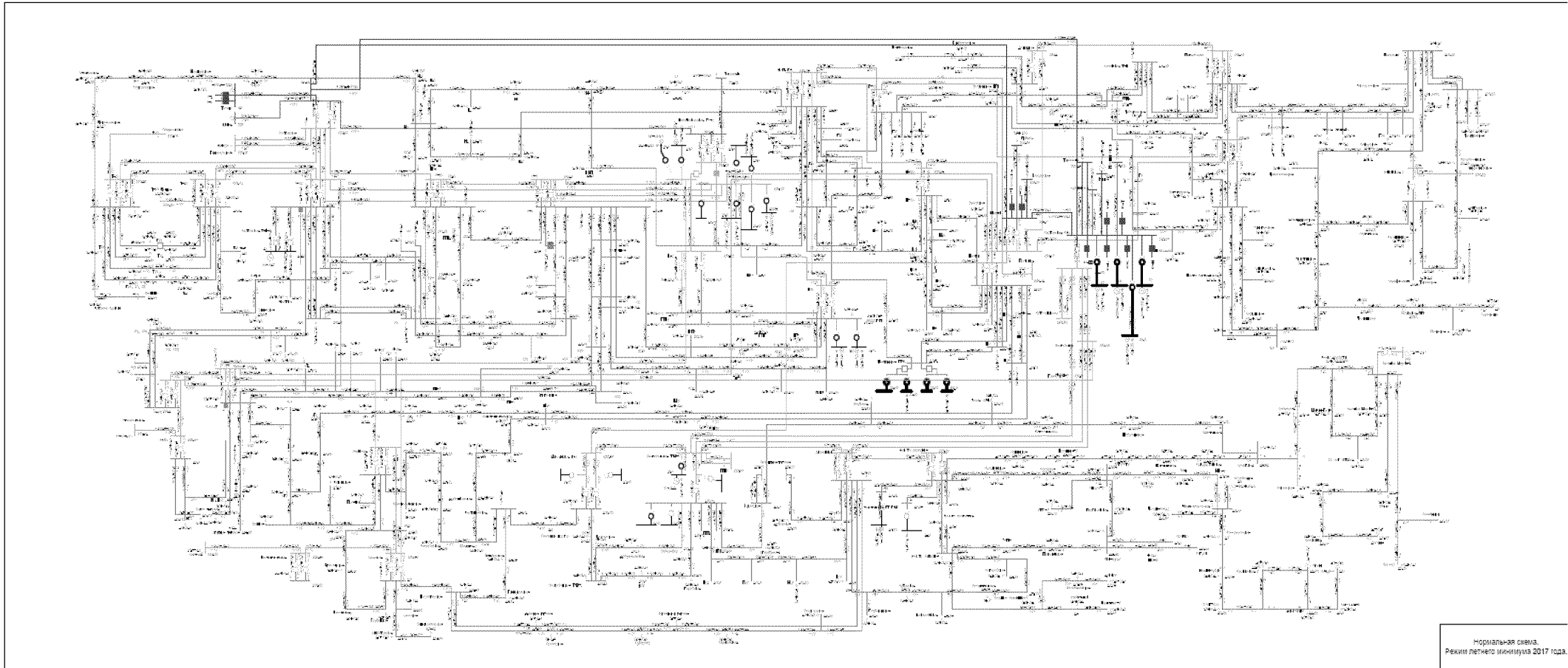


Рис. 52

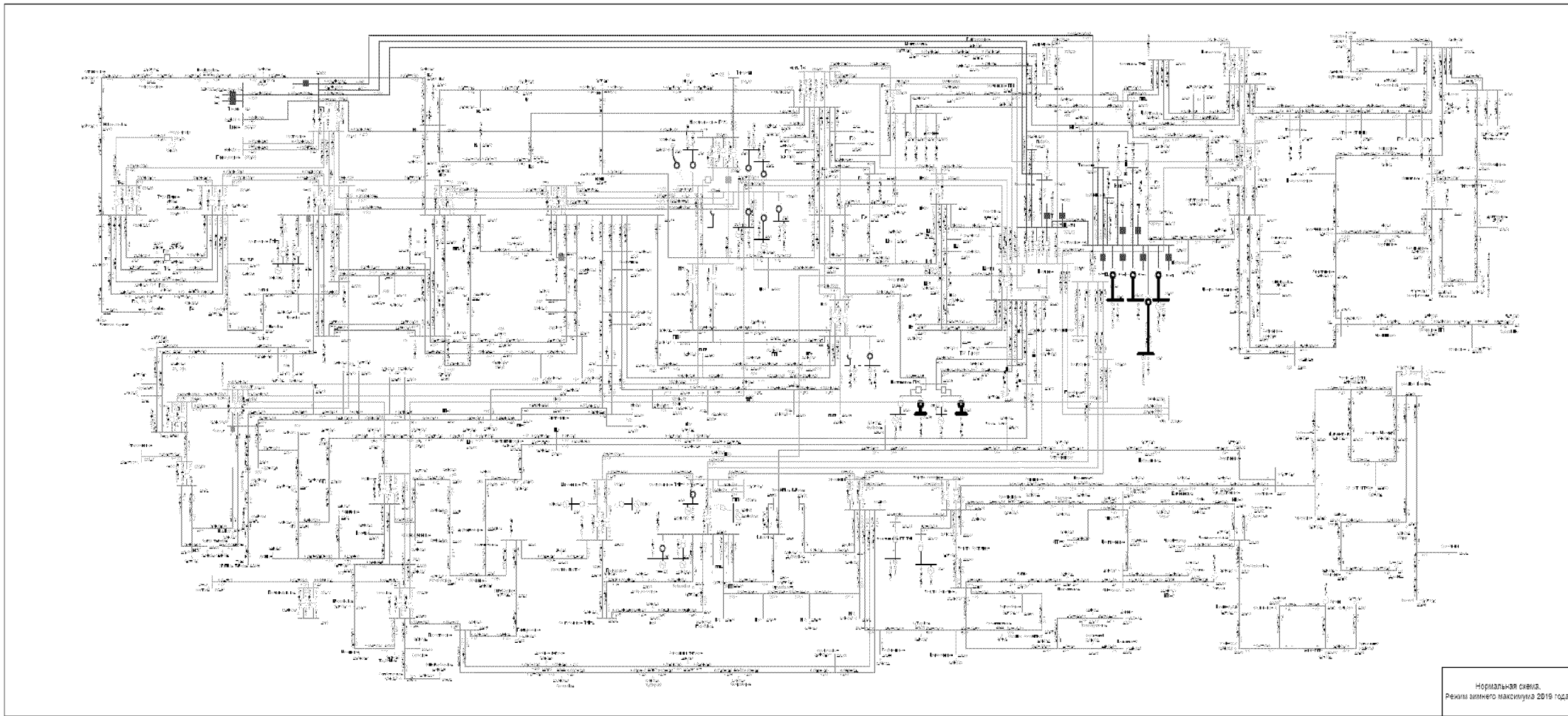


Рис. 53

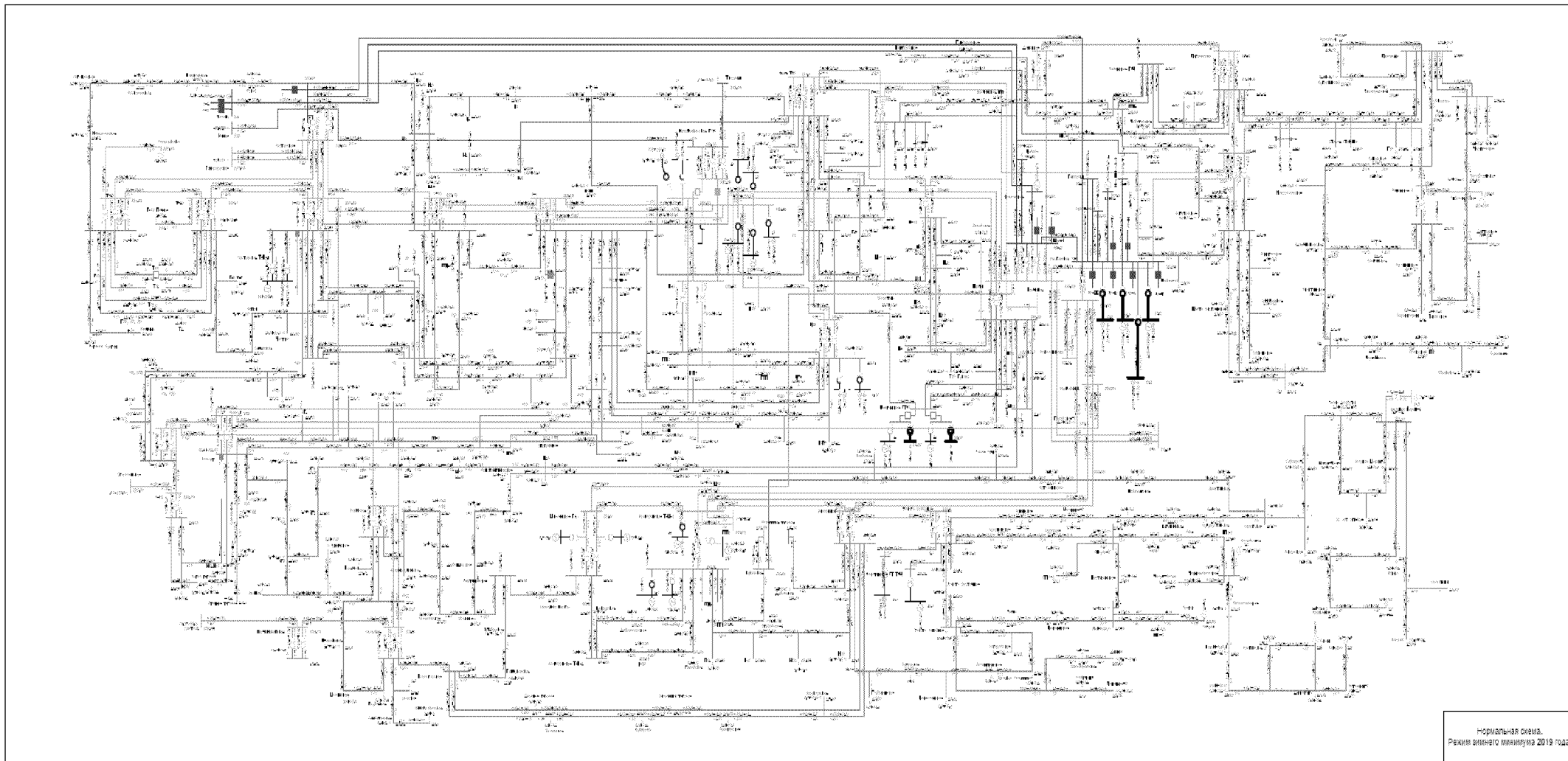


Рис. 54

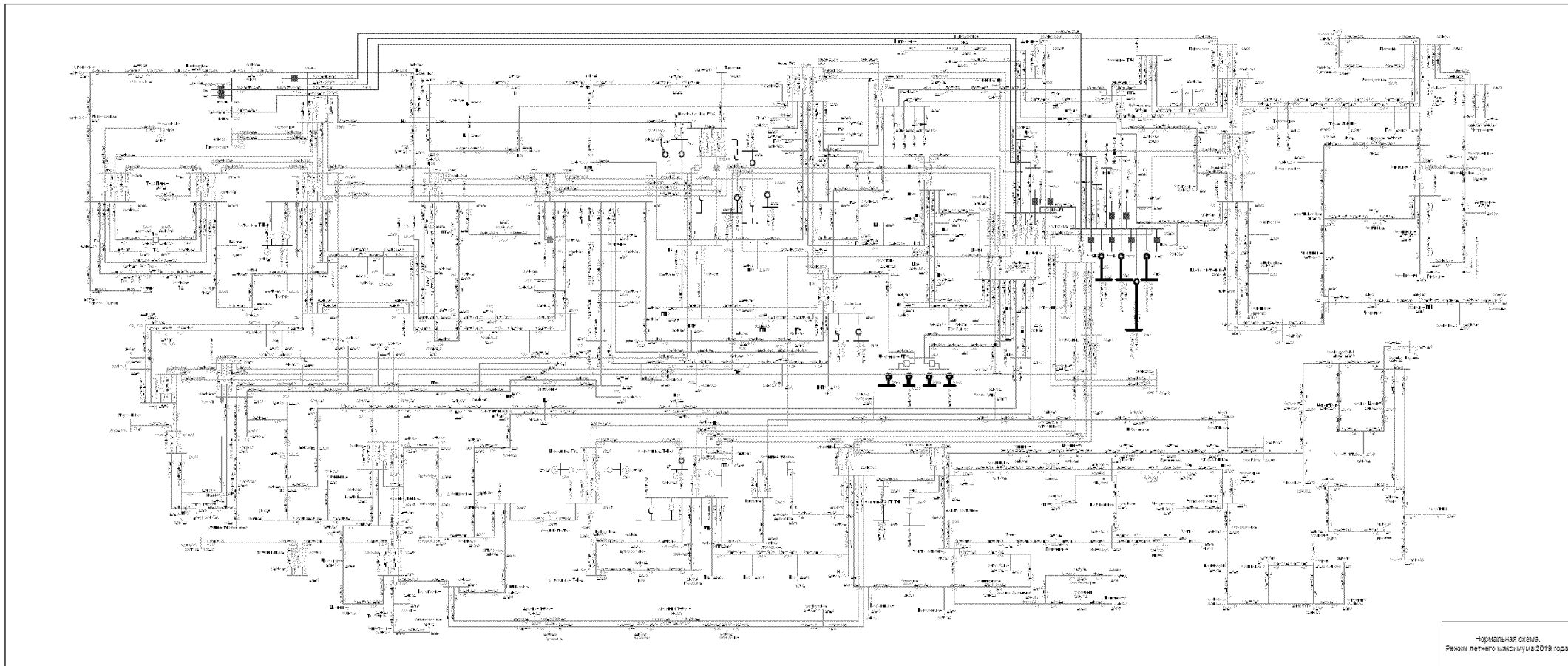


Рис. 55

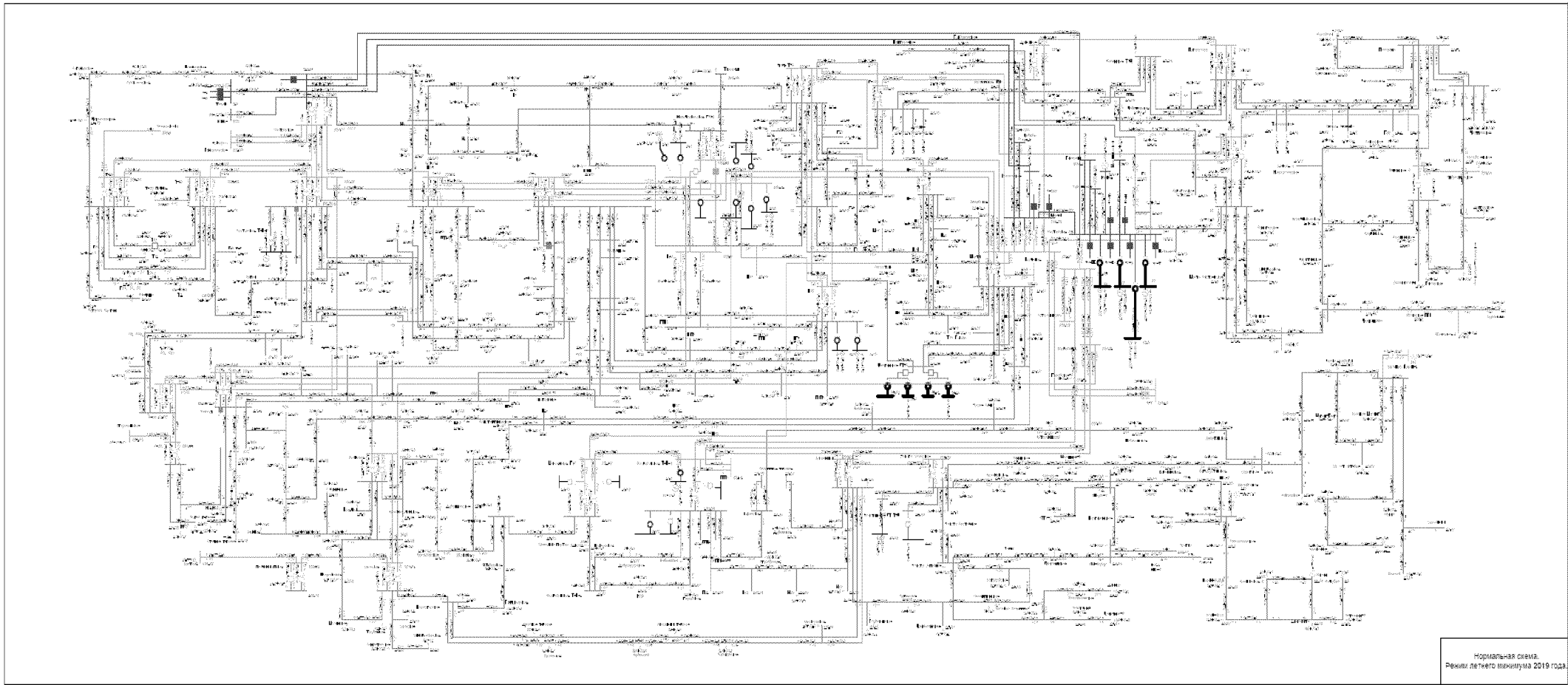


Рис. 56

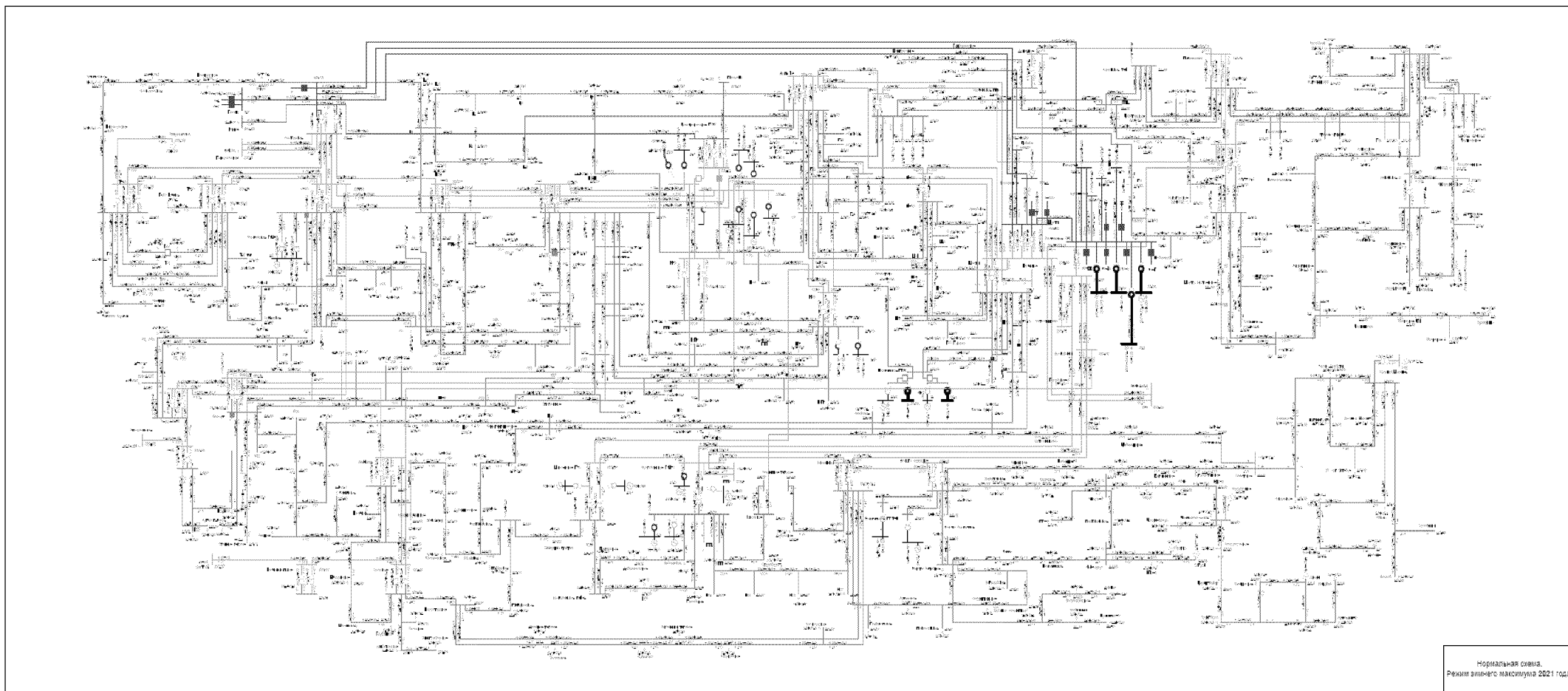


Рис. 57

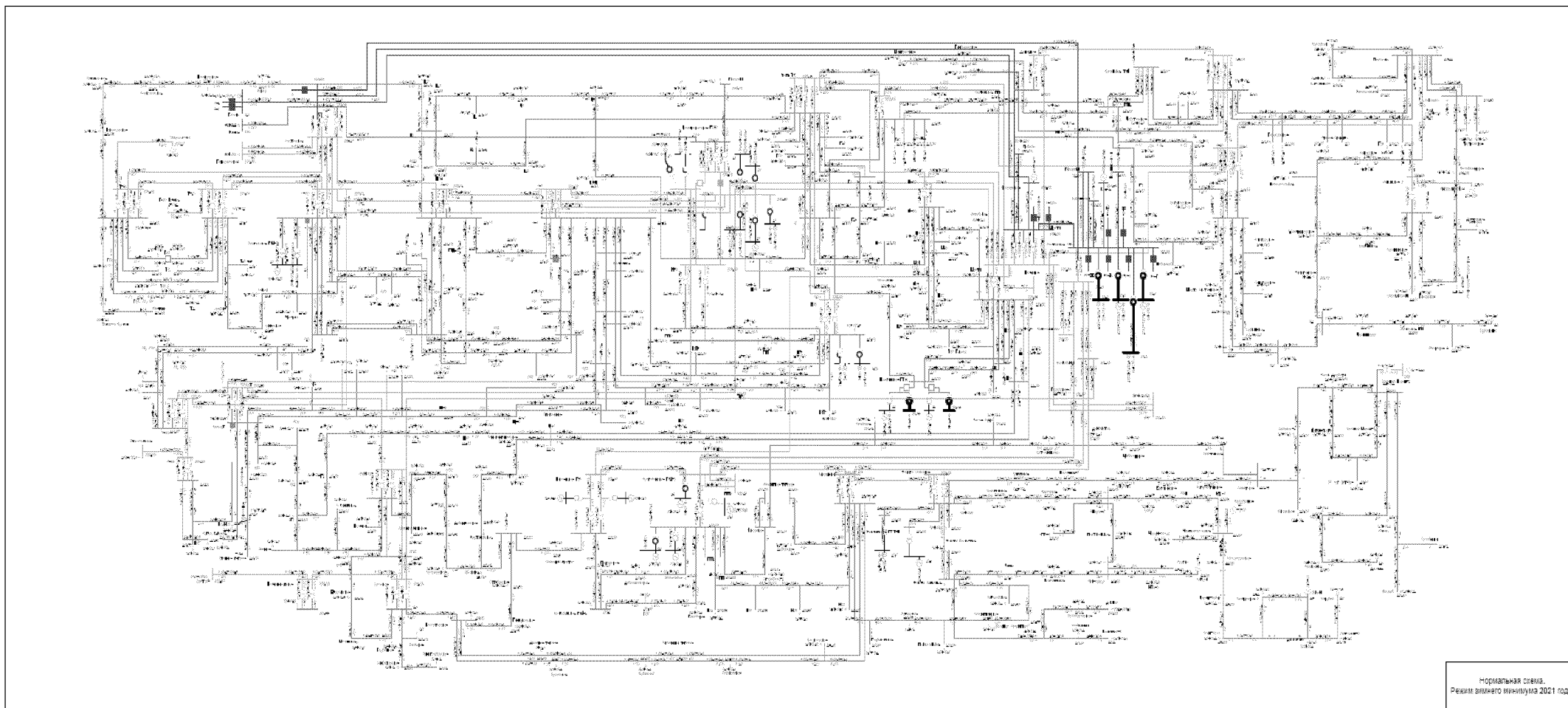


Рис. 58

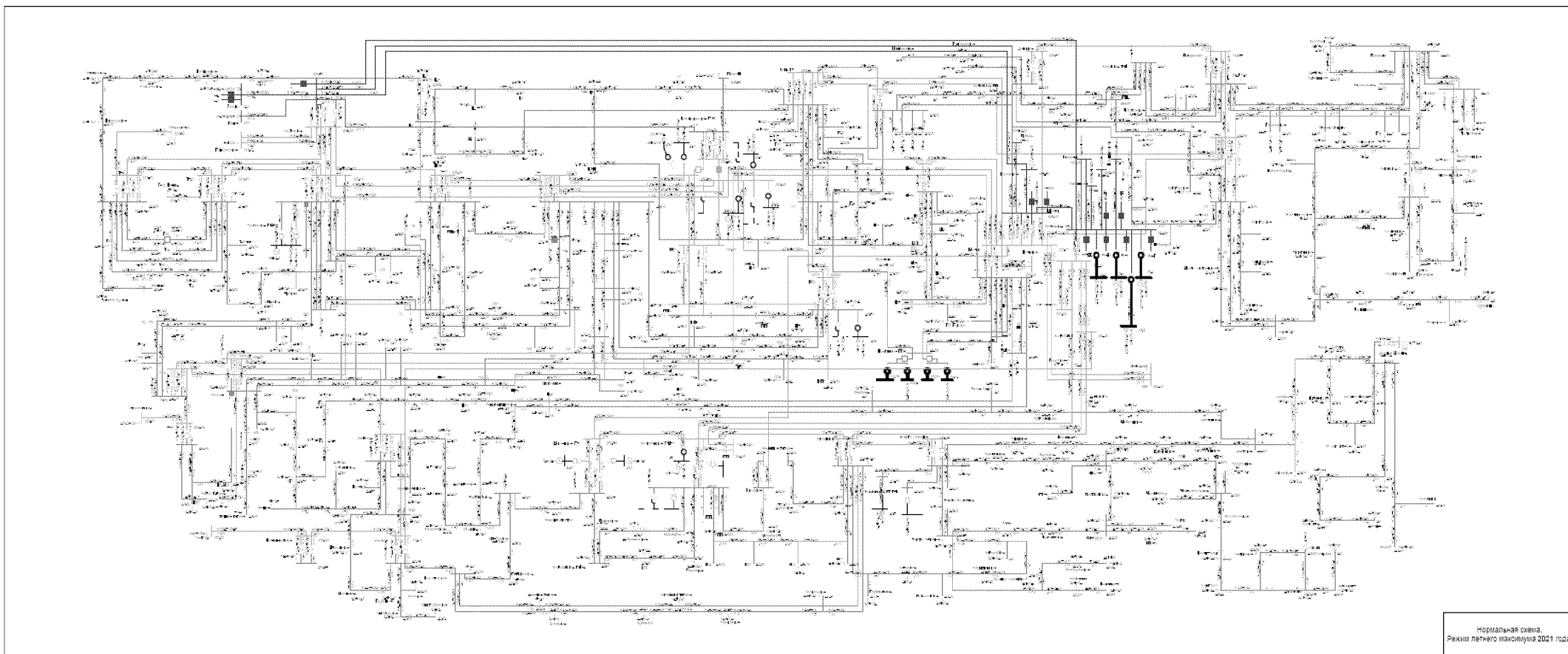


Рис. 59

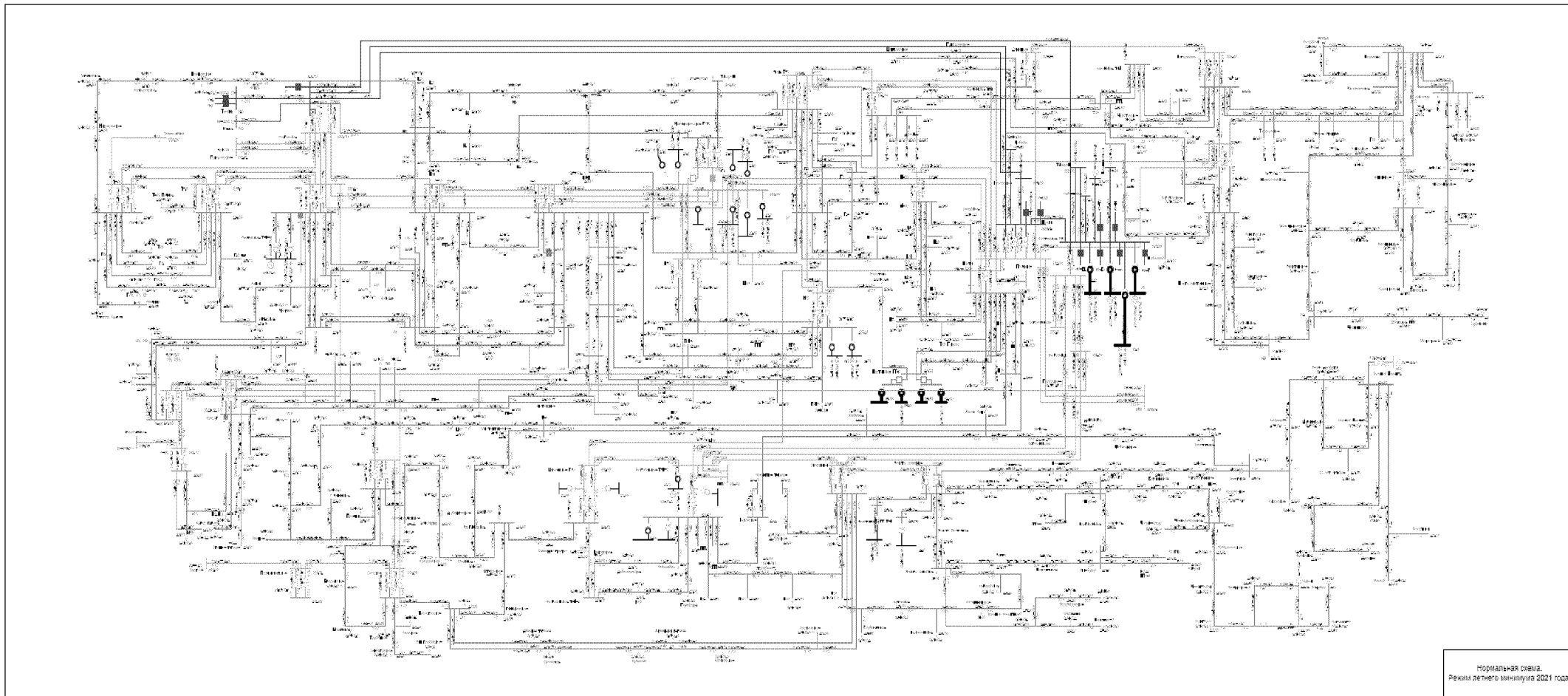


Рис. 60

Примечание.

Список используемых сокращений:

I – электрический ток;

A – ампер;

АДТН – аварийно-допустимая токовая нагрузка;

АЖ – провод с алюминиевой токопроводящей жилой, скрученной из проволок термообработанного алюминиевого сплава;

АКДП – Азовский комбинат детского питания;

Ал. Лозовская – Алексеево-Лозовская;

АОДС – автоматика опережающего деления сети;

АОПО – автоматическое отключение перегружаемого оборудования;

АОСБ – кабель алюминиевый со свинцовой оболочкой каждой жилы и броней из двух стальных лент;

АПВПу – провод с алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена;

АПВПу2г – провод с алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с двойной герметизацией;

АПВПу1 – провод алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с герметизацией;

АРЗ – авиационный ремонтный завод;

АС – провод из алюминия и стали;

АСК – провод с алюминиевый с токопроводящей жилой со стальным сердечником, заполненным нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости;

АСО – провод из алюминия и стали облегченного типа;

АСУ – провод алюминиевый с усиленным стальным сердечником;

АТ – автотрансформатор;

АЭС – атомная электростанция;

Б. Ремонтное – Большое Ремонтное;

бл. – блок;

БОС – биологические очистные сооружения;

БСК – батарея статических конденсаторов;

ВВ – вакуумный выключатель;

вв. – ввод;

ВДТЭЦ – волгодонская теплоэлектроцентраль;

вдхр. – водохранилище;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЛ – воздушная линия;

ВНИИПТИМЭСХ – Всероссийский Ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский и проектно-технологический институт механизации и электрификации сельского хозяйства;

ВОЭЗ – Волгодонский опытно-экспериментальный завод;

ВПТФ – Волгодонская птицеводческая ферма;

ВРП – валовый региональный продукт;

ВТИ – Всероссийский теплотехнический институт;

ВФ ОАО «НИАПЭП» – Волгодонской филиал открытого акционерного общества Нижегородская инжиниринговая компания «Атомэнергопроект»;

ВЭС – Восточные электрические сети;

га – гектар;
габ. – габарит;
ГАО – график аварийных отключений;
ГВО – график временных отключений;
ГК – группа компаний;
ГК «Юг Руси» – Группа компаний «Юг Руси»;
ГКС – газовая компрессорная станция;
ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;
ГОК – горно-обогажительный комбинат;
ГПЗ – городской подшипниковый завод;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГРЭС – государственная районная электростанция;
ГСР – «Гардиан стекло Ростов»;
ГТУ – газо-турбинная установка;
ГТЭС – газотурбинная электростанция;
ГЭС – гидроэлектростанция;
дем. – демонтаж;
ДДТН – длительно допустимый ток нагрузки;
ДСП – дуговая сталеплавильная печь;
ДЭЗ – Донецкий экскаваторный завод;
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;
ЕЭС – Единая энергетическая система;
ЖК – жилой комплекс;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗИВ – завод искусственного волокна;
ЗЭС – Западные электрические сети;
ИП Корманукян П.Х. – индивидуальный предприниматель Корманукян Павел Хугасович;
кА – килоампер;
кВ – киловольт;
кв. км – квадратный километр;
кв. м – квадратный метр;
кв. мм – квадратный миллиметр;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
кВт – киловатт;
кВт.ч. – киловатт-час;
КЛ – кабельная линия;
км – километр;
КМК – Красносулинский металлургический комбинат;
Коборуд – индекс изменения сметной стоимости оборудования;
КПА – кузнечно-прессовый автомат;
КПО – завод кузнечно-прессового оборудования;
Кпроект – индекс изменения сметной стоимости проектных работ.
Кпроч – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
Ксмп – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КТПБ – комплектная трансформаторная подстанция блочная;
КУ – компенсирующее устройство;
КЭС – конденсационная электростанция;
ЛКМ – лакокрасочные материалы;
ЛТДН – линейный регулировочный трансформатор;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВ – масляный выключатель;
МВА – мегавольтампер;
МВАр – мегавольт-ампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МГ – провод медный гибкий;
МДП – максимально допустимые перетоки мощности;
Миллеровское СПО – Миллеровское сельское потребительское общество;
Минпромторг России – Министерство промышленности и торговли Российской Федерации;
Минэнерго России – Министерство энергетики Российской Федерации;
МКП – муниципальное казенное предприятие;
млн – миллион;
млрд – миллиард;
МРСК Юга – межрегиональная распределительная сетевая компания Юга;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС Юга – магистральные электрические сети Юга;
НГРЭС – Новочеркасская государственная районная электростанция;
НДС – налог на добавленную стоимость;
НЗБ – Новочеркасский завод им. Буденного;
НЗНП – Новошахтинский завод нефтепродуктов;
НЗПМ – Новочеркасский завод постоянных магнитов;
НЗСП – Новочеркасский завод синтетических продуктов;
НН – низкое напряжение;
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ – Новочеркасская газотурбинная теплоэлектростанция;
НПО – научно-производственное объединение;
НПО «Горизонт» – научно-производственное объединение «Горизонт»;
НПП КП «Квант» – научно-производственное предприятие космического приборостроения «Квант»;
НПС – насосная перекачивающая станция;
НС – насосная станция;
НЭВЗ – Новочеркасский электровозостроительный завод;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОГК-2 – вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
ОДКЗ – отделитель и короткозамыкатель;
ОДУ Юга – объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга;
ОКВЭД – Общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОСМВ – конденсатор связи в армированной покрышке с выводом;
 ОЭС – объединенная энергетическая система;
 ПвПу2г – провод с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с двойной герметизацией;
 ПГУ – парогазовая установка;
 ПИР – проектно-изыскательские работы;
 ПКФ «Атлантис-ПАК» – производственно-коммерческая фирма «Атлантис-ПАК»;
 ПО – производственное отделение;
 ПС – подстанция;
 ПТП – понижающая трансформаторная подстанция;
 ПТФ – птицефабрика;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 рек. – реконструкция;
 РЖД – Российские железные дороги;
 РО – Ростовская область;
 Ростовское РДУ – Ростовское региональное диспетчерское управление;
 РП – распределительный пункт;
 РСМ – завод «Ростсельмаш»;
 РТК – Ростовская транспортная компания
 РТСН – резервный трансформатор собственных нужд;
 РТЭЦ-2 – Ростовская теплоэлектроцентраль № 2;
 РУ – распределительное устройство;
 РЭМЗ – Ростовский электрометаллургический завод;
 с.н. – собственные нужды;
 СВЭС – Северо-Восточные электрические сети;
 СМВ – секционный масляный выключатель;
 СМР – строительно-монтажные работы;
 СНГ – Содружество Независимых Государств;
 стк – сталелитейный комплекс;
 СЭС – Северные электрические сети;
 Т – трансформатор;
 ТагАвтоПром – Таганрогское автомобильное производство;
 ТАГМЕТ – Таганрогский металлургический завод;
 ТАНТК им. Г.М. Бериева – Таганрогский авиационный научно-технический комплекс имени Георгия Михайловича Бериева;
 ТБК – Табачный бизнес-комплекс;
 ТК «Ростовский» – тепличный комбинат «Ростовский»;
 ТКЗ «Красный Котельщик» – Таганрогский котлостроительный завод «Красный Котельщик»;
 ТП – трансформаторная подстанция;
 ТПГ – трансформатор питания герметизированный;
 ТРК «Мегацентр Горизонт» – торгово-развлекательный комплекс «Мегацентр Горизонт»;
 ТРЦ – торгово-развлекательный центр;
 ТСН – трансформатор собственных нужд;
 тыс. – тысяча;
 ТЭС – тепловая электрическая станция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
тяг. – тяговая;
у. т. – условное топливо;
УК «Фабрика овощей» – управляющая компания «Фабрика овощей»;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ФГБУ «Управление Ростовмелиоводхоз» – федеральное государственное бюджетное учреждение «Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного водоснабжения по Ростовской области»;
ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие;
ФЕР – Федеральные единичные расценки;
ФИФА – Международная федерация футбола;
ФКП «Комбинат Каменский» – федеральное казенное предприятие «Комбинат Каменский»;
ФСК – федеральная сетевая компания;
ФСК ЕЭС – федеральная сетевая компания Единой энергетической системы;
ц. – цепь;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ЦГЭС – Цимлянская гидроэлектростанция;
ЦКС – циркулирующий кипящий слой;
ЦОФ – центральная обогатительная фабрика;
ЦЭС – Центральные электрические сети;
ЧМ – чемпионат мира;
Ш. Быстрианская – шахта «Быстрианская»;
ШГТЭС – Шахтинская газотурбинная электростанция;
ШР – шунтирующий реактор;
ШСВ – шиносоединительный выключатель;
шт. – штук;
ЩБЗ – щебеночный завод;
Экспериментальная ТЭС – экспериментальная тепловая электрическая станция;
ЭС – энергосистема;
ЮВЭС – Юго-Восточные электрические сети;
ЮЗЭС – Юго-Западные электрические сети;
ЮЭС – Южные электрические сети.

Начальник управления
документационного обеспечения
Правительства Ростовской области



Т.А. Родионченко