

ГУБЕРНАТОР ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.04.2019 г. № 56I-р
Челябинск

Об утверждении схемы и программы
перспективного развития
электроэнергетики Челябинской
области на 2020 - 2024 годы

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020-2024 годы.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Челябинской области от 27.04.2017 г. № 372-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018 - 2022 годы» (Южноуральская панорама, 11 мая 2017 г., № 45, спецвыпуск № 12).

3. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию.

4. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

Временно исполняющий обязанности
Губернатора Челябинской области



А.Л. Текслер

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Губернатора
Челябинской области
от 30.04. 2019 г. № 561-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики
Челябинской области на 2020-2024 годы

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020-2024 годы (далее именуется – СиПРЭ Челябинской области) разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и нормативными документами:

Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральным законом от 27 июня 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;

распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р «Об Основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»;

Схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики (актуальная редакция);

пунктом 5 поручения Президента Российской Федерации от 29.03.2010 № Пр-839;

ГОСТ Р 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования;

требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630;

методическими рекомендациями Министерства энергетики Российской Федерации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (приложение к Протоколу совещания в Министерстве энергетики Российской Федерации от 9 ноября 2010 года № АШ-369 пр);

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»;

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»;

распоряжением Губернатора Челябинской области от 19.04.2012 г. № 410-р «Об Инструкции по делопроизводству в Аппарате Правительства Челябинской области и органах исполнительной власти Челябинской области».

СиПРЭ Челябинской области разработаны на основании государственного контракта от 13 декабря 2018 года № 04122018 на выполнение научно-исследовательской работы по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020-2024 годы, заключенного между Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы (Московское отделение)».

Основными целями разработки СиПРЭ Челябинской области являются планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Челябинской области.

Задачами формирования СиПРЭ Челябинской области являются:

создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Челябинской области;

определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи, а также подстанций и генерирующих мощностей для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;

выдачи мощности электрических станций;

недопущение ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажа) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Челябинской области на пятилетний период по годам;

разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Челябинской области на период 2020-2024 годов для обеспечения надежности функционирования в долгосрочной перспективе;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и программ (схем) территориального планирования Челябинской области (при наличии);

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

Рекомендуемые мероприятия, разработанные в СиПРЭ Челябинской области на период 2020-2024 годов, должны и могут быть использованы в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

СиПРЭ Челябинской области сформированы с учетом:

Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р;

Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы;

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019-2023 годы, утвержденных распоряжением Губернатора Челябинской области от 28.04.2018 г. № 503-р «Об утверждении

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019-2023 годы»;

инвестиционных программ генерирующих и электросетевых компаний, утвержденных в установленном порядке в предшествующий период в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

документов территориального планирования Челябинской области и муниципальных образований Челябинской области;

прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Челябинской области;

ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, подготовленного акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (далее именуется – АО «СО ЕЭС»);

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

схем внешнего электроснабжения потребителей, которые будут реализованы в период до 2024 года;

данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, предоставляемых сетевыми организациями;

предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъекта Российской Федерации;

предложений распределительных сетевых компаний, генерирующих компаний, крупных потребителей, других энергетических компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Челябинской области по планам развития, срокам ввода/демонтажа и местам размещения энергетических объектов;

перечня существующих объектов по производству электрической энергии, а также вводимых в эксплуатацию по результатам проведения конкурентного отбора мощности;

программы социально-экономического развития Челябинской области на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

информации о прогнозе потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии;

информации о существующих, планируемых к выводу из эксплуатации линиях электропередачи и подстанциях, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше, а также линиях электропередачи 110 кВ и выше, обеспечивающих выдачу мощности существующих электрических станций;

утвержденных схем теплоснабжения поселений, городских округов Челябинской области, а при их отсутствии – материалов, переданных в Министерство энергетики Российской Федерации для утверждения схем теплоснабжения поселений, городских округов Челябинской области;

иной информации в области электроэнергетики, а также информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, способствующей выполнению данной работы.

СиПРЭ Челябинской области содержит программу развития электроэнергетики Челябинской области, включающую в себя в отношении каждого года планирования:

схему развития электроэнергетики Челябинской области;

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС» в отношении Челябинской области, а также в отношении региональных энергосистем и основных крупных узлов нагрузки, расположенных на территории Челябинской области, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности в границах Челябинской области;

перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Челябинской области, предусмотренного программой развития электроэнергетики Челябинской области;

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

иные сведения перспективного развития электроэнергетики Челябинской области.

СиПРЭ Челябинской области подлежит к использованию в качестве:

основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций;

основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Челябинской области предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

СиПРЭ Челябинской области является основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

I. Характеристика Челябинской области

1. Общая характеристика Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области входит в объединенную энергосистему Урала и обслуживает территорию Челябинской области площадью 88529 кв. километров (0,52 процента от площади территории Российской Федерации).

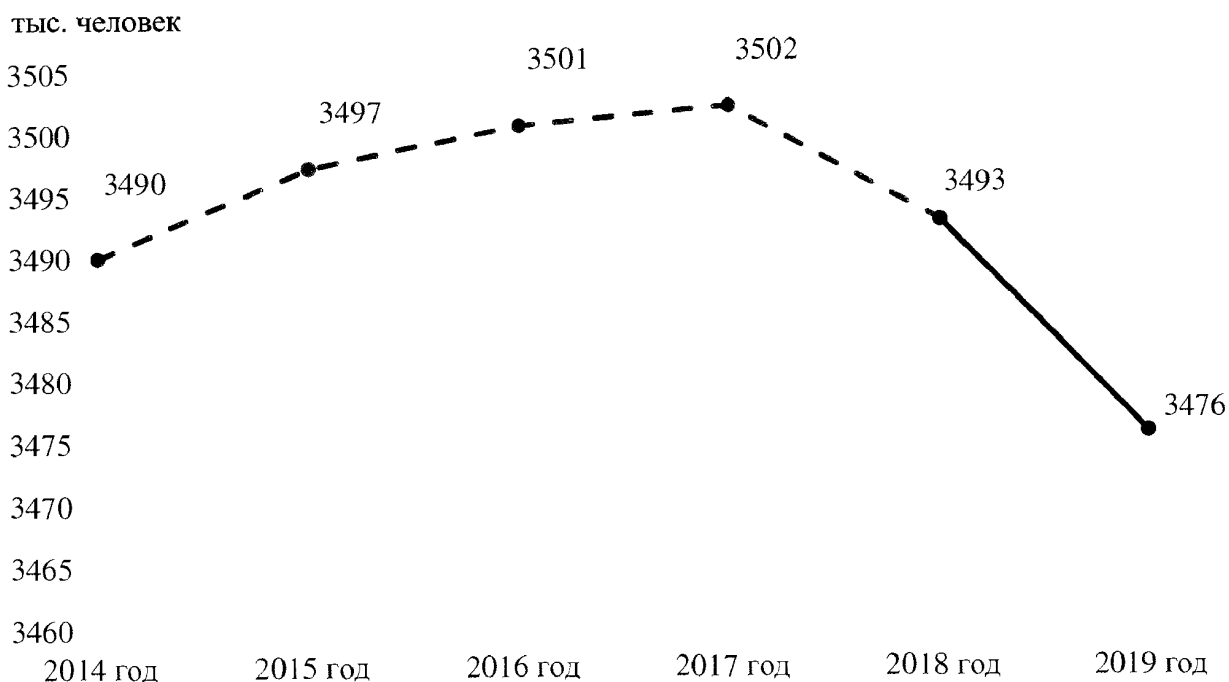
В состав Челябинской области входят следующие муниципальные образования: 15 городских округов, 1 городской округ с внутригородским делением, 27 муниципальных районов, 27 городских поселений, 7 внутригородских районов, 242 сельских поселения. Самые молодые населенные пункты, официально признанные городскими округами – Озерск, Снежинск и Трехгорный – имеют статус закрытых административно-территориальных образований (далее именуются – ЗАТО).

Численность населения области на 1 января 2019 года (предварительная, по данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), <http://chelstat.gks.ru>) составляет 3475,823 тыс. человек, из которых в городах проживает 2876,364 тыс. человек (82,8 процента от общей численности населения), в сельской местности – 599,459 тыс. человек (17,2 процента от общей численности населения).

Динамика изменения численности населения Челябинской области за период с 2014 по 2019 годы представлена на рисунке 1.

Рисунок 1

Динамика изменения численности населения
Челябинской области за период с 2014 по 2019 годы



В период с 2014 по 2017 год наблюдалась тенденция увеличения численности населения Челябинской области. С 2017 года и по настоящий момент зафиксировано снижение численности населения Челябинской области на 26,500 тыс. человек.

Наиболее крупными населенными пунктами являются города (численность представлена по состоянию на 1 января 2018 года):

Челябинск – 1202,371 тыс. человек;

Магнитогорск – 416,521 тыс. человек;

Златоуст – 166,885 тыс. человек;

Миасс – 151,673 тыс. человек;

Копейск – 148,136 тыс. человек.

Челябинская область является крупным транспортным узлом. По территории Челябинской области проходят федеральные автотрассы М 5, М 36, М 51 и Южно-Уральская железная дорога. Южно-Уральская железная дорога входит в число крупнейших магистралей Российской Федерации – это начальное звено Транссибирской магистрали – самой протяженной железной дороги в мире.

В Челябинской области действует международный аэропорт «Баландино».

Промышленное развитие Челябинской области определяют металлургический, машиностроительный, топливно-энергетический, строительный, аграрно-промышленный комплексы, а также горнодобывающая отрасль.

Успешно работают уникальные предприятия, которые играют важную роль в экономике не только Челябинской области, но и всей России.

Челябинская область располагает богатыми и разнообразными природными ресурсами. Разведано около трехсот месторождений минерального сырья. В России Челябинская область является монополистом по добыче и переработке графита (95 процентов), магнезита (95 процентов), металлургического доломита (71 процент), талька (70 процентов).

В общем электропотреблении Челябинской области наибольшую долю составляют добыча полезных ископаемых, обрабатывающее производство, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, потребление населением.

В обрабатывающих производствах наибольшую долю составляют металлургическое производство и производство готовых металлургических изделий.

Челябинская область располагает богатыми туристскими ресурсами, включающими природные, исторические и культурные ценности. Все вышеперечисленное обеспечивает развитие туристического направления, горнолыжных курортов.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики Челябинской области за прошедший пятилетний период

2. Общая характеристика энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области включает в себя следующие энергорайоны и энергоузлы:

Златоустовско-Миасский энергорайон, в том числе: Миасско-Чебаркульский энергоузел;

Ашинский энергоузел;

Карталинский энергорайон;

Магнитогорский энергорайон;

Северный энергорайон;

Троицкий энергорайон;

Еманжелинский энергоузел;

Челябинский энергорайон, в том числе: Metallургический энергоузел, Сосновский энергоузел, энергоузел ЧТЭЦ-4, энергоузел ЧТЭЦ-1, энергоузел ЧТЭЦ-2, энергоузел ЧЭМК.

Ниже приведен перечень объектов энергосистемы Челябинской области:

Златоустовско-Миасский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская, ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I, II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово, КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками.

В Златоустовско-Миасский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Златоуст, ПС 500 кВ Кропачево, ПС 500 кВ Приваловская, ПС 220 кВ Чебаркуль, ПС 110 кВ Бакал, ПС 110 кВ Боровая, ПС 110 кВ Брусит, ПС 110 кВ Горная, ПС 110 кВ Город-2, ПС 110 кВ Единовер-т, ПС 110 кВ Завьялиха, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Ильменская, ПС 110 кВ Кисегач-т, ПС 110 кВ Кукшик-т, ПС 110 кВ Курортная, ПС 110 кВ Ленинская, ПС 110 кВ Лесная, ПС 110 кВ Миасс, ПС 110 кВ Н. Златоуст, ПС 110 кВ Салган-т, ПС 110 кВ Сатка, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Сулея-т, ПС 110 кВ Таганай, ПС 110 кВ Тургойак, ПС 110 кВ Юрюзань, ПС 110 кВ Яхино-т, ЮУГРЭС, Тургойакская ТЭЦ, ТЭЦ УралАЗ.

Миасско-Чебаркульский энергоузел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово.

В Миасско-Чебаркульский энергоузел входят следующие основные объекты:

ПС 110 кВ Миасс, ПС 110 кВ Тургояк, ПС 110 кВ Горная, ПС 110 кВ Ильменская, ПС 110 кВ Таганай-т, ПС 110 кВ Хребет-т, ПС 110 кВ Тургояк-т, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Город-2, ПС 110 кВ ПС 110 кВ Кисегач-т, ПС 110 кВ Курортная, ПС 110 кВ Ленинская, Тургоякская ТЭЦ, ТЭЦ УралАЗ.

Ашинский энергоузел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I, II цепь, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I, II цепь с отпайками; ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС МММЗ; ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 1, 2 цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т. ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово I и II цепь с отпайками (граница по ТПС 110 кВ Симская).

В Ашинский энергоузел входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Кропачево, ПС 220 кВ АМЕТ, ТПС 110 кВ Симская.

Карталинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220; ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля, ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т, ВЛ 110 кВ Сиб. ПП – Кизил.

В Карталинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Карталы 220, ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогажительная, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ Бреды-т, ПС 110 кВ Бускуль-т, ПС 110 кВ Георгиевская, ПС 110 кВ Гогоино-т, ПС 110 кВ Еленинская, ПС 110 кВ Еманкино-т, ПС 110 кВ Измайловская, ПС 110 кВ Карталы районная, ПС 110 кВ Карталы-т, ПС 110 кВ Кизил, ПС 110 кВ Магнай-т, ПС 110 кВ Магнитная, ПС 110 кВ Мочаги-т, ПС 110 кВ Обручевка, ПС 110 кВ Павловская, ПС 110 кВ Полоцкая, ПС 110 кВ Саламат-т, ПС 110 кВ Снежная, ПС 110 кВ Субутак-т, ПС 110 кВ Тамерлан-т, ПС 110 кВ Тумак-т, Троицкая ГРЭС.

Магнитогорский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1, 2, ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1, 2 (отдача в энергосистему Республики Башкортостан), ВЛ 220 кВ Смеловская – Ирмель I, II цепь (отдача в энергосистему Республики Башкортостан);

ВЛ 110 кВ Агаповская – СПП (отдача в Башкирскую энергосистему), ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Красная Горка с отпайками, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная, ВЛ 110 кВ ПС 90 – СПП 1, 2 цепь (отдача в энергосистему Республики Башкортостан), ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т, ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баимово (отдача в энергосистему Республики Башкортостан), ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками (отдача в энергосистему Республики Башкортостан).

В Магнитогорский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Смеловская, ПС 220 кВ 4, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ 60, ПС 220 кВ 77, ПС 220 кВ 86, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ 23, ПС 110 кВ 62, ПС 110 кВ 63, ПС 110 кВ 87, ПС 110 кВ 96, ПС 110 кВ 99, Магнитогорская ГТ ТЭЦ, Магнитогорская ТЭЦ, Магнитогорская ЦЭС, ПВЭС-1, ПВЭС-2.

Северный энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная; ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская, ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино.

В Северный энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол, ПС 220 кВ Мраморная, ПС 110 кВ Аргаяш, ПС 110 кВ Болото 1, ПС 110 кВ Болото 2, ПС 110 кВ Болото 7, ПС 110 кВ Заварухино, ПС 110 кВ Карабаш, ПС 110 кВ Касли, ПС 110 кВ Курчатовская, ПС 110 кВ Кыштым, ПС 110 кВ Маук, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Озерская, ПС 110 кВ Пирит, ПС 110 кВ Снежинская, ПС 110 кВ Сосновая, ПС 110 кВ Тайгинка, ПС 110 кВ Уфалей, Аргаяшская ТЭЦ.

Троицкий энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т, ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т. ВЛ 110 кВ Красная Горка – Березинская, АТГ-1, АТГ-2, АТ-3 Троицкой ГРЭС (граница по СШ 110 кВ).

В Троицкий энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 110 кВ Березинская, ПС 110 кВ Бобровская, ПС 110 кВ Гончарская, ПС 110 кВ Подовинная, ПС 110 кВ Троицкая районная, ПС 110 кВ Углицкая, ПС 110 кВ Упрун-т, ПС 110 кВ Чесменская, ПС 110 кВ Шантаринская, ПС 110 кВ Южноуральская, Троицкая ГРЭС.

Еманжелинский энергоузел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками (граница по Южноуральской ГРЭС), ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т (граница по Южноуральской ГРЭС), ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская, ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т, ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково).

В Еманжелинский энергоузел входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Исаково, ПС 110 кВ Еманжелинка, ПС 110 кВ Казачья, ПС 110 кВ Коркино, ПС 110 кВ Кочкарь, ПС 110 кВ Красногорка, ЮУГРЭС.

Челябинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Курган – Козырево, ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево, ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская, ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол, ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2, КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;

ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I, II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9, ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1, 2, ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская,

ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол, ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220, КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково;

ВЛ 110 кВ Исаково – Бутки с отпайками, ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I, II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Исаково-Синеглазово-т с отпайкой на ПС Смолинский карьер, ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т, ВЛ 110 кВ Козырево-Чернявская-т, ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол-Заварухино, ВЛ 110 кВ Шагол-Харлуши с отпайками, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная с отпайкой на ПС Бакалинская.

В Челябинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Козырево, ПС 500 кВ Шагол, ПС 220 кВ Исаково, ПС 220 кВ Каштак, ПС 220 кВ Конверторная, ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ Цинковая-220, Челябинская ТЭЦ-3 (ОРУ 220 кВ и 110 кВ), ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромова, Челябинская ТЭЦ-4 (КРУЭ 220 кВ и 110 кВ), Челябинская ТЭЦ-1 (ОРУ 110 кВ), Челябинская ТЭЦ-2 (ОРУ 110 кВ), ПС 110 кВ Козырево-т, ПС 110 кВ Сосновская, ПС 110 кВ Ю. Копи.

В Челябинский энергорайон, в том числе, входят следующие энергоузлы:

Металлургический энергоузел;

Сосновский энергоузел;

энергоузел ЧТЭЦ-4;

энергоузел ЧТЭЦ-1;

энергоузел ЧТЭЦ-2;

энергоузел ЧЭМК.

Металлургический энергоузел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая), ВЛ 110 кВ Новометаллургическая–ТЭЦ ЧМК с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая), ВЛ 220 кВ Шагол - Каштак I и II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения (граница по ПС 220 кВ Каштак), ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I и II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9 (граница по ПС 500 кВ Козырево), ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная с отпайкой на ПС Бакалинская.

В Металлургический энергоузел входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Каштак, ПС 220 кВ Конверторная, ПС 220 кВ Новометаллургическая (2 СШ 110 кВ), ЧТЭЦ-3 (ОРУ-110 кВ), ТЭЦ ЧМК, ПС 110 кВ Плавильная.

Сосновский энергоузел ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Исаково - Сосновская I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на

ПС Краснопольская (граница по ПС 500 кВ Шагол), КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол).

В Сосновский энергоузел входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол (2 СШ 110 кВ), ПС 220 кВ Исаково, ПС 110 кВ Массивная, ПС 110 кВ Новоградская, ПС 110 кВ Сосновская, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Шершневская.

Энергоузел ЧТЭЦ-4 ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (граница по ПС 500 кВ Шагол), КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол), ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная, ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК, КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I и II цепь.

В энергоузел ЧТЭЦ-4 входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол (1 СШ 110 кВ), ПС 220 кВ Новометаллургическая (1 СШ 110 кВ), ПС 110 кВ Аэродромная, ПС 110 кВ СЗК, ЧТЭЦ-4 (КРУЭ 110 кВ);

ПС 500 кВ Шагол (ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Новометаллургическая (ОРУ 220 кВ), ЧТЭЦ-4 (КРУЭ 220 кВ).

Энергоузел ЧТЭЦ-1 ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I и II цепь, ВЛ 110 кВ Исаково – Гранитная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Еткуль с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Ю. Копи с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I и II цепь.

В энергоузел ЧТЭЦ-1 входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Козырево, ПС 220 кВ Исаково, ЧТЭЦ-1, ПС 110 кВ Гусеничная, ПС 110 кВ Еткуль, ПС 110 кВ ЗСО, ПС 110 кВ Козырево-т, ПС 110 кВ Пластмасс, ПС 110 кВ ЧТЗ, ПС 110 кВ Чурилово-т, ПС 110 кВ Ю. Копи.

Энергоузел ЧТЭЦ-2 ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I и II цепь, ВЛ 110 кВ Шагол – Бульварная с отпайкой на ПС ЧФЗ (граница по ПС 500 кВ Шагол), ВЛ 110 кВ Шагол – КПД.

В энергоузел ЧТЭЦ-2 входят следующие основные объекты:

ОРУ 110 кВ ЧТЭЦ-2, ПС 110 кВ Бульварная, ПС 110 кВ Транзитная, ПС 110 кВ КПД.

Энергоузел ЧЭМК ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I и II цепь, ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220, ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I и II цепь.

В энергоузел ЧЭМК входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромовая, ПС 220 кВ Цинковая-220.

Упрощенная схема системообразующей сети 500-220-110 кВ энергосистемы Челябинской области приведена на рисунке 2.

Упрощенная схема системообразующей сети 500-220-110 кВ энергосистемы Челябинской области



	Нормальный размер сети 110 кВ		Нормально отключенный ШСВ
	ПС с совмещенным шин		Одностороннее отключение ВЛ
	ПС и ВЛ 110 кВ		ОРУ 110 кВ без трансформации
	ПС и ВЛ 220 кВ		ОРУ 220 кВ без трансформации
	ПС и ВЛ 500 кВ		ОРУ 500 кВ без трансформации

3. Информация по генерирующим компаниям Челябинской области.

На территории Челябинской области представлены следующие основные генерирующие компании:

1) филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Троицкая ГРЭС.

Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – крупнейшая российская теплогенерирующая компания установленной мощностью 18,958 ГВт.

На территории Челябинской области расположена Троицкая ГРЭС. Установленная мощность генерирующего оборудования Троицкой ГРЭС составляет 1315 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станции будут представлены в разделе 12;

2) филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2.

АО «Интер РАО – Электрогенерация» объединяет российские генерирующие активы Группы «Интер РАО», за исключением электростанций в Омской, Томской областях и Башкирии.

В состав АО «Интер РАО – Электрогенерация» входит 21 крупнейшая электростанция суммарной установленной мощностью 22,8 ГВт.

На территории Челябинской области расположены Южноуральская ГРЭС и Южноуральская ГРЭС-2. Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС составляет 747 МВт. Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12;

3) филиал Энергосистема «Урал» публичного акционерного общества «Фортум».

В Челябинской области расположены следующие станции, входящие в Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»: Аргаяшская ТЭЦ (установленная мощность генерирующего оборудования – 256 МВт), Челябинская ТЭЦ-1 (установленная мощность генерирующего оборудования – 133,8 МВт), Челябинская ТЭЦ-2 (установленная мощность генерирующего оборудования – 320 МВт), Челябинская ТЭЦ-3 (установленная мощность генерирующего оборудования – 593 МВт), Челябинская ТЭЦ-4 (ранее – Челябинская ГРЭС) (установленная мощность генерирующего оборудования – 742 МВт).

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12;

4) АО «ГТ Энерго» Магнитогорская газотурбинная теплоэлектроцентраль (далее именуется – Магнитогорская ГТ ТЭЦ).

В Челябинской области расположена Магнитогорская ГТ ТЭЦ. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 18 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станции будут представлены в разделе 12;

5) ООО «Перспектива».

ООО «Перспектива» осуществляет следующие виды деятельности: производство, передача и распределение тепловой энергии, а также производство электроэнергии. Компания осуществляет строительство новых и модернизацию уже существующих котельных, а также энергетических центров на базе газопоршневых когенерационных установок, производящих тепловую и электрическую энергию.

В Челябинской области расположены следующие объекты, входящие в состав ООО «Перспектива»:

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Касли (далее именуется – Каслинская МКЭУ) установленной электрической мощностью 20 МВт;

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Карабаш (далее именуется – Карабашская МКЭУ) установленной электрической мощностью 20 МВт;

Модульная когенерационная энергетическая установка (далее именуется – МКЭУ Миасская) установленной электрической мощностью 2 МВт;

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Копейск (далее именуется – МКЭУ Копейск) установленной электрической мощностью 2 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12.

4. Информация по станциям промышленных предприятий.

На территории Челябинской области представлены следующие станции промышленных предприятий:

ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» включает в себя следующие станции:

Магнитогорская ТЭЦ установленной электрической мощностью 300 МВт;

Магнитогорская ЦЭС установленной электрической мощностью 191 МВт;

паровоздуховная станция № 1 (далее именуется – ПВЭС-1) установленной электрической мощностью 10 МВт;

паровоздуховная станция № 2 (далее именуется – ПВЭС-2) установленной электрической мощностью 91 МВт;

ТЭЦ паросилового цеха (далее именуется – ПСЦ) установленной электрической мощностью 18,92 МВт.

ООО «Мечел-Энерго» включает в себя следующие станции:

ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго») установленной электрической мощностью 229 МВт;

ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль) установленной электрической мощностью 3,5 МВт.

АО «Миасский машиностроительный завод» имеет в своем составе ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод» (Тургоякская ТЭЦ) установленной электрической мощностью 24,5 МВт.

АО «Саткинский чугуноплавильный завод» имеет в своем составе ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода установленной электрической мощностью 3 МВт.

АО «ЭнСер» имеет в своем составе ТЭЦ УралАЗ установленной электрической мощностью 36 МВт.

АО «Комбинат Магnezит» имеет в своем составе ТЭЦ Магnezит установленной электрической мощностью 36 МВт.

ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод») имеет в своем составе Центральную электрическую станцию Златоустовского металлургического завода (далее именуется – ЦЭС ЗМЗ) установленной электрической мощностью 6 МВт.

ПАО «Ашинский металлургический завод» имеет в своем составе ТЭЦ установленной электрической мощностью 14,5 МВт.

АО «Златоустовский машиностроительный завод» имеет в своем составе ТЭЦ АО «Златмаш» установленной электрической мощностью 13 МВт.

АО «Южуралзолото Группа Компаний» имеет в своем составе ГПУ Южуралзолото установленной электрической мощностью 16 МВт.

АО «Вишневогорский ГОК» имеет в своем составе ТЭЦ установленной электрической мощностью 3,09 МВт.

ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина» имеет в своем составе ГПЭС Энергоцентра город Снежинск установленной электрической мощностью 12 МВт.

ООО «Капитал-Сити» включает в себя следующие станции:

ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» установленной электрической мощностью 17,2 МВт;

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» установленной электрической мощностью 8,6 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций промышленных предприятий будут представлены в разделе 12.

5. Информация по электросетевым и сбытовым компаниям, гарантирующим поставщикам.

На территории Челябинской области представлены следующие основные электросетевые компании:

1) Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет передачу электрической энергии по распределительным сетям 0,4 – 110 кВ на территории Челябинской области. Основной задачей является обеспечение надежного функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса региона, а также подключение новых потребителей к

распределительным электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет электроснабжение промышленных предприятий и населения Челябинской области численностью около 3,5 млн. человек. Всего в эксплуатации филиала находится 310 подстанций напряжением 35-220 кВ (1 ПС 220 кВ, 185 ПС 110 кВ, 124 ПС 35 кВ).

Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ составляет 5355 километров, ЛЭП 35 кВ – 2710 километров, ЛЭП 6-10 кВ – 18384 километра, ЛЭП 0,4 кВ – 15951 километр.

В составе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» имеется 5 производственных отделений (Челябинские городские, Центральные, Златоустовские, Магнитогорские и Троицкие электрические сети);

2) Филиал публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское предприятие магистральных электрических сетей (далее именуется – Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС).

В зону обслуживания Южно-Уральского ПМЭС входит территория Челябинской области с населением около 3,5 млн. человек. В эксплуатации Южно-Уральского ПМЭС находятся 2728 километров ВЛ и КЛ напряжением 110-500 кВ и 18 подстанций общей трансформаторной мощностью 10701,1 МВА (8 подстанций 500 кВ, 7 подстанций 220 кВ, 3 подстанции 110 кВ).

Южно-Уральское ПМЭС осуществляет эксплуатацию объектов, отнесенных к ЕНЭС. К объектам ЕНЭС на территории Челябинской области отнесены следующие энергообъекты:

- ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;
- ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская;
- ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);
- ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская;
- ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст;
- ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская;
- ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
- ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;
- ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская;
- ВЛ 500 кВ Южная – Шагол;
- ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Южная;
- КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;
- КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;
- ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;

ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогагательная;
 ВЛ 220 кВ Обогагательная – Михеевский ГОК;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ
 ГПП – 9;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ
 ГПП – 9;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;
 ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль;
 ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 60;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 I цепь;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 II цепь;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;
 ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;
 ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь;
 ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь;
 КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь;
 КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь;
 ВЛ 220 кВ ПС 86 – ПС 60;
 ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77;
 ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 I цепь;
 ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 II цепь;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь;
 ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь;
 ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь;
 ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая;
 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь;
 ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь;

ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;

ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;

ВЛ 220 кВ Шагол – Кунашак;

ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Исаково;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково;

ПС 500 кВ Кропачево;

ПС 500 кВ Приваловская;

ПС 500 кВ Златоуст;

ПС 500 кВ Смеловская;

ПС 500 кВ Магнитогорская;

ПС 500 кВ Челябинская;

ПС 500 кВ Шагол;

ПС 500 кВ Козырево;

ПС 220 кВ Новометаллургическая;

ПС 220 кВ Исаково;

ПС 220 кВ Чебаркуль;

ПС 220 кВ Мраморная;

ПС 220 кВ Кунашак;

ПС 220 кВ КС 19;

ПС 220 кВ Карталы 220;

ПС 110 кВ Карталы районная;

ПС 110 кВ Восточная;

ПС 110 кВ Ракитная.

Кроме вышеперечисленных сетевых компаний, на территории Челябинской области имеются следующие территориальные сетевые организации (далее именуется – ТСО):

акционерное общество «Автомобильный завод «Урал» (далее именуется – АО «АЗ «Урал» (АО «Автомобильный завод «Урал»));

акционерное общество «Оборонэнерго» Филиал «Уральский» (далее именуется – АО «Оборонэнерго» Филиал «Уральский»);

акционерное общество «Горэлектросеть» города Магнитогорска (далее именуется – АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска);

акционерное общество «Трансэнерго» (далее именуется – АО «Трансэнерго»);

акционерное общество «Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова» – филиал акционерного общества «Государственный космический научно-производственный центр имени М.В. Хруничева» (далее

именуется – АО «УКВЗ имени С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»);

акционерное общество «Челябинское авиапредприятие» (далее именуется – АО «ЧАП»);

акционерное общество «Челябинский электрометаллургический комбинат» (далее именуется – АО «ЧЭМК»);

акционерное общество «Электросеть» (далее именуется – АО «Электросеть»);

акционерное общество «Энергосетевая Компания ЧТПЗ» (далее именуется – АО «ЭСК ЧТПЗ»);

акционерное общество «Энергопром-Челябинский электродный завод» (далее именуется – АО «ЭПМ-ЧЭЗ» (АО «ЭНЕРГОПРОМ-ЧЭЗ»));

муниципальное многоотраслевое предприятие коммунального хозяйства (далее именуется – ММПКХ);

муниципальное унитарное предприятие «КОММЕТ» (далее именуется – МУП «КОММЕТ»);

муниципальное унитарное предприятие «Городская управляющая компания» (далее именуется – МУП «ГУК»);

муниципальное унитарное предприятие «Горэлектросеть» (далее именуется – МУП «Горэлектросеть»);

муниципальное унитарное предприятие «Копейские электрические сети» (далее именуется – МУП «КЭС»);

муниципальное унитарное предприятие «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей» города Трехгорного (далее именуется – МУП «МПОЭ» города Трехгорного);

муниципальное унитарное предприятие «Электротепловые сети» (далее именуется – МУП «ЭТС»);

непубличное акционерное общество «Вишневогорский горно-обогатительный комбинат» (далее именуется – АО «Вишневогорский ГОК»);

открытое акционерное общество «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-Метиз» (далее именуется – ОАО «ММК-Метиз»);

открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги») (далее именуется – ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»));

открытое акционерное общество «Челябинская электросетевая компания» (далее именуется – ОАО «ЧЭК»);

общество с ограниченной ответственностью «АТЭК74» (далее именуется – ООО «АТЭК74»);

общество с ограниченной ответственностью «Златэнерготелеком» (далее именуется – ООО «Златэнерготелеком»);

общество с ограниченной ответственностью «Интернешенел Билдинг Констракшен» (далее именуется – ООО «ИБК»);

общество с ограниченной ответственностью «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания» (далее именуется – ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»);

общество с ограниченной ответственностью Завод стройиндустрии «КЕММА» (далее именуется – ООО «КЕММА»);

общество с ограниченной ответственностью «Магнитогорская Сетевая Компания» (далее именуется – ООО «МСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Металлстрой» (далее именуется – ООО «Металлстрой»);

общество с ограниченной ответственностью «Механический завод» (далее именуется – ООО «Механический завод»);

общество с ограниченной ответственностью «Объединенная электросетевая компания – Челябинск» (далее именуется – ООО «ОЭСК – Челябинск»);

общество с ограниченной ответственностью «ПРОДВИЖЕНИЕ» (далее именуется – ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»);

общество с ограниченной ответственностью «Региональная сетевая компания» (далее именуется – ООО «РСК»);

общество с ограниченной ответственностью Сетевая Компания «ЭнергоРесурс» (далее именуется – ООО СК «ЭнР»);

общество с ограниченной ответственностью «ТДК» (далее именуется – ООО «ТДК»);

общество с ограниченной ответственностью «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ» (далее именуется – ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»);

общество с ограниченной ответственностью «Трансэнерго» (далее именуется – ООО «Трансэнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения и связи» (далее именуется – ООО «УЭС»);

общество с ограниченной ответственностью «Урал-Ресурс» (далее именуется – ООО «Урал-Ресурс»);

общество с ограниченной ответственностью «Уральская энергетическая сетевая компания» (далее именуется – ООО «УЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭДС» (далее именуется – ООО «ЭДС»);

общество с ограниченной ответственностью «Электро ТК» (далее именуется – ООО «Электро ТК»);

общество с ограниченной ответственностью «Электросетевая компания» (далее именуется – ООО «ЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Электросетевая компания» (далее именуется – ООО «Электросетевая компания»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР» (далее именуется – ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»);

общество с ограниченной ответственностью «Энергоснабжающая сетевая компания» (далее именуется – ООО «ЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Энерготехсервис» (далее именуется – ООО «ЭТС»);

общество с ограниченной ответственностью «Эффект ТК» (далее именуется – ООО «Эффект ТК»);

общество с ограниченной ответственностью «Южноуральская сетевая компания» (далее именуется – ООО «ЮСК»);

публичное акционерное общество «Магнитогорский металлургический комбинат» (далее именуется – ПАО «ММК»);

публичное акционерное общество «Челябинский машиностроительный завод автомобильных прицепов «Уралавтоприцеп» (далее именуется – ПАО «Уралавтоприцеп»);

публичное акционерное общество «Челябинский завод профилированного стального настила» (далее именуется – ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»);

федеральное государственное унитарное предприятие «Приборостроительный завод» (далее именуется – ФГУП «ПСЗ» (ФГУП «Приборостроительный завод»));

федеральное государственное унитарное предприятие «Производственное объединение «Маяк» (далее именуется – ФГУП «ПО «Маяк»).

В таблице 1 представлена сводная информация о ТСО (территория присутствия, сводные данные по сетям), собранная из открытых источников.

Таблица 1

Сводная информация о ТСО

№	Наименование ТСО	Территория присутствия	Сводные данные по сетям	Адрес сайта
1.	АО «Автомобильный завод «Урал» (АО «АЗ «Урал»)	Челябинская область, промышленная площадка АО «АЗ «Урал», микрайон № 5 центральной части города Миасса, поселок Заречье, промышленная зона севернее АО «АЗ «Урал»	длина ЛЭП - 277,49 километра, в том числе ЛЭП 35 кВ - 7,6 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 263,89 километра; ЛЭП 0,4 кВ – 6 километров; трансформаторная мощность подстан- ций - 384,919 МВА	www.uralaz.ru
2.	АО «Оборонэнерго» Филиал «Уральский»	Челябинская область	длина ЛЭП - 581,74 километра; трансформаторная мощность подстанций - 66,25 МВА	www.oboron-energo.su
3.	АО «Горэлектросеть»	Челябинская область, город Магнитогорск	ЛЭП 110 кВ – 78,6 километра; ЛЭП 35 кВ - 119 километров;	www.gesmgm.ru

			ЛЭП 6-10 кВ - 961,5 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 1288,9 километра; трансформаторная мощность подстанций- 1021,99 МВА	
4.	АО «Трансэнерго»	Челябинская область, город Снежинск	длина ЛЭП - 423,4609 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 0 МВА	www.oaotrans-energo.ru
5.	АО «УКВЗ имени С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	Челябинская область, Усть-Катавский городской округ, Усть- Катавское городское поселение, город Усть- Катав, центральный район	КЛ 6 кВ - 39,86 километра; КЛ 0,4 кВ - 2,86 километра	http://ukvz2.helmysite.ru/
6.	АО «ЧАП»	Челябинская область, город Челябинск, Металлургический район	длина ЛЭП – 85,66 километра, в том числе ЛЭП 6(10) кВ - 61,8 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 23,86 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 10,34 МВА	www.aeroport-74.ru
7.	АО «ЧЭМК»	Челябинская область, город Челябинск	длина ЛЭП – 12,46 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 1110 МВА	www.chemk.ru
8.	АО «Электросеть»	Челябинская область, город Челябинск, город Златоуст, город Чебаркуль	длина ЛЭП – 90,17 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ - 39,99 километра; ЛЭП 35 кВ - 8,37 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 11,24 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 30,57 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 2787,48 МВА	www.zaoelektroset.ru
9.	АО «ЭСК ЧТПЗ»	Челябинская область, город Челябинск, Ленинский район	длина ЛЭП – 74,91 километра, в том числе	www.eskchel.ru

			ЛЭП 35 кВ - 4,07 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 70,04 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 0,8 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 286 МВА	
10.	АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	Челябинская область, город Челябинск, Челябинский электродный завод	длина ЛЭП – 146,27 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 286 МВА	www.energo-prom.ru
11.	ММПКХ	Челябинская область, город Озерск	длина линий электропередач - 923,925 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 171,403 МВА	www.ozersk-res.ru
12.	МУП «КОММЕТ»	Челябинская область, город Челябинск, Металлургический район	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	kommet74.ru
13.	МУП «ГУК»	Челябинская область, Миасский городской округ	ВЛЭП 6 – 10 кВ - 64,74 километров; ВЛ до 1 кВ - 79,67 километров; КЛ 6-10 кВ - 209,59 километров; КЛ до 1 кВ - 244,71 километров; РП - 21 штука; ТП - 197 штук	www.mup-guk.ru
14.	МУП «Горэлектросеть»	Челябинская область,	нет данных	enr-satka.ru
15.	МУП «КЭС»	Челябинская область, город Копейск	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.mupkes.ru
16.	МУП «МПОЭ» города Трехгорного	Челябинская область, город Трехгорный	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://energo.trekhgorny.ru
17.	МУП «ЭТС»	Троицкий городской округ: поселок Гончарка, поселок Станционный, поселок Золотая Сопка, поселок ГРЭС	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.etstr.ru
18.	АО «Вишневогор- ский ГОК»	Челябинская область, Каслинский муниципальный район, населенный пункт Вишневогорск	длина ЛЭП - 14,457 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 21,6 МВА	vishgok.ru
19.	ОАО «ММК- Метиз»	Челябинская область, город Магнитогорск, Орджоникидзевский	длина ЛЭП - 29,626 километра; трансформаторная	www.mmk-metiz.ru

		район	мощность подстанций - 286 МВА	
20.	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»)	Челябинская область	длина ЛЭП - 4510,72 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ – 18 километров; ЛЭП 35 кВ – 38 километров; ЛЭП 6(10) кВ - 1960,38 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 2494,34 километра; трансформаторная мощность подстанций - 2191,28 МВА	http://www.rzd.ru/ent/public/ru?STRUCTURE_ID=5185&layer_id=5554&id=145#47
21.	ОАО «ЧЭК»	город Челябинск: Советский район, Центральный район, Ленинский район, Курчатовский район Калининский район, Тракторозаводский район; Сосновский муниципальный район; Кыштымский городской округ, город Кыштым, поселок Увильды, поселок Слюдорудник, поселок Северная Кузнечиха, поселок Южная Кузнечиха, поселок Северный, поселок Рипус, поселок Каолиновый, поселок Тайгинка, поселок Кувалжиха, поселок Большие Егусты, поселок Татыш	ТП 6-10 кВ – 79 штук	http://chek74.ru
22.	ООО «АТЭК74»	город Челябинск: Курчатовский район, Центральный район, Ленинский район, Красноармейский муниципальный район	длина линий электропередач - 21,17 километра; трансформаторная мощность подстанций - 16,57 МВА	атэк74.рф
23.	ООО «Златэнерготелеком»	в зоне деятельности нет населенных пунктов	длина ЛЭП - 17,3 километра; трансформаторная мощность подстанций - 80 МВА	http://zlattelekom.ru/index.php/раскрытие-информации/raskrytie-2019.html

24.	ООО «ИБК»	Челябинская область, город Миасс	длина ЛЭП - 30,79 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 4,66 МВА	http://www.ibkmiass.ru
25.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	Челябинская область, город Касли	длина ЛЭП - 42,193 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ - 1,22 километра; ЛЭП 10 кВ - 40,308 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 0,665 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 56,396 МВА	https://kaslienergo.ru/potrebitel'yam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitel'stva-rf-ot-21-01-2004-24/
26.	ООО «КЕММА»	город Челябинск, промзона ЧМК, город Миасс	длина линий электропередач - 15,8 километра, в том числе 110 кВ - 9,3 километра, 6(10) кВ - 6,5 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 32 МВА	www.kemma.ru
27.	ООО «МСК»	Челябинская область, город Магнитогорск, город Челябинск, город Озерск	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://magsk.ru
28.	ООО «Металлстрой»	город Челябинск: поселок Смолино, Курчатовский район, Тракторозаводский район; Чебаркульский муниципальный район: поселок Малково, село Непряхино, город Чебаркуль; Сосновский муниципальный район: поселок Томино, поселок Кременкуль	длина линий электропередач - 30 километров, трансформаторная мощность подстан- ций - 10,825 МВА	https://sk-metallstroy.jimdo.com/
29.	ООО «Механический завод»	Челябинская область, Еманжелинский муниципальный район, Зауральское городское поселение	длина линий электропередач - 23,54 километра, в том числе 110 кВ - 12,6 километра;	http://mz-energo.ru/

			трансформаторная мощность подстанций - 32 МВА	
30.	ООО «ОЭСК-Челябинск»	Чебаркульский, Аргаяшский и Кыштымский муниципальные районы, город Челябинск: Metallургический район, Советский район, Центральный район, Курчатовский район, Ленинский район, Тракторозаводской район, Калининский район	длина линий электропередач - 30,57 километра, в том числе 35 кВ - 4,13 километра, 6(10) километра - 18,02 километра, 0,4 кВ - 8,42 километра; трансформаторная мощность подстанций - 26,92 МВА	http://oesk74.ru/
31.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	Челябинский, Миасский, Верхнеуфалейский, Троицкий, Кыштымский, Магнитогорский городские округа. Ашинский, Саткинский, Кусинский, Коркинский, Брединский, Карталинский муниципальные районы	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	https://prodvizhenie174.ru/
32.	ООО «Региональная сетевая компания»	Челябинская область, город Челябинск	длина ЛЭП – 4,707 километра; трансформаторная мощность подстанций - 20 МВА	http://rgc74.ru/
33.	ООО СК «ЭнР»	Челябинская область, Катав-Ивановский муниципальный район, Усть-Катавский городской округ	80 километров КЛ и ВЛ, 17 ТП с общей установленной мощностью более 10 МВА	http://enr-katav.ru/
34.	ООО «ТДК»	Челябинская область, город Златоуст (район Златмаш), поселок Уржумка ЗГО, поселок Балашиха ЗГО, поселок Айский	длина линий электропередач - 461,22 километра, в том числе 6(10) кВ - 22 километра, 0,4 кВ - 439,22 километра; трансформаторная мощность подстанций - 57,6 МВА	http://tdk174.ru/
35.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»	Челябинская область, город Челябинск: Ленинский район, Калининский район, Советский район, Тракторозаводский район, Центральный	длина линий электропередач - 110,26 километра, в том числе 35 кВ - 2,8 километра, 6(10) кВ - 25,79 километра,	http://tehno-servisp.ru/raskryitie-informatsii/

		район, Курчатовский район, город Коркино, город Касли, город Верхний Уфалей, город Кыштым, город Карталы, город Верхнеуральск, город Кизил, город Магнитогорск, город Сим, город Златоуст, город Аша, город Бакал, Аргаяшский муниципальный район, поселок Увильды, поселок Аргаяш	0,4 кВ - 81,67 километра; трансформаторная мощность подстанций - 21,275 МВА	
36.	ООО «Трансэнерго»	Челябинская область	длина линий электропередач - 127,31 километра; трансформаторная мощность подстанций - 10,745 МВА	http://trans-energ.ru/
37.	ООО «УЭС»	Челябинская область, город Озерск	длина линий электропередач - 108,137 километра, в том числе 110 кВ – 0,435 километра, 35 кВ – 4,5 километра, 6(10) кВ – 88,202 километра, 0,4 кВ – 15 километров; трансформаторная мощность подстанций - 38,2 МВА	http://uesozersk.ru/index.htm
38.	ООО «Урал-Ресурс»	Челябинская область, Ашинский муниципальный район, Усть-Катавский городской округ, Карталинский муниципальный район, Брединский муниципальный район, Варненский муниципальный район, Кизильский муниципальный район, Агаповский муниципальный район, Кыштымский городской округ,	4 950 километров ВЛ 0,4-35 кВ и более, 850 километров КЛ 0,4-10 кВ, 1690 ТП 6-10/0,4 кВ с общей установленной мощностью 622,584 МВА и 6 ПС 35-110 кВ с общей установленной мощностью 150 МВА	http://ur-r.ru/

		Каслинский муниципальный район, Карабашский городской округ, Нязепетровский муниципальный район, Троицкий муниципальный район, Южноуральский городской округ, Пластовский муниципальный район, Миасский городской округ, Чебаркульский муниципальный район, Уйский муниципальный район, Копейский городской округ, Коркинский муниципальный район, Еткульский муниципальный район, Еманжелинский муниципальный район, Челябинский городской округ		
39.	ООО «УЭСК»	Челябинская область Магнитогорский городской округ Агаповский муниципальный район, Нагайбакский муниципальный район	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://uesk74.ru/
40.	ООО «ЭДС»	Златоустовский городской округ, Миасский городской округ	длина линий электропередач - 17,5 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 127,88 МВА	https://zlat-eds.ru/
41.	ООО «Электро ТК»	город Челябинск: Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район, Курчатовский район, Центральный район (СНТ «Мичуринец»), Сосновский муниципальный район (СНТ «Вишневы»),	длина линий электропередач - 79,28 километра, в том числе 35 кВ - 0,12 километра, 6(10) кВ - 36,19 километра, 0,4 кВ - 42,97 километра; трансформаторная мощность подстан-	http://electro-tk.ru/

		СНТ «Петушок», СНТ «Малиновка»), поселок Федоровка, город Кыштым: район Нижний Кыштым	ций - 19,8 МВА	
42.	ООО «ЭСК»	Челябинская область	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://esk.tep-holding.ru/
43.	ООО «Электро- сетевая компания»	Челябинская область	1 ПС 110 кВ 4 ПС 35 кВ	http://elkompaniya.ru/
44.	ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕ- СКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»	Челябинская область, Катав-Ивановский муниципальный район, город Юрюзань	длина линий электропередач - 144,302 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 39,15 МВА	эк-альтаир.рф
45.	ООО «ЭСК»	Челябинская область, город Челябинск, Центральный район, Калининский район, Тракторозаводский район, Сосновский муниципальный район, поселок Залесье, поселок Просторы, поселок Вишневая Горка	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://www.ensaf.ru/
46.	ООО «ЭТС»	город Челябинск, Ленинский район, Советский район	длина линий электропередач - 69,23 километра, в том числе 110 кВ - 4,4 километра, 6(10) кВ - 64,03 километра, 0,4 кВ - 0,8 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 80,0 МВА	http://ets-stmsh.ru/
47.	ООО «Эффект ТК»	город Челябинск: Калининский район, Центральный район, Советский район, Курчатовский район. Верхнеуфалейский городской округ: поселок Каменушка, поселок Силач, поселок Пионерный (Нижний Уфалей), поселок Иткуль, поселок Черемшанка, поселок Нижний Уфалей, центральный микрорайон,	длина линий электропередач - 264,11 километра, в том числе 6(10) кВ - 62,07 километра, 0,4 кВ - 202,04 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 22,42 МВА	http://effect-tk.ru/

		город Верхний Уфалей, микрорайон «Спартак», микрорайон Железнодорожников		
48.	ООО «ЮСК»	Еманжелинский муниципальный район, Увельский муниципальный район, город Южноуральск, город Пласт	ТП 6-10 кВ мощностью 27,7 МВА	http://ooo-usk.okis.ru/
49.	ПАО «ММК»	Агаповский муниципальный район, город Магнитогорск	длина ЛЭП - 1548,2 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 327,066 километра; ЛЭП 35 кВ - 193,7 километра; ЛЭП 10 кВ - 1027,433 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 5539,8 МВА	http://mmk.ru/for_buyers/list_rdv/list_rdv_electro/index.php
50.	ПАО «Уралавтоприцеп»	город Челябинск	длина ЛЭП - 17,88 километра, в том числе ЛЭП 6-10 кВ - 17,38 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 10,8 МВА	http://www.cmzap.ru/potrebiteljam/raskrytieinformacii/
51.	ПАО «ЧЗПСН - Профнастил»	город Челябинск, Калининский район, Северо-Восточная промзона	длина линий электропередач - 20,3 километра, в том числе 110 кВ - 4,0 километра, 6(10) кВ - 16,3 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 68,97 МВА	https://стройсистема.рф
52.	ФГУП «ПСЗ»	город Трехгорный, промзона ФГУП «ПСЗ»	длина линий электропередач - 99,72 километра, в том числе 110 кВ - 9,8 километра, 35 кВ - 12,75 километра, 6(10) кВ - 77,17 километра	http://energo.imf.ru/
53.	ФГУП «ПО «Маяк»	Челябинская область, город Озерск, территория промышленной	длина линий электропередач - 514,5 километра, в	http://www.pomayak.ru/

		площадки ФГУП «ПО «Маяк»	том числе 110 кВ - 92,5 километра, 35 кВ - 65,3 километра, 6(10) кВ - 268,3 километра, 0,4 кВ - 88,4 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 509,96 МВА	
--	--	-----------------------------	---	--

На территории Челябинской области представлены следующие основные сбытовые компании:

филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»;

ООО «Магнитогорская энергетическая компания» (далее именуется – ООО «МЭК»).

Кроме вышеперечисленных сбытовых компаний, на территории Челябинской области имеются следующие энергоснабжающие организации (далее именуется – ЭСО):

акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (далее именуется – АО «Атомэнергопромсбыт»);

акционерное общество «Межрегионэнергопромсбыт» (далее именуется – АО «Межрегионэнергопромсбыт»);

акционерное общество «Энергосбытовая компания «Восток» (далее именуется – АО «Энергосбытовая компания «Восток»);

АО «ЧЭМК»;

общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (далее именуется – ООО «Башкирская генерирующая компания»);

общество с ограниченной ответственностью «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» (далее именуется – ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»);

общество с ограниченной ответственностью «МагнитЭнерго» (далее именуется – ООО «МагнитЭнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «РГМЭК» (далее именуется – ООО «РГМЭК»);

общество с ограниченной ответственностью «Русэнергоресурс» (далее именуется – ООО «Русэнергоресурс»);

общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго» (далее именуется – ООО «Транснефтьэнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «Челябинское управление Энерготрейдинга» (далее именуется – ООО «Челябинское управление Энерготрейдинга»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭПМ-Энерго» (далее именуется – ООО «ЭПМ-Энерго»);

общество с ограниченной ответственностью «Энермет» (далее именуется – ООО «Энермет»);

общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ» (далее именуется – ООО «Энергетическая компания «СТИ»);

публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» (далее именуется – ПАО «Мосэнергосбыт»);

ПАО «Фортум»;

общество с ограниченной ответственностью «Русэнергосбыт» (далее именуется – ООО «Русэнергосбыт»);

общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром» (далее именуется – ООО «Трансэнергопром»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭСК «Независимость» (далее именуется – ООО «ЭСК «Независимость»).

На территории Челябинской области представлены следующие гарантирующие поставщики:

филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»;

ООО «МЭК».

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

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 2.

Таблица 2

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области
за последние пять лет

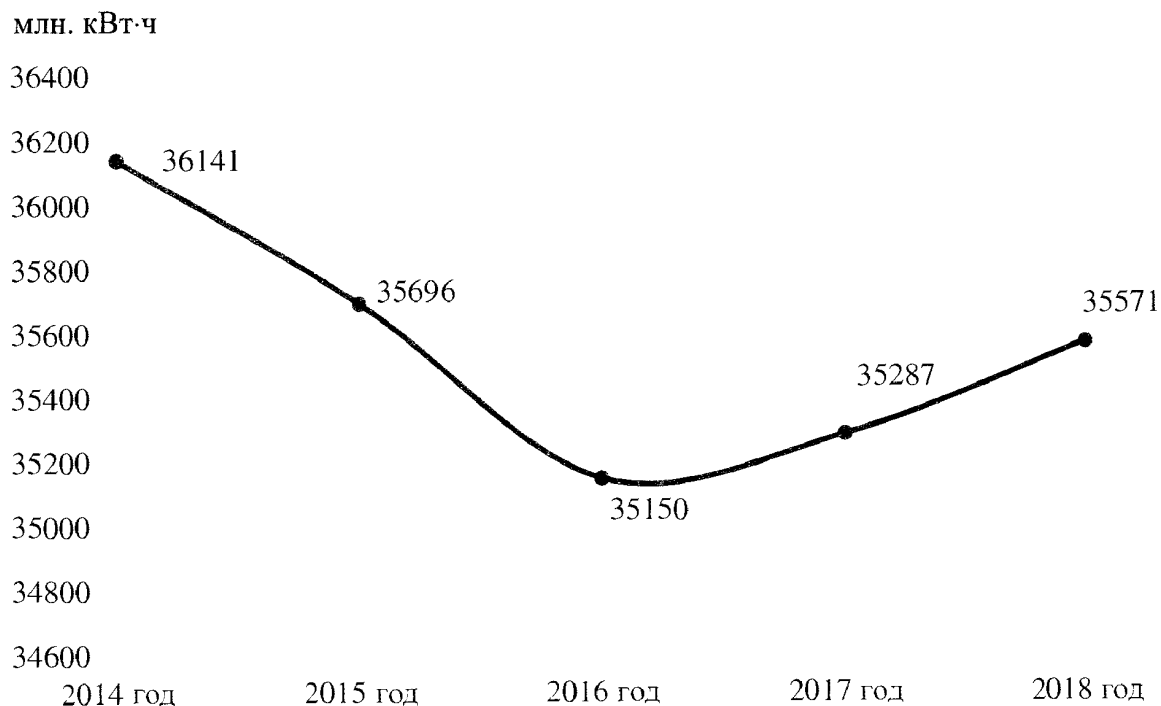
Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	За 5 лет
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	36141	35696	35150	35287	35571	-
абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	384	-445	-546	137	284	-570
прирост, процентов	1,1	-1,2	-1,5	0,4	0,8	-1,6

Потребление электроэнергии энергосистемой Челябинской области за 2018 год составило 35571 млн. кВт·ч, что на 284 млн. кВт·ч, или на 0,8 процента выше чем в 2017 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Челябинской области уменьшилось на 570 млн. кВт·ч, или на 1,6 процента.

На рисунке 3 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в Челябинской области за последние пять лет.

**Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области
за последние пять лет**



Структура электропотребления по основным группам потребителей приведена в таблице 3.

На рисунке 4 в графическом виде представлена структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет.

Ведущую роль в структуре электропотребления Челябинской области играют (по итогам 2018 года):

- обрабатывающие производства (54,9 процента),
- потребление населением (9,7 процента),
- потери в электросетях (8,7 процента),
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды (8,0 процента),
- транспорт и связь (7,4 процента);
- добыча полезных ископаемых (4,7 процента).

Суммарно данные категории составляют 93,4 процента в общей величине электропотребления Челябинской области.

Таблица 3

Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет

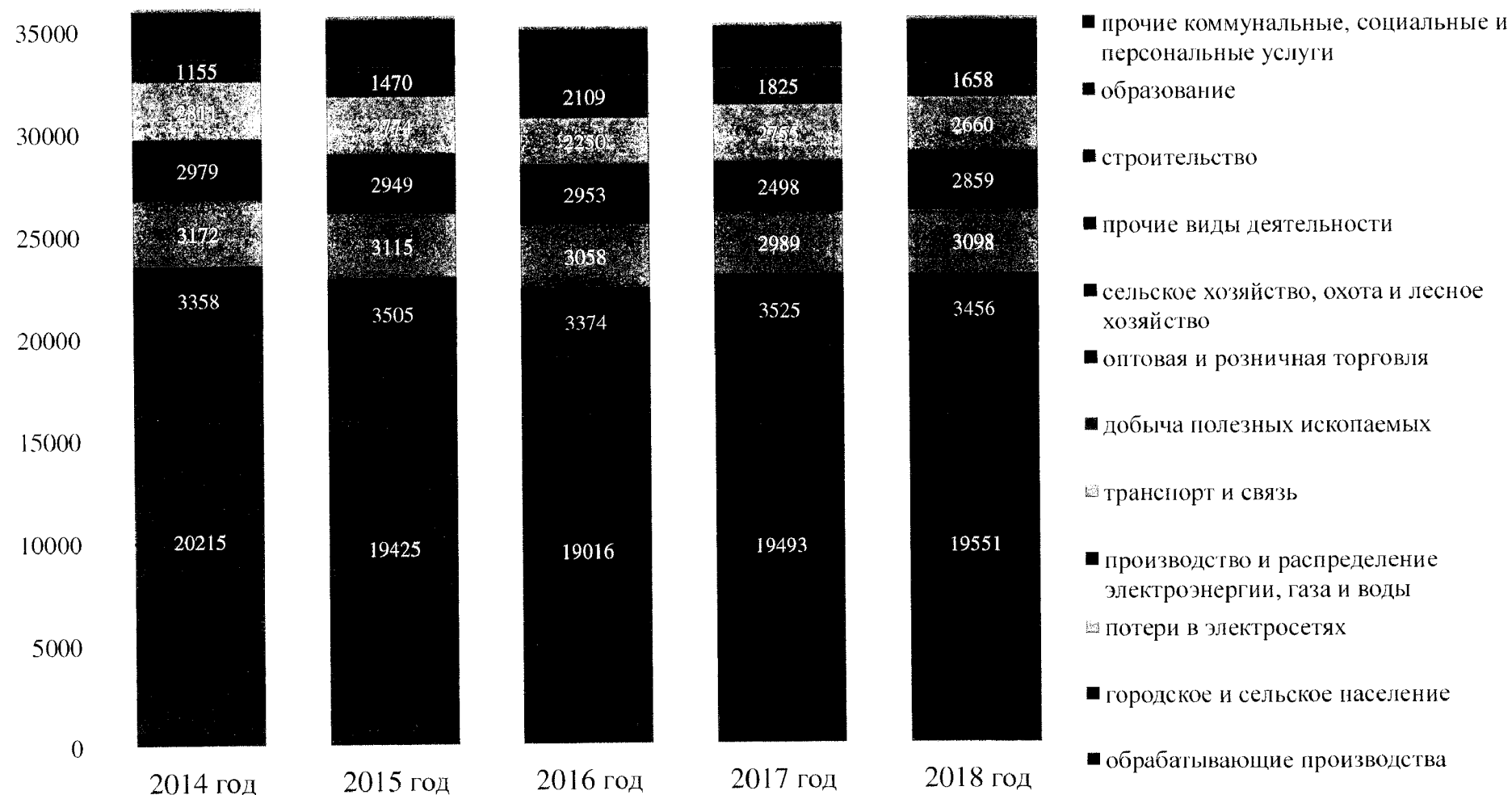
Показатель		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год*	
		млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу
потреблено электроэнергии, всего		36141,0	100,0	35696,0	100,0	35150,0	100,0	35287,0	100,0	35571,0	100,0
в том числе	добыча полезных ископаемых	1154,8	3,2	1470,0	4,1	2109,0	6,0	1825,2	5,2	1658,1	4,7
	обрабатывающие производства	20214,9	55,9	19425,2	54,4	19016,2	54,1	19493,2	55,2	19551,0	55,0
	производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2979,3	8,2	2949,1	8,3	2952,6	8,4	2498,2	7,1	2858,6	8,0
	сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	504,9	1,4	526,8	1,5	492,1	1,4	503,3	1,4	521,0	1,5
	строительство	270,3	0,7	253,3	0,7	246,1	0,7	207,5	0,6	258,4	0,7
	оптовая и розничная торговля	601,4	1,7	640,7	1,8	632,7	1,8	668,5	1,9	650,4	1,8
	транспорт и связь	2810,9	7,8	2773,7	7,8	2249,6	6,4	2754,7	7,8	2660,2	7,5
	образование	276,4	0,8	268,1	0,8	246,1	0,7	261,8	0,7	277,2	0,8
	здравоохранение и предоставление социальных услуг	182,8	0,5	174,2	0,5	175,8	0,5	170,1	0,5	189,9	0,5
	прочие коммунальные, социальные и персональные услуги	263,9	0,7	232,3	0,7	210,9	0,6	-	-	-	-
	прочие виды деятельности	350,9	1,0	362,6	1,0	386,7	1,1	390,7	1,1	387,2	1,1
	городское и сельское население	3358,3	9,3	3504,6	9,8	3374,4	9,6	3524,7	10,0	3455,6	9,7
	потери в электросетях	3172,2	8,8	3115,4	8,7	3058,1	8,7	2989,2	8,5	3097,9	8,7

* Представлена оценочная структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за 2018 год на основании ретроспективных данных.

Рисунок 4

Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет

млн. кВт·ч



Для энергосистемы Челябинской области с ее структурой электропотребления (большая доля крупных предприятий с непрерывным циклом производства) характерна высокая плотность суточных графиков нагрузки. На рисунках 5 и 6 представлены суточные графики нагрузки энергосистемы Челябинской области для третьей недели июня и декабря 2018 года.

Рисунок 5

Суточные зимние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области

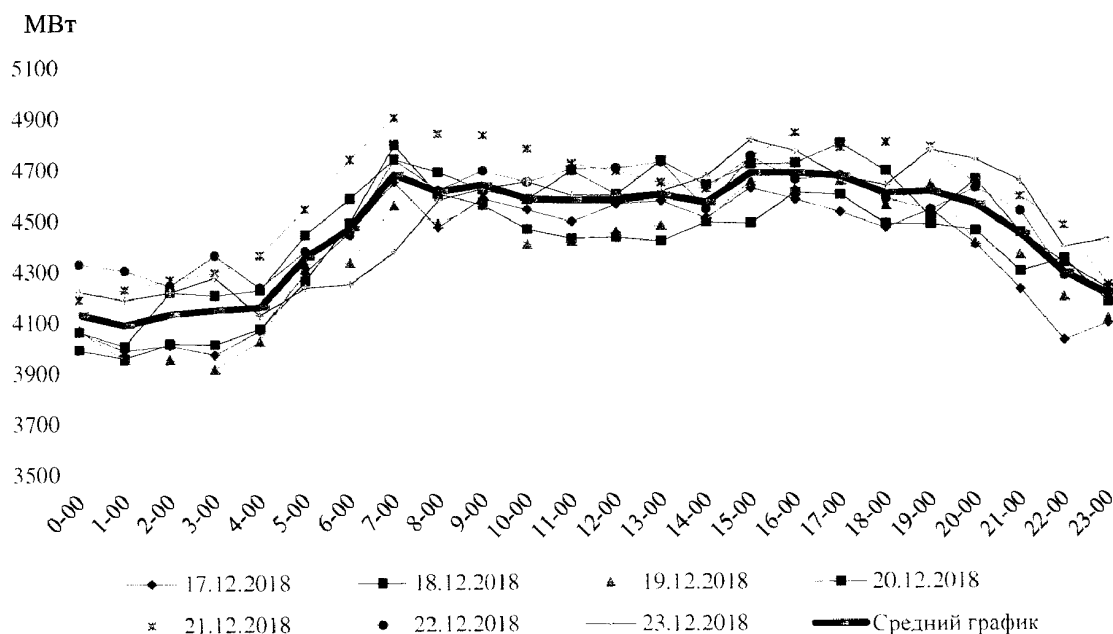
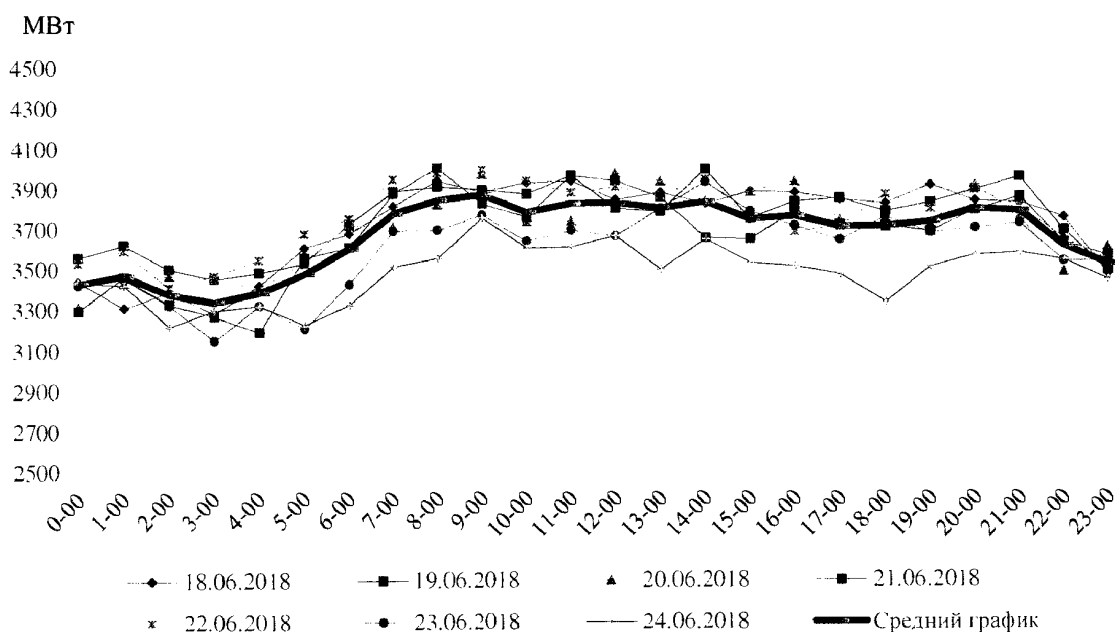


Рисунок 6

Суточные летние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области



Среднее значение плотности нагрузки для зимнего периода составляет 0,936, для летнего периода – 0,930 (плотность графика нагрузки определяется как $R_{ср}/R_{макс}$, где:

$R_{\text{ср}}$ (МВт) – среднесуточная нагрузка;

$R_{\text{макс}}$ (МВт) – максимальная нагрузка).

Среднее значение коэффициента неравномерности графика нагрузки для зимнего периода составляет 0,850, для летнего периода – 0,834 (коэффициент неравномерности графика нагрузки определяется как $R_{\text{мин}}/R_{\text{макс}}$, где:

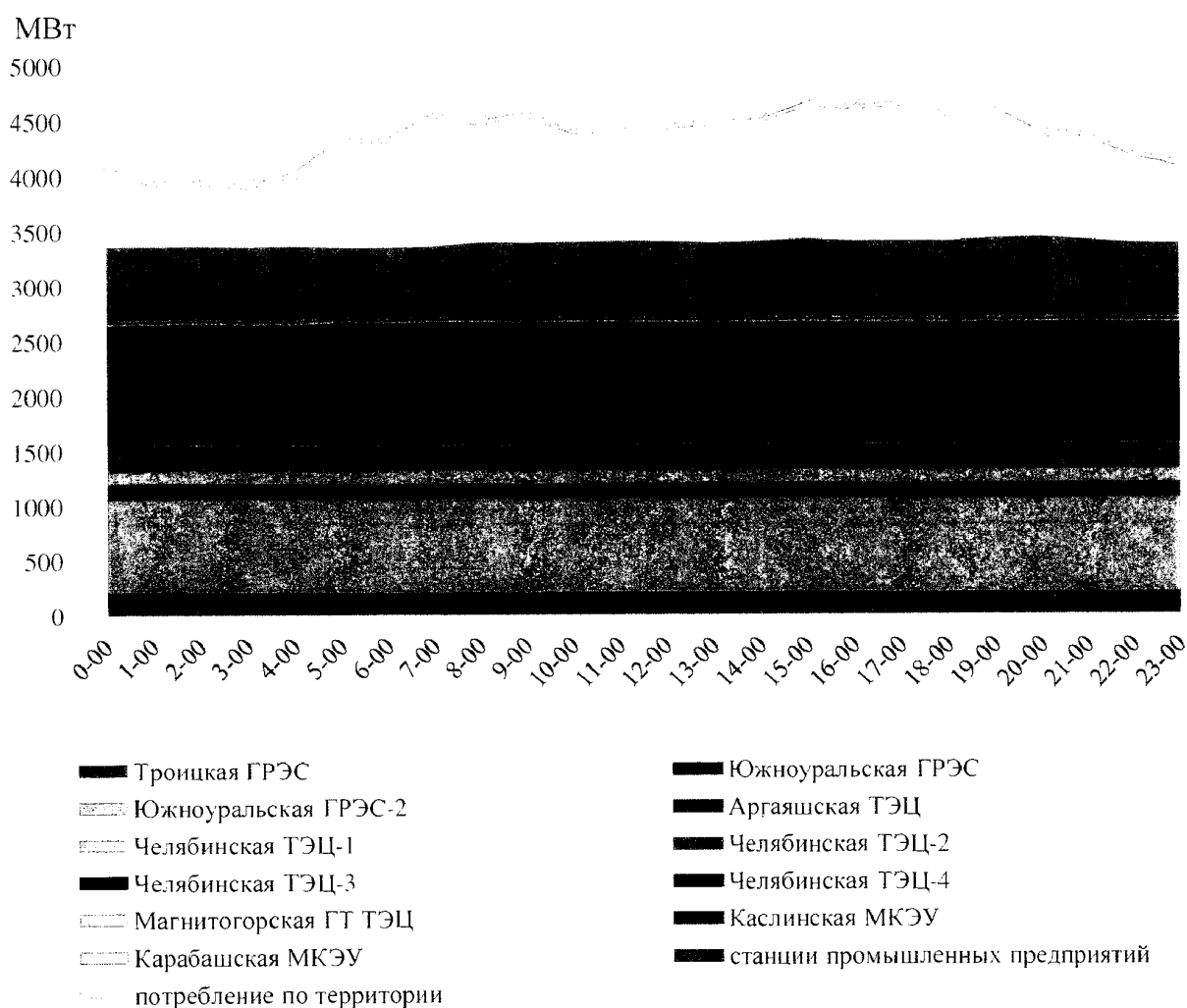
$R_{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка;

$R_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка).

На рисунке 7 представлен график покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2018 года (19 декабря).

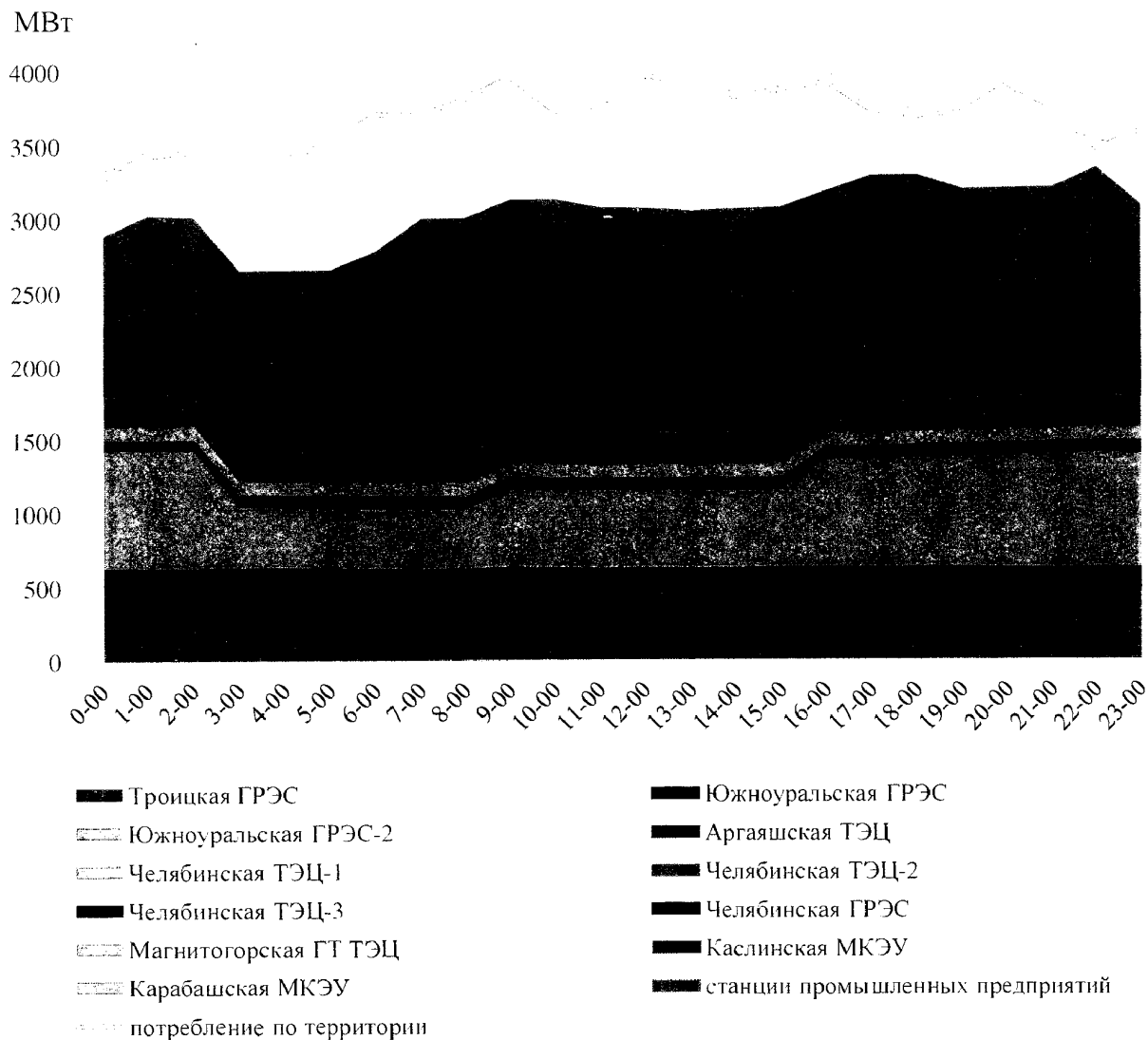
Рисунок 7

График покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2018 года



На рисунке 8 представлен график покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2018 года (20 июня).

График покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2018 года



7. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Челябинской области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет.

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области с указанием потребления электрической энергии (доли в общем электропотреблении Челябинской области) и мощности (доли в максимуме нагрузки Челябинской области) за последние пять лет по данным, представленным самими потребителями, приведен в таблице 4. В таблице не представлен ряд данных ввиду отсутствия статистической информации по данным потребителям.

Таблица 4

**Перечень основных крупных потребителей электрической энергии
энергосистемы Челябинской области**

Наименование потребителя	Потребление электрической энергии (доля в общем электропотреблении Челябинской области) и мощности, млн. кВт·ч (процентов)/МВт (процентов)				
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ПАО «ММК»	7888,1(21,8)/ 1022,9(19,5)	7392,8(20,7)/ 1028,8(19,9)	7821,9(22,3)/ 1036(20,3)	7815,3(22,1)/ 1025,3(20,4)	7893,1(22,2)/ 1032,7(19,9)
АО «Челябинский электро-металлургический комбинат»	3720(10,3)/ 457(8,7)	3941(11)/ 479(9,3)	3534(10,1)/ 456(8,9)	3668(10,4)/ 464(9,2)	3531(9,9)/ 459(8,8)
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	2186,7(6,1)/ 257(4,9)	2153,6(6)/ 256(5)	2152,3(6,1)/ 257(5)	2102,4(6)/ 250(5)	2042,2(5,7)/ 248(4,8)
ПАО «Челябинский цинковый завод»	767,9(2,1)/ 103,6(2)	765,9(2,1)/ 100(1,9)	772,8(2,2)/ 101,3(2)	757(2,2)/ 100,8(2)	782,9(2,2)/ 104,6(2,1)
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	318,3(0,9)/ 54,2(1)	301(0,8)/ 53,5(1)	272(0,8)/ 49,3(1)	296(0,8)/ 50,8(1)	н/д
Федеральное государственное унитарное предприятие «ПО «Маяк»	323(0,9)/ 50,4(1)	321(0,9)/ 48,3(0,9)	324(0,9)/ 48(0,9)	323(0,9)/ 48,5(1)	н/д
ПАО «Ашинский металлургический завод»	570,7(1,6)/ 96,4(1,8)	588,4(1,6)/ 97,1(1,9)	590,2(1,7)/ 93,2(1,8)	612,1(1,7)/ 94(1,9)	620(1,7)/ 100,2(1,9)
АО «Михеевский ГОК»	н/д/ 3,2(0,1)	416,1(1,2)/ 84(1,6)	762(2,2)/ 80(1,6)	н/д	782(2,2)/ 128(2,5)

8. Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет.

Отчетная динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 5.

Таблица 5

**Динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области
за последние пять лет**

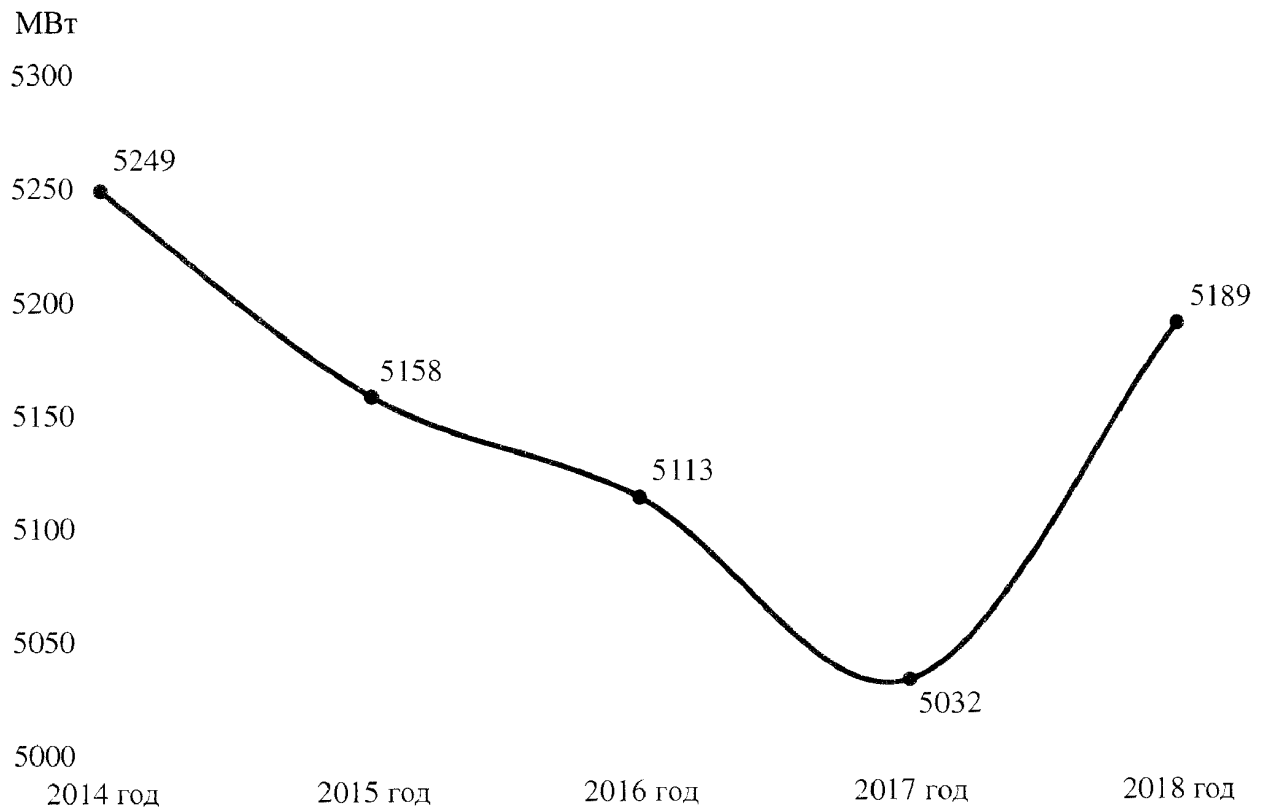
Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	За 5 лет
собственный максимум нагрузки, МВт	5249	5158	5113	5032	5189	5249
абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	99	-90	-45	-81	158	-60
прирост, процентов	1,9	-1,7	-0,9	-1,6	3,1	-1,1

В 2018 году собственный максимум нагрузки энергосистемы составил 5189 МВт, что на 158 МВт, или на 3,1 процента больше чем в 2017 году.

Суммарно за последние пять лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области уменьшился на 60 МВт, или на 1,1 процента.

На рисунке 9 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет.

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы
Челябинской области за последние пять лет



Динамика изменения максимума нагрузки по наиболее крупным энергорайонам и энергоузлам энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет представлена в таблице 6.

В таблице 7 представлена электрическая нагрузка по каждому городскому округу и муниципальному району Челябинской области за последний отчетный год (в зимний период).

Таблица 6

Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам и энергоузлам
энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет, МВт

Энергорайон	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
всего по Челябинской области	5249,0	4232,7	5158,0	4114,4	5113,0	4137,6	5032,0	4058,1	5189,4	4048,8
всего по энергорайонам	4473,7	3614,8	4626,8	3678,0	4403,9	3752,6	4509,7	3631,5	4569,9	3497,8
в том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	637,8	371,0	607,2	487,3	585,3	434,1	551,9	447,0	608,9	386,1
в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ашинский энергоузел	69,2	40,2	65,9	52,9	145,4	113,7	140,5	113	140,8	120,0
Миасско-Чебаркульский энергоузел	233,4	135,8	222,2	178,3	197,6	146,2	203,6	152,3	219,7	135,2
Карталинский энергорайон	139,5	143,1	209,4	77,7	135,0	88,4	149,7	76,0	147,4	68,0
Магнитогорский энергорайон	1289,5	1327,9	1551,9	1239,0	1102,4	1199,8	1281,9	1116,0	1310,4	1197,2
Челябинский энергорайон	2033,5	1505,4	1903,8	1623,0	1956,7	1629,7	1905,1	1603,5	1897,3	1560,1
в том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Металлургический энергоузел	342,3	253,4	320,5	273,2	385,0	323,6	361,5	312,0	420,3	390,6
Сосновский энергоузел	171,2	126,7	188,2	121,3	204,6	138,3	207,7	139,0	173,1	120,4
энергоузел ЧТЭЦ-4	192,2	142,3	179,9	153,4	294,3	219,6	176,2	127,0	162,0	106,7
энергоузел ЧТЭЦ-1	348,6	258,1	326,4	278,3	383,9	259,1	345,2	269,0	396,0	250,1
энергоузел ЧТЭЦ-2	70,4	52,1	65,9	56,2	79,1	111,6	72,3	60,0	106,6	40,7
энергоузел ЧЭМК	424,0	394,0	498,0	424,0	422,0	388,0	514,2	562,0	500,7	548,7
Северный энергорайон	373,4	267,4	354,5	251,0	347,0	232,0	336,0	231,0	334,4	218,7
Троицкий энергорайон*	-	-	-	-	148,8	66,7	132,4	48,0	112,6	55,9
Еманжелинский энергоузел*	-	-	-	-	128,7	101,9	152,7	110,0	159,0	11,8

* Троицкий энергорайон и Еманжелинский энергоузел были отдельно выделены в 2016 году, ретроспективные данные за 2013-2015 годы отсутствуют.

**Электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам
Челябинской области**

Городской округ/муниципальный район	Нагрузка, МВт
Верхнеуфалейский городской округ	45,1
Златоустовский городской округ	146,0
Карабашский городской округ	15,5
Копейский городской округ	96,4
Кыштымский городской округ	42,1
Локомотивный городской округ	0,0*
Магнитогорский городской округ	1231,7
Миасский городской округ	146,3
Озерский городской округ	97,5
Снежинский городской округ	21,9
Трехгорный городской округ	20,9
Троицкий городской округ	109,9
Усть-Катавский городской округ	22,6
Чебаркульский городской округ	30,9
Челябинский городской округ	1688,0
Южноуральский городской округ	68,8
Агаповский муниципальный район	57,3
Аргаяшский муниципальный район	41,1
Ашинский муниципальный район	141,8
Брединский муниципальный район	23,4
Варненский муниципальный район	23,2
Верхнеуральский муниципальный район	32,1
Еманжелинский муниципальный район	34,6
Еткульский муниципальный район	39,7
Карталинский муниципальный район	57,7
Каслинский муниципальный район	31,5
Катав-Ивановский муниципальный район	44,1
Кизильский муниципальный район	30,6
Коркинский муниципальный район	52,9
Красноармейский муниципальный район	38,8
Кунашакский муниципальный район	29,1
Кусинский муниципальный район	8,5
Нагайбакский муниципальный район	27,7
Нязепетровский муниципальный район	9,0
Октябрьский муниципальный район	23,0
Пластовский муниципальный район	32,7
Саткинский муниципальный район	112,4
Сосновский муниципальный район	92,6
Троицкий муниципальный район	24,8
Увельский муниципальный район	66,4
Уйский муниципальный район	13,6
Чебаркульский муниципальный район	51,6
Чесменский муниципальный район	9,9

* Распределение нагрузки принято на основании данных о загрузке подстанций напряжением 110 кВ в отчетных режимах зимних максимальных

нагрузок 2018 года. В Локомотивном городском округе подстанции 110 кВ отсутствуют.

9. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние пять лет.

Общая характеристика сферы теплоснабжения Челябинской области.

Централизованное теплоснабжение Челябинской области осуществляется от источников тепловой мощности двух типов: с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ) и котельных. На базе ТЭЦ и крупных котельных образованы централизованные системы теплоснабжения, включающие в свой состав тепловые сети. Индивидуальные системы теплоснабжения обеспечивают не более 5,6 процента от всего теплопотребления Челябинской области.

По данным Челябинскстата, численность муниципальных образований Челябинской области на 1 января 2018 года составляла 319 образований, из которых в 172 поселениях организованы системы централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ). Большинство систем теплоснабжения работают как изолированные системы теплоснабжения и не имеют межсистемных сетевых связей.

На территории Челябинской области с целью обеспечения теплоснабжением потребителей, присоединенных к тепловым сетям централизованных систем теплоснабжения, функционирует 855 источников тепловой энергии с установленной тепловой мощностью 19927 Гкал/час.

По состоянию на 2018 год, по данным службы по государственному регулированию цен и тарифов, в сфере теплоснабжения на территории Челябинской области действуют 358 теплогенерирующих, теплосетевых и сбытовых организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Динамика потребления тепловой энергии.

Тепловая энергия в Челябинской области используется для целей отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических нужд коммунально-бытовых (включая население) и производственных потребителей. 90,6 процента потребителей используют тепловую энергию в виде горячей воды. Оставшаяся часть (10,4 процента) – это потребители (в основном производственные предприятия), использующие тепловую энергию в виде влажного и перегретого пара.

Конечное потребление энергетических ресурсов – это расход энергоресурсов потребителями всех секторов экономики за исключением энергетики в процессах, не учтенных в разделе «Преобразование энергоресурсов». В дальнейшем в однопродуктовых топливно-энергетических балансах (далее именуется – ТЭБ) Челябинской области выделены следующие укрупненные виды экономической деятельности:

сельское хозяйство;

рыболовство и рыбоводство;

промышленность;

производство и распределения электроэнергии, газа и воды (за исключением производства тепловой энергии);

строительство;

транспорт и связь;

прочие виды деятельности;

население;

использование энергетических ресурсов на неэнергетические нужды.

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2014-2018 годы в Челябинской области в конечном потреблении, структурированная по видам экономической деятельности, представлена в таблице 8 и на рисунке 10.

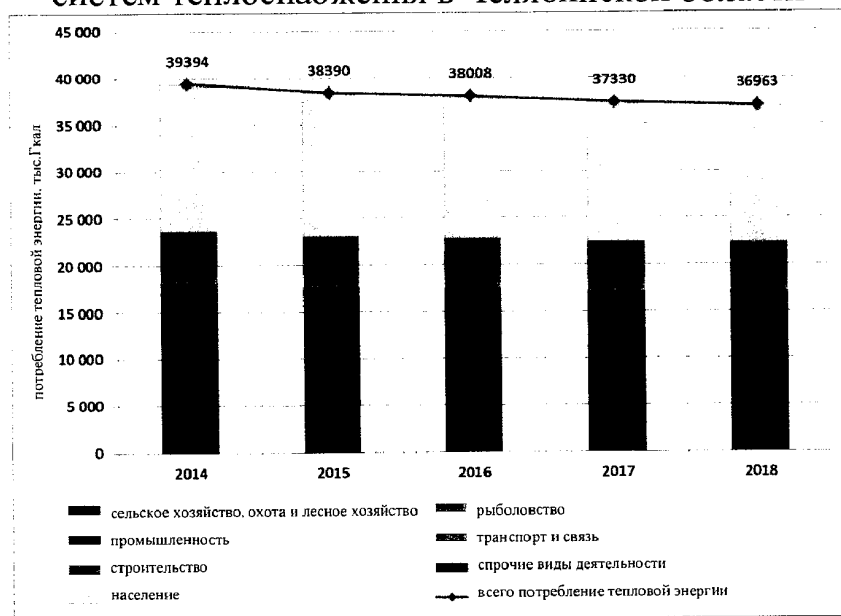
Таблица 8

Динамика изменения потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Всего потреблено	Темп изменения, процентов	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	Рыболовство	Промышленность	Строительство	Транспорт и связь	Прочие виды деятельности	Население
2014	39394	-	1068	1	17080	626	668	4220	15731
2015	38390	-2,5	1041	1	16644	610	651	4112	15330
2016	38008	-1,0	1031	1	16479	604	645	4071	15177
2017	37330	-1,8	1012	1	16185	594	633	3999	14907
2018	36963	-1,0	1002	1	16134	588	627	3959	14652

Рисунок 10

Структура и динамика потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области



Как и на всей территории Российской Федерации, в течение последних пяти лет спрос на тепловую энергию в конечном потреблении из

централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области снижается. Среднее за пять лет снижение потребления тепловой энергии составило 1,2 процентных пункта в год, а потребление тепловой энергии сократилось с 39394 тыс. Гкал в 2014 году до 36963 тыс. Гкал в 2018 году, или на 6,2 процента.

Наибольший спрос на тепловую энергию регистрируется статистикой в следующих разделах топливно-энергетического баланса по видам экономической деятельности:

«промышленность» (43,6 процента в 2018 году);

«население» (39,6 процента 2018 году).

Изменения за предшествующую пятилетку в структуре потребления тепловой энергии в основном были сосредоточены в потреблении тепловой энергии в промышленности и населением. По данным 2018 года, сокращение потребления тепловой энергии в промышленности составило 50,8 тыс. Гкал, или 0,3 процента от уровня 2017 года. Уменьшение потребления тепловой энергии населением составило 255 тыс. Гкал, или 1,7 процента.

Территориальное распределение потребления тепловой энергии по поселениям Челябинской области и динамика его изменения приведены в таблицах 9 – 10.

Таблица 9

**Динамика потребления тепловой энергии по городским округам
Челябинской области, тыс. Гкал**

Городские округа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Верхнеуфалейский городской округ	399	387	383	375	371
Златоустовский городской округ	2664	2586	2560	2510	2485
Карабашский городской округ	178	173	171	168	166
Копейский городской округ	1210	1175	1163	1140	1129
Кыштымский городской округ	558	542	537	526	521
Локомотивный городской округ	85	83	82	80	80
Магнитогорский городской округ	6146	5967	5908	5792	5735
Миасский городской округ	2049	1989	1969	1930	1911
Озерский городской округ	2061	2001	1981	1942	1923
Снежинский городской округ	1109	1077	1066	1045	1034
Трехгорный городской округ	746	724	717	703	696
Троицкий городской округ	619	601	595	583	577
Усть-Катавский городской округ	363	352	349	342	339
Чебаркульский городской округ	333	323	320	314	311
Челябинский городской округ с внутригородским делением	12925	12549	12425	12181	12061
Южноуральский городской округ	456	443	439	430	426
всего городские округа, в том числе	31901	30972	30665	30061	29763
отопление	22650	21990	21772	21343	21132
вентиляция	2552	2168	2147	2104	1935
горячее водоснабжение	5104	5265	5213	5261	5357
технология	1595	1549	1533	1353	1339

**Динамика потребления тепловой энергии по муниципальным районам
Челябинской области, тыс. Гкал**

Муниципальные районы	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Агаповский муниципальный район	269	266	263	260	257
Аргаяшский муниципальный район	150	149	148	147	146
Ашинский муниципальный район	1114	1103	1092	1081	1070
Брединский муниципальный район	90	89	88	87	86
Варненский муниципальный район	71	70	69	68	67
Верхнеуральский муниципальный район	168	166	164	162	160
Еманжелинский муниципальный район	521	516	511	506	501
Еткульский муниципальный район	166	164	162	160	159
Карталинский муниципальный район	389	385	381	377	374
Каслинский муниципальный район	382	378	374	370	366
Катав-Ивановский муниципальный район	289	286	283	280	277
Кизильский муниципальный район	69	68	67	66	66
Коркинский муниципальный район	744	737	730	723	716
Красноармейский муниципальный район	265	262	259	256	253
Кунашакский муниципальный район	187	185	183	181	179
Кусинский муниципальный район	286	283	280	277	275
Нагайбакский муниципальный район	149	148	147	146	145
Нязепетровский муниципальный район	142	141	140	139	138
Октябрьский муниципальный район	64	63	62	61	60
Пластовский муниципальный район	172	170	168	166	165
Саткинский муниципальный район	992	982	972	962	953
Сосновский муниципальный район	359	355	351	348	345
Троицкий муниципальный район	43	43	43	43	43
Увельский муниципальный район	113	112	111	110	109
Уйский муниципальный район	131	130	129	128	127
Чебаркульский муниципальный район	136	135	134	133	132
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	7493	7418	7343	7269	7200
отопление	5845	5786	5728	5670	5616
вентиляция	175	174	172	170	168
горячее водоснабжение	701	694	687	680	674
технология	772	764	756	749	742

Данные по каждой изолированной системе теплоснабжения, функционирующей в каждом поселении, собраны по данным схем теплоснабжения. Данные по потреблению тепловой энергии показывают, что потребление тепловой энергии в городских округах составляет около 81 процента всего потребления тепловой энергии в Челябинской области. А в городских округах 61 процент от всего потребления сосредоточен в Челябинском и Магнитогорском городских округах.

Потребление тепловой энергии в муниципальных районах составляет 19 процентов всего потребления тепловой энергии в Челябинской области, и это потребление распределено на обширной территории с тепловой нагрузкой низкой плотности.

Структура потребления тепловой энергии на территории Челябинской области с 2014 года изменялась незначительно: 72 процента всей тепловой энергии использовалось на отопление жилых, общественно-деловых (в том числе бюджетных) и производственных зданий, 7 процентов на вентиляцию в основном производственных и общественных зданий (принимая во внимание то, что тепловая нагрузка естественной вентиляции жилых зданий учитывается в тепловой нагрузке отопления); 15-16 процентов - это потребление тепловой энергии на цели горячего водоснабжения и 5-6 процентов - потребление тепловой энергии на цели технологии.

Спрос на тепловую мощность.

Спрос потребителей на тепловую мощность (максимальный расход тепловой энергии в отопительный период) не отражается в статистической информации. Он, как правило, устанавливается по результатам анализа соответствующих разделов схем теплоснабжения в каждой изолированной системе теплоснабжения (зоне действия источника тепловой мощности). Однако схемы теплоснабжения, разработанные в Челябинской области, как правило, не содержат анализа достигнутых максимумов тепловой нагрузки по большинству изолированных систем теплоснабжения.

Анализ этих данных показывает, что максимальный спрос на тепловую энергию (тепловую нагрузку потребителей, спрос на тепловую мощность) имеет тенденцию к незначительному росту и отражает влияние следующих факторов:

- ввод в эксплуатацию новых жилых и общественных зданий (новых строительных фондов);
- вывод из эксплуатации аварийных строительных фондов;
- ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей;
- изменение НТД, в частности ввод в действие СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

В таблице 11 приведены данные спроса на тепловую мощность, установленные по договорам теплоснабжения для городских округов Челябинской области. В таблице 12 приведены аналогичные данные (по договорным тепловым нагрузкам) для муниципальных районов.

Таблица 11

Спрос на тепловую мощность в городских округах
Челябинской области, Гкал/час

Городские округа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Верхнеуфалейский городской округ	100	100	100	100	100
Златоустовский городской округ	673	674	675	675	676
Карабашский городской округ	42	42	42	42	42
Копейский городской округ	315	315	316	316	316
Кыштымский городской округ	162	162	162	162	162
Локомотивный городской округ	23	23	23	23	24
Магнитогорский городской округ	1134	1157	1181	1205	1229
Миасский городской округ	560	561	561	562	562
Озерский городской округ	546	546	547	547	548
Снежинский городской округ	341	341	342	342	342

Трехгорный городской округ	219	219	219	219	219
Троицкий городской округ	179	179	179	179	179
Усть-Катавский городской округ	100	100	100	100	100
Чебаркульский городской округ	91	91	92	92	92
Челябинский городской округ с внутригородским делением	3208	3212	3215	3218	3221
Южноуральский городской округ	149	150	150	150	150
всего городские округа	7825	7855	7885	7916	7948
темп роста, процентов	-	0,38	0,39	0,39	0,40
отопление	4773	4792	4810	4829	4848
вентиляция	522	476	478	480	482
горячее водоснабжение	525	575	577	579	582
технология	2005	2012	2020	2028	2036

Таблица 12

**Спрос на тепловую мощность в муниципальных районах
Челябинской области, Гкал/час**

Муниципальные районы	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Агаповский муниципальный район	51	51	51	51	52
Аргаяшский муниципальный район	30	30	31	31	31
Ашинский муниципальный район	236	236	237	237	237
Брединский муниципальный район	17	17	17	17	17
Варненский муниципальный район	14	14	14	14	14
Верхнеуфалейский муниципальный район	33	33	33	33	33
Еманжелинский муниципальный район	107	107	107	107	107
Еткульский муниципальный район	32	32	32	32	32
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74
Каслинский муниципальный район	72	72	72	72	72
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	13	13	13	13	13
Коркинский муниципальный район	142	142	143	143	143
Красноармейский муниципальный район	48	48	48	45	45
Кунашакский муниципальный район	38	38	38	38	38
Кусинский муниципальный район	48	48	48	48	48
Нагайбакский муниципальный район	29	29	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	27	27	27	27	27
Октябрьский муниципальный район	11	11	12	12	12
Пластовский муниципальный район	37	37	37	37	37
Саткинский муниципальный район	206	206	206	206	206
Сосновский муниципальный район	72	72	72	72	72
Троицкий муниципальный район	8	8	8	8	8
Увельский муниципальный район	23	23	23	23	23
Уйский муниципальный район	25	25	25	25	25
Чебаркульский муниципальный район	28	28	28	28	28
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11
Всего по муниципальным районам	1487	1489	1490	1488	1489
Отопление	1124	1113	1101	1090	1080
Вентиляция	3	18	33	45	59

Горячее водоснабжение	119	119	119	119	119
Технология	241	239	236	234	232
Темп роста, процентов	-	0,10	0,10	-0,16	0,10
всего по Челябинской области, в том числе	9313	9344	9376	9404	9437
отопление	5897	5904	5912	5919	5928
вентиляция	525	494	511	524	540
горячее водоснабжение	644	694	696	699	701
технология	2246	2251	2257	2262	2268

Так же, как и в большинстве регионов Российской Федерации, в Челябинской области отмечаются следующие тенденции в сфере функционирования централизованных систем теплоснабжения:

рост спроса на тепловую мощность (рост тепловой нагрузки потребителей) за счет более интенсивного темпа нового строительства жилых и общественных зданий, чем их вывод из эксплуатации по причине износа;

снижение спроса на тепловую энергию (потребления тепловой энергии) за счет уточнения (в сторону уменьшения фактического потребления тепловой энергии) с использованием приборов учета; внедрение устройств регулирования потребления тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха при создании ИТП; использования термостатических регуляторов на отопительных приборах;

снижение числа часов использования установленной тепловой мощности за счет снижения продолжительности отопительного периода и повышения средней температуры отопительного периода (градусосуток отопительного периода).

Максимальный прирост тепловой нагрузки зарегистрирован в Челябинском и Магнитогорском городских округах, что соответствует статистике введенного в эксплуатацию жилищного и общественного фондов.

Всего общий прирост тепловой нагрузки в Челябинской области по городским округам и муниципальным районам в зонах действия централизованных систем теплоснабжения за 2014 – 2018 годы составил около 125 Гкал/час. При этом средний прирост тепловой нагрузки составил около 0,27 процентного пункта в год.

Структура установленной тепловой мощности.

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

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью в 10100,5 Гкал/час и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов турбоагрегатов в 5738,0 Гкал/час (таблица 13) или с коэффициентом близким к 0,6 (оптимальный проектный показатель отношения тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов к общей установленной тепловой мощности ТЭЦ).

Общая и теплофикационная установленная тепловая мощность источников с комбинированной выработкой, Гкал/час

Наименование	Мощность	2018 год
Троицкая ГРЭС	всего	210
	турбоагрегаты	210
Южноуральская ГРЭС	всего	320
	турбоагрегаты	320
Южноуральская ГРЭС-2	всего	0
	турбоагрегаты	0
Челябинская ТЭЦ-1	всего	711,2
	турбоагрегаты	210
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956
	турбоагрегаты	596
Челябинская ТЭЦ-3	всего	1123,8
	турбоагрегаты	567,8
Челябинская ТЭЦ-4	всего	850
	турбоагрегаты	450
Аргаяшская ТЭЦ	всего	708,5
	турбоагрегаты	708,5
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80
	турбоагрегаты	40
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	720
	турбоагрегаты	540
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	670
	турбоагрегаты	470
ТЭЦ ПВЭС-1 ПАО «ММК»	всего	70
	турбоагрегаты	70
ТЭЦ ПВЭС-2 ПАО «ММК»	всего	340
	турбоагрегаты	340
ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»	всего	120
	турбоагрегаты	120
ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	всего	23
	турбоагрегаты	23
Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)	всего	366
	турбоагрегаты	66
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	всего	575
	турбоагрегаты	175
ТЭЦ АО «Комбинат Магнезит»	всего	23,7
	турбоагрегаты	23,7
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408
	турбоагрегаты	68
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода	всего	20
	турбоагрегаты	0
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	всего	178
	турбоагрегаты	28
ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)	всего	1392,34
	турбоагрегаты	687
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	всего	235
	турбоагрегаты	25

всего	УТМ	10100,5
	УТМГА	5738,0

В 2018 году произошли следующие изменения в установленной тепловой мощности на ТЭЦ Челябинской области за счет ввода/вывода из эксплуатации теплофикационных турбоагрегатов:

ввод в коммерческую эксплуатацию ТГ-4 с установленной электрической мощностью 61,0 МВт и установленной тепловой мощностью теплофикационных отборов 132,5 Гкал/час с 1 апреля 2018 года на Аргаяшской ТЭЦ;

вывод из эксплуатации с окончательным демонтажом ТГ-2 (теплофикационного турбоагрегата) с установленной электрической мощностью 85 МВт и установленной тепловой мощностью теплофикационных отборов 105 Гкал/час на Троицкой ГРЭС;

ввод ГПА с утилизацией теплоты отходящих газов: ООО «Капитал-Сити» (ЗАО «Карабашмедь») с установленной электрической мощностью 17,2 МВт и установленной тепловой мощностью утилизатора тепла отходящих газов в 12 Гкал/час;

ввод ГПА ЗАО «КМЭЗ» с установленной электрической мощностью 8,6 МВт (сведения об утилизационных установках отсутствуют).

Изменения в установленной тепловой мощности теплофикационных турбоагрегатов и общей тепловой мощности станций в 2018 году произошли также за счет уточнения данных по сведениям, представленным ПАО «ММК» (в том числе по ТЭЦ ПВС-2 и ТЭЦ ПВС-1 ПАО «ММК» со снижением установленной тепловой мощности в два раза).

С учетом всех изменений установленная тепловая мощность ТЭЦ по регулируемым отборам турбоагрегатов снизилась с 6427 до 5738 Гкал/час, или на 688,9 Гкал/час (на 10,7 процентных пункта от уровня 2017 года). Весь остальной спрос на тепловую мощность обеспечивается из СЦТ на базе котельных. Общая установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области в 2018 году составила 19937 Гкал/час (таблица 14).

Таблица 14

Установленная тепловая мощность в поселениях Челябинской области Гкал/час

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Верхнеуфалейский городской округ	259	259	259	259	259
Златоустовский городской округ	1244	1244	1244	1244	1241
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	587	587	587	587	587
Кыштымский городской округ	263	263	263	263	263
Локомотивный городской округ	75	75	75	75	75
Магнитогорский городской округ	2405	2405	2405	2405	2405
Миасский городской округ	997	997	997	997	997
Озерский городской округ	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	503	503	503	503	503
Трехгорный городской округ	283	283	283	283	275
Троицкий городской округ	438	438	438	438	427

Усть-Катавский городской округ	167	167	170	170	167
Чебаркульский городской округ	355	355	355	355	355
Челябинский городской округ	8193	7547	7449	7599	7599
Южноуральский городской округ	320	320	320	320	328
всего по городским округам:	17060	16414	16319	16469	16452
Агаповский муниципальный район	154	150	149	145	144
Аргаяшский муниципальный район	55	53	53	51	50
Ашинский муниципальный район	494	494	494	494	490
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	49	48	48	48	46
Верхнеуральский муниципальный район	150	150	150	150	148
Еманжелинский муниципальный район	208	200	200	200	193
Еткульский муниципальный район	75	75	75	75	74
Карталинский муниципальный район	163	163	163	162	160
Каслинский муниципальный район	205	205	205	205	205
Катав-Ивановский муниципальный район	172	172	170	165	163
Кизильский муниципальный район	35	35	35	32	30
Коркинский муниципальный район	201	201	201	201	198
Красноармейский муниципальный район	121	121	121	120	117
Кунашакский муниципальный район	70	70	70	70	69
Кусинский муниципальный район	90	90	90	90	86
Нагайбакский муниципальный район	65	65	65	65	64
Нязепетровский муниципальный район	53	53	53	53	50
Октябрьский муниципальный район	29	29	29	29	27
Пластовский муниципальный район	70	70	65	65	60
Саткинский муниципальный район	550	520	520	520	506
Сосновский муниципальный район	297	297	297	297	295
Троицкий муниципальный район	42	42	35	35	31
Увельский муниципальный район	50	50	50	45	44
Уйский муниципальный район	81	81	81	81	78
Чебаркульский муниципальный район	87	87	87	85	82
Чесменский муниципальный район	35	35	35	35	32
всего по муниципальным районам	3645	3600	3585	3562	3485
всего по челябинской области	20705	20014	19904	20031	19937

Принимая во внимание данные о спросе на тепловую мощность у потребителей, потери тепловой мощности в тепловых сетях и собственные нужды ТЭЦ и котельных, а также данные таблицы 14, можно показать, что резервы УТМ на источниках тепловой мощности составляют около 65 процентов.

Новое строительство источников тепловой мощности (котельных) осуществляется только в зонах новой застройки, не обеспеченной

существующей тепловой мощностью, и в зонах индивидуального жилищного строительства (индивидуальные теплогенераторы).

Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице 15 и на рисунке 11. В данной таблице учтены собственные нужды и потери тепловой энергии в тепловых сетях на ТЭЦ и котельных.

Таблица 15

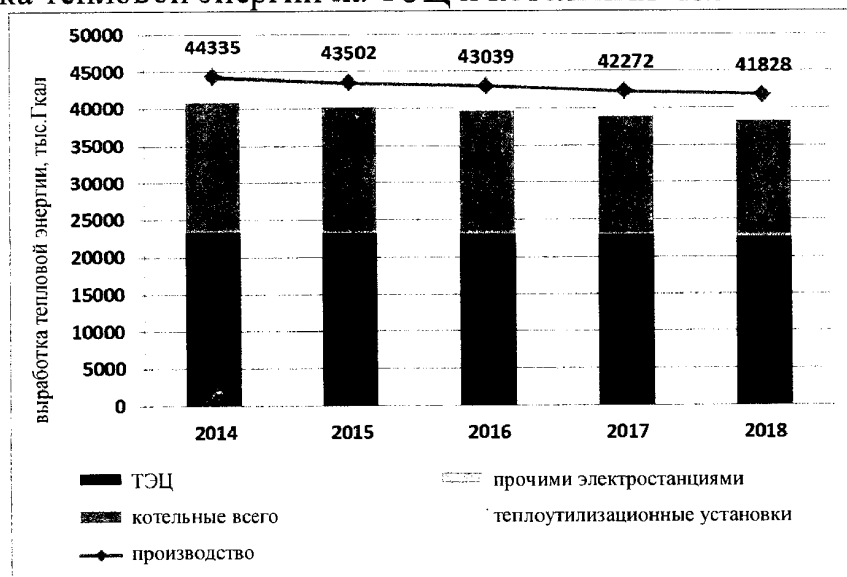
Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных
в Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Тепло - утилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2014	44335	23354	370	17135	3476	43006	3612	39394
2015	43502	23191	370	16629	3312	42198	3808	38390
2016	43039	23028	370	16274	3367	41749	3741	38008
2017	42272	22867	370	15637	3398	41005	3675	37330
2018	41828	22707	370	15284	3467	40574	3611	36963

Источник: Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии в Челябинской области.

Рисунок 11

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области



Анализ этих данных показывает, что доля выработанной тепловой энергии на ТЭЦ постоянно увеличивается и достигает 54 процентов к 2018 году. Таким образом, коэффициент теплофикации в Челябинской области один из самых высоких среди территорий Российской Федерации (за исключением Москвы и Санкт-Петербурга как субъектов Российской Федерации).

В связи с промышленной ориентацией Челябинской области в производстве тепла также высока доля тепловой энергии, полученная на

теплоутилизационных установках промышленных предприятий (около 7 процентов от общей выработки тепловой энергии).

10. Перечень крупных потребителей тепловой энергии в Челябинской области.

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии на территории Челябинской области с указанием потребления тепловой энергии по данным, представленным самими потребителями, приведен в таблице 16. Все перечисленные потребители тепловой энергии обеспечивают спрос на тепловую мощность от собственных источников тепловой энергии.

Следует также заметить, что большинство из этих крупных промышленных потребителей имеют собственные источники тепловой энергии. Например, все металлургические комбинаты эксплуатируют источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (ПАО «ММК», ПАО «ЧМК», АО «Автомобильный завод «Урал» (АО «АЗ «Урал»), АО «Златоустовский машиностроительный завод»), а остальные эксплуатируют промышленно-отопительные котельные.

Таблица 16

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии
Челябинской области

Наименование потребителя	Городской округ/ муниципальный район	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	Челябинский городской округ	1272	1253	1228	1215	1194
АО «Челябинский электро-металлургический комбинат»	Челябинский городской округ	441	435	426	413	403
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	Челябинский городской округ	328	324	317	325	323
ПАО «Челябинский цинковый завод»	Челябинский городской округ	672	н/д	н/д	613	н/д
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	Магнитогорский городской округ	1786	1750	1717	1812	1822
ООО «Миасский керамический завод»	Миасский городской округ	127	125	122	154	163
АО «Автомобильный завод «Урал»	Миасский городской округ	96	94	92	124	133
АО «Златоустовский машиностроительный завод»	Златоустовский городской округ	217	213	208	205	201
ООО «Златоустовский литейный завод»	Златоустовский городской округ	145	142	139	114	104
АО «Копейский машиностроительный завод»	Копейский городской округ	48	47	46	46	45
ЗАО «Карабашмедь»	Карабашский городской округ	9	9	9	13	14
ЗАО «Кыштымский медеэлектролитный завод»	Кыштымский городской округ	47	47	46	44	43
АО «Комбинат Магнезит»	Саткинский муниципальный район	20	20	20	16	15

ПАО «Ашинский металлургический завод»	Ашинский муниципальный район	26	н/д	25	23	н/д
---------------------------------------	------------------------------	----	-----	----	----	-----

11. Структура установленной электрической мощности на территории Челябинской области.

Структура установленной электрической мощности электростанций на территории Челябинской области на 1 января 2019 года представлена в таблице 17.

Таблица 17

**Структура установленной электрической мощности электростанций
Челябинской области на 1 января 2019 года**

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность	
		МВт	процентов
генерирующие компании			
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1315	21,76
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС (ЮУГРЭС)	747	12,36
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС-2)	844,5	13,98
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	256	4,24
5.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	133,8	2,21
6.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	320	5,30
7.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	593	9,81
8.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	742	12,28
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18	0,30
10.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,33
11.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,33
электростанции промышленных предприятий			
12.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)	300	4,96
13.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)	191	3,16
14.	ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)	10	0,17
15.	ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)	91	1,51
16.	ПЦС (ПАО «ММК»)	18,92	0,31
17.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229	3,79
18.	Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5	0,41
19.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36	0,60
20.	ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)	36	0,60
21.	ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))	6	0,10
22.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5	0,24
23.	ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)	3	0,05

24.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в город Чебаркуль)	3,5	0,06
25.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группы Компаний»)	16	0,26
26.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09	0,05
27.	ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)	13	0,22
28.	ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12	0,20
29.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2	0,28
30.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6	0,14
суммарная установленная мощность электростанций и станций промышленных предприятий Челябинской области		6042,61	100,00

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 1 января 2019 года составляет 6042,61 МВт.

В 2018 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ТГ-4 (61 МВт) на Аргаяшской ТЭЦ;
 демонтаж ТГ-2 (85 МВт) на Троицкой ГРЭС;
 ввод газопоршневых электрических станций ООО «Капитал-Сити» (ЗАО «Карабашмедь» (17,2 МВт), ЗАО «КМЭЗ» (8,6 МВт)).

В 2017 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ПГУ-3 (247,5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;
 ввод ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (12 МВт).

В 2016 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

демонтаж ТГ-4 (278 МВт) и ТГ-5 (278 МВт) на Троицкой ГРЭС;
 ввод ПГУ (660 МВт) на Троицкой ГРЭС;
 перемаркировка генерирующего оборудования на Южноуральской ГРЭС-2 – суммарная установленная мощность 844,5 МВт (ПГУ-1 422,08 МВт вместо 420 МВт, ПГУ-2 422,42 МВт вместо 420 МВт);
 демонтаж ТГ-9 (4 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;
 перемаркировка ГТ ПГУ (170 МВт вместо 160 МВт) и ПТ ПГУ (63 МВт вместо 60 МВт) на Челябинской ТЭЦ-3;
 демонтаж ТГ-1 (11 МВт), ТГ-2 (11 МВт), ТГ-3 (12 МВт) и ТГ-7 (5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;
 ввод ПГУ-2 (247,5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;
 ввод модульной когенерационной энергетической установки ООО «Перспектива» (ПС 110 кВ Касли) – 20 МВт;
 ввод модульной когенерационной энергетической установки ООО «Перспектива» (ПС 110 кВ Пирит) – 20 МВт.

В 2015 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

демонтаж ТГ-1 (25,5 МВт), ТГ-2 (23,5 МВт) и ТГ-5 (46 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;
 демонтаж ТГ-4 (35 МВт) на Южноуральской ГРЭС;

перемаркировка ПГУ-1 (420 МВт вместо 408 МВт) и ПГУ-2 (420 МВт вместо 416,6 МВт) на Южноуральской ГРЭС-2;

перемаркировка ПГУ-3 до 220 МВт (160+60 МВт вместо 156,3+60 МВт) на Челябинской ТЭЦ-3;

демонтаж ТГ-4 (12 МВт), ТГ-5 (12 МВт), ТГ-6 (14 МВт) и ТГ-8 (5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

ввод ПГУ-1 мощностью 247 МВт (177+70 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

перемаркировка ТГ-1 (12 МВт вместо 25 МВт) и ТГ-2 (12,5 МВт вместо 25 МВт) на Тургорякской ТЭЦ.

В 2014 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ПГУ-1 (408 МВт) и ПГУ-2 (416,6 МВт) на Южноуральской ГРЭС-2;

увеличение установленной мощности ТГ-10 до 41,8 МВт (на 20,599 МВт) и ТГ-11 до 42 МВт (на 20,63 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;

демонтаж ТГ-7 (278 МВт) на Троицкой ГРЭС;

демонтаж ТГ-2 (50 МВт) и ТГ-3 (50 МВт) на Южноуральской ГРЭС.

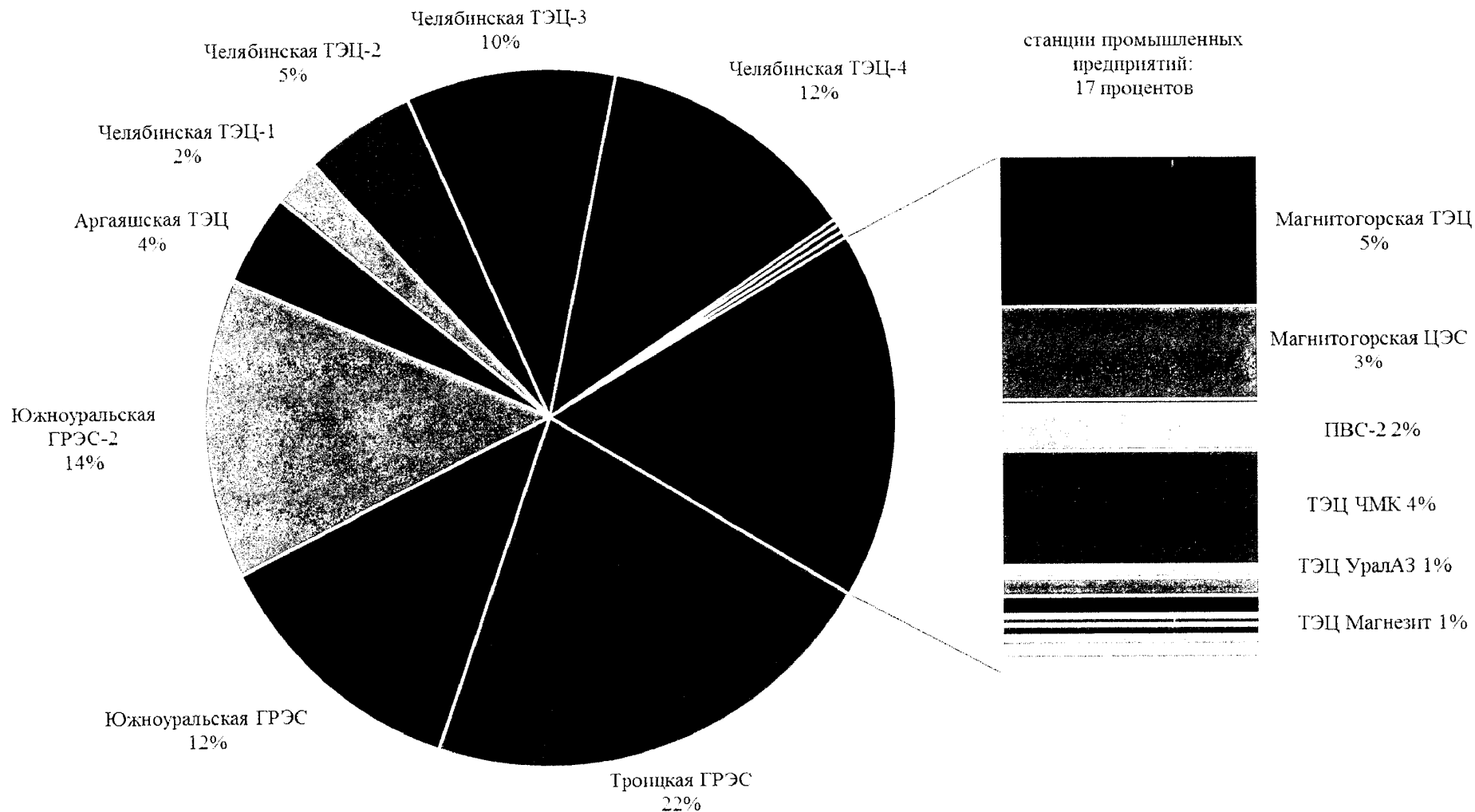
Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области на 1 января 2019 года в графическом виде представлена на рисунке 12.

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Челябинской области является Троицкая ГРЭС с установленной мощностью 1315 МВт (22 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ОГК-2».

Электростанции промышленных предприятий составляют долю в 17 процентов (1033,31 МВт) от общей установленной мощности энергосистемы. Крупнейшей электростанцией промышленных предприятий является Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт (5 процентов от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ММК».

Рисунок 12

Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области
по состоянию на 1 января 2019 года



12. Состав существующих электростанций (а также станции промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС.

Годы ввода станции: 1960-2016.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 500-220-110 кВ. На станции установлен автотрансформатор связи напряжением 500/220 кВ и три автотрансформатора связи напряжением 220/110 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Бобровская с отпайкой на ПС Строительная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Строительная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная I цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная II цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Дизельная I цепь с отпайкой на ПС Новотроицкая;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Дизельная II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 1315 МВт. На станции эксплуатируется 4 генератора.

ТГ-1 и ТГ-3 присоединены к обмотке низкого напряжения АТГ-1 и АТГ-3 соответственно. Выдача мощности ТГ-1 и ТГ-3 осуществляется в РУ 220 кВ и РУ 110 кВ. Блок № 8 и Блок № 10 выдают мощность в РУ 500 кВ.

Установленная тепловая мощность станции составляет 210 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. Котлы с 1 по 3 являются дубль-блоками. На станции эксплуатируется 4 турбины. Турбины № 1 и 3 являются теплофикационными (установленная тепловая мощность каждой составляет 105 Гкал/час). Турбина № 8 является конденсационной.

В рамках договора о предоставлении мощности на станции в 2016 году было завершено строительство пылеугольного энергоблока № 10 мощностью 660 МВт (ПСУ-660). Дата ввода в эксплуатацию – 31 мая 2016 года. В состав блока № 10 входят:

паровой котлоагрегат HG-2100/25,4-YM16;
 паровая турбоустановка CLN-660-24,2-566-566;
 турбогенератор QFSN-660-2.

Основным и резервным топливом котлов является уголь, что делает Троицкую ГРЭС независимой от ограничений поставок газа. Растопочным топливом является мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Троицкой ГРЭС:

цех топливоподачи в составе: узел пересыпки № 2а, узел пересыпки № 1, узел пересыпки № 4, узел пересыпки № 5, узел пересыпки № 1а, узел пересыпки № 2, здание узла пересыпки № 4 (1 очереди), здание узла пересыпки № 3 блока 9, здание дробильного корпуса № 2, галерея транспортеров № 29, загрузочные бункера угля 3 очереди, здание поста электрической централизации; железнодорожный пост № 1, галерея транспортеров № 13, здание узла пересыпки № 2 блока 9, здание узла пересыпки № 1 блока 9, галерея транспортеров № 26, галерея транспортеров № 25, здание щита управления топливоподачи, загрузочный бункер на складе угля, железнодорожные пути к вагоноопрокидывателю № 1, 2, здание узла пересыпки № 2а, размораживающее устройство вагоноопрокидывателя № 4, 5, здание узла пересыпки № 5, здание узла пересыпки № 1а, здание узла пересыпки № 2, здание щита управления ЦТП, галерея транспортеров № 1, галерея транспортеров № 11, галерея транспортеров № 15, здание вагоноопрокидывателя № 1, 2, галерея транспортеров № 16, дробильный корпус № 1, железнодорожные внутростанционные пути, здание узла пересыпки № 6, галерея транспортеров № 3, здание вагоноопрокидывателя № 4, 5, весовая будка № 4, размораживающее устройство на 6 вагонов вагоноопрокидывателя № 2, здание узла пересыпки № 4 очереди № 3, галерея транспортеров № 7, галерея транспортеров № 14, склад угля, здание вагоноопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 27, загрузочный бункер на складе угля, галерея транспортеров № 28, мазутосливная эстакада, здание узла пересыпки № 1 (1 очереди), галерея транспортеров № 18, здание дробильного корпуса блока № 9, галерея транспортеров № 4, размораживающее устройство вагоноопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 10 и 12, галерея транспортеров № 2, размораживающее устройство на 6 вагонов вагоноопрокидывателя № 1, галерея транспортеров № 24, железнодорожный тупик, здание узла пересыпки № 3 (1 очереди), подъездной железнодорожный путь от станции Золотая сопка до ГРЭС, галерея транспортеров № 1, подъездные железнодорожные пути № 4 и 5, железнодорожный путь № 2 подачи угля, железнодорожный путь в районе дробильного корпуса, железнодорожный путь № 7, железнодорожный путь к вагоноопрокидывателю № 5, железнодорожный путь № 20, железнодорожный путь № 21 надвига вагонов, железнодорожный путь № 18, железнодорожный путь № 19, железнодорожный путь № 20, железнодорожный путь № 21, железнодорожный путь № 10, узел пересыпки Т-

1, узел пересыпки Т-2, узел пересыпки Т-3, узел пересыпки Т-4, помещение устройства натяжения ленты конвейера угольного склада, дробильный корпус, здание вагоноопрокидывателей, галерея конвейеров С-1 А/В, галерея конвейеров С-2А/В, галерея конвейера С-3, галерея конвейера С-4, галерея конвейеров С-5А/В, галерея конвейеров С-6А/В, угольный склад, приемно-сливная эстакада мазута.

Химический цех в составе: химводоочистка 3 очередь, здание предочистки с подземным тоннелем технологических трубопроводов от предочистки, здание обессоливающей установки, здание химводоочистки, эстакада трубопроводов от главного корпуса до ОУ-330, склад мокрого хранения соли и коагулянта, здание маслохозяйства блока 660 МВт, здание добавки химреагентов в циркуляционную воду (помещение обработки циркуляционной воды), щелочно-кислотный склад и бак-нейтрализатор ХВО, здание химводоочистки (комплекс ХВО), здание разгрузки и хранения кислоты и щелочи (насосная станция разгрузки кислоты и щелочи), щелочно-кислотный склад и бак-нейтрализатор;

котлотурбинный цех №1 в составе: мазутный бак № 1, мазутный бак № 3, мазутный бак № 2, мазутохозяйство, маслоуловитель, камера переключения береговой насосной № 1, газоходы от дымососной 1 очереди до трубы № 1, дымососно - скрубберная 1 очереди, береговая насосная № 1, дымовая труба № 1, здание главного корпуса 1 очереди.

Блоки 300 МВт в составе: дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, здание дымососного отделения 2 очереди, здание электрофильтров, здание главного корпуса 2 очереди, здание дымососного отделения, система сухого золошлакоудаления блока № 7.

Котлотурбинный цех № 3 в составе: блока 500 МВт: здание главного корпуса 3-4 очереди, береговая насосная № 3, здание тягодутьевых машин 3-4 очереди, водозаборный ковш береговой насосной № 3, газоходы к дымовой трубе № 4, дымовая труба № 4, ввод обогрева водозаборного ковша береговой насосной № 3, береговая насосная № 2, камера переключения береговой насосной № 2; блока 660 МВт: главный корпус, БЩУ, отделение тягодутьевых механизмов, циркуляционная насосная станция, БНС-4, здание мазутонасосной, насосная станция противопожарной защиты с резервуаром, помещение управление электрофильтрами, отделение электрофильтров, дымовая труба, газоходы (дымоходы) от дымососов до дымовой трубы, газоходы (дымоходы) от РВП до отделения электрофильтров, башенная градирня, шлакохранилище, склад турбинного смазочного масла, золохранилище (склад золы), склад мазутного топлива с резервуарами, комплексный бассейн № 1 насосной станции противопожарной защиты, приемная емкость мазута.

Электроцех в составе: здание электролизерной, здание главного щита управления, мастерская ОРУ, компрессорная ОРУ, здание ГЩУ на территории ОРУ, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 1, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 2, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 3, башня ревизии трансформаторов с пристроями

масс, ОРУ-110 кВ, ОРУ-220кВ, ОРУ-500 кВ, блок 660 МВт: водородная станция, дизель-генераторная, ресивер водорода № 1-5, бак аварийного слива трансформаторного масла.

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС (ЮУГРЭС).

Южноуральская ГРЭС введена в эксплуатацию 28 апреля 1952 года.

Выдача мощности Южноуральской ГРЭС осуществляется на напряжении 220-110 кВ. На станции установлены два автотрансформатора связи напряжением 220/110 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка I цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка II цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т;

КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 747 МВт. На станции установлены 6 генераторов. Все генераторы присоединены к ОРУ 220 кВ.

Установленная тепловая мощность станции составляет 320 Гкал/час. На станции эксплуатируется 12 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 6 турбин. Турбины № 5, 7 и 8 являются теплофикационными (установленная тепловая мощность турбин составляет 110, 105 и 105 Гкал/час соответственно). Турбины № 6, 9 и 10 являются конденсационными.

Основным видом топлива (проектным) является бурый уголь. Резервным видом топлива является природный газ. В качестве растопочного топлива используется мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Южноуральской ГРЭС:

главный корпус, здание главного щита управления, здание трансформаторного маслохозяйства, здание главного распределительного устройства 10 кВ, здание электролизерной установки, здание закрытого распределительного устройства 6 кВ, здание химводоочистки и склада соли,

здание предочистки, здание насосной и водоприемника 1 очереди, здание насосной и водоприемника 2 очереди, здание насосной станции № 3, здание объединенной багерной, здание багерная насосная 4 очереди, здание объединенной насосной станции, здание мазутонасосной станции, здание отстойно-фильтровальной станции, здание дробильного корпуса № 1, здание дробильного корпуса № 2, здание газораспределительного пункта, здание разгрузочного устройства с вагоноопрокидывателем, сооружение дымовая труба № 1, сооружение дымовая труба № 2, сооружение дымовая труба № 3, сооружение дымовая труба № 4, сооружение дымовая труба № 5, газоходы, сооружение приемное устройство для слива мазута, земляная плотина, железобетонный водосброс, струенаправляющая дамба, отводящие каналы, дамбы золошлакоотвала, железобетонная эстакада трубопроводов, сооружение открытое распределительное устройство, сооружение галерея транспортера № 2, сооружение галерея транспортера № 3, сооружение галерея транспортера № 5, 6, сооружение галерея транспортера № 7, сооружение галерея транспортера № 8, сооружение галерея транспортера № 9-10, сооружение галерея транспортера № 11, 12, сооружение галерея транспортера № 13, сооружение галерея транспортера № 14, сооружение галерея транспортера № 15, сооружение галерея транспортера № 18, сооружение галерея транспортера № 19.

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС-2).

Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт. Первый энергоблок станции был введен 4 февраля 2014 года, второй энергоблок – 28 октября 2014 года.

Основное оборудование каждого энергоблока включает в себя высокоэффективные газотурбинную и паротурбинную установки производства SiemensAG и котел-утилизатор производства «ЗиО-Подольск», которое обеспечивает один из самых высоких в отрасли КПД электрического цикла – 56-58 процентов.

Основное топливо новых энергоблоков – природный газ. Газоснабжение Южноуральской ГРЭС-2 осуществляется двумя подводными трубопроводами протяженностью 2 километра от магистрального газопровода высокого давления. В качестве аварийного используется дизельное топливо.

Согласно проектному решению энергоблоки Южноуральской ГРЭС-2 расположены на отдельной производственной площадке на берегу Южноуральского водохранилища. Выдача мощности Южноуральской ГРЭС-2 осуществляется на напряжении 500-220 кВ. На станции установлен один автотрансформатор связи напряжением 500/220 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково.

Энергоблоки присоединены к ОРУ 220 кВ.

Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Введена в работу 7 июля 1954 года. Является основным источником электроэнергии и тепла для поселка Новогорный, города Озерска и химического комбината «Маяк».

Выдача мощности Аргаяшской ТЭЦ осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 256 МВт. На станции установлены 7 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 708,5 Гкал/час. На станции эксплуатируется 9 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 7 турбин. Все турбины имеют теплофикационные отборы суммарной установленной тепловой мощностью 708,5 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

Основным видом топлива для котлов является уголь. Резервное топливо отсутствует.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Аргаяшской ТЭЦ:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, главный корпус, мастерские котельного цеха, мастерская гидрозолоудаления, здание мазутонасосной станции, здание маслохозяйства, БНС, переключательный колодец, проходная БНС, ХВО 1, 2, 3 очереди, ГЩУ, здание компрессорной станции, трансформаторная мастерская со складом газовых баллонов, здание водородной станции, переходной мост между машинным залом и ГЩУ, золошлакоотвал.

Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первая очередь станции запущена 18 января 1942 года. Расположена станция в Ленинском районе города Челябинска. На Челябинской ТЭЦ-1 установлено оборудование с поперечными связями. В 2014 году завершена модернизация станции с вводом двух газотурбинных установок общей мощностью 83,8 МВт.

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-1 осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1;

ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Пластмасс;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Ю. Копи с отпайкой на ПС Н.О.В.;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ II цепь с отпайками.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 133,8 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 711,2 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 противодавленческих турбины с установленной тепловой мощностью отборов по 105 Гкал/час каждая. На станции установлены 4 водогрейных котла (2В, 3В – ПТВМ-100, 5В, 6В – КВГМ-100) суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час. Помимо этого, имеется два котла-утилизатора (суммарная установленная тепловая мощность составляет 17 Гкал/час) и редуционно-охлаждающая установка (далее именуется – РОУ) установленной тепловой мощностью 84,2 Гкал/час.

Основным топливом для энергетических котлов № 4, 5 и 6 является бурый уголь. Для остальных агрегатов (водогрейных котлов № 2В, 3В, 5В, 6В и новых газотурбинных установок) основным топливом является природный газ. Резервное топливо для газотурбинных установок, энергетических котлов № 4, 5 и 6 и водогрейных котлов № 2В, 3В, 5В, 6В – природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-1:

дымовая труба № 1, здание пиковой котельной, насосная станция мазутного хозяйства, здание газораспределительного пункта, здание (котельный цех), здание гидроцеха, здание центральной насосной станции, здание береговой насосной, здание (турбинный цех), главный корпус ГТУ, склад мокрого хранения соли, склад химических реагентов, здание химводоочистки, здание установки нейтрализации и разделения стоков, здание электроцеха.

Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первый турбогенератор мощностью 60 МВт Челябинской ТЭЦ-2 был введен в действие 1 декабря 1962 года. Станция расположена в восточной части города Челябинска.

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-2 осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2;
 ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 320 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 956 Гкал/час. На станции эксплуатируется 9 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 596 Гкал/час (2×138 и 2×160 Гкал/час). На станции установлены 2 водогрейных котла (№ 1В и 2В) суммарной установленной тепловой мощностью 360 Гкал/час (2×180 Гкал/час).

Основным топливом для энергетических котлов является бурый уголь, для водогрейных котлов № 1 и 2 основным топливом является природный газ. Резервное топливо для агрегатов водогрейных котлов № 1 и 2 – топочный мазут. Резервное топливо для энергетических котлов – природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-2:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, галерея конвейеров № 2, галерея конвейеров № 3, дробильный корпус, галерея конвейеров № 4, разгрузочный сарай со сварочным постом, с приемными бункерами угля и галереей ЛК-1, гараж бульдозеров, депо (мастерская по сборке укрупненных обмуровочных блоков), гараж на 6 тракторов, главный корпус, пиковая котельная, мазутонасосная с эстакадой приёма мазута и мазутной эстакадой, газораспределительная станция, пенная станция пожаротушения № 2, пенная станция пожаротушения № 3, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3, градирня башенная № 4, золошлакоотвал.

Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первый энергоблок мощностью 180 МВт введен в эксплуатацию 1 апреля 1996 года. В декабре 2006 года запущен второй аналогичный энергоблок, в июне 2011 года – третий, парогазовый блок электрической мощностью 216,3 МВт. В 2015 году выполнена перемаркировка ПГУ-3 до 220 МВт (160+60 МВт). В 2016 году выполнена перемаркировка ПГУ-3 до 233 МВт (170+63 МВт).

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-3 осуществляется на напряжении 220 кВ и 110 кВ. Трансформаторы (автотрансформаторы) связи на станции отсутствуют. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь;
- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь;
- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь;
- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь;
- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь;
- ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-12;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-12;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 593 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 1123,8 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических блока. На станции эксплуатируется 3 паровые турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 567,8 Гкал/час ($2 \times 260 + 47,8$ Гкал/час). На станции установлены 3 пиковых водогрейных котла (№ 1В, 2В и 3В) суммарной установленной тепловой мощностью 540 Гкал/час (3×180 Гкал/час). Помимо этого, имеется один паровой котел теплоснабжения установленной тепловой мощностью 16 Гкал/час.

В качестве основного топлива для энергетических котлов используется природный газ, резервное топливо отсутствует. Для котлов пиковой водогрейной котельной (водогрейных котлов и парового котла теплоснабжения) основным и резервным топливом является природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-3:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, проходная, склад, насосная станция 2 подъема, здание главного корпуса, ГРП-2, ГРП-1, АБК, столовая, насосная станция ЦНС, насосная станция ливневых стоков, склад оборудования, цех тепловых, подземных коммуникаций, пожарное депо, здание бродокалмакский тракт 4, пешеходный переход от АБК до ГК, пешеходный переход от АБК до ОВК, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3.

Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Челябинская ТЭЦ-4. Самая первая электростанция Челябинской области. Построена в 1930 году по плану ГОЭЛРО.

В рамках договора о предоставлении мощности на Челябинской ТЭЦ-4 16 ноября 2015 года произведен ввод ПГУ-1 установленной электрической мощностью 247 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). 24 февраля 2016 года произведен ввод ПГУ-2 установленной электрической мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). В 2017 году на Челябинской ТЭЦ-4 введен ПГУ-3 установленной электрической мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час).

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-4 осуществляется на напряжении 220 и 110 кВ. Трансформаторы (автотрансформаторы) связи на станции отсутствуют. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
 КВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ТЭЦ-4 с отпайкой на ПС Цинковая 110;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Восточная;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Тракторозаводская;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная I цепь;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 742 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 850 Гкал/час. На станции эксплуатируется три ПГУ. На станции эксплуатируется три паровые турбины в составе ПГУ с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 450 Гкал/час (3×150 Гкал/час). На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час (4×100 Гкал/час).

В качестве основного и резервного топлива используется природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-4:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, главный корпус, здание КОС, здание проходной, насосная станция второго подъема, КРУЭ-220 кВ, КРУЭ-110 кВ, циркуляционная насосная станция, объединенная насосная станция добавочной воды, химводоочистка со складом реагентов, здание подготовки добавочной воды для циркуляционной системы, АКБ, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3.

Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»).

Введена в работу в 2010 году.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110/10 кВ 49.

Установленная мощность генерирующего оборудования составляет 18 МВт. На станции установлены два генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 80 Гкал/час. На станции установлены два водогрейных котла-утилизатора КУВ 23,2 (20) (2×20 Гкал/час), а также 2 водогрейных котла КВ-Г-23,3-170 (2×20 Гкал/час).

Ввиду отсутствия подключения к теплофикационным сетям тепловая мощность станции не используется – блоки работают в «сухом» режиме.

В качестве основного (резервного) топлива используется природный газ.

Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью по 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110/35/10 кВ Пирит.

На станции установлены два водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервное топливо отсутствует.

Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью по 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110/10 кВ Касли.

На станции установлены шесть водогрейных котлов с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 300 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ I цепь;

ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ II цепь.

На станции установлены 6 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 720 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 6 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 540 Гкал/час. На станции установлен 1 водогрейный котел установленной тепловой мощностью 180 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – уголь. Для энергетического котла № 7 и водогрейного котла резервное топливо не предусмотрено.

Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 191 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 23;
КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 62 с отпайкой на ПС 85;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 87;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 I цепь;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 II цепь.

На станции установлены 9 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 670 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 9 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 470 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух водогрейных котлов составляет 200 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ПВЭС-1 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 10 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 95.

На станции установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 70 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 70 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный и коксовый газы.

ПВЭС-2 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 91 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 87 и в распределительное устройство 10 кВ МЦЭС.

На станции установлены 4 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 340 Гкал/час. На станции эксплуатируется 7 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 340 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ПСЦ (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 18,92 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 29.

На станции установлены 3 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 120 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 120 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо отсутствует.

ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 229 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь.

На станции установлены 8 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 1392,34 Гкал/час. На станции эксплуатируется 11 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 8 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 687 Гкал/час. На станции также установлены 6 водогрейных котлов суммарной установленной тепловой мощностью 600 Гкал/час (ПТВМ-100). Установленная тепловая мощность прочего оборудования составляет 105,34 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется газ (природный, доменный, коксовый), а также отходящий газы. Резервное топливо – уголь (энергетические котлы № 7-11).

ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в город Чебаркуль).

Введена в работу 1 декабря 2015 года.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,5 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Гранит.

На станции установлен 1 генератор.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 235 Гкал/час. На станции эксплуатируется 1 турбина с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 25 Гкал/час. Установленная тепловая мощность прочего оборудования составляет 210 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо отсутствует.

Тургорьякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 24,5 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по двум линиям электропередачи напряжением 110 кВ на ПС 110 кВ Тургорьяк.

На станции установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 366 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 66 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 300 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»).

Установленная мощность генерирующего оборудования составляет 3 МВт. На станции установлены 2 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 35/6 кВ Металлургическая.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 20 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла. На станции установлен 1 водогрейный котел установленной тепловой мощностью 20 Гкал/час. Иное оборудование для отпуски тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 36 МВт. На станции установлены 3 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Миасс – ТЭЦ УралАЗ с отпайкой на ПС Автозаводская;

ВЛ 110 кВ Тургорьяк - ТЭЦ УралАЗ.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 575 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла. На станции эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 175 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 36 МВт. На станции установлены 3 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Огнеупор.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 23,7 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 23,7 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»)).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 6 МВт. На станции установлен 1 генератор.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110/35/6 кВ ЗМЗ-4.

Установленная тепловая мощность ЦЭС составляет 408 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла типа (№ 3 и № 4). Суммарная установленная мощность энергетических котлов составляет 68 Гкал/час. На станции установлены 3 паровых котла (№ 1, 2, и 10) суммарной установленной тепловой мощностью 40 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла (№ 5, 6, 7 и 8) суммарной установленной тепловой мощностью 300 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – мазут.

ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод».

Установленная мощность генерирующего оборудования ТЭЦ составляет 14,5 МВт. На станции установлены 3 генератора (ТГ-1,2 – по 6 МВт каждый, ТГ-3 – 2,5 МВт).

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ АМЗ и на напряжении 3 кВ в ЦРП.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 178 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла (№ 1 (ТП-30), № 2 (ТП-30), № 3 (БМ-35) и № 4 (ГМ-50-14/250)). На станции эксплуатируется 1 турбина типа Р-2,5-15/3 с противодавлением без регулируемого отбора пара и 2 турбины типа П-6-1,2/0,5 (теплофикационные с производственным регулируемым отбором пара) с установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара по 14,0 Гкал/час каждая. На ТЭЦ также установлены 2 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 150 Гкал/час (КВГМ-100 и ПТВМ-50).

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»).

На ТЭЦ установлены четыре турбины и четыре генератора. Суммарная Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 13 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на шины ПС 110/10 кВ Н. Златоуст.

На станции установлено шесть энергетических котлов и шесть пиковых водогрейных котлов.

Основным топливом станции является природный газ, резервным – топочный мазут.

ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 16 МВт.

На станции установлено восемь газопоршневых агрегатов типа G3520E (ГПУ) производства Caterpillar мощностью 2 МВт каждый. В состав ГПУ входит 4-тактный V-образный газопоршневой двигатель с турбонаддувом G3520E, генератор SR4B HV (Kato), блок вспомогательного оборудования, смонтированный на общей раме.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на шины ПС 110/6 кВ Центральная-разведочная.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,09 МВт.

На станции установлено три газопоршневых агрегата типа G3516(ГПА).

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 12 МВт.

На станции установлено шесть газопоршневых агрегата типа MWM TCG2020V20.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на шины ПС 110/10 кВ Новая.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 17,2 МВт.

На станции установлено четыре газопоршневых агрегата типа CG260-16.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 8,6 МВт.

На станции установлено два газопоршневых агрегата типа CG260-16.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

МКЭУ Миасская (ООО «Перспектива»).

Годы ввода в эксплуатацию – 2014 – 2015.

На станции установлены две газопоршневые установки Guascor SFGLD-560 мощностью по 0,952 МВт каждая.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 2 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110/10 кВ Миасская.

На станции установлены четыре водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

МКЭУ Копейск (ООО «Перспектива»).

Год ввода в эксплуатацию – 2016.

На станции установлены две газопоршневые установки Guascor SFGLD-560 мощностью по 0,952 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 2 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110/35/6 кВ Октябрьская.

На станции установлены четыре водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

Перечень установленного на электростанциях основного оборудования представлен в таблице 18.

Таблица 18

Информация о котлах, установленных на существующих электростанциях (а также электростанциях промышленных предприятий) энергосистемы Челябинской области

Станционный номер котла	Тип, марка (модель) котла	Производитель	Год ввода	Основное топливо	Резервное (аварийное) топливо	Установленная тепловая мощность водогрейных котлов, Гкал/час	Станционный номер турбины	Тип, марка (модель) турбины	Производитель	Год ввода	Установленная мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Станционный номер генератора	Тип, марка (модель) генератора	Производитель	Год ввода	Номинальная мощность, МВт
филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС																	
1А	ПК-14-2	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-	-	1	Т-85-90/2,5	ХТЗ	1960	85	105	1	ТВ2-100-2	Электросила	1960	100
1Б	ПК-14-2	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-												
2А	ПК-14-2	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2Б	ПК-14-2	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-												
3Б	ПК-14-2	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	уголь	-	-	3	Т-85-90/2,5	ХТЗ	1961	85	105	3	ТВ2-100-2	Электросила	1961	100

8	П-57	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1974	уголь	-	-	8	К-485-240	ХТЗ	1974	485	-	8	ТГВ-500-2	Электротяжмаш	1974	500
10	НГ-2100/25,4-УМ16	НВС	2016	уголь	-	-	10	GLN-660-24,2-566-566	НТС	2016	660	-	10	QFSN-660-2	НЕС	2016	660
филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС																	
КА-4	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1953	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-5	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1953	уголь	газ природный	-	5	ПТ-83/100-90/9	ЛМЗ	1996	83	110	5	ТВ2-100-2	Электросила	1953	100
КА-6	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	уголь	-	6	К-100-90-3	ЛМЗ	1954	100	-	6	ТВ2-100-2	Электросила	1954	100
КА-7	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-8	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-9	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-10	ПК-10Ш	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1955	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-11	ПК-14Р	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-12	ПК-14Р	Машиностроительный завод	1956	уголь	газ природный	-	7	Т-82/100-90/2,5	ЛМЗ	1956	82	105	7	ТВ2-100-2	Электросила	1956	100

		«ЗиО-Подольск»			ный													
КА-13	ПК-14Р	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	газ природный	-	8	T-82/100-90/2,5	ЛМЗ	1956	82	105	8	TB2-100-2	Электросила	1956	100	
КА-14	ПК-33-83СП	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	газ природный	газ природный	-	9	K-200-130	ЛМЗ	1961	200	-	9	TBФ-200-2	Электросила	1961	200	
КА-15	ПК-33-83СП	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	газ природный	газ природный	-	10	K-200-130	ЛМЗ	1961	200	-	10	TBФ-200-2	Электросила	1961	200	
филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2																		
КУ-1	П-140	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2014	газ	-	-	ПТ-1	SST5-3000	Siemens-AG	2014	422.08	-	1	SGen5-2000H	SiemensAG	2014	422,08	
							ГТ-1	SGT5-4000F	Siemens-AG	2014		-						
КУ-2	П-140	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2014	газ	-	-	ПТ-2	SST5-3000	Siemens-AG	2014	422.42	-	2	SGen5-2000H	SiemensAG	2014	422,42	
							ГТ-2	SGT5-4000F	Siemens-AG	2014		-						
БК-1	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2013	газ природный	газ природный	10,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
БК-2	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2013	газ природный	газ природный	10,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
БК-3	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2014	газ природный	газ природный	10,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																		

1	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	1	Т-35-90-4	Брян- ский П.З.	1954	35	73	1	ТВ2-30-2	Электросила	1954	30
2	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	2	Т-35-90-4	Брян- ский П.З.	1954	35	73	2	ТВ2-30-2	Электросила	1954	30
3	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	3	П-35- 90/10-2	ЛМЗ	1954	35	60	3	ТВ-50-2	Электросила	1954	50
4	ТП-170-1	ТКЗ	1955	уголь	-	-	4	Т-60/65-8,8	УТЗ	2018	61	132,5	4	ТФ-65- 2УЗ	Электросила	2018	65
5	ПК-14	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	-	-	5	ТР-40- 90/0,7-2	ЛМЗ	1956	40	95	5	ТВ-50-2	Электросила	1956	50
6	ПК-14	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	-	-	6	Р-20- 90/18-2	ХТГЗ	1996	20	155	6	ТГВ-25	Харьковский завод	1959	25
7	ПК-14	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	-	-	7	ПТ-30- 90/10-3	УТМЗ	1957	30	120	7	ТВ2-30-2	Электросила	1957	30
8	ПК-14	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	ПК-14	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1967	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
4	КО-VI- 200	ЛМЗ	1943	бурый уголь	газ	-	7	Р-25-29/1,2	УТМЗ	1958	25	105	7	ТВС-30	-	1958	25
5	ЛМЗ-200	ЛМЗ	1943	бурый уголь	газ	-	8	Р-25-29/1,2	УТМЗ	1959	25	105	8	ТВС-30	-	1959	25
6	ТКП-3	ТКЗ	1943	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

КУ-1	ПК 79	ОАО «Подольский машинострои- тельный завод»	2013	газ	газ	8.5	10	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Pro- ducts France SNC»	2013	41,8	-	10	BDAX 7- 290ERH N	-	2014	43,775
КУ-2	ПК 79	ОАО «Подольский машинострои- тельный завод»	2013	газ	газ	8.5	11	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Pro- ducts France SNC»	2013	42	-	11	BDAX 7- 290ERH N	-	2014	43,775
2В	ПТВМ-100	БКЗ	1971	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-100	БКЗ	1972	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	КВГМ-100	ДКЗ	1981	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	КВГМ-100	ДКЗ	1986	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1962	бурый уголь	газ	-	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1962	60	138	1	ТВ-60-2	Электросила	1962	60
2	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1963	бурый уголь	газ	-	2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1964	60	138	2	ТФ-60-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2017	60
3	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1964	бурый уголь	газ	-	3	Т-100-130	УТМЗ	1968	100	160	3	ТВФ-120-2	Сибэлектро- тяжмаш	1977	100
4	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1965	бурый уголь	газ	-	4	Т-100-130	УТМЗ	1969	100	160	4	ТФ-125-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2010	100
5	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1968	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1969	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1969	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1970	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1971	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-180	ДКЗ	1970	газ	мазут	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-180	ДКЗ	1972	газ	мазут	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	ТПГЕ-215	ТКЗ	1996	газ	-	-	1	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1996	180	260	1	ТГВ-200-2МУЗ	город Харьков	1996	220
2	ТПГЕ-215	ТКЗ	2006	газ	-	-	2	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	2006	180	260	2	ТВВ-200-2ЕУЗ	город Ленинград	2006	220
3	КУ (П-134)	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2011	газ	-	-	3-2	ГТЭ-160	ЛМЗ	2011	170	-	3-2	ТЗФГ-160-2МУЗ	Электросила	2011	170
							3-1	Т-60/70-6,8/0,12	КТЗ	2011	63	47.8	3-1	ТЗФП-63-2МУЗ	Электросила	2011	63
1В	ПТВМ-180	БКЗ	1983	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-180	БКЗ	1983	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	КВГМ-180	БКЗ	1989	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1П	ДЕ-25-14	БКЗ	1983	газ	газ	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	

1	KY HRSG- 274,1/62,8 2- 11,5/0,95- 541/240	Alstom India limited	2015	газ	газ	-	блок № 1 (ГТ-1)	GT13E2	Alstom Swit- zerland ltd.	2015	174	-	1-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2015	191,2
							блок № 1 (ИТ-1)	DKZE1- 1N33	Alstom Swit- zerland ltd.	2015	73	150	1-2	TA 30- 105	Alstom Power	2015	106,3
2	KY HRSG- 274,1/62,8 2- 11,5/0,95- 541/240	Alstom India limited	2016	газ	газ	-	блок № 2 (ГТ-2)	GT13E2	Alstom Swit- zerland ltd.	2016	177	-	2-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2016	191,2
							блок № 2 (ИТ-2)	DKZE1- 1N33	Alstom Switzer- land ltd.	2016	70.5	150	2-2	TA 30- 105	Alstom Power	2016	106,3
3	KY HRSG- 274,1/62,8 2- 11,5/0,95- 541/240	Alstom India limited	2017	газ	газ	-	блок № 3 (ГТ-3)	GT13E2	Alstom Switzer- land ltd.	2017	177	-	3-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2017	191,2
							Блок № 3 (ИТ-3)	DKZE1- 1N33	Alstom Switzer- land ltd.	2017	70.5	150	3-2	TA 30- 105	Alstom Power	2017	106,3
1B	ПТБМ- 100	БКЗ	1966	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2B	ПТБМ- 100	ДКЗ	1967	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3B	ПТБМ- 100	БКЗ	1968	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4B	ПТБМ- 100	БКЗ	1969	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ АМЕТ ПАО «Ашинский металлургический завод»																	
1	ТП-30	-	1957	газ	мазут	-	1	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	1	Т-6-2У3	город Лысьва	2004	6

2	ТП-30	-	1955	газ	мазут	-	2	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	2	Т-6-2У3	город Лысьва	2004	6
3	БМ-35	-	2012	газ	мазут	-	3	Р-2,5-15/3	КТЗ	1972	2,5	20,5	3	Т2-2,5-2	-	1972	2,5
4	ГМ-50- 14/250	-	1961	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	КВГМ- 100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)																	
1	ТП-170-1	-	1954	газ	уголь	-	1	Т-50-90	-	1954	50	80	1	ТТК-50- 2МУЗ-П	город Лысьва «Электро- тяжмаш- Привод»	2016	50
2	ТП-170-1	-	1954	газ	уголь	-	2	Т-50-90	-	1954	50	80	2	ТВ-50-2	«Электро- сила» имени С.М. Кирова СССР	1954	50
3	ТП-170-1	-	1955	газ	уголь	-	3	Т-50-90	-	1957	50	80	3	ТВ-50-2	Государ- ственный союзный завод МЭП, СССР	1957	50
4	ТП-170-1	-	1956	газ	уголь	-	4	ПТ-50- 90/13	-	1963	50	120	4	ТВ-60-2	Ленинград- ский совет народного хозяйства, СССР	1963	60
5	ТП-10	-	1964	газ	уголь	-	5	Т-50-130	-	1969	50	90	5	ТВФ-60- 2	Сибэлектро- тяжмаш, СССР	1969	60

6	ТП-10	-	1965	газ	уголь	-	6	Т-50-130	-	1970	50	90	6	ТВФ-60-2	Сибэлектро- тяжмаш, СССР	1970	60
7	ТП-85	-	1969	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ТП-81	-	1970	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-180	-	1969	газ	-	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)																	
1	ф. Ганомаг	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	домен- ный газ	-	1	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	1	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1985	12
2	ф. Ганомаг	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	домен- ный газ	-	2	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	2	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1988	12
3	ф. Ганомаг	ф. Ганомаг, Германия	1932	газ	домен- ный газ	-	3	ПТ-40-2,9	ЛМЗ	1998	40	80	3	ТФП-40-2УЗ	Электросила	2000	40
4	ф. Ганомаг	ф. Ганомаг, Германия	1933	газ	домен- ный газ	-	4А	Р-6-35/3 М	КТЗ	1993	6	22,5	4А	Т6-2УЗ	город Лысьва	1993	6
5	ф. Ганомаг	ф. Ганомаг, Германия	1934	газ	домен- ный газ	-	4Б	Р-6-35/3 М	КТЗ	1993	6	22,5	4Б	Т6-2УЗ	город Лысьва	1993	6
6	ТП-200-1	ТКЗ	1951	газ	домен- ный газ	-	5	Т-25-29	ЛМЗ	1951	25	85	5	Т2-25-2	Электросила	1939	25
7	ТП-200-1	ТКЗ	1952	газ	домен- ный газ	-	6	Т-25-29	УТЗ	1950	25	90	6	Т2-25-2	Электросила	1951	30
8	ТП-200-1	ТКЗ	1956	газ	домен- ный газ	-	7	Т-25-29	УТЗ	1952	25	90	7	ТВС-32 УЗ	город Лысьва	2002	30
-	-	-	-	-	-	-	8	ПТ-40-2,9	ЛМЗ	2002	40	80	8	ТФП-40-2УЗ	Электросила	2003	40
9	ПТВМ-100	БКЗ	1965	газ	домен- ный газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ПТВМ-100	ДКЗ	1971	газ	домен- ный газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)																	

1	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр Верке, Германия	1932	газ	домен- ный газ	-	1	Р-6- 35/10М	КТЗ	1998	6	35	1	Т-6-2У3	город Лысьва	1997	6
2	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр Верке, Германия	1932	газ	домен- ный газ	-	2	Р-4- 35/10М	КТЗ	1997	4	35	2	Т-4-2У3	город Лысьва	1997	4
3	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр Верке, Германия	1932	газ	домен- ный газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)																	
1	ТП-7	ТКЗ	1943	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	1	ПТ-29/35- 3,0/1,0	КТЗ	2000	29	95	1	ТФП-25- 2У3	Электросила	1999	30
2	ТКЗ	ТКЗ	1943	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	2	Р-25-90/18	ХТЗ	1964	25	155	2	ТВС-30	Электро- тяжмаш	1964	25
3	Бабкок- Вилькокс	США, штат Огайо город Барбертон	1951	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	3	ПТ-12/13- 3,4/1,0-1	КТЗ	1998	12	58	3	Т-12-2У3	город Лысьва	1998	12
4	Бабкок- Вилькокс	США, штат Огайо город Барбертон	1954	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	4	ПТ-25/30- 8,8/1,0-1	КТЗ	1999	25	32	4	ТФП-25- 2У3	Электросила	1998	30
5	ПК-14-2 М	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1964	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ПК-14-2 М	Машинострои- тельный завод «ЗиО-Подольск»	1966	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7	КГМ 125-10-540	ОАО «Балтийский завод»	2002	газ	домен- ный, кок- совый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПЦС (ПАО «ММК»)																	
1	КГМ-3Г	-	2002	газ	-	-	1	Р-4-35/15М	-	2002	4	-	1	-	-	-	-
2	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	2	ST3-VE32A	Sie- mens	2005	7,46	60	2	-	-	-	-
3	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	3	ST3-VE32A	Sie- mens	2005	7,46	60	3	-	-	-	-
ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)																	
1	ТКЗ-125	ТКЗ	1943	природный, доменный, коксовый газы	-	-	2	П-25-2,9/1,3-2	ЛМЗ	1950	25	109	2	Т2-25-2	-	1950	25
2	ТКЗ-125	ТКЗ	1943	природный, доменный, коксовый газы	-	-	3	ПТ-35-2,9/1,0	ЛМЗ	2002	35	107	3	ТФП-40-2	-	2002	40
3	ТКЗ-125	ТКЗ	1945	природный, доменный, коксовый газы	-	-	4	Р-10-6,4/2,67	ДЖИИ (Gene- ral Elec- tric)	1948	10	-	4	АТВ-2-31250-3000	-	1948	25
4	Е-220-3,2-425 ГД	ТКЗ	2007	природный, доменный, коксовый газы	-	-	5	Т-25-9,0/0,1	БМЗ	1961	25	56	5	ТС-32-2	-	1965	32
5	Фостер-Виллер	Foster-Wheeler США	1948	природный, доменный, коксовый газы	-	-	6	ПТ-50-9,0/1,3	ЛМЗ	1965	50	141	6	ТФ-60-2	-	1970	60

6	Фостер-Виллер	Foster-Wheeler США	1948	природный, доменный, коксовый газы	-	-	7	ПТ-60-9,0/1,3	ЛМЗ	1970	60	141	7	ТВФ-60-2	-	1961	60
7	ПК-14-Р	ПКЗ	1956	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	8	Р-12-2,9/0,1	КТЗ	2000	12	39	8	Т12-2	-	2001	12
8	ПК-14-2М	ПКЗ	1963	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	9	Р-12-8,8/1,8	КТЗ	2004	12	94	9	Т12-2	-	2004	12
9	ПК-14-2М	ПКЗ	1967	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ПК-14-2М	ПКЗ	1970	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	ПК-14-2М	ПКЗ	1970	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ДОУ)	БКЗ	1969	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	КУ-60-2 (ДОУ)	БКЗ	1969	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	КУ-60-2 (ДОУ)	БКЗ	1969	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	БКЗ	1973	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	БКЗ	1973	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-100	БКЗ	1973	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-100	БКЗ	1973	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-100	БКЗ	1976	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	ПТВМ-100	БКЗ	1978	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	ПТВМ-100	БКЗ	1983	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	ПТВМ-100	БКЗ	1982	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)																	
1	КУВ 23,2 (20)	-	2010	газ	газ	-	1	ГТЭ-009М	-	2010	9	20	1	ТФЭ-10-2 (3Х2)/60 00 УЗ	-	2010	10

2	КУВ 23,2 (20)	-	2010	газ	газ	-	2	ГТЭ-009М	-	2010	9	20	2	ТФЭ-10- 2 (3Х2)/60 00 УЗ	-	2010	10
3	КВ-Г- 23,3-170	-	2010	газ	газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	КВ-Г- 23,3-170	-	2010	газ	газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)																	
5	БКЗ-160- 100ГМ	БКЗ	1965	газ	мазут	-	1	ПТ-12- 90/10/1,2	-	1965	12	33	1	ТВС-30	Электро- тяжмаш	2016	25
6	БКЗ-160- 100ГМ	БКЗ	1971	газ	мазут	-	2	ПР-12,5- 90/10/0,9	-	1972	12,5	33	2	ТВС-30	Электро- тяжмаш	2016	25
1В	ПТВМ- 100	БКЗ	1963	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-50	БКЗ	1990	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	ПТВМ-50	БКЗ	1965	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7В	КВГМ- 100	БКЗ	1971	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»																	
2	«Релей- Стокер»	-	-	газ	мазут	-	1	ПР-12- 3,0/0,6/0,07	-	1951	12	26,5	1	Т-12-2УЗ	-	1951	12
3	ЦКТИ 75- 39-Ф-2	-	-	газ	мазут	-	2	ПТ-12- 29/6,5	-	1952	12	26,5	2	Т-12-12- 2	-	1952	12
4	ЦКТИ 75- 39-Ф-2	-	-	газ	мазут	-	3	ПТ-12- 35/10М	-	2007	12	62	3	Т-12-2УЗ	-	2007	12
5	ЦКТИ 75- 39-Ф-2	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ПТВМ- 100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ПТВМ-	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	100																
1	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)																	
1	КУ-125	-	-	газ	-	-	1	ПТ-12-35/10М	-	1971	12	7,9	1	T2-12-2	-	1971	12
2	КУ-125	-	-	газ	-	-	2	ПТ-12-35/10М	-	1981	12	7,9	2	T2-12-2	-	1981	12
3	КУ-125	-	-	газ	-	-	3	ПТ-12-35/10М	-	1985	12	7,9	3	T2-12-2	-	1985	12
4	КУ-125	-	-	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	КУ-125	-	-	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))																	
3	ГМ-50-1	-	-	газ	мазут	-	1	ПР-6-35/10/5М	-	1975	6	-	1	T-2-6-2	-	1975	6
4	ГМ-50-1	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ДКВР 20-13	-	-	газ	мазут	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ДКВР 20-13	-	-	газ	мазут	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ДЕ-25-24-380 ГМО	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)																	
3	ДЕ-25-	-	-	газ	домен-	-	1	П-1,5-2	-	1930	1,5	-	1	-	-	1930	1,5

	14ГМ				ный газ												
4	Гарбе-ЮМТ	-	-	газ	домен-ный газ	-	2	П-1,5-2	-	1930	1,5	-	2	-	-	1930	1,5
1В	КВГМ-20	-	-	газ	домен-ный газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)																	
1	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	1	Р-4-2,1-0,3	-	2000	4	-	1	-	-	2000	2,5
2	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	2	Р-4-2,1-0,3	-	2000	4	-	2	-	-	2000	2,5
3	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Б25/15ГМ	-	-	газ	мазут	-	3	ОР-2,5-15/6	-	2011	2,5	-	3	-	-	2011	4
6	Б25/15ГМ	-	-	газ	мазут	-	4	ОР-2,5-15/6	-	2011	2,5	-	4	-	-	2011	4
1В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	W20V34S	Wart-sila	2016	10	-	1	-	-	2016	10
-	-	-	-	-	-	-	2	W20V34S	Wart-sila	2016	10	-	2	-	-	2016	10

Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	W20V34S	Wart-sila	2016	10	-	1	-	-	2016	10
-	-	-	-	-	-	-	2	W20V34S	Wart-sila	2016	10	-	2	-	-	2016	10
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в город Чебаркуль)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	ТГ-3,5/6,5-Р12/1,2	-	-	3,5	-	1	-	-	-	3,5
ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	G3520E	Caterpillar	-	2	-	1	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	2	G3520E	Caterpillar	-	2	-	2	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	3	G3520E	Caterpillar	-	2	-	3	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	4	G3520E	Caterpillar	-	2	-	4	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	5	G3520E	Caterpillar	-	2	-	5	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	6	G3520E	Caterpillar	-	2	-	6	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	7	G3520E	Caterpillar	-	2	-	7	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	8	G3520E	Caterpillar	-	2	-	8	-	-	-	2
ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	G3516	-	-	1,03	-	1	-	-	-	1,03
-	-	-	-	-	-	-	2	G3516	-	-	1,03	-	2	-	-	-	1,03
-	-	-	-	-	-	-	3	G3516	-	-	1,03	-	3	-	-	-	1,03

ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	1	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	2	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	2	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	3	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	3	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	4	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	4	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	5	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	5	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	6	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	6	-	-	-	2
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	-	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	-	4,3	-	2	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	3	CG260-16	-	-	4,3	-	3	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	4	CG260-16	-	-	4,3	-	4	-	-	-	4,3
ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»																	

-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	-	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	-	4,3	-	2	-	-	-	4,3
МКЭУ Миасская (ООО «Перспектива»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	Guascor SFGLD- 560	-	-	1	-	1	-	-	-	1
-	-	-	-	-	-	-	2	Guascor SFGLD- 560	-	-	1	-	2	-	-	-	1
МКЭУ Копейск (ООО «Перспектива»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	Guascor SFGLD- 560	-	-	1	-	1	-	-	-	1
-	-	-	-	-	-	-	2	Guascor SFGLD- 560	-	-	1	-	2	-	-	-	1

В таблице 19 и на рисунке 13 представлены данные распределения установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Таблица 19

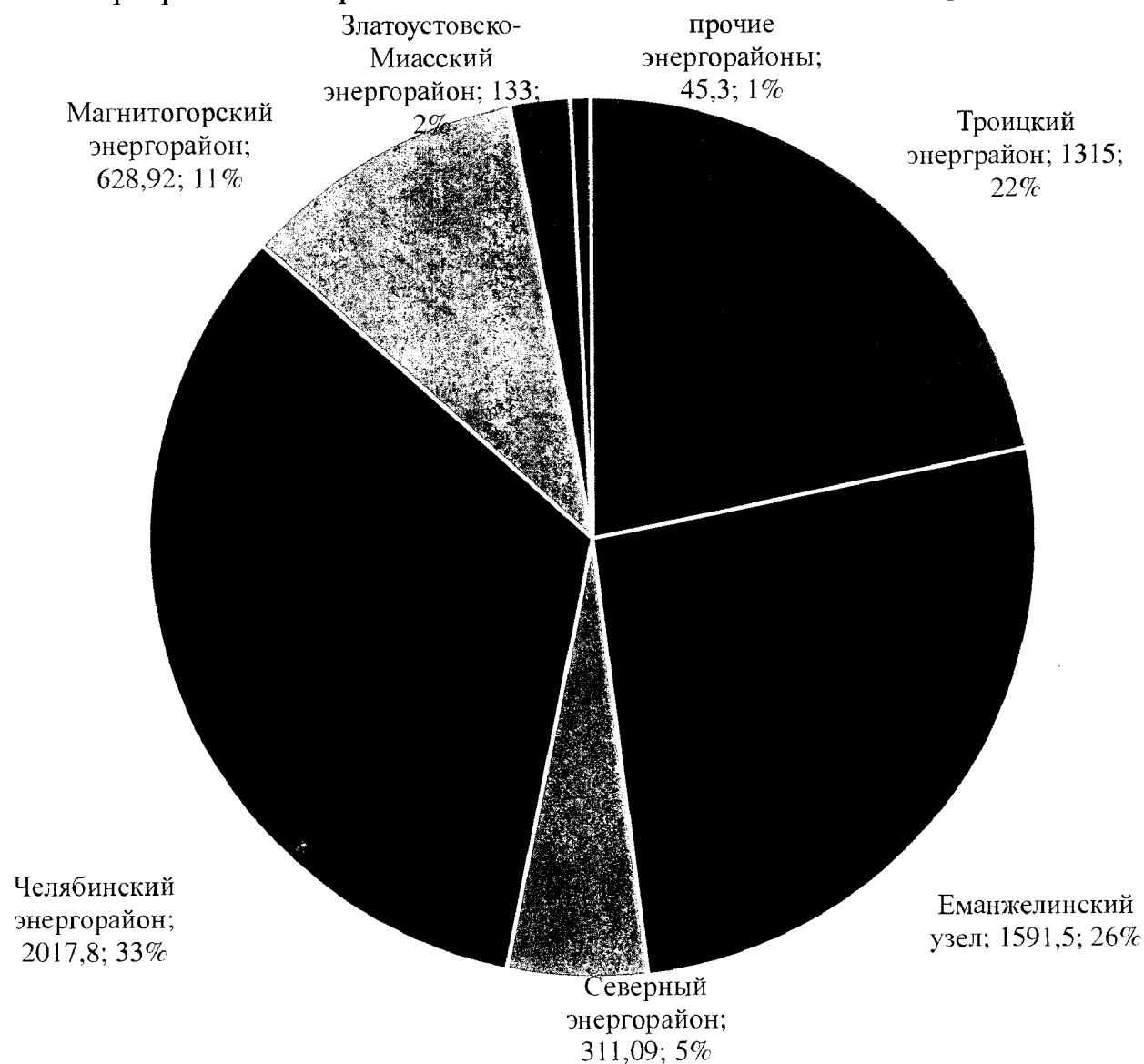
Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность, МВт
Троицкий энергорайон		1315
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1315
Еманжелинский энергоузел		1591,5
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС (ЮУГРЭС)	747
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС-2)	844,5
Северный энергорайон		311,09
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	256
5.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
6.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
7.	ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12
8.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09
Челябинский энергорайон		2017,8
9.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	133,8
10.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	320
11.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	593
12.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	742
13.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229
Магнитогорский энергорайон		628,92
14.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18
15.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	300
16.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	191
17.	ПВЭС-1 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	10
18.	ПВЭС-2 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	91
19.	ПЦС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	18,92
Златоустовско-Миасский энергорайон		133
20.	Тургорякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5
21.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36
22.	ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)	36
23.	ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский металлургический завод»)	6
24.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5

25.	ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)	3
26.	ТЭЦ АО «Златмаш»	13
прочие энергорайоны		45,3
27.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (ООО «Мечел-Энерго»)	3,5
28.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16
29.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2
30.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6

Рисунок 13

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области, МВт (процентов)



13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2018 году составило 28834,9 млн. кВт·ч.

По типам электростанций: 100 процентов электроэнергии выработано на тепловых электростанциях, поскольку другие типы электростанций в Челябинской области не представлены.

В таблице 20 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий в энергосистеме Челябинской области за 2018 год.

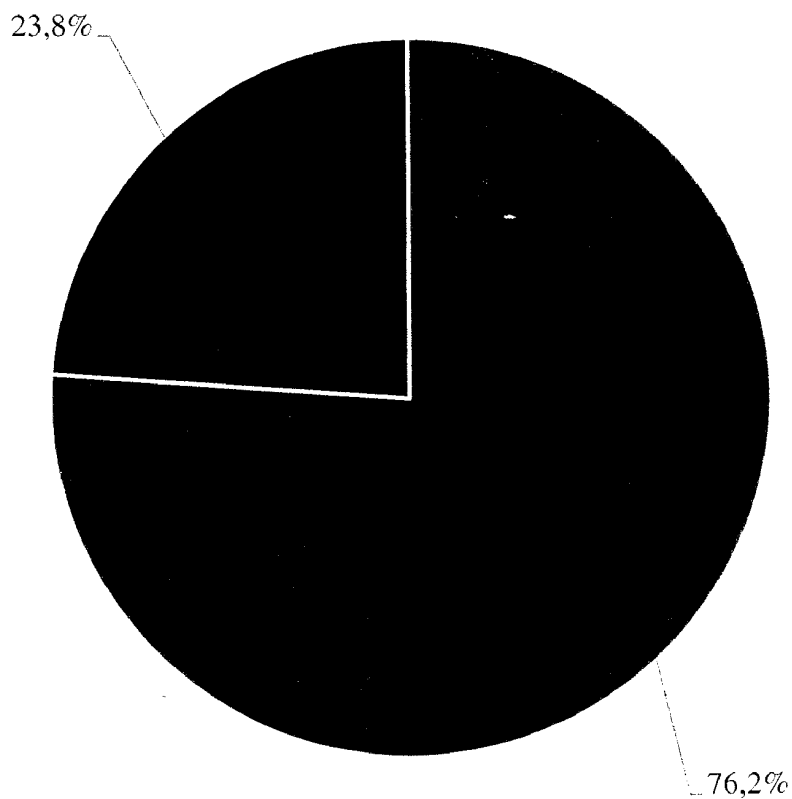
Таблица 20

Структура выработки электрической энергии электростанций энергосистемы Челябинской области за 2018 год

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Выработка, млн. кВт·ч	Процента
1 .	Троицкая ГРЭС	1417,8	4,9
2 .	Южноуральская ГРЭС	1534,6	5,3
3 .	Южноуральская ГРЭС-2	5976,0	20,7
4 .	Аргаяшская ТЭЦ	997,0	3,5
5 .	Челябинская ТЭЦ-1	862,4	3,0
6 .	Челябинская ТЭЦ-2	1624,7	5,6
7 .	Челябинская ТЭЦ-3	3947,7	13,7
8 .	Челябинская ТЭЦ-4	5320,4	18,5
9 .	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	88,2	0,3
10 .	Карабашская МКЭУ	94,1	0,3
11 .	Каслинская МКЭУ	101,9	0,4
итого генерирующие компании		21964,8	76,2
итого электростанции промышленных предприятий		6870,0	23,8
суммарная выработка электрической энергии электростанциями генерирующих компаний и станциями промышленных предприятий Челябинской области		28834,9	100,0

Структура выработки электроэнергии по видам собственности представлена на рисунке 14.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в энергосистеме Челябинской области, млн. кВт·ч



■ станции генерирующих компаний ■ станции промышленных предприятий

В общей величине выработки электроэнергии всеми электростанциями энергосистемы Челябинской области в 2018 году доля выработки тепловыми электростанциями, принадлежащими генерирующим компаниям, составляет 76,2 процента. Выработка электростанциями промышленных предприятий составляет 23,8 процента.

В таблице 21 и на рисунке 15 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий Челябинской области за последние 5 лет.

Таблица 21

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет, млн. кВт·ч

№	Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1 .	Троицкая ГРЭС	3185	2519,5	2326,2	1677,6	1417,8
2 .	Южноуральская ГРЭС	3057	2108,5	1797,8	1689,8	1534,6
3 .	Южноуральская ГРЭС-2	1773,7	5980,1	6027,8	5286,4	5976,0
4 .	Аргаяшская ТЭЦ	1282,8	1174,2	1125,7	895,0	997,0
5 .	Челябинская ТЭЦ-1	697,9	896,5	895,9	883,0	862,4
6 .	Челябинская ТЭЦ-2	1871,3	1931,7	1841,3	1679,2	1624,7
7 .	Челябинская ТЭЦ-3	4018,2	3818,5	3733,6	3723,0	3947,7
8 .	Челябинская ТЭЦ-4	343,7	526,7	3056,2	4027,1	5320,4
9 .	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	0,2	0,1	109,0	126,7	88,2
10 .	Карабашская МКЭУ	-	-	74,6	113,3	94,1
11 .	Каслинская МКЭУ	-	-	71,3	147,3	101,9
итого генерирующие компании		16229,8	18955,8	21059,5	20248,2	21964,8
итого электростанции промышленных предприятий		7495,6	7680,5	7410,9	7047,6	6870,0
суммарная выработка электростанциями Челябинской области		23725,4	26636,3	28470,4	27295,8	28834,9

Рисунок 15

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет

млн. кВт·ч

30000

25000

20000

15000

10000

5000

0

2014 год

2015 год

2016 год

2017 год

2018 год

- Каслинская МКЭУ
- Карабашская МКЭУ
- Магнитогорская ГТ-ТЭЦ
- Челябинская ТЭЦ-4
- Челябинская ТЭЦ-3
- Челябинская ТЭЦ-2
- Челябинская ТЭЦ-1
- Аргаяшская ТЭЦ
- Южноуральская ГРЭС-2
- Южноуральская ГРЭС
- Троицкая ГРЭС-2
- электростанции
промышленных предприятий

14. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет:

1) балансы мощности

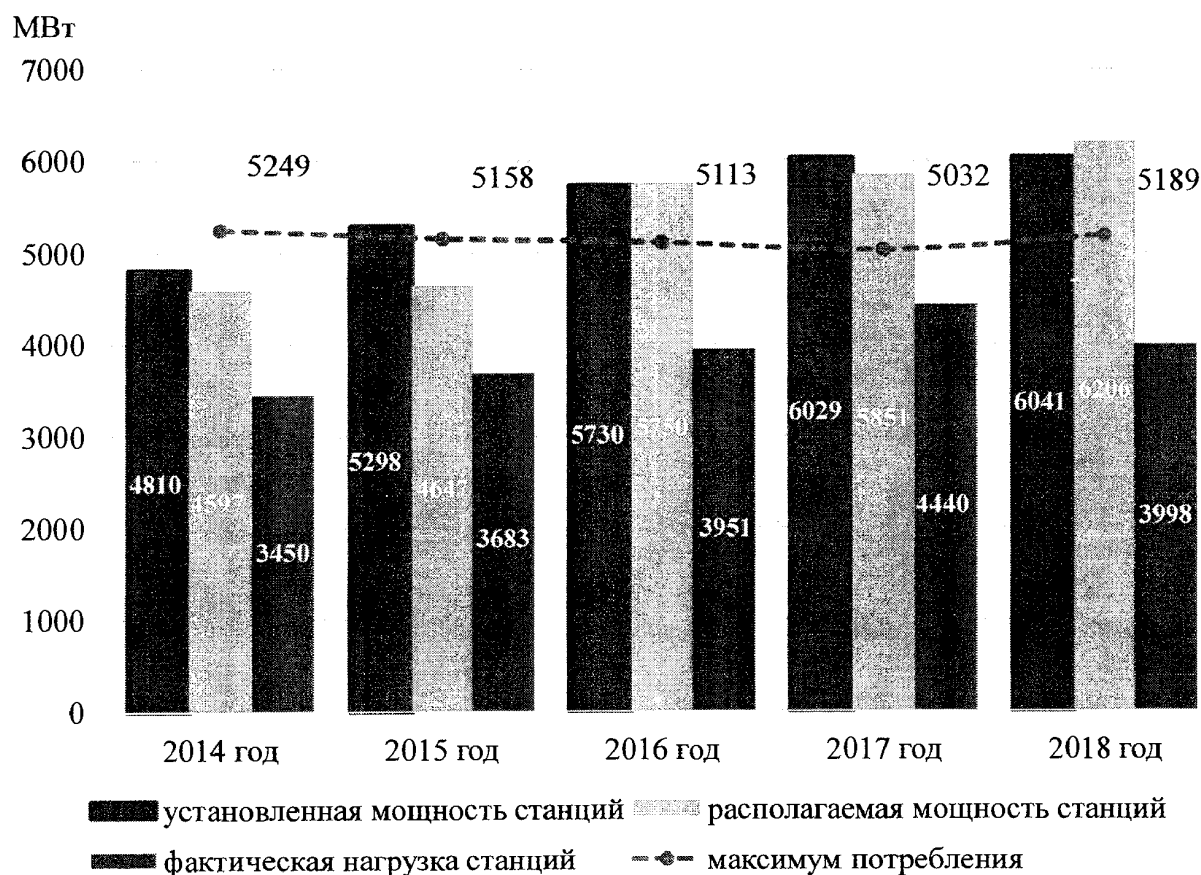
Фактические балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2014-2018 годы приведены в таблице 22 и рисунке 16.

Таблица 22

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области
за 2014-2018 годы, МВт

№	Мощность	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Дата, час максимума	30.01 9-00 (мск)	23.01 7-00 (мск)	22.12 16-00 (мск)	25.12 9-00 (мск)	24.01 7-00 (мск)
2.	Установленная мощность	4809,791	5297,620	5730,220	6028,810	6040,810
	ТЭС	4809,791	5297,620	5730,220	6028,810	6040,810
3.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	465,777	691,018	182,179	326,472	411,190
	ТЭС	465,777	691,018	182,179	326,472	411,190
4.	Располагаемая мощность (2-3+11)	4597,077	4646,674	5750,386	5851,024	6206,004
	ТЭС	4597,077	4646,674	5750,386	5851,024	6206,004
5.	Плановое ремонтное снижение	205,812	455,509	683,022	113,437	406,0
	ТЭС	205,812	455,509	683,022	113,437	406,0
6.	Неплановое ремонтное снижение	572	220	485	0	648,022
	ТЭС	572	220	485	0	648,022
7.	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
8.	Рабочая мощность (4-(5+6+7))	3819,265	3971,165	4582,364	5737,587	5151,982
	ТЭС	3819,265	3971,165	4582,364	5737,587	5151,982
9.	Мощность в резерве (8-10)	369,304	288,260	631,533	1297,448	1153,751
	ТЭС	369,304	288,260	631,533	1297,448	1153,751
10.	Нагрузка электростанций	3449,961	3682,905	3950,831	4440,139	3998,231
	ТЭС	3449,961	3682,905	3950,831	4440,139	3998,231
11.	В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	253,063	40,072	202,345	148,686	576,384
	ТЭС	253,063	40,072	202,345	148,686	576,384
12.	Максимум потребления	5248,531	5158,303	5113,049	5031,638	5189,363
13.	Сальдо перетоков (10-12)	-1798,570	-1475,398	-1162,218	-591,499	-1191,132
14.	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	-1429,266	-1187,138	-530,685	705,949	-37,381

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2014-2018 годы



С 2015 года в энергосистеме Челябинской области установленная мощность, а с 2016 года и располагаемая мощность электростанций превышает максимум потребления, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Челябинской области складывается с превышением потребления над выработкой электроэнергии;

2) балансы электрической энергии

Фактические балансы электроэнергии за последние 5 лет (данные по электропотреблению и выработке электроэнергии по годам за 2014 – 2018 годы) приведены в таблице 23 и на рисунке 17.

Таблица 23

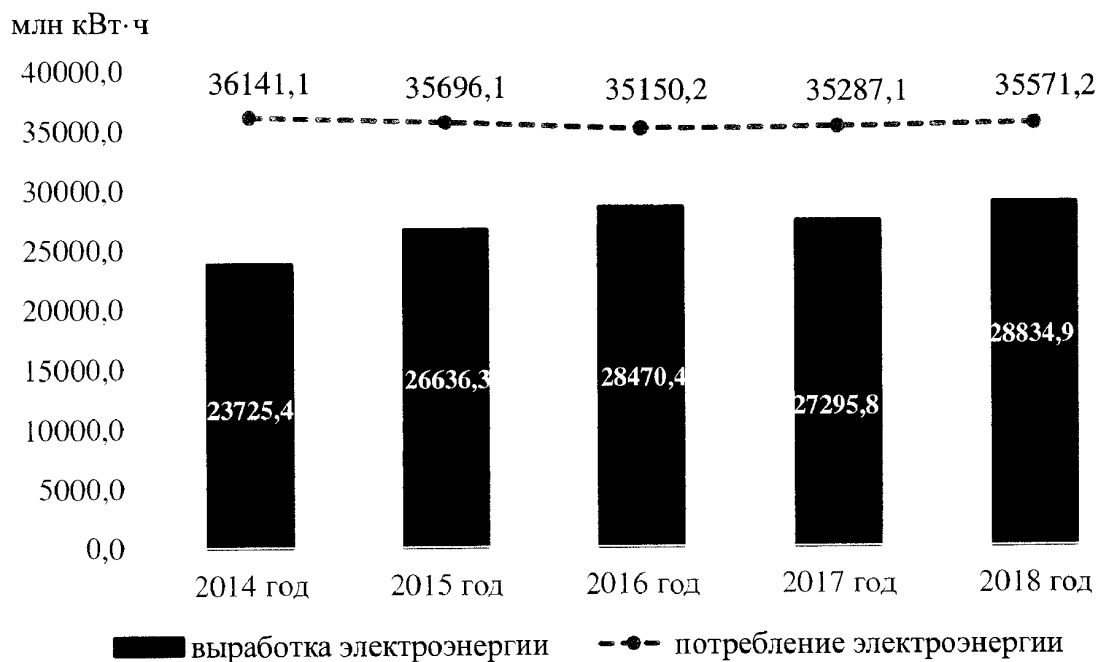
Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2014 – 2018 годы

Наименование, единица измерения	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч	36141,1	35696,1	35150,2	35287,1	35571,2
абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	384,3	-445,0	-545,9	136,9	284,1
среднегодовые темпы прироста, процентов	1,1	-1,2	-1,5	0,4	0,8
выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	23725,4	26636,3	28470,4	27295,8	28834,9
абсолютный прирост выработки, млн. кВт·ч	829,4	2910,9	1834,4	-1174,6	1539,1
среднегодовые темпы прироста, процентов	3,6	12,3	6,9	-4,1	5,6

избыток(+)/дефицит(-), млн. кВт·ч	-12415,7	-9059,8	-6679,8	-7991,3	-6736,3
-----------------------------------	----------	---------	---------	---------	---------

Рисунок 17

Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2014-2018 годы

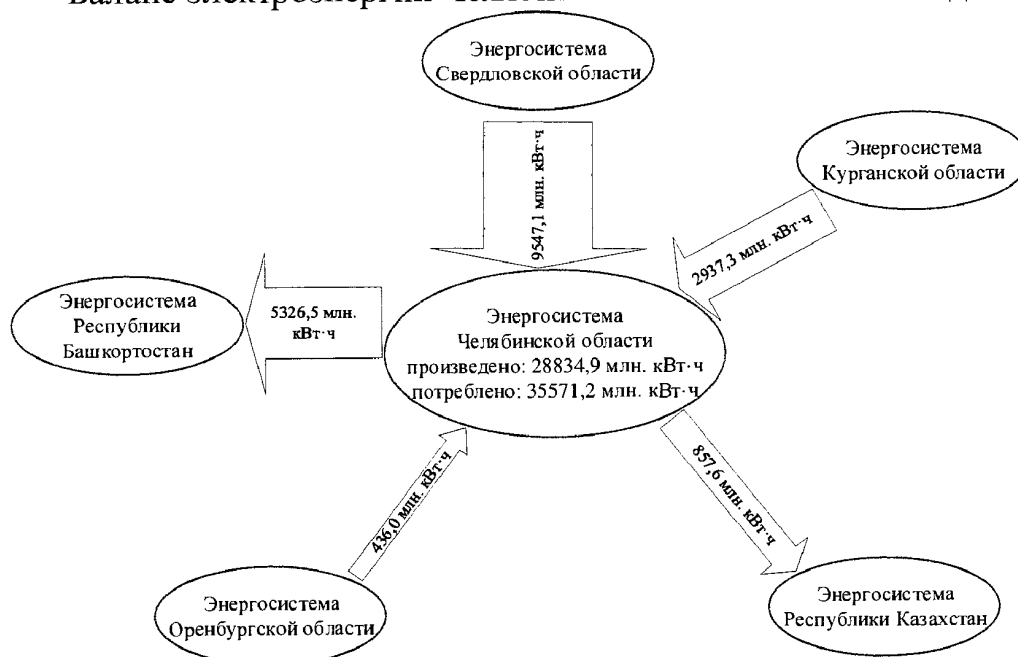


Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет складывались с дефицитом.

Фактический баланс электроэнергии за 2018 год с учетом сальдоперетоков в соседние энергосистемы представлен на рисунке 18.

Рисунок 18

Баланс электроэнергии Челябинской области за 2018 год



15. Показатели работы электростанций за последние 5 лет.

В таблице 24 приведены данные по числу часов использования установленной мощности электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 24

Число часов использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС	2024	1944	1662	1198	1078
Южноуральская ГРЭС	3466	2703	2407	2262	2056
Южноуральская ГРЭС-2	4798	7188	7176	6260	7076
Аргаяшская ТЭЦ	6578	6022	5773	4590	3895
Челябинская ТЭЦ-1	2998	6506	6696	6599	6445
Челябинская ТЭЦ-2	5848	6037	5754	5248	5077
Челябинская ТЭЦ-3	6972	6584	6296	6278	6657
Челябинская ТЭЦ-4	4191	1842	6180	5427	7170
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	11	6	6056	7039	4900
Карабашская МКЭУ	-	-	3730	5665	4705
Каслинская МКЭУ	-	-	3565	7365	5095

Данные представлены для электростанций в целом. По станциям промышленных предприятий данные отсутствуют.

Электрический коэффициент использования установленной мощности (далее именуется – КИУМ-э) равен отношению фактической выработки электроэнергии за определённый период эксплуатации к теоретической выработке электроэнергии при работе без остановок на номинальной мощности.

В таблице 25 приведены данные по КИУМ-э электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 25

Электрический коэффициент использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет, процентов

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС, в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ № 1	38,8	50,9	62,1	61,0	53,1
ТГ № 2	14,7	17,8	20,5	3,8	0,8
ТГ № 3	31,5	54,9	48,8	56,4	41,5
ТГ № 4	19,4	11,7	-	-	-
ТГ № 5	6,7	6,8	-	-	-
ТГ № 7	3,0	-	-	-	-
Блок № 8	42,8	26,7	26,9	10,6	3,9
Блок № 10	-	-	0,9	5,6	9,8

Южноуральская ГРЭС	39,57	30,86	27,40	25,82	23,47
в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
ТГ № 2	44,64	-	-	-	
ТГ № 3	32,53	-	-	-	
ТГ № 4	16,89	32,48	-	-	
ТГ № 5	91,76	89,00	80,85	79,90	86,42
ТГ № 6	54,06	35,49	28,57	14,13	15,25
ТГ № 7	62,98	71,15	85,03	78,46	62,73
ТГ № 8	72,43	61,80	44,75	58,00	43,75
ТГ № 9	19,51	1,37	0,29	0,14	0,3
ТГ № 10	12,10	4,42	0,99	0,14	0,23
Южноуральская ГРЭС-2	54,77	82,05	81,69	71,46	80,78
в том числе поагрегатно	-	-	-	-	
ПГУ-1	48,93	79,40	80,95	71,87	80,29
ПГУ-2	110,87	84,70	82,43	71,05	81,27
Аргаяшская ТЭЦ	75,09	68,74	65,72	50,61	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	34,22	74,26	76,43	75,33	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	66,76	68,91	65,51	59,91	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	79,59	75,43	72,87	71,67	н/д
в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
Блок № 1	87,20	82,05	62,89	68,40	н/д
Блок № 2	77,97	76,85	74,10	72,90	н/д
Блок № 3	74,61	68,79	79,93	73,24	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	47,87	77,32	74,01	77,19	н/д
в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
Блок № 1	-	71,77	72,8	77,08	н/д
Блок № 2	-	-	73,06	73,85	н/д
Блок № 3	-	-	-	65,54	н/д
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	97,16	97,53	97,91	95,57	97,31
ТЭЦ ЧМК	72,15	78,64	71,65	73,47	н/д

Данные представлены как поагрегатно, так и для электростанций в целом.

Тепловой коэффициент использования установленной мощности (далее именуется – КИУМ-т) равен отношению фактической выработки тепловой энергии за определённый период эксплуатации к теоретической выработке тепловой энергии при работе без остановок на номинальной мощности.

В таблице 26 приведены данные по КИУМ-т электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 26

Тепловой коэффициент использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
-----------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Троицкая ГРЭС	16,37	15,55	19,57	17,71	н/д
Южноуральская ГРЭС	10,47	9,32	11,86	12,19	12,32
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	32,09	30,91	32,14	31,54	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	18,90	35,19	50,95	54,97	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	28,53	26,73	25,97	25,65	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	27,98	27,57	27,10	27,45	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	21,13	21,01	19,99	20,08	н/д
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	74	78	77	84	83
ТЭЦ ЧМК	26,40	25,61	25,62	25,50	н/д

Данные представлены для электростанций в целом.

В таблице 27 приведены данные суммарного расхода условного топлива, а также расхода на выработку электрической и тепловой энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 27

Расход условного топлива тепловыми электростанциями за последние 5 лет,

тонн

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС, всего	1364641	1063952	933893	761465	652804
на отпуск электрической энергии	1288837	991815	843576	676873	592169
на отпуск тепловой энергии	75804	72137	90317	84592	60635
Южноуральская ГРЭС, всего	-	-	-	737 056	606 021
на отпуск электрической энергии	-	-	-	673 041	547 854
на отпуск тепловой энергии	-	-	-	64 015	58 168
Южноуральская ГРЭС-2, всего	-	-	-	1147778	1170267
на отпуск электрической энергии	-	-	-	1147778	1170267
на отпуск тепловой энергии	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ, всего	714271	663582	658277	557434	714271
на отпуск электрической энергии	465752	424841	408459	312275	465752
на отпуск тепловой энергии	248519	238741	249818	245159	248519
Челябинская ТЭЦ-1 ТЭЦ, всего	323241	347092	363081	364792	н/д
на отпуск электрической энергии	170502	201358	198731	196951	н/д
на отпуск тепловой энергии	152739	145734	164350	167841	н/д
Челябинская ТЭЦ-2, всего	841486	846293	826202	778204	н/д
на отпуск электрической энергии	512607	535378	518906	471809	н/д
на отпуск тепловой энергии	328879	310915	307296	306395	н/д
Челябинская ТЭЦ-3, всего	1317043	1249601	1227373	1212640	н/д
на отпуск электрической энергии	968019	904471	881499	867775	н/д
на отпуск тепловой энергии	349024	345130	345874	344865	н/д
Челябинская ТЭЦ-4, всего	306753	319354	917856	1057288	н/д
на отпуск электрической энергии	99076	130097	713528	901604	н/д
на отпуск тепловой энергии	207677	189257	204328	155684	н/д

В таблице 28 приведены данные удельного расхода топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 28

Удельный расход топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями за последние 5 лет, грамм условного топлива/кВт·ч

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС	462,6	450,7	442,2	475,1	472,0
Южноуральская ГРЭС	417,40	421,96	422,01	449,94	441,22
Южноуральская ГРЭС-2	190,60	220,40	222,56	220,76	220,78
Аргаяшская ТЭЦ	403,2	403,52	409,47	399,6	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	274,3	245,6	244,0	245,8	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	309,6	312,5	319,1	322,5	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	257,3	254,1	252,6	250	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	364,1	294,6	247,1	236,0	н/д
ТЭЦ ЧМК	370,71	376,54	367,60	н/д	н/д
ТЭЦ АО «Златмаш»	242,30	171,90	212,95	232,75	н/д
ТЭЦ УралАЗ	283,80	263,80	245,10	255,20	н/д
ТЭЦ ПАО «АМЕТ»	609,7	620,4	615,5	619,4	526,0
ТЭЦ ЧМК	455,00	451,73	446,92	451,72	н/д

В таблице 29 приведены данные удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 29

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями за последние 5 лет, килограмм условного топлива/Гкал

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС	167,8	168,1	167,2	167,8	172,6
Южноуральская ГРЭС	178,25	179,65	180,46	187,39	193,27
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	153,5	153,1	154,1	154	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	127,0	127,9	128,4	128,4	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	137,7	138,9	140,9	142,6	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	124,9	126,9	129,3	127,6	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	137,8	145,8	152,7	122,1	н/д
ТЭЦ ЧМК	158,23	164,36	162,77	н/д	
ТЭЦ АО «Златмаш»	159,40	158,60	158,34	161,56	н/д
ТЭЦ УралАЗ	166,20	163,20	165,40	163,80	н/д
ТЭЦ ПАО «АМЕТ»	64,2	61,5	62,1	66,4	214,7
ТЭЦ ЧМК	171,09	170,32	171,44	169,87	н/д

На основании данных об удельных расходах топлива на выработку электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями (таблица 28, таблица 29), а также данных о фактической выработке

электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями был экспертно определен среднесуточный объем потребления топлива основными тепловыми электростанциями Челябинской области за последние 5 лет. Полученные данные представлены в таблице 30.

Таблица 30

Данные по среднесуточному объему потребления топлива электростанциями
Челябинской области за последние 5 лет

Наименование электростанции/ показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	462,6	450,7	442,2	475,1	472,0
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	167,8	168,1	167,2	167,8	172,6
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	3185,0	2519,5	2178,4	1677,6	1429,3
отпуск электрической энергии, млн. кВт·ч	2786,0	2200,8	1907,7	1424,8	1254,6
отпуск тепловой энергии, Гкал	451775	429068	540076	504152	351372
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	4244,5	3308,4	2886,5	2415,4	2014,5
Южноуральская ГРЭС	-	-	-	-	
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	417,40	421,96	422,01	449,94	441,22
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	178,25	179,65	180,46	187,39	193,27
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	3057	2114	1798	1690	1407
выработка тепловой энергии, Гкал	362 142	322 356	333 256	341 619	300 973
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3672,7	2602,6	2243,6	2258,7	1860,2
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	190,60	220,40	222,56	220,76	220,78
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	-	-	-	-	-
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1812	5980	6028	5286	5386
выработка тепловой энергии, Гкал	-	-	-	-	-
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	946,2	3610,9	3675,6	3197,1	3257,9
Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии,	403,2	403,52	409,47	399,6	н/д

грамм условного топлива/кВт·ч					
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	153,5	153,1	154,1	154	н/д
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1282,8	1174,2	1125,7	895,0	997,0
выработка тепловой энергии, Гкал	1618934	1559752	1621889	1591913	н/д
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2097,9	1943,1	1936,4	1537,5	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	274,30	229,00	227,90	228,60	н/д
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	127,00	139,9	138,6	138,9	н/д
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	697,9	896,5	895,9	883,0	862,4
выработка тепловой энергии, Гкал	1202944	1139350	1280177	1156568	н/д
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	943,0	999,2	1045,5	993,2	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	309,60	271,40	277,90	278,20	н/д
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	137,7	170,4	171,6	172,8	н/д
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1871,3	1931,7	1841,3	1679,2	1624,7
выработка тепловой энергии, Гкал	2389162	2238241	2181017	1811233	н/д
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2488,6	2481,3	2427,3	2137,4	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	257,30	234,70	232,00	226,60	н/д
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	124,9	152,3	156,2	157,7	н/д
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	4018,2	3818,5	3733,6	3723,0	3947,7
выработка тепловой энергии, Гкал	2793515	2720162	2674932	2338886	н/д
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3788,5	3590,4	3517,9	3321,8	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	364,10	197,40	242,70	236,00	н/д
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии,	137,8	172,8	162,3	122,1	н/д

килограмм условного топлива/Гкал					
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	343,7	526,7	3056,2	4027,1	5320,4
выработка тепловой энергии, Гкал	1506656	1297935	1337870	1101945	н/д
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	911,7	899,3	2627,1	2972,4	н/д

Фактический среднесуточный объем потребления топлива электростанциями зависит от фактической загрузки агрегатов и прочих факторов.

В таблице 31 приведены данные удельной себестоимости электрической и тепловой энергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 31

Удельная себестоимость электрической тепловой энергии, вырабатываемой электростанциями за последние 5 лет

Наименование электростанции	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС, всего	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,81	2,09	2,25	2,85	4,43
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	962,00	932,28	1018,76	1009,61	1015,95
Южноуральская ГРЭС, всего	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,38	1,43	1,66	1,72	1,76
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	545,90	527,49	565,17	640,09	717,76
Южноуральская ГРЭС-2, всего	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,30	1,08	1,01	1,34	1,05
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	-	-	-	-	-

В таблице 32 приведены данные КПД электростанций (брутто и нетто), функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 32

КПД электростанций за последние 5 лет, процентов

Наименование электростанции	КПД	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Троицкая ГРЭС	брутто	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	нетто	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Южноуральская ГРЭС	брутто	н/д	н/д	н/д	88,96	89,3
	нетто	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Южноуральская ГРЭС-2	брутто	н/д	н/д	н/д	82,6	82,4
	нетто	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Аргаяшская ТЭЦ	брутто	54,44	55,31	56,20	60,52	н/д
	нетто	52,18	53,00	53,74	57,94	н/д
Челябинская ТЭЦ-1	брутто	79,69	78,62	80,68	80,92	н/д

	нетто	76,68	75,81	77,84	78,08	н/д
Челябинская ТЭЦ-2	брутто	67,88	65,82	65,09	65,95	н/д
	нетто	64,56	62,47	61,70	62,34	н/д
Челябинская ТЭЦ-3	брутто	67,78	68,63	68,50	69,55	н/д
	нетто	65,17	65,88	65,87	66,79	н/д
Челябинская ТЭЦ-4	брутто	83,93	78,32	61,72	64,02	н/д
	нетто	80,54	73,98	59,11	61,51	н/д

16. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности, а также макропоказателей за последние 5 лет.

Энергоемкость валового регионального продукта.

Энергоемкость валового регионального продукта (далее именуется – ВРП) субъекта Российской Федерации (Энергоемкость) определяется по формуле:

Энергоемкость = ТЭР / ВРП (тонн условного топлива/млн. рублей), где:

ТЭР - потребление субъектом Российской Федерации топливно-энергетических ресурсов, тыс. тонн условного топлива;

ВРП - объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

Данные по динамике энергоемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 33.

Таблица 33

Динамика энергоемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год*	2017 год	2018 год
энергоемкость ВРП, тонн условного топлива/млн. рублей	37,5	31,3	н/д	н/д	н/д

* Показатель «Энергоемкость ВРП» в связи с отменой разработки топливно-энергетического баланса органами статистики не предоставляется.

Энергоемкость ВРП служит суммарным индикатором эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в регионе. По 2014 год наблюдалось снижение энергоемкости ВРП в Челябинской области.

Электроемкость ВРП.

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

Электроемкость = ПЭ / ВРП (кВт·ч/рублей), где:

ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн. кВт·ч;

ВРП - объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

Электроемкость ВРП — показатель, характеризующий количественный расход электрической энергии, затрачиваемой на единицу валового регионального продукта.

Данные по динамике электроемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 34.

Динамика электроемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
электроемкость ВРП, кВт·ч/ рублей	0,036	0,031	0,027	0,029	н/д

С 2014 года наблюдается снижение электроемкости ВРП в Челябинской области.

Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП.

Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП субъекта Российской Федерации (O_p) определяется по формуле:

$$O_p = (\text{ЭР}/\text{ВРП}) \times 100 \text{ (процентов)}, \text{ где:}$$

ЭР – расходы субъекта Российской Федерации на приобретение энергетических ресурсов, млрд. рублей;

ВРП – объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

Данные по динамике отношения расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 35.

Таблица 35

Динамика отношения расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП за последние 5 лет

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год*	2017 год	2018 год
расходы на приобретение топлива, млрд. рублей	174,81	178,59	н/д	н/д	н/д
расходы на приобретение топлива, процентов	17,61	15,26	н/д	н/д	н/д
в том числе	-	-	-	-	-
продукты нефтепереработки	34,90	26,56	н/д	н/д	н/д
газ природный и попутный	101,22	102,80	н/д	н/д	н/д
уголь	18,38	22,11	н/д	н/д	н/д
другие виды топлива	20,31	27,12	н/д	н/д	н/д
расходы на энергию, млрд. рублей	58,45	63,37	н/д	н/д	н/д
расходы на энергию, процентов	5,89	5,41	н/д	н/д	н/д
в том числе:	-	-	-	-	-
электрическую	47,71	51,01	н/д	н/д	н/д
тепловую (отопление)	8,08	9,91	н/д	н/д	н/д
тепловую (производственные нужды)	2,66	2,45	н/д	н/д	н/д
расходы на воду, млрд. рублей	2,81	3,01	н/д	н/д	н/д
расходы на воду, процентов	0,28	0,25	н/д	н/д	н/д
в том числе:	-	-	-	-	-
холодную	2,37	2,65	н/д	н/д	н/д
горячую	0,44	0,36	н/д	н/д	н/д

* В форме федерального статистического наблюдения № 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» начиная с отчета за 2016 год данные по расходам на приобретение энергетических ресурсов не предусмотрены.

Доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Челябинской области.

Доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории субъекта Российской Федерации ($D_{\text{субъект.эр.воз}}$), определяется по формуле:

$$D_{\text{субъект.эр.воз}} = (OP_{\text{субъект.эр.воз}} / OP_{\text{субъект.эр.общий}} \times 100 \text{ (процентов)}, \text{ где:}$$

$OP_{\text{субъект.эр.воз}}$ – объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов на территории субъекта Российской Федерации, тонн условного топлива;

$OP_{\text{субъект.эр.общий}}$ – общий объем энергетических ресурсов, произведенных на территории субъекта Российской Федерации, тонн условного топлива.

Данный показатель не может быть представлен в целях обеспечения конфиденциальности первичных статистических данных, полученных от организаций, в соответствии с пунктом 5 статьи 4, частью 1 статьи 9 Федерального закона от 29 ноября 2007 года № 282-ФЗ «Об официальном статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации».

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области.

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт) ($D_{\text{субъект.ээ.ген}}$) определяется по формуле:

$$D_{\text{субъект.ээ.ген}} = (OP_{\text{субъект.ээ.ген}} / OP_{\text{субъект.т.ген}} \times 100 \text{ (процентов)}, \text{ где:}$$

$OP_{\text{субъект.ээ.ген}}$ – объем производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории субъекта Российской Федерации, тыс. кВт·ч;

$OP_{\text{субъект.т.ген}}$ – совокупный объем производства электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации, тыс. кВт·ч.

Данные о динамике доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области приведены в таблице 36.

Таблица 36

Динамика доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
производство электроэнергии, млн. кВт·ч	23725,4	26636,3	28470,4	27295,8	28834,9
производство электроэнергии на основе ВИЭ, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0
доля, процентов	0	0	0	0	0

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области равна нулю, поскольку генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Челябинской области в настоящее время отсутствуют.

Доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии.

Доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии представлена в таблице 3 – Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет.

Потребление электроэнергии на душу населения.

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

$$\text{ЭД} = \text{ПЭ} / \text{Ч} \text{ (кВт·ч/человек), где:}$$

ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн. кВт·ч;

Ч – численность населения субъекта Российской Федерации, млн. человек.

Данные о динамике потреблении электроэнергии на душу населения на территории Челябинской области приведены в таблице 37.

Таблица 37

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	36141	35696	35150	35 287	35 571
численность населения, млн. человек	3,4901	3,4973	3,5007	3,5023	3,493
потребление электроэнергии на душу	10355,3	10206,7	10040,8	10075,4	10183,5

населения, кВт·ч/человек					
--------------------------	--	--	--	--	--

Для энергосистемы Челябинской области потребление электроэнергии на душу населения в среднем в 1,4 раза выше, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по России данный показатель находится на уровне 7100 кВт·ч на человека.

Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда в экономике (в основных видах деятельности промышленного производства) приведены в таблице 38.

Таблица 38

Динамика электровооруженности труда в экономике
(в расчете на одного работника; тыс. кВт·ч/человек)

Показатели	2014 год	2015 год	2016 год*	2017 год*	2018 год*
добыча полезных ископаемых	73,5	96,4	н/д	н/д	н/д
обрабатывающие производства	74,7	73,9	93,6	н/д	н/д
из них	-	-	-	-	-
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	13,3	12,6	н/д	н/д	н/д
текстильное и швейное производство	4,1	5,1	н/д	н/д	н/д
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	3,3	3,3	н/д	н/д	н/д
обработка древесины и производство изделий из дерева	13,7	10,2	н/д	н/д	н/д
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	9,3	5,2	н/д	н/д	н/д
химическое производство	40,0	37,1	н/д	н/д	н/д
производство резиновых и пластмассовых изделий	16,9	16,8	н/д	н/д	н/д
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	51,7	55,4	н/д	н/д	н/д
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	165,2	167,3	н/д	н/д	н/д
производство машин и оборудования	15,5	15,9	н/д	н/д	н/д
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	7,5	5,2	н/д	н/д	н/д
производство транспортных средств и оборудования	13,3	13,7	н/д	н/д	н/д
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	86,4	86,3	н/д	н/д	н/д

* С 2016 года статистические данные по электровооруженности не предоставляются.

Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области.

Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и

электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, а также показатели для ее определения представлены в таблице 39.

Таблица 39

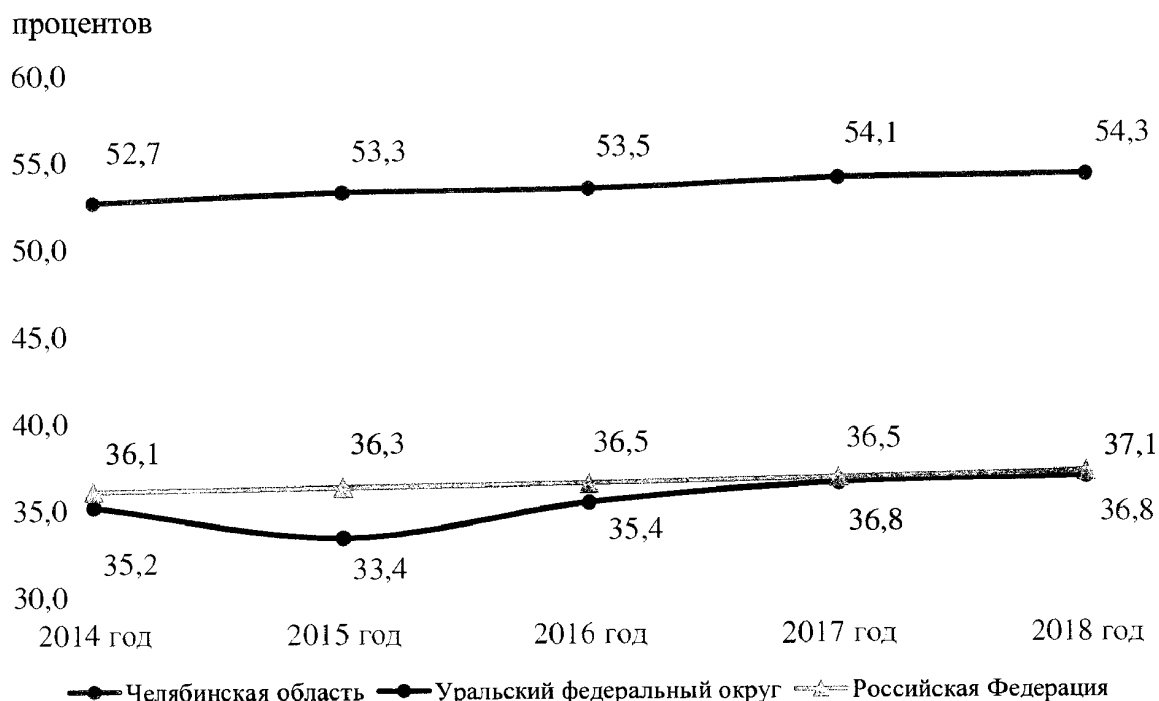
Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
общий объем производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал	44335	43502	43039	42272	41828
общий объем тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, тыс. Гкал	23354	23191	23028	22867	22707
доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	0,527	0,533	0,535	0,541	0,543
доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, процентов	52,7	53,3	53,5	54,1	54,3

На рисунке 19 для сравнения представлены доли тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения для Уральского федерального округа и Российской Федерации в целом (по данным Росстата, форма 6-ТП). За 2018 год приняты прогнозные данные.

Рисунок 19

Доли тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения



Анализируя представленные данные можно отметить, что доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Челябинской области выше, чем в Уральском федеральном округе и Российской Федерации в целом.

Анализируя представленные в разделе показатели энерго- и электроэффективности, можно отметить, что на протяжении последних пяти лет наблюдается устойчивый рост энерго- и электроэффективности электроэнергетики Челябинской области. По ряду показателей электроэнергетика Челябинской области опережает как Уральский федеральный округ, так и в целом показатели по Российской Федерации.

Индекс промышленного производства.

Данные по динамике индекса промышленного производства за последние 5 лет приведены в таблице 40.

Таблица 40

Динамика индекса промышленного производства за последние 5 лет

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
индекс промышленного производства*, процентов	104,0	98,0	96,8	105,5	99,62**

* Агрегированный индекс производства по промышленным видам экономической деятельности:

за 2014 год - по видам «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2007) ОК 029-2007;

с 2015 года - по видам «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха», «Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС Редакция 2).

** Данные за январь-ноябрь 2018 года.

Инвестиции в основной капитал.

Данные по инвестициям в основной капитал за последние 5 лет приведены в таблице 41.

Таблица 41

Инвестиции в основной капитал за последние 5 лет, млн. рублей

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
инвестиции в основной капитал (в фактически действовавших ценах)	227860,6	217238,1	198289,2	194745,1	194745,1*
инвестиции в основной капитал (без субъектов малого предпринимательства и объема инвестиций, не наблюдаемых прямыми статистическими методами)	182311,7	162574,7	143216,3	145170,4	121173,7*
из них: обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха**	43090,2	35645,0	21973,3	10407,6	7393,7*

* Предварительные данные.

** За 2014-2016 годы по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2007) ОК 029-2007,

с 2017 года в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС. Редакция 2).

Реальная начисленная заработная плата.

Данные по реальной начисленной заработной плате за последние 5 лет приведены в таблице 42.

Таблица 42

Реальная начисленная заработная плата за последние 5 лет

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
реальная начисленная заработная плата, процентов	100,7	93,8	97,8	101,2	106,1*

* Данные за январь-октябрь 2018 года.

17. Основные характеристики электросетевого хозяйства энергосистемы Челябинской области 110 кВ и выше.

Данные по электрическим сетям напряжением 110 кВ и выше, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС (протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении по напряжениям 110, 220, 500 кВ; общая установленная мощность трансформаторов на подстанциях по напряжениям 110, 220, 500 кВ) приведены в таблице 43.

Таблица 43

Данные по электрическим сетям 110 кВ и выше
филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС

Наименование	Показатель
протяженность ЛЭП 500 кВ, километров	1308
протяженность ЛЭП 220 кВ, километров	1668
протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	75
количество ПС 500 кВ, штук	8
количество ПС 220 кВ, штук	7
количество ПС 110 кВ, штук	3
суммарная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) установленных на подстанциях, МВА	10701,1

Данные по электрическим сетям напряжением 0,4-220 кВ, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго (протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении по напряжениям 0,4-220 кВ; количество подстанций 35-220 кВ, общая установленная мощность трансформаторов на подстанциях по напряжениям 110-220 кВ), приведены в таблице 44.

Таблица 44

Данные по электрическим сетям 0,4-220 кВ
филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго

Наименование	Показатель
протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	5355
протяженность ЛЭП 35 кВ, километров	2710
протяженность ЛЭП 6-10 кВ, километров	18384
протяженность ЛЭП 0,4 кВ, километров	15951
количество ПС 220 кВ, штук	1
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, МВА	64
количество ПС 110 кВ, штук	185
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 110 кВ, МВА	5360,97
количество ПС 35 кВ, штук	124
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 35 кВ, МВА	1018,36

ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская построена в габаритах 1150 кВ, имеет протяженность 131,2 километра по Челябинской области и временный

заход в габаритах 500 кВ на ПС 500 кВ Челябинская протяженностью 1,7 километра.

На напряжении 110 кВ работают выполненные в габаритах 220 кВ ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т и ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная II с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т (2х35,25 километра).

В таблицах 45 и 46 представлен перечень существующих ЛЭП 110 кВ и выше, в таблице 47 представлен перечень существующих подстанций 110 кВ и выше с указанием сводных данных по ним.

Таблица 45

Перечень существующих ЛЭП

№	Наименование ЛЭП	Год ввода	Марка провода	Длина ЛЭП, километров
500 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
1.	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	ЗАС-300	272,2
2.	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	1959	ЗАСО-500	59,6
		1959	ЗАСО-480	19,1
		1986	ЗАС-400/51	36,8
		-	-	115,5
3.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	1985	ЗАС-300/48	3,2
		1986	ЗАС-300/48	128
		-	-	339,5
4.	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	1975	ЗАСО-500	12,1
		1959	ЗАСО-400	72,02
		1986	ЗАСО-500	1,68
		-	-	85,8
5.	ВЛ 500 кВ Курган – Козырево	2008	ЗАС-300/39	114,24
6.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС	1975	ЗАСО-330	138,8
		1975	ЗАСУ-300	15,2
		-	-	220,5
7.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	1990	ЗАСО-330	186,6
8.	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	1989	ЗАСО-480	1,370
		1959	ЗАСО-500	43,630
		2005	ЗАС500/64	0,200
		-	-	45,200
9.	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	1990	ЗАС-330/43	16,4
10.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	1972	ЗАСО-330	163,9
11.	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	1959	ЗАСО-500	57,91
		1975	ЗАСО-399	11,99
		-	-	118,04
12.	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	1975	ЗАСУ-300	55,3
13.	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	1986	ЗАС-400/51	36,6
		1959	ЗАСО-500	24,9
		-	-	61,5
14.	ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево	-	ЗАС-300	9,45
		-	ЗАС-330	126,8

		-	-	136,6
15.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	-	3АС-500	226,69
16.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Южная	-	3АС-500	133,96
17.	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	1964	3АС-500	63,7
		2015	Cu/XLPE/CWS/Al- foil/HFPO 1C×2000SQMM 500 kV	0,52
		-	-	64,22
18.	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	1964	3АСО-500	88,05
		2015	Cu/XLPE/CWS/Al- foil/HFPO 1C×2000SQMM 500 kV	0,53
		-	-	88,58
220 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
1.	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная	-	АС-240	95,3
		-	АС-400	52,64
		-	-	142,08
2.	ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогатительная	-	АС-300	33,542
3.	ВЛ 220 кВ Обогатительная – Михеевский ГОК	-	АС-300	1,613
4.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-9	1977	АСО-400	20,2
5.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9	1977	АСО-400	20,2
6.	ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1	1976	АСО-400	108,3
7.	ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2	1971	АСО-400	108
8.	ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль	1985	АС-400	0,9
		1955	АСУ-400	21,2
		1976	АСУ-400	17,1
		1976	АСО-400	38,5
		-	-	77,7
9.	ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская	1967	АС-400	3,7
		1956	АСУ-400	41,93
		-	-	86,7
10.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 60	1971	АСО-500	15,1
11.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	1971	АСО-500	17,414
		2006	АС-500/64	0,387
		1977	АСО-500	13,66
		-	-	31,46
12.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 I цепь	1971	АСО-500	13,11
		1980	АСО-500	0,3
		-	-	13,41
13.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 II цепь	1971	АСО-500	7,91
		1980	АСО-500	5,53
		-	-	13,44
14.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90	1971	АСО-500	17,7
15.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская –	1977	АСО-300	12,2
		1989	АСО-300	6,12

	Смеловская I цепь	-	-	18,32
16.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	1977	ACO-300	12,2
		1989	ACO-300	6,12
		-	-	18,32
17.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	2010	AC-400/51	0,427
		1978	ACO-400	2,704
		1982	ACO-400	1,085
		-	-	4,216
18.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	2010	AC-400/51	0,427
		1978	ACO-400	2,704
		1982	ACO-400	1,085
		-	-	4,216
19.	КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь	-	ACO-500	1,8
		-	FXGL-220 H9 (1x630)	0,5
		-	-	2,3
20.	КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь	-	ACO-500	1,8
		-	FXGL-220 H9 (1x630)	0,5
		-	-	2,3
21.	ВЛ 220 кВ ПС 86 – ПС 60	1980	ACO-500	0,3
		1971	AC-500	1,93
		-	-	2,23
22.	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	2006	AC-500/64	0,118
		1977	ACO-500	13,448
		2006	AC-500/64	0,058
		-	-	13,624
23.	ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 I цепь	1990	ACO-500	17,4
24.	ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 II цепь	1990	ACO-500	17,4
25.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220	1986	AC-300	139,9
26.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская	-	ACO-300	44,29
27.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1	1961	ACO-480	176,51
28.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2	1962	ACO-480	176,56
29.	ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь	-	AC-300	60,2
30.	ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь	-	AC-300	60,2
31.	ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь	1982	ACO-400	0,215
		1983	ACO-400	2,716
		2010	AC-400/51	0,431
		-	-	3,362
32.	ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь	1982	ACO-400	0,215
		1983	ACO-400	2,716
		2010	AC-400/51	0,431
		-	-	3,362
33.	ВЛ 220 кВ Цинковая-220 –	2000	AC-400/51	0,47

	Новометаллургическая	1970	АСО-400	6,2
		-	-	6,67
34.	ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол	1976	АСО-400	80,2
		1955	АСУ-400	29
		-	-	109,2
35.	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь	-	АС-400	6,33
		2015	АПвПу2г	0,39
		-	-	6,72
36.	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь	-	АС-400	6,33
		2015	АПвПу2г	0,46
		-	-	6,79
37.	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	-	АС-400	10,72
		2015	АПвПу2г	0,29
		-	-	11,01
38.	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	-	АС-400	5,62
		2015	АПвПу2г	4,85
		-	-	10,47
39.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь	2010	АСКС-400/51	0,459
		1981	АС-400	1,051
		1975	АСО-400	15,086
		-	-	16,596
40.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь	2010	АСКС-400/51	0,458
		1981	АС-400	1,051
		1971	АСО-400	15,222
		-	-	16,731
41.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь	2006	АС-400/51	0,1
		2010	АСКС-400/50	2,647
		-	-	2,747
42.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь	2006	АС-400/51	0,1
		2010	АСКС-400/51	2,678
		-	-	2,778
43.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь	2010	АСКС-400/51	0,255
		1981	АС-400	1,805
		2010	АС-400/51	0,81
		-	-	2,87
44.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь	2010	АСКС-400/51	0,255
		1981	АС-400	1,805
		2010	АС-400/51	0,81
		-	-	2,87
45.	ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак I цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения	1961	АСО-480	15,7
		1981	АС-240	1,8
		-	-	17,5
46.	ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения	1961	АСО-480	15,7
		1981	АС-240	1,8
		-	-	17,5
47.	ВЛ 220 кВ Шагол – Кунашак	1956	АСУ-400	59,1
		1980	АС-400	3,7
		-	-	62,8
48.	ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220	1970	АСО-400	7,6
		2000	АС-400/51	0,52

		-	-	8,12
49.	ВЛ 220 кВ Южноуральская – ГРЭС - Троицкая ГРЭС	1958	АСО-480	63
50.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково	1960	2хАСО-480	75
		1961	2хАСО-480	17,3
		1966	АСО-400	17
51.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь	-	АСУ-400	4,11
52.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь	-	АС-480	4,28
53.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19	-	АСУ-400	14,83
54.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково	-	АС-480	105,54
110 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
55.	участок ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т	1966	АС-185	4,796 (опоры 80-101)
56.	участок ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т	1966	АС 150	32,4 (опоры 1-147)
57.	участок ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т	1964	АС-185	3,396 (опоры 187- 201)
		1966	АС-185	1,4 (опоры 201- 208)
58.	Участок ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	1966	АС-185	17,34 (опоры 110-172)
59.	Участок ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ	1979	АС-185	0,9 (опоры 1-6)
		1966	АС-150	1,4 (опоры 6-15)
60.	Участок ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т	1964	АС-185	7,036 (опоры 1-36)
61.	Участок ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т	1964	АС-185	7,036 (опоры 1-36)
110 кВ (Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»)				
1.	ВЛ 110 кВ Акбашево – Кулуево	1976	АС-150	11,5
		1987	АС-185	19
		1990	АС-150	0,3
		-	-	30,8
2.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – АМЗ I цепь с отпайкой на ПС ГПП-2	2011	АС-120	2,5
3.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – АМЗ II цепь с отпайкой на ПС ГПП-2	2011	АС-120	2,5
4.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками	-	АС-185	0,54
		2011	АС-120	32,30
		-	-	32,846
5.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками	-	АС-185	0,546
		2011	АС-120	32,30
		-	-	32,846
6.	ВЛ 110 кВ Анненская – Карталы 220	1991	АС-150	7,04
		1967	АС-150	21,79
		1986	АС-150	0,87

		-	-	29,7
7.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1	1953	АСУ-300	5
		-	АСУ-300	4,5
		-	-	9,5
8.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2	1958	АСУ-300	4,6
		-	АСУ-300	4
		-	-	8,6
9.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	1955	АСУ-300	4,6
		1958	АСУ-300	2,19
		-	-	6,79
10.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11	1959	АС-185	18,6
11.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12	1959	АС-185	18,6
12.	ВЛ 110 кВ Арси – Петропавловская	1982	АС-150	33
13.	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	1959	АС-150	27,97
		2002	АС-150	0,27
		-	-	28,24
14.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	1951	АС-150	15,33
		2002	АС-150	2,87
		1951	М-95	4,4
		-	-	22,6
15.	ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т	1996	АС-120	15,3
		1971	АС-120	1
		-	-	16,3
16.	ВЛ 110 кВ Бобровская – Ключевская	1978	АС-150	1,5
		1966	АС-120	16,94
		1969	АС-120	1,3
		-	-	19,74
17.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-2	1963	АС-240	0,23
		1957	М-150	1,76
		-	-	1,99
18.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-2	-	АС-120	1,96
19.	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	1974	АС-150	3,68
		1980	АС-150	10,7
		1972	АС-150	1,04
		-	-	15,42
20.	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	1956	АС-150	11,89
		1997	АС-150	25,27
		1958	АС-150	0,7
		1998	АС-150	6,89
		1987	АС-185	0,57
		-	-	45,32
21.	ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля	1968	АС-95	51,72
		-	-	63,82
22.	ВЛ 110 кВ Бреды-т – Павловская	1984	АС-95	4,21
		1968	АС-95	38,58
		-	-	42,79

23.	ВЛ 110 кВ Брусит – Сулея-т с отпайкой на ПС Айлино	1984	АС-120	5
		1993	АС-150	7,25
		1984	АС-150	0,7
		-	-	12,95
24.	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	1978	АСО-500	0,7
		1964	АСО-500	5,1
		-	-	5,8
25.	ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т	1966	АС-185	21,32
26.	ВЛ 110 кВ Бутаки – Полетаево-т	1998	АС-150	2
		1997	АС-150	2
		1995	АС-185	0,7
		-	-	4,7
27.	ВЛ 110 кВ Восточная – Комсомольская	1989	АС-185	1,3
		1966	АС-185	10,95
		-	-	12,25
28.	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Бреды-т	1985	АС-120	1,84
		1968	АС-120	34
		-	-	35,84
29.	ВЛ 110 кВ Гогино-т – Бреды-т	1968	АС-120	40,47
		1974	АС-120	1
		-	-	41,47
30.	ВЛ 110 кВ Гончарская – Песчаная	-	АС-120	48,66
31.	ВЛ 110 кВ Город-2 – Тургояк	1962	АС-150	5,84
		1962	АС-185	4,2
		-	-	10,04
32.	ВЛ 110 кВ Горьковская – Березинская	1995	АС-120	8
33.	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2	1976	АС-185	2,6
		1957	АС-185	3
		-	-	5,6
34.	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками	1976	АС-185	2,6
		1957	АС-185	3
		-	-	5,6
35.	ВЛ 110 кВ Заварухино – Болото-7 с отпайками	1980	АС-150	4,9
		1996	АС-150	33,4
		2004-2005	АС-150	16,53
		2008	АС-150	5,9
		1929	М-95	5,57
		-	-	66,3
36.	ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	2002	АС-150	0,27
		1959	АС-150	2,96 (ЗЭС)
		-	-	3,23
37.	ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	1986	АС-150	2,55
		2001	АС-150	16,20
		2002	АС-150	2,87
		-	-	21,62
38.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	1958	АС-300	8,05
39.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II	1958	АС-300	8,05

	цепь			
40.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т	1958	АС-150	0,8
		1997	АС-150	19
		1964	АС-185	8,3
		-	-	28,1
41.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	1959	АСУ-400	48,24
42.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	1959	АСУ-400	48,24
43.	ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная	1976	АС-185	1,6
44.	ВЛ 110 кВ Еленинская – Карталы 220	1971	АС-150	0,9
		1967	АС-150	32,16
		1986	АС-150	22,66
		-	-	55,72
45.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Коркино № 1 с отпайками	1949	М-95	21,5
46.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Коркино № 2 с отпайками	1932	АС-95	20,7
		1994	АС-95	0,9
		-	-	21,6
47.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Красногорка с отпайкой на ПС Ключи	1949	М-120	14
48.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Мех.завод	1974	АС-150	3,7
49.	ВЛ 110 кВ Еманкино-т – Бускуль-т	1984	АС-185	2
		1964	АС-185	38,08
		1966	АС-185	1,8
		-	-	41,88
50.	ВЛ 110 кВ Еткуль – Ю. Копи с отпайкой на ПС Калачево	1973	АС-240	20,3
		1967	АС-240	14,2
		-	-	34,5
51.	ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская	1996	АС-185	2,2
		1967	АС-95	35,3
		-	-	37,5
52.	ВЛ 110 кВ Исаково – Бутки с отпайками	1957	АС-150	17,6
		1997	АС-150	3,5
		1998	АС-150	2
		-	-	23,1
53.	ВЛ 110 кВ Исаково – Еткуль с отпайками	1967	АС-240	9,3
		1973	АС-240	20,3
		-	-	29,6
54.	ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь с отпайками	1967	АС-185	20,3
55.	ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино II цепь с отпайками	1967	АС-185	20,3
56.	ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово- т с отпайкой на ПС Смолинский карьер	1957	АС-185	11,9
57.	КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская	-	АС-240	13,93

	I цепь с отпайками			
58.	КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II цепь с отпайками	-	АС-240	13,93
59.	ВЛ 110 кВ Исаково – Гранитная с отпайками	-	АС-185	10,53
60.	ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1	-	АС-185	2,62
61.	ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 II цепь с отпайками	1963	АС-185	12,1
		1963	АС-300	0,5
		-	-	12,6
62.	ВЛ 110 кВ Исаково – Ю. Копи с отпайками	1967	АС-240	23,3
63.	ВЛ 110 кВ Казачья – Кочкарь с отпайкой на ПС Центральная разведочная	1956	АС-185	36,5
64.	ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	-	АС-150	40,4
65.	ВЛ 110 кВ Касли – Курчатовская	1964	АС-185	18,6
		2008	АС-185	н/д
		-	-	18,6
66.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Ракитная	1986	АС-150	0,83
		1999	АС-150	9,97
		1966	АС-150	30,9
		1979	АС-150	0,9
		-	-	42,6
67.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы районная I цепь	1999	АС-150	7,44
		1967	АС-150	4,52
		-	-	11,96
68.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы районная II цепь	1986	АС-150	0,87
		1999	АС-150	9,99
		-	-	10,86
69.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы-т	1999	АС-150	4,38
		1967	АС-150	5,15
		-	-	9,53
70.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Георгиевская с отпайкой на ПС Южностепная	1968	АС-120	44
		1985	АС-120	1,84
		-	-	45,84
71.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Гогино-т	1968	АС-120	39,47
72.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т	1966	АС 150	49,63
73.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Снежная	-	АС-120	50,47
74.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Тамерлан-т с отпайкой на ПС Варненская	1964	АС-185	33,1
		1964	АС-185	14,3
		1966	АС-185	1,4
		-	-	48,8
75.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Тумак-т	1964	АС-185	21,50
		1966	АС-185	0,80
		-	-	22,30

76.	ВЛ 110 кВ Карталы-т – Карталы районная	1967	АС 150	2,86
		1999	АС 150	3,06
		-	-	5,92
77.	ВЛ 110 кВ Каштак – Конверторная I цепь	1956	АСУ-300	3
		1977	АСУ-300	0,8
		-	-	3,8
78.	ВЛ 110 кВ Каштак – Конверторная II цепь	1956	АСУ-300	3
		1977	АСУ-300	0,8
		-	-	3,8
79.	ВЛ 110 кВ Кидыш – Петропавловская	1980	АС-95	3,99
		1979	АС-95	12,1
		-	-	16,09
80.	ВЛ 110 кВ Кизил – Обручевка с отпайкой на ПС Смородинка	-	АС-120	28,62
81.	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	1962	АС-185	5,35
		1976	АС-185	2,5
		-	-	7,85
82.	ВЛ 110 кВ Ключевская – Шантаринская	1969	АС-120	1,3
		1966	АС-120	14,06
		1992	АС-120	6,4
		-	-	21,76
83.	ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т	1975	АС-185	6,1
		1957	АС-185	25,9
		-	-	56,6
84.	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	1957	АС-185	5,20
		1975	АС-185	6,1
		-	-	11,3
85.	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	1957	АС-185	5,2
		1975	АС-185	6,1
		-	-	11,3
86.	ВЛ 110 кВ Козырево – Чернявская-т	1975	АС-185	26,1
		1957	АС-185	1,7
		-	-	27,8
87.	ВЛ 110 кВ Коелга – Кочкарь с отпайкой на ПС Береговая	1979	АС 150	4,5
		1997	АС 150	4,2
		1931	АС 150	21,5
		1986	АС 150	10,2
		-	-	40,4
88.	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Маякская	1988	АС-185	1,5
		1966	АС-185	16,75
		-	-	18,25
89.	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	1977	АСО-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,9
		1993	АС-300	5,48
		2010	АСКС-300/39	0,6
		-	-	10,68
90.	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	1977	АСО-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,9
		1993	АС-300	5,48
		2010	АСКС-300/39	0,6

		-	-	10,68
91.	ВЛ 110 кВ КПД – Транзитная с отпайкой на ПС 220 кВ ЧФЗ	1993	АС-400/51	0,68
		1951	АСУ-400	7,66
		1991	АСУ-400	1,34
		1951	АСО-500	1,1
		1982	АСО-500	0,3
		1980	АСО-500	0,3
		1964	АСО-500	1,7
		1976	АСО-500	0,2
		-	-	13,28
92.	ВЛ 110 кВ Красная Горка – Арси	1982	АС-150	32
93.	ВЛ 110 кВ Красная Горка – Березинская	1986	АСП-150	23,63
94.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками	1993	АС-185	21,6
95.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками	1993	АС-185	21,6
96.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками	1990	АС-240	36,4
		1959	АС-120	18,8
		-	-	55,2
97.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками	1990	АС-240	36,4
		1959	АС-120	18,8
		-	-	55,2
98.	ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	1970	АС-150	9,8
		1971	АС-150	8,35
		-	-	18,15
99.	ВЛ 110 кВ Кулуево – Яраткулово	1990	АС-150	0,3
		1987	АС-185	9,9
		1981	АС-185	0,52
		-	-	10,72
100.	ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская	1972	АС-150	2,1
		1956	АС-150	12,72
		1966	АС-150	7,72
		-	-	22,54
101.	ВЛ 110 кВ Кунашак – Разъезд 3-т	1980	АС-120	7
		1977	АС-120	9,9
		-	-	16,9
102.	ВЛ 110 кВ Кундравы – Филимоново	1988	АС-120	19,03
103.	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	1962	АС-185	1,95
		1976	АС-185	2,5
		-	-	4,45
104.	ВЛ 110 кВ Курчатовская – Новая	2008	АС-185	2,42
105.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 с отпайкой на ПС Болото-13	1946	М-95	10,3
		1946	М-95	2,5
		1967	АС-240	1
		-	-	13,8
106.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Стройка-4	1967	АС-240	1
		1941	АС-95	3,2
		-	-	4,2
107.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Аргаяш	2011	АС-150	11,43

		2010	АС-150	3,99
		2004-2005	АС-150	14,18
		1967	АС-150	2,20
		-	-	31,80
108.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Касли	1957	АС-185	23,5
109.	ВЛ 110 кВ Лазурная – Разъезд 6-т с отпайкой на ПС Хлебобороб	1977	АС-150	9,6
110.	ВЛ 110 кВ Ларино – Уйская	1999	АС-150	17,85
		1999	АС-120	9,65
		-	-	27,5
111.	ВЛ 110 кВ Ленинская – Миасс	1972	АС-240	12,45
		1952	АС-240	2,45
		1961	АС-240	11,78
		-	-	26,68
112.	ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка I цепь с отпайками	1971	АС-120	35
		1971	АС-120	23,7
		1971	АС-150	4,8
		-	-	63,5
113.	ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка II цепь с отпайками	1971	АС-120	35
		1971	АС-120	23,7
		1971	АС-150	4,8
		-	-	63,5
114.	ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т	1966	АС-185	2,7
		1964	АС-185	42,7
		1966	АС-185	1,4
		-	-	46,8
115.	КВЛ 110 кВ Массивная – Спортивная	2010	АС-240/32	0,37
		2010	АПВУ2Г (1Х400-150-64/100) х3	0,64
		-	-	1,01
116.	ВЛ 110 кВ Магнитная – Мочаги-т	1982	АС-150	7,75
		1967	АС-150	53,65
		-	-	61,4
117.	ВЛ 110 кВ Маук – Касли	1985	АС-185	21
118.	ВЛ 110 кВ Маякская – Бреды-т	1966	АС-185	9,49
		1988	АС-185	1,5
		-	-	10,99
119.	ВЛ 110 кВ Маякская – Октябрьская	1976	АС-120	1,15
		1985	АС-120	15,65
		-	-	16,80
120.	ВЛ 110 кВ Межозерная-т – Лазурная	1976	АС-150	2
		1976	АС-120	25,3
		-	-	27,3
121.	ВЛ 110 кВ Мех.завод – Коелга	1974	АС-150	0,4
		1984	АС-150	23,4
		1969	АС-150	4,5
		-	-	28,3
122.	ВЛ 110 кВ Миасс – Город-2	1962	АС-150	3,24
123.	ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	1962	АС-185	20,1

124.	ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	1962	АС-185	16,7
125.	ВЛ 110 кВ Миасс – Северная с отпайкой на ПС Сталелитейная	1981	АС-300	10,28
126.	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк I цепь с отпайками	1981	АС-300	17,3
127.	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	1961	АС-240	11,78
		1952	АС-240	7,32
		1970	АСО-240	3,1
		-	-	22,20
128.	ВЛ 110 кВ Миасс – ТЭЦ УралАЗ с отпайкой на ПС Автозаводская	1959	АС-150	7,5
129.	ВЛ 110 кВ Мисяш-т – Челябинская	1986	АС-95	14,85
130.	ВЛ 110 кВ Мочаги-т – Анненская	1967	АС-150	15,74
		1991	АС-150	7,04
		-	-	22,78
131.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Болото-1	1982	АС-185	0,5
		1952	АС-150	44,8
		1950	АС-150	10,36
		-	-	55,66
132.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Кыштым с отпайкой на ПС Гранкварц	1982	АС-185	0,3
		1982	АС-150	3
		1932	АС-150	36,2
		1963	АС-240	1,5
		-	-	41
133.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Маук	1985	АС-185	16,7
134.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Сосновая	1982	АС-185	0,3
		1964	АС-185	16,4
		-	-	16,7
135.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64	2006	АС – 300/39	3,7
136.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64	2006	АС – 300/39	3,7
137.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	2008	АСУ – 300	3
138.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	2008	АСУ – 300	3
139.	ВЛ 110 кВ Муслумово-т – Кунашак	1977	АС-120	15
		1980	АС-120	7
		-	-	22
140.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 23	2011	АС – 300/39	2,37
141.	КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11	2012	АС – 300	0,8
		2018	ПвВнг-400	0,4
142.	КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11	2012	АС – 300	8,45
		2018	ПвВнг-400	0,4
143.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 62 с отпайкой на ПС 85	2012	АС – 300	3,5
144.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 87	2003	АС – 300/39	1,5
145.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 I цепь	2006	АС – 300/39	2,4
146.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 II цепь	2006	АС – 300/39	2,4
147.	ВЛ 110 кВ Новый Субай - Симская с отпайкой на ПС МММЗ	1961	АС-150	54,65
148.	ВЛ 110 кВ Непряхино –	1989	АС-240	0,37

	Ильменская	1986	АС-185	38,5
		1985	АС-240	0,3
		-	-	39,17
149.	ВЛ 110 кВ Н.Усцелемово – Кидыш	1986	АС-95	0,66
		1980	АС-95	16,46
		1981	АС-95	0,89
		-	-	18,01
150.	ВЛ 110 кВ Новоградская – Шершневская	2011	АС-240/32	5,95
		1987	АС-185	0,50
		1975/ 2011	АС-240/32	2,50
		-	-	8,95
151.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	1970	АС-240	3,3
		-	АСКС-240	1,2
		-	-	4,5
152.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками	1970	АС-240	7,5
153.	ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 километр	1977	АС-120	27,1
154.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Чудиновская	1979	АС-150	33,1
155.	ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля	1984	АС-95	4,21
		1968	АС-95	11,14
		-	-	27,45
156.	ВЛ 110 кВ Песчаная – Подовинная	-	АС-120	27,8
157.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	1958	АС-150	2,26
158.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	1958	АС-150	2,26
159.	ВЛ 110 кВ Пластмасс – Ю. Копи	1976	АС-240	2,4
		1957	АС-240	7,5
		-	-	9,9
160.	ВЛ 110 кВ Подовинная – Маякская	1976	АС-120	16,1
		1985	АС-120	1,15
		-	-	17,25
161.	ВЛ 110 кВ Полетаево-т – Биргильда-т с отпайкой на ПС Алишево	1995	АС-120/19	9,9
		1971	АС-120/19	1
		-	-	10,9
162.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Измайловская	-	АС-120	37,43
163.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	1988	АС-150	5,91
		1972	АС-150	5,66
		1980	АС-150	10,7
		1974	АС-150	3,68
		-	-	25,95
164.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	1988	АС-150	5,91
		1972	АС-150	6,7
		-	-	12,61
165.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I	1966	АС-150	0,94
		1966	М-95	0,20

	цепь с отпайкой на ПС Огнеупор	-	-	1,14
166.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор	1966	АС-150	0,94
		1966	М-95	0,2
		-	-	1,14
167.	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	1966	АС-185	39,74
168.	ВЛ 110 кВ Промплощадка – Новометаллургическая I цепь	1981	АС-120	1,1
		1976	АС-120	1,6
		-	-	2,7
169.	ВЛ 110 кВ Промплощадка – Новометаллургическая II цепь	1981	АС-120	1,1
		1976	АС-120	1,6
		-	-	2,7
170.	ВЛ 110 кВ ПС 23 – ПС 30	2011	АС – 300/39	2,29
171.	КВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 60 I цепь	1990	АС – 300/39	3,5
		2010	АПвПС 2х3(1х350)	1,63
		-	-	5,13
172.	КВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 60 II цепь	1990	АС – 300/39	3,5
		2010	АПвПС 2х3(1х350)	1,63
		-	-	5,13
173.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская с отпайкой на ПС КТПБ	1961	АС-185	3,20
		2000	АС-185	5,54
		1999	АС-240	7,2
		-	-	15,94
174.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 62	2012	АС – 300/39	5
175.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99 с отпайкой на ПС 98	-	АС-300	10,8
		-	АС-185	14
		-	-	24,8
176.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 I цепь с отпайкой на ПС 88	1960	АС – 300/39	14,56
177.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 II цепь с отпайкой на ПС 88	1960	АС – 300/39	14,56
178.	ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ I цепь	1962	АС – 300/39	9
179.	ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ II цепь	1962	АС – 300/39	9
180.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП I цепь с отпайками	-	АС-150	66,4
181.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками	-	АС-95	95,9
182.	ВЛ 110 кВ ПС 87 – ПС 30	2003	АС – 300/39	4,5
183.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Агаповская	-	АС-150	20,6
184.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Красная Горка с отпайками	1967	АС-150	18,7
		1961	АС-120	46,7
		-	-	65,4
185.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная	1967	АС-150	14,95
		1982	АС-150	7,75
		1961	АС-120	18,7
		-	-	41,4
186.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь	1962	АС – 300/39	11
187.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь	1962	АС – 300/39	11
188.	КЛ 110 кВ ПС 96 – ПС 30 № 1	2010	АПвВнг 2г 1х500/120-110	1,76

189.	КЛ 110 кВ ПС 96 – ПС 30 № 2	2010	АПВВнг 2г 1х500/120-110	1,76
190.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т	1961	АС-150	18,7
		1967	АС-150	19,6
				38,3
191.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками	1973	АС-185	66,6
192.	ВЛ 110 кВ Разъезд 2-т – Нижняя-т	1977	АС-120	19,9
193.	ВЛ 110 кВ Разъезд 3-т – Разъезд2-т	1977	АС-120	28,4
194.	ВЛ 110 кВ Разъезд 6-т – Уралбройлер	1977	АС-150	3
		1977	АС-120	16,3
		2012	АС-150	3,2
		-	-	22,5
195.	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ	1979	АС-185	0,9
		1966	АС-150	1,4
		-	-	62,82
196.	ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	1964	АС-185	8,3
		1997	АС-150	6,27
		1964	АС-150	11,89
		-	-	26,46
197.	ВЛ 110 кВ Сатка – Брусит	1959	АС-120	0,4
		1978	АС-120	1,85
		-	-	2,25
198.	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	1959	М-95	0,4
		1984	АС-150	3,1
		1986	АС-150	2,55
		-	-	6,05
199.	ВЛ 110 кВ Светлая – Новая	1963	АС-185	1,523
200.	ВЛ 110 кВ Северная – Тургояк с отпайкой на ПС Аппаратная	1981	АС-300	7,52
201.	ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово 1)	-	АС-120	75,9
202.	ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово 2)	-	АС-120	75,9
203.	ВЛ 110 кВ Синеглазово-т – Полетаево-т с отпайкой на ПС Смолино-т	1957	АС-185	2,6
		1957	АС-150	8,7
		1997	АС-150/24	5,5
		1995	АС-185/29	0,7
		-	-	17,5
204.	КВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ТЭЦ-4 с отпайкой на ПС Цинковая 110	1965	АС-240	5,5
205.	ВЛ 110 кВ Смеловская – Спасская с отпайкой на «Плавку гололеда»	1997	АС-185	27,79
		1978	АС-185	2,07
		-	-	29,86
206.	ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99	2000	АС-185	1,59
		1999	АС-240	7,2
		-	АС-185	22,03

		-	-	30,82
207.	ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками	-	АС-185	60,1
		-	АС-120	2,7
		-	-	62,8
		-	-	27,7
208.	ВЛ 110 кВ Снежная – Полоцкая	-	АС-120	27,7
209.	ВЛ 110 кВ Снежинская – Светлая	1990	АС-185	6,913
210.	ВЛ 110 кВ Сосновая – Снежинская	1963	АС-185	13,186
211.	ВЛ 110 кВ Спасская – Верхнеуральская	1976	АС-185	2,07
		1999	АС-185	20,48
		-	-	22,55
		-	-	30,46
212.	ВЛ 110 кВ Спортивная – Сосновская с отпайками	н/д	АС-240/32	30,46
		н/д	АС-185	1,05
		-	-	31,51
213.	ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная	1956	АС-150	5,3
		1972	АС-150	2,1
		-	-	7,4
		-	-	0,7
214.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Озерская	1990	АС-120	0,7
		2006	АС-185	0,296
		-	-	0,996
		-	-	16,3
215.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	1941	АС-95	16,3
		2000	АС-95	2,9
		-	-	19,2
		-	-	0,45
216.	ВЛ 110 кВ Стройка-4 – Озерская	1990	АС-95	0,45
		2006	АС-185	0,366
		-	-	0,816
		-	-	0,9
217.	ВЛ 110 кВ Субутак-т – Еленинская	1971	АС-150	0,9
		1967	АС-150	27,7
		-	-	28,6
		-	-	19,6
218.	ВЛ 110 кВ Сулейманово – Чудиновская	1970	АС-70	19,6
219.	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	1972	АС-150	3,8
		1988	АС-150	5,8
		-	-	9,6
		-	-	3,8
220.	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	1972	АС-150	3,8
		1988	АС-150	5,8
		-	-	9,6
		-	-	19,7
221.	ВЛ 110 кВ Тамерлан-т – Саламат-т с отпайкой на ПС Варненская	1966	АС-185	19,7
		1964	АС-185	1,4
		-	-	21,1
		-	-	10,2
222.	ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	1991	АС-185	10,2
		1965	АС-185	6,8
		-	-	17,0
		-	-	2,1
223.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст I цепь	1952	М-95	2,1
		2010	АС-185	4,36
		1949	М-95	4,04
		-	-	10,5
224.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст II цепь	1952	АС-150	2,1
		2010	АС-185	4,36
		1932	АС-150	4,04
		-	-	10,5

225.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	1932	АС-185	9,00
		1952	АС-185	1,50
		-	-	10,5
226.	ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	1971	АСО-240	2,59
		1952	АС-240	5,84
		-	-	8,43
227.	ВЛ 110 кВ Тепличная – Межозерная-т	1986	АС-120	5,42
		1976	АС-120	1,1
		-	-	6,52
228.	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	1976	АСО-500	0,20
		1975	АСО-500	8,30
		-	-	8,50
229.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Бобровская с отпайкой на ПС Строительная	1964	АС-150	0,9
		1978	АС-150	3,6
		1964	АС-120	7,3
		-	-	11,8
230.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т	1964	АС-185	9,7
		1984	АС-184	2
		-	-	11,7
231.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т	1964	АС-185	23,2
		1966	АС-185	2,7
		-	-	25,9
232.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная	-	АС-150	7,0
		-	АС-120	24,9
		-	-	31,9
233.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная I цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т	1961	АСО-300	0,60
		1961	АС-240	2,90
		1961	АС-185	2,76
		-	-	6,26
234.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная II цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т	1961	АСО-300	0,6
		1961	АС-240	2,9
		1961	АС-185	2,76
		-	-	6,26
235.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная – Гончарская I цепь	-	АС-120	8
236.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная – Гончарская II цепь	-	АС-120	8
237.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная - Южноуральский рудник	1971	АС-120	36,8
238.	ВЛ 110 кВ Тумак-т – Саламат-т	1964	АС-185	10,8
		1964	АС-185	34,4
		-	-	45,2
239.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	1959	АС-185	2,15
		1951	АС-185	26,72
		1965	АС-185	6,8
		-	-	35,67
240.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Ильменская	1954	АС-185	2,15
		1987	АС-185	1,13
		1984	АС-185	0,3
		-	-	3,58

241.	ВЛ 110 кВ Тургойак – Тургойакская ТЭЦ I цепь (ВЛ 110 кВ Тургойак – ТЭЦ Тургойак 1)	1981	АС-150	2,1
242.	ВЛ 110 кВ Тургойак – Тургойакская ТЭЦ II цепь (ВЛ 110 кВ Тургойак – ТЭЦ Тургойак 2)	1981	АС-150	2,1
243.	ВЛ 110 кВ Тургойак - ТЭЦ УралАЗ	1962	АС-150	3,8
		1962	АС-185	4,2
		-	-	8,0
244.	ВЛ 110 кВ Тургойак-т – Хребет-т	1970	АСО-240	3,1
		1952	АС-240	16,96
		-	-	20,06
245.	ВЛ 110 кВ Тюбеляс-т – Мурсалимкино-т	1969	АС-150	5,02
		1990	АС-150	10,34
		1949	АС-150	1,90
		-	-	17,26
246.	ВЛ 110 кВ Углицкая – Горьковская	1991	АС-150	9,43
		1972	АС-120	9,20
		-	-	18,63
247.	ВЛ 110 кВ Узельга – Межозерная	1972	АС-185	0,8
		1973	АС-185	8,9
		-	-	13,7
248.	ВЛ 110 кВ Уйская – Н. Усцелемово	1980	АС-95	13,94
		1986	АС-95	0,66
		-	-	14,60
249.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т	-	АС-120	17,93
		1960	АС-120	3,78
		-	-	21,71
250.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т	-	АС-120	20,78
		1999	АС-120	3,78
		-	-	24,56
251.	ВЛ 110 кВ Упрун-т – Кумысная-т	1966	АС-150	20,62
		1956	АС-150	18,03
		-	-	38,65
252.	ВЛ 110 кВ Уралбройлер – Муслумово-т	2012	АС-150	3,19
		1977	АС-120	5,50
		-	-	8,69
253.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская	1998	АС 150	51,70
254.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками	1998	АС 150	51,80
255.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 1	1964	АС-185	9,2
		1982	АС-185	0,2
		-	-	9,4
256.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 2	1952	АС-150	9,2
		1982	АС-185	0,4
		-	-	9,6
257.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 3	1952	АС-150	9,3
		1982	АС-185	0,3

		-	-	9,6
258.	ВЛ 110 кВ Филимоново – Ларино	1993	АС-120	19,94
259.	ВЛ 110 кВ Харлуши – Акбашево	1978	АС-150	1,6
		1988	АС-185	4
		1976	АС-150	11,5
		-	-	17,1
260.	ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	1962	АС-240	6,6
		1952	АС-240	5,3
		1971	АСО-240	2,59
		-	-	14,49
261.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Кундравы	1977	АС-120	27,6
262.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Луговая I цепь	1975	АС-150	14,4
263.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Луговая II цепь	1975	АС-150	14,4
264.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Мисяш-т	1972	АС-95	1,6
265.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино	1986	АС-185	13,1
		1989	АС-240	0,37
		-	-	13,47
266.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Шахматово-т	1972	АС-95	1,6
		1986	АС-95	6,4
		1970	АС-70	1,2
		-	-	9,2
267.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Яраткулово	1986	АС-150	30,5
		1981	АС-185	0,52
		-	-	31,02
268.	ВЛ 110 кВ Челябинская – Бишкиль-т	1996	АС-95	1,59
		1996	АС-120	3,35
		-	-	4,94
269.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками	1965	АС-120	1,5
		1965	АС-240	2,5
		1980	АС-300	0,7
		-	-	4,7
270.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Восточная	1960	АС-185	5,9
271.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь	1972	АСО-300	6,9
272.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь	1972	АСО-300	6,9
273.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Тракторозаводская	1960	АС-185	5,2
		1963	АС-95	1,2
		1963	АС-185	0,2
		-	-	6,6
274.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО	2004	АС-240	1,71
		1976	АС-185	1
		-	-	2,71
275.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Пластмасс	2003	АС-240/32	1,71
		1957	АС-240/32	7,19
		1996	АС-240/32	0,1
		1976	АС-240/32	2,5

		-	-	11,5
276.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т	2004	АС-240	1,71
		1957	АС-185	2,80
		-	-	4,51
277.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Ю. Копи с отпайкой на ПС Н.О.В.	2003	АС-240	1,71
		1957	АС-240	14,89
		1996	АС-240	0,1
		-	-	16,7
278.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	2008	АС-185	0,16
		2008	АСКС-300	1,44
		-	-	1,60
279.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	2008	АС-185	0,16
		2008	АСКС-300	1,44
		-	-	1,60
280.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-12	1993	АС-300/39	5,35
		2010	АСКС-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,4
		1983	АСУ-300	0,6
		-	-	10,05
281.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-12	1993	АС-300/39	5,35
		2010	АСКС-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,4
		1983	АСУ-300	0,6
		-	-	10,05
282.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная	1993	АС-120	1,93
		1976	АС-120	23,3
		1976	АС-150	2,00
		-	-	27,23
283.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная	1993	АС-120	1,97
		1976	АС-120	6,70
		1986	АС-120	5,42
		-	-	14,09
284.	ВЛ 110 кВ Чесменская – Углицкая	1972	АС-120	22
		1991	АС-150	9,43
		-	-	31,43
285.	ВЛ 110 кВ Чесменская – Южноуральский рудник с отпайкой на ПС Берлинский карьер	1979	АС-150	40
286.	ВЛ 110 кВ Чернявская-т – Щучье-т с отпайкой на ПС Пивкино-т	1957	АС-185	48,70
287.	ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	1957	АС-185	2,8
		1976	АС-185	2,6
		-	-	5,4
288.	ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками	1987	АС-185	7,2
		1996	АС-150	33,4
		1967	АС-150	2,1
		-	-	42,7
289.	ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная	1965	АС-240	5,5
		1980	АС-300	0,7
		-	-	6,2

290.	ВЛ 110 кВ Шагол – Бульварная с отпайкой на ПС 220 кВ ЧФЗ	1951	АСУ-400	10,7
		1991	АС-400	1,34
		1982	АСО-500	0,3
		1980	АСО-500	0,3
		1964	АСО-500	5,2
		1978	АСО-500	0,7
		-	-	18,54
291.	ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино	1987	АС-185	7,4
		1980	АС-150	4,9
		-	-	12,3
292.	ВЛ 110 кВ Шагол – КПД	1951	АСУ-400	1,94
		1993	АС-400/51	0,68
		-	-	2,61
293.	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками	1966	АС-240/32	14,2
		1984	АС-240/32	2,6
		2010	АПВУ2Г(1Х400-150-64/100)х3	0,64
		2010	АС-240/32	0,36
		-	-	17,8
294.	ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская	1966	АС-240/32	5,4
		1987	АС-240/32	0,4
		-	-	5,8
295.	ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК	1965	АС-240	4,1
296.	ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками	1988	АС-185	16,7
		1978	АС-150	1,7
		-	-	18,4
297.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110	1965	АС-240	9,5
298.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками	1965	АС-240	8
		1965	АС-120	1,5
		-	-	9,5
299.	ВЛ 110 кВ Шантаринская – Подовинная	1992	АС-120	6,4
		1966	АС-120	27,2
		-	-	33,6
300.	ВЛ 110 кВ Шахматово-т – Челябинская	1970	АС-70	1,2
		1986	АС-95	8,45
		-	-	9,65
301.	ВЛ 110 кВ Шершневская – Сосновская с отпайкой на ПС Томино	2011	АС-240/32	3,75
		1987	АС-185	12
		1981	АС-150	7,2
		-	-	22,95
302.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками	1953	АС-185	20,5
		1993	АС-185	14,5
		-	-	35
303.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья	1956	АС-185	4,65
304.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т	1952	АС-185	22,08

305.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово	1952	АС-240	57,7
		1972	АС-240	9,95
		1998	АС-240	2,5
		1952	АС-240	42
		-	-	112,15
306.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка I цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т	1965	АС-150	19,43
		1967	АС-150	34,8
		-	-	54,23
307.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка II цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т	1965	АС-150	19,43
		1967	АС-150	34,8
		-	-	54,23
308.	КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками	1952	АС-240	91
		1986	АС-240	16
		2000	АС-240	9,7
		1952	АС-240	42
		-	-	158,7
309.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская	1969	АС-150	0,30
		1969	АС-240	2,40
		-	-	2,70
310.	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь	1975	АС-185	12,2
311.	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь	1975	АС-185	12,2
312.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	1959	АС-150	3,6
		1949	М-95	24,1
		-	-	27,7
313.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	1991	АС-240	23,11
		1981	АС-240	11,22
		-	-	34,33
314.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	1980	АС-150	21,5
		1970	АС-150	12,3
		-	-	33,8
315.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная	1994	АС-150	9,92
316.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная	1994	АС-150	9,92
317.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Тюбеляс-т	1990	АС-150	11,16
		1969	АС-150	5,02
		-	-	16,18
318.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	1991	АС-240	23,11
		1981	АС-240	9,34
		-	-	32,45
319.	ВЛ 110 кВ Яхино-т – Кропачево	1981	АС-240	6,12
320.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Гранит 1	1976	АС-95	0,2
		1972	АС-95	2,36
		-	-	2,56
321.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Гранит 2	1976	АС-95	0,2
		1972	АС-95	2,36
		-	-	2,56

322.	ВЛ 110 кВ Уйская – Зерновая	1987	АС-120	25,03
323.	ВЛ 110 кВ Боровая – Жука-Тау 1, 2	1974	АС-150	1,23
324.	ВЛ 110 кВ ЗМЗ-23 – Златоуст	1958	АС-300	8,2
325.	ВЛ 110 кВ ЗМЗ-25 – Златоуст	1958	АС-300	8,2
326.	ВЛ 110 кВ Ай-т 1,2	1963	АС-150	11,3
327.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Завод Ленина 1, 2	1976	АС-185	6,96
328.	ВЛ 110 кВ Златоуст – ЗМЗ 61	1968	АСО-500	7,9
329.	ВЛ 110 кВ Златоуст – ЗМЗ 62	1968	АСО-500	7,9
330.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Ургала 1, 2	1982	АС-150	30,7
		1982	АС-95	16,3
		1982	АС-95	13,39
		-	-	60,39
331.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2	-	АС-150	2,09
332.	ВЛ 110 кВ Кропачево – УКВЗ 1	1981	АС-150	6,31
		2004	АС-150	10,45
		-	-	16,76
333.	ВЛ 110 кВ Кропачево – УКВЗ 2	1981	АС-150	5,91
		2004	АС-150	10,45
		-	-	16,36
334.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитогорск-т I, II цепь	1967	АСУ-300	8,8
335.	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Княженка	1982	АС-120	17
336.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Снежная	1967	АС-185	15,27
		1971	АС-120	35,2
		-	-	50,47
337.	ВЛ 110 кВ Снежная – Полоцкая	1970	АС-120	27,7
338.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – КС-17 I, II цепь	1964	АС-120	6,6
339.	ВЛ 110 кВ Бреды-т - Рымникская	1970	АС-120	17,21
340.	ВЛ 110 кВ Зингейка – Кацбах	1992	АС-120	9,8
341.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Агаповская	1979	АС-185	0,6
342.	ВЛ 110 кВ Агаповская – Сибай-3	1979	АС-185	0,6
343.	ВЛ 110 кВ СПП – Кизил	1979	АС-120	13,39
344.	ВЛ 110 кВ Агаповская – Янгелька	1982	АС-120	24
345.	ВЛ 110 кВ Верхнеуральская – Степная	1984	АС-95	14,7
346.	ВЛ 110 кВ Янгелька – Сыртинка	1987	АС-120	27,81
347.	ВЛ 110 кВ Верхнеуральская – Сабаново	1989	АС-150	31,6
348.	ВЛ 110 кВ Кизил – Обручевка с отпайкой на ПС Смородинка	1983	АС-120	28,42
		1989	АС-120	0,2
		-	-	28,62
349.	ВЛ 110 кВ Обручевка – Измайловская	1989	АС-120	0,2
		1983	АС-120	12,72
		-	-	12,92

350.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Измайловская	1983	АС-120	37,43
351.	ВЛ 110 кВ Сабаново – Александринская	1989	АС-150	8,82
		2000	АС-150	8,11
		-	-	16,93
352.	ВЛ 110 кВ Александринская – Нагайбакская	2000	АС-150	8,11
		1989	АС-150	5,69
		-	-	13,8
353.	ВЛ 110 кВ Измайловская – Красногвардейская	1990	АС-120	28,7
354.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Путь Октября	1990	АС-120	23,5
355.	ВЛ 110 кВ Путь Октября – Зингейка	1975	АС-120	11,1
356.	ВЛ 110 кВ Магнитная – Карьер I, II цепь	1987	АС-95	10,3
357.	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Атамановка	1992	АС-120	19,7
358.	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая 1 цепь	1991	АС-185	1,5
		1986	АС-95	0,65
		-	-	2,15
359.	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая 2 цепь	1991	АС-185	1,5
		1986	АС-95	0,65
		-	-	2,15
360.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Прогресс-2 1 цепь	1971	АС-240	1,2
361.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Прогресс-2 2 цепь	1971	АС-240	1,2
362.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Оргстекло 1, 2 цепь	-	АС-240	0,1
363.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная 1 цепь	1965	АС-185	0,4
		1965	АС-120	1,7
		-	-	2,1
364.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная 2 цепь	1965	АС-185	0,4
		1965	АС-120	1,6
		1965	АС-150	0,1
		-	-	2,1
365.	ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная 1,2 цепь	1963	АСУ-300	2,5
366.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ I цепь	2003	АС-240	0,7
		1960	АС-240	1,9
		-	-	2,6
367.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ II цепь	2003	АС-240	0,7
		1960	АС-240	1,9
		-	-	2,6
368.	ВЛ 110 кВ Козырево – Шумово	1985	АС-150	18,2
369.	ВЛ 110 кВ Шумово – Бродокалмак	1988	АЖС-120	32,8
370.	ВЛ 110 кВ Козырево – Каясан I, II	1975	АС-120	29,8

	цепь			
371.	ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I, II цепь	1975	АС-150/24	0,8
		1985	АС-400/51	29,7
		1985	АС-150/24	4,75
		-	-	32,25
372.	ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово I, II цепь	1969	АС-185	1,15
		1969	АС-150	2,55
		-	-	3,7
373.	ВЛ 110 кВ Исаково – Трубная I, II цепь	1978	АС-240	8,4
		1982	АС-240	0,5
		1996	АС-95	0,8
374.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Сигнал I, II цепь	1989	АС-95	2,6
375.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Тайгинка	1982	АС-185	11,5
376.	ВЛ 110 кВ Тайгинка – Пирит	1982	АС-185	30
377.	ВЛ 110 кВ Карабаш – Пирит	1982	АС-185	1,3
378.	ВЛ 110 кВ Пирит – ПС 480	1959	АС-185	6,5
		1929	М-95	1
		-	-	7,5
379.	ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым	1982	АС-185	37
		1930	М-95	10,5
		2008	АС-185	4,2
		1963	АС-240	1,6
		-	-	53,3
380.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Гидроузел	1979	АС-95	31,8
381.	ВЛ 110 кВ Гидроузел – Насосная	1979	АС-95	11,3
382.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Нязепетровск	1976	АС-185	42
383.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Водозабор	1976	АС-185	37,1
384.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Нязепетровск	1976	АС-185	10
385.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Электролитная I, II цепь	1976	АС-185	2,7
386.	ВЛ 110 кВ Касли – ВРУ I, II цепь	1989	АС-185	13,8
387.	ВЛ 110 кВ Мраморная – УЗРМО I, II цепь	1985	АС-150	12,2
		1975	АС-95	3,85
		-	-	16,05

Таблица 46

Перечень существующих ЛЭП ТСО

№	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длина ЛЭП, километров
АО «Электросеть»			
1.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-2 1 цепь	н/д	3
2.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-2 2 цепь	н/д	3
3.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-5 1 цепь	н/д	2,1
4.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-5 2 цепь	н/д	2,1
5.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-13 1 цепь	н/д	2,4

6.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-13 2 цепь	н/д	2,4
7.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь, отпайка на ГПП-4	н/д	0,05
8.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь, отпайка на ГПП-1	н/д	0,57
9.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-6 1 цепь	н/д	2,12
10.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-6 2 цепь	н/д	2,12
11.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК 1 цепь	н/д	2,26
12.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК 2 цепь	н/д	2,26
13.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	н/д	1,2
14.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь с отпайками на ГПП-14 и ГПП-4	н/д	4,77
15.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь с отпайками на ГПП-14 и ГПП-1	н/д	4,77
16.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ГПП-8 1 цепь	н/д	3,15
17.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ГПП-15 1 цепь	н/д	3,20
18.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конерторная 1 цепь (отпайка на ГПП-9)	н/д	2,041
19.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конерторная 2 цепь (отпайка на ГПП-9)	н/д	2,041
20.	ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-3 – Плавильная 1 цепь, отпайка на ГПП-12	н/д	1,60
21.	ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-3 – Плавильная 2 цепь, отпайка на ГПП-12	н/д	1,60
22.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь, отпайка на ГПП-14	н/д	0,348
23.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь, отпайка на ГПП-14	н/д	0,348
24.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК, отпайки на ПС Першино, ГПП-16.	н/д	0,95
25.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная, отпайки на ПС Першино, ГПП-16.	н/д	0,95
26.	ВЛ 110 кВ «Чебаркуль-1», «Чебаркуль-2» двухцепная, отпайка на ГПП-1	н/д	2,495
ОАО «ММК-МЕТИЗ»			
27.	ВЛ 110 кВ ГПП ММЗ – ПС-77 ММК 1 цепь	АСУ-300	1,2
28.	ВЛ 110 кВ ГПП ММЗ – ПС-77 ММК 2 цепь	АСУ-300	1,2
29.	ВЛ 110 кВ ГПП-37 – ПС-60 ММК	АСО-300	4,9
30.	ВЛ 110 кВ ГПП-61 – ПС-60 ММК	2хАС-150	4,3
ООО «Электросетевая компания»			
31.	ВЛ 110 кВ Сатка – Брусит (опора 11)	АС-150	2,3
32.	ВЛ 110 кВ Сулея – Брусит (опора 14)	АС-150	2,3
ООО «Механический завод»			
33.	ВЛ 110 кВ Мех.завод – Коелга	АС-150	6,3
34.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Мех.завод	АС-150	6,3
ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»			
35.	ВЛ 110 кВ Касли – Машзавод 1, 2 цепь	н/д	1,62
ООО «Энергосетевая компания «АМЕТ»			

36.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 1 цепь	АС-185	0,44
37.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 2 цепь	АС-185	0,5
38.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская 1 цепь	АС-185	1,138
39.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская 2 цепь	АС-185	1,55
40.	ВЛ 110 кВ ОАО «АМЗ» – АМЕТ 1, 2 цепь	АС-120	
41.	КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-2	АПВВнг 3х(1х185/70)	0,133
ООО «Электро-транспорт»			
42.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2 цепь	н/д	2,2
43.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Обжиговая от ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2 цепь	н/д	0,18
44.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Шахтная 1, 2 цепь от ВЛ 110 кВ Сатка – Бакал и ВЛ 110 кВ Западная – Бакал	н/д	9,16
АО «Горэлектросеть» (город Магнитогорск)			
45.	ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99	АС-185	22,03
46.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 49 с отпайкой на ПС 98	АС-185	10,8
47.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 49 (отпайка на ПС 49)	АС-185	2,85
48.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 49	АС-185	13,83
49.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 99	АС-185	10,8
50.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 99 (отпайка на ПС 99)	АС-185	4,35
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина»			
51.	ВЛ 110 кВ Касли – Курчатовская	АС-185	-
52.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Сосновая	АС-185	2,47
53.	ВЛ 110 кВ Курчатовская – Новая	АС-185	2,42
54.	ВЛ 110 кВ Светлая – Новая	АС-185	1,523
55.	ВЛ 110 кВ Сосновая – Снежинская	АС-185	5,760
ОАО «Уфалейникель»			
56.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Никель 1, 2 цепь	АС-70	1,89
ООО «Электросетевая компания» город Екатеринбург (фактически - город Куса)			
57.	Отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Куса от ВЛ 110 кВ Златоуст – Ай тяговая	н/д	17,2
ОАО «ЧЦЗ»			
58.	ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая	АСО-400	0,428
59.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая	АСО-400	0,453
60.	ВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ТЭЦ-4 с отпайкой на ПС Цинковая-110 (отпайка на ПС 110 кВ Цинковая-110)	АС-185	0,1
61.	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (отпайка на ПС 110 кВ Цинковая-110)	АС-185	0,1
ФГУП «ПО «Маяк»			
62.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Болото-1	АС-150	9,894
63.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1	АСУ-300	4,826
64.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2	АСУ-300	4,165
65.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	АСУ-300	3,442
66.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 с отпайкой на ПС	М-95	10,113

	Болото-13		
67.	Отпайка на ПС 110 кВ Болото-13 от ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 отпайкой на ПС Болото-13	АС-70, АС-120, М-70	2,57
68.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-2	АС-240; М-150	1,15 1,82
69.	ВЛ 110 кВ Заварухино – Болото-7 с отпайками	М-95	5,97
70.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-2	АС-120	1,962
71.	Отпайка на Болото-11 от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11	АС-95	4,065
72.	Отпайка на Болото-12 от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12	АС-95	2,565
73.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	АС-120 М-70	1,4 3,35
74.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Озерская	АС-120	0,544
75.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-13	М-70 АС-120	6,83 1,4
76.	Отпайка на Болото-4 от ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-13	АС-70	2,6
77.	Отпайка на Болото-4 от ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	АС-95	0,34
78.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-9	АС-120	3,5
79.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-5	АС-120	3,38
80.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-5	АС-120	2,2
81.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-6	АС-120	3,4
82.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-9	АС-120	4
83.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-6	АС-120	3
84.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-14 1 цепь	АС-120	1,24
85.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-14 2 цепь	АС-120	1,24
86.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-18 1 цепь до Болото-19	АС-70	11,63
87.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-18 2 цепь до Болото-19	АС-70	11,63
ПАО «ММК»			
88.	ВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС 4 1, 2 цепь	АСО-500	1,8
89.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – Магнитогорская ТЭЦ с отпайкой на ПС 64 1, 2 цепь	АС-300	3,7 0,3-отпайка
90.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 96 1, 2 цепь	АС-300	2,4
91.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 61	АС-300; АС-150	4,5
92.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 80 1, 2 цепь	АСК-240	1,4
93.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 37	АСО-300	4,93
94.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 62	АСУ-400	5,608
95.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 с отпайкой на ПС 88 1, 2 цепь	АС-300	14,5 0,2-отпайка
96.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 36 1, 2 цепь	АС-240	4,3
97.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 30 1, 2 цепь	АС-300	3,5
98.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 1, 2 цепь	АС-300	8
99.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 1, 2 цепь	АС-300	11
100.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – ПС 63 1, 2 цепь	АС-300	9
101.	ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 66 1, 2 цепь	АС-300	1,5

102.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 91 1, 2 цепь	АСО-150	11,5
103.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 41, ПС 95 1, 2 цепь	АСО-300	1,2
104.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 94 1, 2 цепь	АС-300	0,1
105.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 46 1, 2 цепь	АС-300	15
106.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – Магнитогорская ТЭЦ 1, 2 цепь	АСУ-300	3
107.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 22 1, 2 цепь	АС-300	0,6
108.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – АПК2, ПС81 1, 2 цепь	АСУ-300	5
109.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 23	АС-300	2,37
110.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 23	АС-300	2,29
111.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 87	АС-300	1,5
112.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 87	АС-300	4,5
113.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – ПС16 1, 2 цепь	АС-300	2,125
114.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 85, ПС 62	АС-300	3,5
115.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 85 1, 2 цепь	АС-300	2,66
АО «Михеевский ГОК»			
116.	ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Михеевский ГОК	АС-300	32,12
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»			
117.	ВЛ 110 кВ Шагол – КПД	АС-400	0,68
118.	ВЛ 110 кВ КПД – Транзитная с отпайкой на ПС ЧФЗ	АС-400	0,68

Таблица 47

Перечень существующих ПС

№	Наименование энергообъекта (ПС, электростанции)	Диспетчерское наименование трансформаторов	Мощность, МВА	Год ввода в работу
Электростанции (с высшим напряжением 110 кВ и выше)				
1.	Южноуральская ГРЭС (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС) ОРУ 220 кВ	АТ-5 (220/110 кВ)	250	1992
		АТ-6 (220/110 кВ)	250	1954
		Т-7	125	1990
		Т-8	125	1986
		Т-9 1	120	1960
		Т-9 2	120	1960
		Т-10 1	125	1966
		Т-10 2	125	1966
	Южноуральская ГРЭС (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС) ОРУ 110 кВ	Т-2	72	1953
		Т-3	60	1953
		Т-4	72	1952
		ТСНР-2	10	1957
		ТГЗУ	16	1975
2.	Южноуральская ГРЭС-2 (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 500 кВ	АТ связи (500/220 кВ)	3х167+1 рез	2014
		Р-1-500	3х60	2014
	Южноуральская ГРЭС-2 (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Т-1	630	2014
		Т-2	630	2014

	Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 220 кВ	РТСН	32	2014
3.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 500 кВ	Т-10	750	2016
		Т-8	630	1976
		АТГ связи (500/220 кВ)	3x167	1968
		РТСН-3	63	2016
		РТСН-4	55	2016
		ТСН-8	40	1976
		ТСН 10 А	30	2016
		ТСН 10 В	55	2016
	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 220 кВ	АТГ-1 (220/110 кВ)	3x80	1960
		АТГ-2 (220/110 кВ)	3x80	1960
		АТ-3 (220/110 кВ)	250	1981
	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 110 кВ	РТСН-1	32	1966
		РТСН-2	31,5	1963
4.	Аргаяшская ТЭЦ (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	Т-1	39	1954
		Т-2	40,5	1968
		Т-3	80	1990
		Т-4	80	2018
		Т-5	80	1989
		Т-6	39	1954
		Т-7	39	1957
		РТСН-1	10	1954
		РТСН-2	10	1957
5.	Челябинская ТЭЦ-1 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	С1Т	63	1982
		С2Т	63	1980
		С3Т	63	1983
		С11Г	63	2013
		2Р0Т	20	1981
6.	Челябинская ТЭЦ-2 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	1Т	63	1984
		2Т	63	1963
		3Т	125	1999
		4Т	125	1969
		30Т	16	1976
7.	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 220 кВ	ТЗ-1	80	2011
		ТЗ-2	200	2011
		РТСН-2	32	2011
		2ГТ	250	2006
		2ВТ	32	2006
		ТСН-3	25	2011
	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»)	1ГТ	250	1996
		РТСН-1 (0ВТ)	40	1996
		1ВТ	40	1996

	ОРУ 110 кВ			
	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ПС 110 Промплощадка	1Т	25	1983
		2Т	25	1983
8.	Челябинская ТЭЦ-4 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») КРУЭ 220 кВ	T1-1	225	2015
		T1-2	125	2015
		T3-1	225	2017
		T3-2	125	2017
	Челябинская ТЭЦ-4 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») КРУЭ 110 кВ	T-1	63	2015
		T-2	63	2015
		T-3	63	2015
		T-4	63	2015
		T2-1	225	2016
		T2-2	125	2016
		PTCH	25	2014
	9.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК») ОРУ 110 кВ	T-1	60
T-2			63	2005
T-3			60	1953
T-4			80	2012
T-5			80	2008
T-6			80	1988
Рез.Т-2			10	1968
10.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК») ОРУ 110 кВ	T-1	40	1979
		T-2	63	1983
		T-3	63	2012
		T-4	63	2007
		T-5	63	1998
		T-6	63	2003
11.	ТЭЦ ЧМК (ОАО «Мечел-Энерго») ОРУ 110 кВ	T-1	40	1988
		T-2	40	1987
		T-3	63	1989
		T-6	75	1969
		T-7	75	1970
12.	ТЭЦ УралаЗ АО «ЭнСер» ОРУ 110 кВ	T-1	31,5	1963
13.	Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод») ОРУ 110 кВ	T-1	32	1970
		T-2	31,5	1965
14.	ТЭЦ Магнезит /ПС 110 кВ Огнеупор/ (АО «Комбинат Магнезит») ОРУ 110 кВ	T-1	31,5	н/д
		T-2	31,5	
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС				
15.	ПС 500/110 кВ Кропачево	AT1 (500/110 кВ)	250	1991

		АТ2 (500/110 кВ)	250	1994
16.	ПС 500/110 кВ Приваловская	АТ1 (500/110 кВ)	250	1989
17.	ПС 500/110 кВ Златоуст	АТ1 (500/110 кВ)	250	2013
		АТ2 (500/110 кВ)	250	1986
		АТ3 (500/110 кВ)	250	2007
		Т-4	2,5	2004
18.	ПС 500/220/110 кВ Смеловская	АТГ1 (500/220 кВ)	3х267	1990
		АТ3 (220/110 кВ)	200	1991
		Т-5	2,5	1990
19.	ПС 500/220 кВ Магнитогорская	АТГ1 (500/220 кВ)	3х267	1978, 1978, 2008
		АТГ2 (500/220 кВ)	3х267	1985
20.	ПС 500 кВ Челябинская	Т-3	6,3	1986
		Т-4	6,3	1986
21.	ПС 500/220/110 кВ Шагол	АТГ3 (500/220 кВ)	3х167	1988
		АТГ4 (500/220 кВ)	3х167	1989
		АТ1 (220/110 кВ)	250	1988
		АТ2 (220/110 кВ)	250	1992
22.	ПС 500/220/110 кВ Козырево	АТГ3 (500/220 кВ)	3х267	1983
		АТГ4 (500/220 кВ)	3х267	1975
		АТ1 (220/110 кВ)	200	1983
		АТ2 (220/110 кВ)	200	1975
23.	ПС 220/110 кВ Новометаллургическая	АТ1 (220/110 кВ)	200	2011
		АТ2 (220/110 кВ)	200	2010
24.	ПС 220/110 кВ Исаково	АТ1 (220/110 кВ)	200	1992
		АТ2 (220/110 кВ)	180	1966
25.	ПС 220/110 кВ Чебаркуль	АТ1 (220/110 кВ)	250	1986
		АТ2 (220/110 кВ)	240	1975
26.	ПС 220/110 кВ Мраморная	АТ1 (220/110 кВ)	125	1982
		АТ2 (220/110 кВ)	125	1984
27.	ПС 220/110 кВ Кунашак	АТ2 (220/110 кВ)	63	1982
		Т1	15	2001
		Т4	16	1982
28.	ПС 220/6 кВ КС 19	Т1	32	1985
		Т2	32	1985
29.	ПС 220/110 кВ Карталы 220	АТ1 (220/110 кВ)	125	1986
		АТ2 (220/110 кВ)	200	1999
30.	ПС 110/35/27,5/10 кВ Карталы районная	Т1 (110/35/27,5 кВ)	40,5	1966
		Т2 (110/27,5/10 кВ)	40	1997
		Т3 (110/35/10 кВ)	16	1969
31.	ПС 110/10 кВ Восточная	Т1	2,5	1989
		Т2	2,5	1967
32.	ПС 110/35/10 кВ Ракитная	Т1	10	1992

		T2	10	1990
Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»				
33.	ПС 110/10 кВ Абзаково	T-1	2,5	1978
34.	ПС 110/10 кВ Агаповская	T-1	10	1977
		T-2	10	1977
35.	ПС 110/10 кВ Айлино	T-1	6,3	1978
36.	ПС 110/10 кВ Акбашево	T-1	2,5	1965
		T-2	2,5	1986
37.	ПС 110/35/10 кВ Александровская	T-1	6,3	1989
		T-2	10	1972
38.	ПС 110/10 кВ Алишево	T-1	2,5	1982
39.	ПС 110/10 кВ Амурская	T-1	3,2	1966
40.	ПС 110/10 кВ Анненская	T-1	10	1990
41.	ПС 110/6 кВ Аппаратная	T-1	16	1990
		T-2	16	1990
42.	ПС 110/35/10 кВ Аргаяш	T-1	25	1983
		T-2	25	1988
43.	ПС 110/10 кВ Арси	T-1	6,3	1988
44.	ПС 110/10 кВ Арша	T-1	6,3	1987
45.	ПС 110/10 кВ Атамановка	T-1	6,3	1991
46.	ПС 110/10/10 кВ Аэродромная	T-1	63	2005
		T-2	63	1992
47.	ПС 110/35/6 кВ Бакал	T-1	16	1980
		T-2	25	1971
48.	ПС 110/6 кВ Батурино	T-1	10	1999
		T-2	7,5	1952
49.	ПС 110/10 кВ Бектыш	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1983
50.	ПС 110/10 кВ Береговая	T-1	6,3	1989
		T-2	6,3	1993
51.	ПС 110/10 кВ Березиновская	T-1	10	1985
		T-2	6,3	1989
52.	ПС 110/6 кВ Бобровская	T-1	10	1961
		T-2	7,5	1962
53.	ПС 110/10 кВ Борисовская	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1990
54.	ПС 110/10 кВ Боровая (ЗЭС)	T-1	40	1974
		T-2	40	1975
55.	ПС 110/10 кВ Боровая (ЦЭС)	T-2	2,5	1989
56.	ПС 110/35/10 кВ Бородиновская	T-1	6,3	1987
		T-2	10	1990
57.	ПС 110/35/10 кВ Бродокалмак-110	T-1	16	1987
58.	ПС 110/10/10 кВ Бульварная	T-1	25	1977
		T-2	25	1980

59.	ПС 110/6 кВ Буранная	T-1	10	1973
		T-2	10	1980
60.	ПС 110/10 кВ Бутаки	T-1	16	2011
		T-2	16	2011
61.	ПС 110/35/10 кВ Варламово	T-1	11,4	1975
		T-2	16	1998
62.	ПС 110/35/10 кВ Варненская	T-1	16	1971
		T-2	25	1991
63.	ПС 110/10 кВ Вахрушево	T-1	6,3	1981
		T-2	6,3	1983
64.	ПС 110/10 кВ Верхнеуральская	T-1	16	1991
		T-2	10	1993
65.	ПС 110/6 кВ Водозабор	T-1	10	1975
		T-2	10	1975
66.	ПС 110/35/6 кВ Восточная	T-1	40	2008
		T-2	40	1971
67.	ПС 110/10 кВ Гагаринская	T-1	16	1975
		T-2	16	1974
68.	ПС 110/10 кВ Георгиевская	T-1	6,3	1985
69.	ПС 110/10 кВ Гидроузел	T-1	2,5	н/д
70.	ПС 110/35/10 кВ Гончарская	T-1	25	1986
		T-2	25	1989
71.	ПС 110/6 кВ Город-2	T-1	25	2000
		T-2	25	2008
72.	ПС 110/10 кВ Горьковская	T-1	6,3	1978
		T-2	6,3	1987
73.	ПС 110/10/10 кВ Гранитная	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
74.	ПС 110/6 кВ Гранкварц	T-1	10	1970
		T-2	16	1984
75.	ПС 110/6 кВ Д. Дача	T-1	7,5	1954
76.	ПС 110/35/10 кВ Демаринская	T-1	6,3	1984
		T-2	6,3	1990
77.	ПС 110/10 кВ Дробышевская	T-1	6,3	1980
		T-2	6,3	1981
78.	ПС 110/10 кВ Еленинская	T-1	10	1986
		T-2	10	1972
79.	ПС 110/35/6 кВ Еманжелинка	T-1	15	1949
		T-2	25	1992
80.	ПС 110/35/10 кВ Есаулка	T-1	10	1965
		T-2	10	1980
81.	ПС 110/35/10 кВ Еткуль	T-1	40	1973
		T-2	40	1973
		T-3	40	1977

82.	ПС 110/10/10 кВ Заварухино	T-1	25	1987
		T-2	25	2002
83.	ПС 110/6 кВ Западная	T-1	16	1986
		T-2	16	1986
84.	ПС 110/35/6 кВ Западная	T-1	31,5	1966
		T-2	31,5	1965
85.	ПС 110/10/10 кВ Заречная	T-3	25	1985
86.	ПС 110/6 кВ Заречная	T-1	16	2008
		T-2	15	1967
87.	ПС 110/10 кВ Звягино	T-1	6,3	1985
88.	ПС 110/6 кВ Зеленая	T-1	6,3	1978
		T-2	6,3	1977
89.	ПС 110/10 кВ Зерновая	T-1	6,3	1987
90.	ПС 110/10 кВ Зингейка	T-1	6,3	1991
91.	ПС 110/10 кВ Измайловская	T-1	10	1983
92.	ПС 110/10 кВ Ильменская	T-1	10	1980
		T-2	10	1981
93.	ПС 110/10 кВ Казачья	T-1	63	2008
		T-2	63	1998
94.	ПС 110/35/6 кВ Калачево	T-1	10	1965
		T-2	7,5	1931
95.	ПС 110/10 кВ Камыши	T-1	10	1987
		T-2	10	1972
96.	ПС 110/3 кВ Карабаш	T-1	5,6	1930
		T-3	7,5	1951
		T-4	20	1960
		T-5	20	1960
97.	ПС 110/10 кВ Каракульская	T-1	6,3	1991
		T-2	6,3	1991
98.	ПС 110/6 кВ Карат	T-1	16	2008
		T-2	16	2011
99.	ПС 110/35/10 кВ Касли	T-1	15	1957
		T-2	25	1990
100.	ПС 110/10 кВ Кацбах	T-1	6,3	1992
101.	ПС 110/10 кВ Каясан	T-1	40	1975
		T-2	40	1975
102.	ПС 110/10 кВ Керамика	T-1	16	1991
103.	ПС 110/10 кВ Кидыш	T-1	2,5	1981
		T-2	10	1967
104.	ПС 110/35/10 кВ Кизил	T-1	10	1978
		T-2	10	1979
105.	ПС 110/6 кВ Кирпичная	T-1	6,3	1989
106.	ПС 110/10 кВ Кирса	T-1	6,3	1986
107.	ПС 110/10 кВ Ключевская	T-1	6,3	1986

		T-2	6,3	1991
108.	ПС 110/10 кВ Ключи	T-1	10	1982
		T-2	10	1971
109.	ПС 110/10 кВ Княженка	T-1	6,3	1982
110.	ПС 110/35/6 кВ Коелга	T-1	6,3	1966
		T-2	6,3	1969
111.	ПС 110/35/6 кВ Копейская-Городская	T-1	20	1959
		T-2	16	1986
112.	ПС 110/35/6 кВ Коркино	T-1	40	1990
		T-2	31,5	1964
		T-3	40	1986
113.	ПС 110/35/6 кВ Кочкарь	T-1	10	1963
		T-2	10	1966
114.	ПС 110/35/6 кВ Красная Горка	T-1	10	1963
		T-2	10	1961
115.	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейская	T-1	10	1990
116.	ПС 110/35/6 кВ Красногорка	T-1	16	1971
		T-2	10	1948
117.	ПС 110/10/10 кВ Краснопольская	T-1	40	2012
		T-2	40	2012
118.	ПС 110/10 кВ Кременкуль	T-1	10	1956
119.	ПС 110/10 кВ Кулуево	T-1	10	1987
		T-2	10	1987
120.	ПС 110/10 кВ Кундравы	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1978
121.	ПС 110/10 кВ Курортная	T-1	10	1971
		T-2	10	1970
122.	ПС 110/35/6 кВ Кыштым	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
123.	ПС 110/35/10 кВ Лазурная	T-1	16	1975
		T-2	10	1978
124.	ПС 110/10 кВ Ларино	T-1	6,3	1991
		T-2	6,3	1994
125.	ПС 110/10/6 кВ Ленинская	T-1	63	1989
		T-2	63	1989
126.	ПС 110/10 кВ Луговая	T-1	40	1975
		T-2	40	1974
127.	ПС 110/10 кВ Магнитная	T-1	6,3	1986
		T-2	10	1992
128.	ПС 110/10/10 кВ Массивная	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
129.	ПС 110/6кВ Масалитинская (АМЗ)	T-1	25	2017
		T-2	25	2017
130.	ПС 110/10 кВ Маук	T-1	6,3	1994

131.	ПС 110/6 кВ Машзавод	T-1	10	1969
132.	ПС 110/10 кВ Маякская (МЭС)	T-1	6,3	1987
133.	ПС 110/10 кВ Маякская (ТЭС)	T-1	6,3	1985
		T-2	6,3	1991
134.	ПС 110/35/6 кВ Миасс	T-1	40	1965
		T-2	40,5	1958
135.	ПС 110/10 кВ Миасская	T-1	16	2015
		T-2	16	2015
136.	ПС 110/10 (6) кВ ММПС Оксана	T-1	25	2010
137.	ПС 110/10 кВ Н.Усцелемово	T-1	6,3	1986
138.	ПС 110/10 кВ Нагайбакская	T-1	6,3	1989
139.	ПС 110/6 кВ Насосная	T-1	16	1980
140.	ПС 110/10/10 кВ Новоградская	T-1	40	1984
		T-2	40	1984
141.	ПС 110/35/10 кВ Ново-Троицкая	T-1	10	1973
		T-2	6,3	1977
142.	ПС 110/35/10 кВ Нязепетровск	T-1	25	1985
		T-2	25	1984
143.	ПС 110/10 кВ Обручевка	T-1	6,3	1989
144.	ПС 110/35/10 кВ Октябрьская (ТЭС)	T-1	25	1990
		T-2	25	1991
145.	ПС 110/35/6 кВ Октябрьская (ЦЭС)	T-1	25	1997
		T-2	25	1996
146.	ПС 220/10/6 кВ Очистные сооружения	T-1	32	1980
		T-2	32	1982
147.	ПС 110/35/10 кВ Павловская	T-1	10	1983
148.	ПС 110/10/10 кВ Паклинская	T-1	25	1981
		T-2	25	1982
149.	ПС 110/35/6 кВ Первогорская	T-1	20	1955
		T-2	20	1955
150.	ПС 110/6 кВ Первомайка	T-1	25	1979
		T-2	31,5	1961
		T-3	6,3	1981
151.	ПС 110/35/10 кВ Песчаная	T-1	10	1976
		T-2	10	1979
152.	ПС 110/35/10 кВ Петропавловская	T-2	16	1979
153.	ПС 110/35/10 кВ Пирит	T-1	40	2006
		T-2	40	2006
154.	ПС 110/10 кВ Пластмасс	T-1	16	1975
		T-2	16	1977
155.	ПС 110/6 кВ Подкачка-1	T-1	10	1975
156.	ПС 110/6 кВ Подкачка-2	T-1	16	1984
157.	ПС 110/6 кВ Подкачка-3	T-1	10	1975
158.	ПС 110/35/10 кВ Подовинная	T-1	25	1991

		T-2	16	1988
159.	ПС 110/10 кВ Полевая	T-1	16	1982
		T-2	16	1982
160.	ПС 110/35/10 кВ Полоцк	T-1	6,3	1968
		T-2	6,3	1967
161.	ПС 110/10 кВ Прибор	T-1	10	1984
		T-2	10	1984
162.	ПС 110/10 кВ Путь Октября	T-1	6,3	1991
163.	ПС 110/6 кВ Рыбная	T-1	10	1978
164.	ПС 110/35/10 кВ Рымникская	T-1	10	1969
165.	ПС 110/10 кВ Сабаново	T-1	6,3	1990
166.	ПС 110/10 кВ Сары	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1976
167.	ПС 110/35/6 кВ Сатка	T-1	40	1987
		T-2	40	1987
168.	ПС 110/6 кВ Светлинская	T-1	6,3	1976
169.	ПС 110/6/6 кВ Северная	T-1	40	1988
		T-2	40	2000
170.	ПС 110/6 кВ Сигнал	T-2	6,3	1981
171.	ПС 110/35/6 кВ Синеглазово	T-1	20	1956
		T-2	25	1976
172.	ПС 110/10 кВ Смородинка	T-1	6,3	1993
173.	ПС 110/35/10 кВ Снежная	T-1	6,3	1970
		T-2	6,3	1970
174.	ПС 110/35/6 кВ Солнечная долина	T-1	16	1968
175.	ПС 110/6 кВ Сосновская	T-1	16	1978
		T-2	16	1980
176.	ПС 110/10 кВ Спасская	T-1	2,5	1984
		T-2	2,5	1980
177.	ПС 110/10/10 кВ Спортивная	T-1	40	2002
		T-2	40	2003
178.	ПС 110/6 кВ Станкозаводская	T-1	10	1980
		T-2	6,3	1969
179.	ПС 110/10 кВ Степная	T-1	6,3	1984
		T-2	6,3	1980
180.	ПС 110/10 кВ Степная	T	6,3	1981
181.	ПС 110/35/6 кВ Строительная	T-1	25	1975
		T-2	25	1975
182.	ПС 110/10 кВ Сыртинка	T-1	6,3	1987
183.	ПС 110/35/6 кВ Таганай	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
184.	ПС 110/35/10 кВ Тайгинка	T-1	16	1983
		T-2	16	1982
185.	ПС 110/10 кВ Таянды	T-1	10	1987

186.	ПС 110/10 кВ Тепличная	T-1	16	1984
		T-2	16	1985
187.	ПС 110/10 кВ Тимирязевская	T-1	6,3	1980
188.	ПС 110/10 кВ Тогузак	T-1	6,3	1992
		T-2	10	1965
189.	ПС 110/10 кВ Томино	T-1	6,3	1983
190.	ПС 110/10 кВ Тракторозаводская	T-1	25	1991
		T-2	25	1970
191.	ПС 110/35/6 кВ Троицкая Районная	T-1	31,5	1967
		T-2	31,5	1965
192.	ПС 110/10 кВ Тургояк	T-1	10	1977
		T-2	10	1983
193.	ПС 110/10 кВ Углицкая	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1990
194.	ПС 110/35/10 кВ Уйская	T-1	10	1990
		T-2	16	1984
195.	ПС 110/10 кВ Уралбройлер	T-1	16	2012
		T-2	16	2012
196.	ПС 110/35/6 кВ Уфалей	T-1	25	2017
		T-2	25	1988
197.	ПС 110/35/10 кВ Фершампенуаз	T-1	16	2012
		T-2	10	1983
198.	ПС 110/10 кВ Филимоново	T-1	6,3	1988
		T-2	10	1984
199.	ПС 110/10 кВ Харлуши	T-1	6,3	1994
		T-2	6,3	1983
200.	ПС 110/10 кВ Хуторская	T-1	6,3	1990
		T-2	10	1956
201.	ПС 110/10 кВ Черноборская	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1986
202.	ПС 110/35/10 кВ Чесменская	T-1	10	1979
		T-2	25	1991
203.	ПС 110/10 кВ Чудиновская	T	6,3	1983
204.	ПС 110/35/6 кВ Чумляк	T-1	16	1976
		T-2	16	1976
205.	ПС 110/6 кВ ЧЭРЗ	T-1	20	1966
		T-2	20	1966
206.	ПС 110/10 кВ Шантаринская	T-1	10	1991
		T-2	10	1991
207.	ПС 110/6 кВ Швейная	T-1	10	1989
		T-2	10	1988
208.	ПС 110/10/10 кВ Шершнёвская	T-1	25	1985
		T-2	25	1985
209.	ПС 110/10 кВ Шумово	T-1	6,3	1985

		T-2	6,3	1988
210.	ПС 110/35/6 кВ Ю. Копи	T-1	31,5	1957
		T-2	31,5	1957
211.	ПС 110/6/6 кВ Южная	T-1	40	1982
		T-2	25	1978
		T-3	16	1973
		T-4	16	1973
212.	ПС 110/35/10 кВ Южностепная	T-1	10	1969
213.	ПС 110/35/6 кВ Южноуральский рудник	T-1	10	1967
		T-2	6,3	1971
214.	ПС 110/35/10 кВ Южно-Уральская	T-1	25	1977
		T-2	25	1969
215.	ПС 110/35/6 кВ Юрюзань	T-1	25	1980
		T-3	19,07	1971
216.	ПС 110/10 кВ Янгелька	T-1	6,3	1993
		T-2	6,3	1982
217.	ПС 110/10 кВ Яраткулово	T-1	6,3	1989
		T-2	6,3	1981
ОАО «Челябинская электросетевая компания»				
218.	ПС 110/10 кВ Комсомольская	T-1	2,5	1968
		T-2	6,3	1987
219.	ПС 110 кВ Капитальная	T-1	10	1975
		T-2	10	1975
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»				
220.	ПС 110 кВ ГПП-8	T1	31,5	1964
221.	ПС 220 кВ ГПП-9	T1	100	1992
		T2	100	2004
		T3	100	1992
222.	ПС 110 кВ ГПП-15	T1	16	2006
223.	ПС 220 кВ Каштак	AT-2	125	2012
224.	ПС 220 кВ Конверторная	AT-1	250 /AT-1/	1989
		AT-1	250 /AT-2/	1977
АО «Михеевский ГОК»				
225.	ГПП 220/10 кВ Михеевский ГОК	T-1	40	2014
		T-2	40	2014
		T-3	40	2014
226.	ГПП 220/10 кВ Обогажительная	T-1	40	2017
		T-1	40	2017
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»				
227.	ПС 220/110 кВ ЧФЗ (ГПП-1)	AT-1	250	1978
		AT-2	250	1979
		T-1	80	2007
		T-2	80	2007
		T-3	80	1964

		Т-4	80	1990
		Т-5	80	1989
		АТ-1	200	1981
		АТ-2	200	1981
228.	ПС 220/110 кВ Хромовая (ГПП-3)	Т-1	63	2008
		Т-2	63	1981
		Т-3	63	1981
229.	ПС 110/10 кВ Абразивная (ГПП-2)	Т-1	80	2012
		Т-2	80	2012
230.	ПС 110/10 кВ КПД	Т-1	25	1992
		Т-2	25	1992
ПАО «Челябинский цинковый завод»				
231.	ПС 220/10 кВ Цинковая (ГПП-2)	Т-1	100	2000
		Т-2	100	2000
232.	ПС 110/10 кВ Цинковая (ГПП-1)	Т-1	63	2000
		Т-2	40	2008
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»				
233.	ПС 110 кВ Гусеничная	Т1	80	1976
		Т2	80	1976
		Т3	80	1976
234.	ПС 110 кВ ЧТЗ	Т1	20	1933
		Т2	20	1934
		Т3	60	1957
		Т4	20	1936
ФГУП «ПО «Маяк»				
235.	ПС 110/35/6 кВ Болото-1	Т-1	20	1951
		Т-2	20	1950
236.	ПС 110/35/6 кВ Болото-2	Т-1	16	2006
		Т-2	25	1972
237.	ПС 110/6 кВ Болото-4	Т-1	16	1974
		Т-2	16	1974
238.	ПС 110/6 кВ Болото-5	Т-1	25	1978
		Т-2	25	1978
239.	ПС 110/6 кВ Болото-6	Т-1	25	1978
		Т-2	25	1978
240.	ПС 110/6 кВ Болото-7	Т-1	25	1986
		Т-2	25	1986
241.	ПС 110/6 кВ Болото-9	Т-1	40	1977
		Т-2	40	1986
242.	ПС 110/6 кВ Болото-11	Т-1	6,3	2006
243.	ПС 110/6 кВ Болото-12	Т-1	6,3	2005
244.	ПС 110/35/6 кВ Болото-13	Т-1	15	1965
		Т-2	20	1963
245.	ПС 110/6 кВ Болото-14	Т-1	10	1986

		T-2	10	1986
246.	ПС 110/6 кВ Болото-18	T-1	6,3	2003
		T-2	6,3	2003
247.	ПС 110/6 кВ Болото-19	T-1	16	2004
		T-2	16	2004
ООО «УЭС»				
248.	ПС 110/6 кВ Стройка 2	T-1	5,6	н/д
249.	ПС 110/6 кВ Стройка 4	T-1	6,3	1981
		T-2	6,3	1981
250.	ПС 110 кВ Хлебороб	T-1	6,3	1990
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забабахина»				
251.	ПС 110/10 кВ Новая	T-1	16	1964
		T-2	16	1964
252.	ПС 110 кВ Сосновая	T-1	16	1983
		T-2	16	1983
АО «Трансэнерго»				
253.	ПС 110 кВ Курчатовская	T-1	25	2008
		T-2	25	2008
254.	ПС 110/10 кВ Светлая	T-2	10	1963
255.	ПС 110 кВ Снежинская	T-1	16	2003
		T-2	16	2003
ПАО «ММК»				
256.	ПС 220/35 кВ 4	T-1	160	2006
		T-2	160	2006
		T-3	160	2006
257.	ПС 110/10 кВ 23	T-1	100	2010
		T-2	100	2010
258.	ПС 220/110/10 кВ 30	AT-1	250	1988
		AT-2	250	1988
259.	ПС 110/35/10 кВ 36	T-1	25	2001
		T-2	25	2001
260.	ПС 110/10/10 кВ 41	T-1	60	2004
		T-2	63	2002
261.	ПС 110/35/10 кВ 46	T-1	63	1988
		T-2	63	1988
262.	ПС 220/110/35/10 кВ 60	AT-1	250	1997
		AT-2	250	1986
		T-1	25	1981
		T-2	25	1981
263.	ПС 110/10 кВ 62	T-1	60	1989
		T-2	63	1989
264.	ПС 110/35/6 кВ 63	T-1	63	2004
		T-2	63	2005
265.	ПС 110/10/10 кВ 64	T-1	80	2005

		T-2	80	2005
266.	ПС 110/6 кВ 65	T-1	25	1982
		T-2	25	1982
267.	ПС 110/6/6 кВ 66	T-1	80	2012
		T-2	63	1979
268.	ПС 220/110/10 кВ 77	T-1	200 /AT-1/	1987
		T-2	200 /AT-2/	1987
269.	ПС 110/10 кВ 80	T-1	63	2007
		T-2	63	2007
270.	ПС 110/10 кВ 85	T-1	31,5	1966
		T-2	31,5	1966
271.	ПС 220/10 кВ 86	T-1	63	1978
		T-2	63	1979
		T-3	100	1988
		T-4	100	1988
		T-5	63	2006
272.	ПС 110/10/10 кВ 87	T-1	80	1983
		T-2	80	1983
273.	ПС 110/10/10 кВ 88	T-1	40	1974
		T-2	25	2012
274.	ПС 220/110/10 кВ 90	AT-1	250 /AT-1/	1991
		AT-2	250 /AT-2/	1989
275.	ПС 110/6 кВ 91	T-1	6,3	1973
		T-2	6,3	1972
276.	ПС 110/10 кВ 94	T-1	80	2012
		T-2	63	2004
277.	ПС 110 кВ 11	T-1	80	2017
		T-2	80	2017
278.	ПС 110 кВ 68	T-1	80	2017
		T-2	80	2017
279.	ПС 110/10/10 кВ 95	T-1	63	2010
		T-2	63	2011
280.	ПС 110/35/10 кВ 96	T-1	40	2010
		T-2	40	2010
		T-3	63	2006
		T-4	63	2010
АО «Горэлектросеть» город Магнитогорск				
281.	ПС 110/35/10 кВ 98	T-1	63	1988
		T-2	63	1984
282.	ПС 110/10 кВ 49	T-1	63	1981
		T-2	63	1983
283.	ПС 110/10/10 кВ 99	T-1	63	1999
		T-2	63	1999
Потребители Магнитогорского промышленного узла				

284.	ПС 110/10 кВ 31а	T-1	63	1993
		T-2	63	1994
285.	ПС 110/10 кВ 31	T-1	63	1994
		T-2	63	1995
		T-3	63	1994
286.	ПС 110/10 кВ 29	T-1	80	2009
		T-2	80	2009
287.	ПС 110/10 кВ 83	T-1	16	2005
		T-2	16	2005
288.	ПС 110/10 кВ МКЗ	T-1	63	1988
		T-2	63	1987
289.	ПС 110/10 кВ 81	T-1	63	2004
		T-2	63	2004
290.	ПС 110/10 кВ 16	T-1	100	2009
		T-2	100	2009
291.	ПС 110/10 кВ 97	T-1	80	1995
		T-2	80	1995
292.	ПС 110/10 кВ Берлинский карьер	T-1	6,3	2007
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ОАО «Челябинский трубопрокатный завод»)				
293.	ПС 110/6 кВ ГПП-1 ЧТПЗ	T-1	40	1983
		T-2	40	1983
294.	ПС 110/6 кВ ГПП-2 ЧТПЗ	T-1	63	2006
		T-2	63	2005
295.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-3 ЧТПЗ	T-1	40	2006
		T-2	40	2016
ПАО «Челябинский кузнечно-прессовый завод»				
296.	ПС 110 кВ ГПП-2 ЧКПЗ	T-1	25	1970
		T-2	20	1968
ОАО «ЭПМ-ЧЭЗ»				
297.	ПС 110 кВ Прогресс 1	T-1	40	1963
		T-2	40	1963
298.	ПС 110 кВ Прогресс 2	T-1	40	1972
		T-2	40	1972
299.	ПС 110 кВ Прогресс 3	T-1	63	1981
		T-2	63	1981
Индустриальный парк «Станкомаш»				
300.	ПС 110 кВ ЗСО	T-1	40	1974
		T-2	20	1974
АО «Электромашина»				
301.	ПС 110 кВ ЗЭМ	T-1	25	1988
		T-2	25	1988
302.	ПС 110 кВ Тракторозаводская-2	T-1	16	н/д
		T-2	16	
ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»				

303.	ПС 110 кВ Транзитная	T-1	25	1987
		T-2	25	1984
ООО «КЕММА»				
304.	ПС 110 кВ Оргстекло	T-1	16	1981
		T-2	16	1981
ООО «ТЭСиС»				
305.	ПС 110 кВ ГПП Першино	T-1	40	н/д
		T-2	40	
ОАО «КМЗ»				
306.	ПС 110 кВ Заводская	T-1	25	1985
		T-2	25	1985
ООО «Механический завод»				
307.	ПС 110 кВ Мехзавод	T-1	16	1974
		T-2	16	1974
ООО «Кварц»				
308.	ПС 110 кВ Нагорная	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1988
ООО «Региональная сетевая компания»				
309.	ПС 110 кВ Смолининский карьер	T-1	10	1968
		T-2	10	1968
ОАО «Уфалейникель»				
310.	ПС 110 кВ Никель	T-1	25	1986
		T-2	25	1986
ООО «Транс»				
311.	ПС 110 кВ УЗРМО	T-1	25	1986
		T-2	16	1986
		T-3	16	1987
ОАО «Вишневогорский ГОК»				
312.	ПС 110 кВ ВРУ	T-1	16	1989
		T-2	16	1989
ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»				
313.	ПС 110 кВ Машзавод	T-1	10	1973
		T-2	6,3	1973
ММПКХ				
314.	ПС 110 кВ Озерская	T-1	25	2008
		T-2	25	2008
315.	ПС 110 кВ Карьер	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1988
ООО «Газпром энерго» Приуральский филиал				
316.	ПС 110 кВ КС-17	T-1	31,5	1964
		T-2	31,5	1964
ООО «Златэнерготелеком»				
317.	ПС 110 кВ Завод Ленина	T-1	40	1975
		T-2	40	1975

АО «Электросеть»				
318.	ПС 110/6 кВ ЗМЗ-3 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	25	1986
		T-2	25	1986
319.	ПС 110/35/6 кВ ЗМЗ-4 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	75	1965
		T-2	40	2012
320.	ПС 110/10/6 кВ ЗМЗ-6 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	40	1967
		T-2	40	1966
		T-3	16	1984
321.	ПС 110/10 кВ Гранит	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
322.	ПС 110/6 кВ Компрессорная	T-1	15	1968
		T-2	15	1968
323.	ПС 110/6 кВ Плавильная (ГПП-3)	T1	40	1995
		T2	40	1994
		T3	40	1978
		T4	40	1978
324.	ОРУ 110 кВ ПС 220/110 Конверторная	-	-	-
325.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-1	T1	31,5	1970
326.	ПС 110/6 кВ ГПП-2	T1	63	1968
		T2	63	1988
327.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-4	T1	31,5	1966
328.	ПС 110/10 кВ ГПП-5	T1	80	1977
		T2	80	1977
329.	ПС 110/10 кВ ГПП-6	T1	80	1984
		T2	80	1987
		T3	63	1982
330.	ПС 110/35 кВ ГПП-7	T1	63	1981
		T2	63	1984
331.	ПС 110/6 кВ ГПП-12	T1	25	1002
		T2	25	1975
332.	ПС 110/10/6 кВ ГПП-13	T1	63	1978
		T2	63	1978
333.	ПС 110/6 кВ ГПП-14	T1	25	1975
		T2	25	1996
334.	ПС 110/10/6 кВ ГПП-16	T1	40	2008
		T2	40	2008
335.	ОРУ 110 кВ ПС 220/110 Каштак	-	-	-
ООО «ЭДС»				
336.	ПС 110 кВ Горная	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1997
337.	ПС 110 кВ Н. Златоуст	T-1	31,5	1960
		T-2	31,5	1960

		Т-3	40	1980
Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», Филиал Гохрана России - объект Урал				
338.	ПС 110 кВ Непряхино	Т-1	6,3	1989
		Т-2	10	2007
АО «Оборонэнерго» филиал «Уральский»				
339.	ПС 110/10 кВ 480	Т-1	6,3	н/д
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»				
340.	ПС 110/10 кВ Северная	Т-1	16	1992
		Т-2	40	1984
341.	ПС 110/35/6 кВ Автозаводская	Т-1	20	1968
342.	ПС 11035/6 кВ Сталелитейная	Т-1	25	1980
		Т-2	25	1979
343.	ПС 110/6 кВ ТЭЦ УралаЗ	Т-1	31,5	1966
ОАО «ММК-Метиз»				
344.	ПС 110/6 кВ МММЗ	Т-1	16	1997
		Т-2	16	1962
ООО «Вектор ТС»				
345.	ПС 110 кВ Тальковая	Т-1	6,3	1989
ООО «Уралкраз»				
346.	ПС 110 кВ Крановая	Т-1	10	1971
		Т-2	10	1971
ООО «Электросетевая компания», город Сатка				
347.	ПС 110/6/6 кВ Брусит	Т-1	25	1998
		Т-2	25	1991
ООО «Электро-транспорт»				
348.	ПС 110 кВ Сидеритовая	Т-1	10	1971
		Т-2	10	1971
349.	ПС 110 кВ Обжиговая	Т-1	16	1971
		Т-2	16	1971
350.	ПС 110 кВ Шахтная	Т-1	6,3	1969
		Т-2	6,3	1969
АО «Катавский цемент»				
351.	ПС 110 кВ КИЦЗ	Т-1	20	2003
		Т-2	25	1993
ООО «Катав-Ивановский литейный завод»				
352.	ПС 110 кВ КИЛМЗ	Т-1	16	1978
		Т-2	16	1966
АО «УКВЗ имени С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»				
353.	ПС 110 кВ УКВЗ	Т-1	32	1980
		Т-2	32	1980
ФГУП «ПСЗ»				
354.	ПС 110 кВ ГПП-2 Лесная	Т-1	16	1989
		Т-2	16	1979
355.	ПС 110 кВ Завьялиха	Т-1	6,3	2002

		T-2	6,3	2002
356.	ПС 110 кВ Трехгорная	T-1	16	2002
		T-2	16	2002
ООО «Электросетевая компания» город Екатеринбург (фактический город Куса)				
357.	ПС 110 кВ Куса	T-1	15	1969
		T-2	25	2012
АО «Транснефть – Урал»				
358.	ПС 110 кВ Жука-Тау	T-1	10	н/д
		T-2	10	н/д
359.	ПС 110 кВ Травники	T-1	10	1971
		T-2	10	1971
ООО «Троицкий металлургический завод»				
360.	ПС 110 кВ Дизельная	T-1	25	1980
		T-2	25	1980
АО «Южуралзолото Группа Компаний»				
361.	ПС 110 кВ Центральная разведочная	T-1	10	1983
		T-2	10	1983
ООО «Электро ТК»				
362.	ПС 110 кВ Асфальтная	T1	6,3	н/д
		T2	6,3	н/д
Прочие собственники				
363.	ПС 110 кВ ЮЗК	T-1	10	1981
		T-2	10	1981
364.	ПС 110 кВ СЗК	T-1	10	1975
		T-2	10	1973
		T-2	10	1973
Филиал ОАО «РЖД» - Южно-Уральская железная дорога				
365.	ПС 110 кВ Челябинск Главный-т	T1	40	2008
		T2	40	2007
366.	ПС 110 кВ Челябинск Южный-т	T1	25	1989
		T2	25	1989
367.	ПС 110 кВ Синеглазово-т	T1	20	1970
		T2	10	1962
368.	ПС 110 кВ Полетаево-т	T1	16	1973
		T2	16	1973
369.	ПС 110 кВ Смолино-т	T1	25	1978
		T2	20	1960
370.	ПС 110 кВ Дубровка-т	T1	10	1966
		T2	10	1966
371.	ПС 110 кВ Еманжелинск-т	T1	15	1966
		T2	15	1966
372.	ПС 110 кВ Красноселка-т	T1	10	1966
		T2	10	1966
373.	ПС 110 кВ Чурилово-т	T1	16	1994

		T2	15	2005
374.	ПС 110 кВ Козырево-т	T1	25	1974
		T2	25	1974
375.	ПС 110 кВ Чернявская-т	T1	15	1961
		T2	16	1991
376.	ПС 110 кВ Межозерная-т	T1	16	1977
		T2	10	1977
377.	ПС 110 кВ Разъезд 6-т	T1	16	1977
		T2	15	1977
378.	ПС 110 кВ Муслумово-т	T1	16	1977
		T2	16	1977
379.	ПС 110 кВ Разъезд 3-т	T1	16	1977
		T2	16	1978
380.	ПС 110 кВ Разъезд 2-т	T1	16	1978
		T2	16	1977
381.	ПС 110 кВ Нижняя-т	T1	16	1977
		T2	16	1977
382.	ПС 110 кВ Биргильда-т	T1	15	1969
		T2	16	1976
383.	ПС 110 кВ Бишкиль-т	T1	15	1969
		T2	15	1958
384.	ПС 110 кВ Шахматово-т	T-1	10	1970
		T-2	10	1970
385.	ПС 110 кВ Мисяш-т	T-1	16	1973
		T-2	16	1974
386.	ПС 110 кВ Кисегач-т	T-1	16	1972
		T-2	16	1975
387.	ПС 110 кВ Тургояк-т	T1	16	1985
		T2	16	1986
388.	ПС 110 кВ Хребет-т	T-1	16	2001
		T-2	16	2005
389.	ПС 110 кВ Таганай-т	T1	16	1985
		T2	16	1985
390.	ПС 110 кВ Ай-т	T1	16	1989
		T2	16	1986
391.	ПС 110 кВ Тундуш-т	T1	15	1958
		T2	16	2013
392.	ПС 110 кВ Салган-т	T1	20	1962
		T2	15	1975
393.	ПС 110 кВ Бердяуш-т	T-1	20	1974
		T-2	20	1973
394.	ПС 110 кВ Сулея-т	T-1	16	1989
		T-2	16	1976
395.	ПС 110 кВ Усть-Катав-т	T-1	16	1991

		T-2	16	1997
396.	ПС 110 кВ Тюбеляс-т	T-1	16	1991
		T-2	16	1996
397.	ПС 110 кВ Единовер-т	T-1	15	1972
		T-2	16	1976
398.	ПС 110 кВ Мурсалимкино-т	T-1	16	1977
		T-2	16	1974
399.	ПС 110 кВ Кукшик-т	T-1	10	1969
		T-2	10	1969
400.	ПС 110 кВ Яхино-т	T-1	16	1988
		T-2	16	1988
401.	ПС 110 кВ Карталы-т	T-1	16	1980
		T-2	16	1979
402.	ПС 110 кВ Гогино-т	T-1	40	1983
		T-2	20	1968
		T-5	20	1968
		T-4	2,5	1978
403.	ПС 110 кВ Бреды-т	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
		T-3	25	1990
404.	ПС 110 кВ Магнитогорск-т	T-1	25	1976
		T-2	25	1990
405.	ПС 110 кВ Субутак-т	T-1	20	1966
		T-2	25	1990
406.	ПС 110 кВ Мочаги-т	T-1	20	1995
		T-2	25	1996
407.	ПС 110 кВ Гумбейка	T-1	25	1973
		T-2	7,5	1943
408.	ПС 110 кВ Упрун-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
409.	ПС 110 кВ Кумысная-т	T-1	16	1993
		T-2	15	1966
410.	ПС 110 кВ Золотая сопка-т	T-1	10	1966
		T-2	10	1966
411.	ПС 110 кВ Саламат-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
412.	ПС 110 кВ Тамерлан-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
413.	ПС 110 кВ Тумак-т	T-1	16	1971
		T-2	16	1971
ОАО «РЖД» (Куйбышевская дирекция по электроснабжению)				
414.	ТПС 110 кВ Симская	T-1	25	н/д
		T-2	25	н/д
415.	ТПС 110 кВ Аша	T-1	20	н/д

		Т-2	20	н/д
416.	ТПС 110 кВ Миньяр	Т-1	16	н/д
		Т-2	20	н/д
417.	ТПС 110 кВ Ерал	Т-1	16	н/д
		Т-2	16	н/д
прочие тяговые подстанции				
418.	ПС 110 кВ Магнай-т	Т-1	15	1966
		Т-2	15	1966
419.	ПС 110 кВ Еманкино-т	Т-1	16	1985
		Т-2	16	1985
420.	ПС 110 кВ Бускуль-т	Т-1	15	1966
		Т-2	15	1966

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (километров) представлен в таблице 48.

Таблица 48

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

Наименование	Длина линий электропередач, километров				
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ВЛ (КЛ) 500 кВ					
заходы ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол в РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2	-	2х0,56	-	-	-
ВЛ (КЛ) 220 кВ					
реконструкция ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – КС-19 и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол 3 с ответвлением на ПС Исаково (заходы в РУ 220 кВ Южноуральской ГРЭС-2)	1,35	-	-	-	-
заходы ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая во вновь сооружаемое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС	-	2х1,5	-	-	-
заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая во вновь сооружаемое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС	-	2х1,62 2х1,55	-	-	-
ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Шагол с расширением ПС 500 кВ Шагол	-		8,426	-	-
ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220кВ ПС 220 кВ Новометаллургическая с расширением ПС 220 кВ Новометаллургическая	-	-	5,353	-	-
ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогажительная	-	-	-	33,5	-
ВЛ (КЛ) 110 кВ					
КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 (кабельный участок)	-	-	-	0,4	-
КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 (кабельный участок)	-	-	-	0,4	-

КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I II цепь					10,0
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I, II цепь					0,823
ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь					0,835
итого по ВЛ (КЛ) 500 кВ	-	1,12	-	-	-
итого по ВЛ (КЛ) 220 кВ	1,35	9,34	13,779	33,5	-
итого по ВЛ (КЛ) 110 кВ	-	-	-	0,8	11,658

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (МВА) представлен в таблице 49.

Таблица 49

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

Наименование	Мощность, МВА				
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
объекты 500 кВ					
-	-	-	-	-	-
объекты 220 кВ					
ПС 220 кВ Обогагительная	-	-	-	80	-
объекты 110 кВ					
ПС 110 кВ 11	-	-	-	160	-
ПС 110 кВ 68	-	-	-	160	-
ПС 110 кВ РЭД	-	-	-	-	25
итого по объектам 500 кВ	-	-	-	-	-
итого по объектам 220 кВ	-	-	-	80	-
итого по объектам 110 кВ	-	-	-	320	25

18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области по межсистемным ВЛ 500-220-110 кВ связана с соседними энергосистемами: энергосистемой Курганской области, энергосистемой Свердловской области, энергосистемой Республики Башкортостан, энергосистемой Оренбургской области и объединенной энергосистемой Республики Казахстан (рисунок 20):

с энергосистемой Свердловской области:

ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;

ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;

ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км;

с энергосистемой Республики Башкортостан:

ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

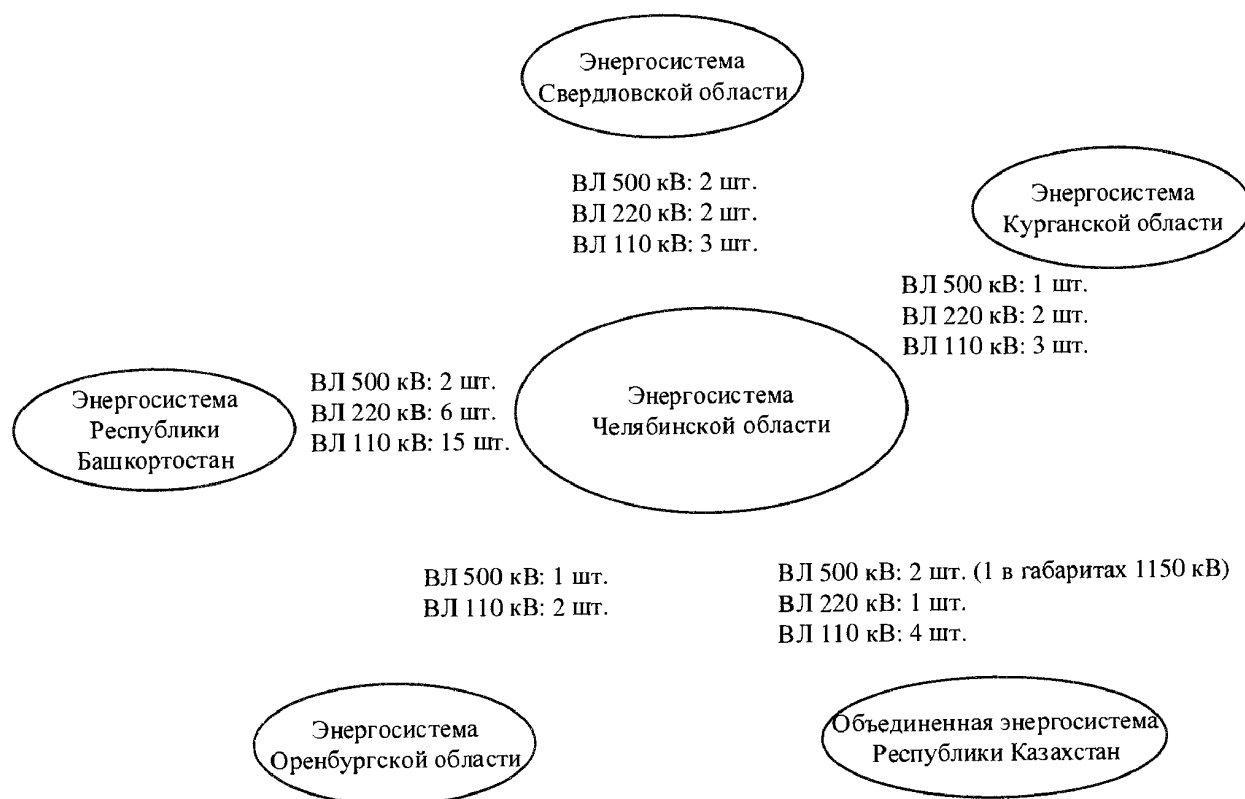
ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремелъ I цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремелъ II цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1;
 ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 2;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь;
 ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;
 ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;
 ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС МММЗ;
 ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Месягутово I цепь;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Месягутово II цепь;
 ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская;
 ВЛ 110 кВ Сиб. ПП – Кизил;
 ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб. ПП I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб. ПП II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб. ПП с отпайкой на ПС Красная Башкирия;
 ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баимово;
 ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Учалы – Межозерная;
 с энергосистемой Оренбургской области:
 ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;
 ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;
 ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;
 с энергосистемой Курганской области:
 ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;
 ВЛ 110 кВ Сулейманово – Чудиновская;
 ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;
 ВЛ 110 кВ Чернявская-т – Щучье-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;
 с объединенной энергосистемой Республики Казахстан:
 ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);
 ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная – нормальный разрыв на ЛР;
 ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная – нормальный разрыв на ЛР;
 ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т – нормальный разрыв на ЛР;
 ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ – нормальный разрыв на ЛР.

Внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области



19. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области.

Информация об объемах и структуре топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области с 2014 по 2018 годы представлена таблице 50.

Таблица 50

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
расход топлива на ТЭС, в том числе	12728	12703	13015	13361	13494
на выработку электроэнергии, в том числе	8856	9093	9521	9183	9293
газ природный	5971	6263	6699	6519	6656
уголь	2164	2083	2066	1951	1932
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	133	131	116	108	105
газ доменный	587	616	640	605	599
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии, в том числе	3872	3609	3494	4178	4201
газ природный	2367	2242	2202	2741	2741
уголь	858	746	679	781	796
нефтетопливо	0	0	0	0	0

газ коксовый	208	210	225	233	236
газ доменный	440	411	387	422	428
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
расход топлива на котельных, в том числе	2964	2679	2524	2631	2696
газ природный	2100	1933	1850	1945	2010
уголь	761	643	571	582	583
нефтетопливо	77	77	77	77	77
газ коксовый	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	26	26	26	26	26
всего затраты топлива электростанций и котельных	15693	15381	15538	15992	16190
газ природный	10439	10439	10752	11206	11407
уголь	3782	3471	3315	3315	3311
нефтетопливо	77	77	77	77	77
газ коксовый	342	342	342	342	342
газ доменный	1027	1027	1027	1027	1027
прочие виды топлива	26	26	26	26	26

Несмотря на снижение общего потребления тепловой энергии, в конечном потреблении (у потребителей) существуют несколько причин, которые приводят к росту расхода топлива на источниках тепловой энергии:

снижение загрузки теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (в целом по Челябинской области) и в связи с этим росту удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии;

увеличение расхода топлива на котельных с постепенным снижением эффективности преобразования топлива на них в тепловую энергию;

рост учитываемых потерь тепловой энергии при ее передаче от источников к потребителям.

20. Единый топливно-энергетический баланс Челябинской области за предшествующие пять лет.

Единый топливно-энергетический баланс (далее именуется – ЕТЭБ) Челябинской области за 2014-2018 годы приведен в таблицах 51 – 55. ЕТЭБ Челябинской области приведен в форматах, установленных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации и муниципальных образований».

Анализ данных по среднему КИТТ выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области при выработке теплоты на ТЭЦ показывает, что КИТТ изменялся с 65 процентов в 2014 году до 84 процентов в 2018 году, а на котельных КИТТ изменялся с 79 процентов в 2014 году до 82 процентов в 2018 году.

Общая эффективность выработки тепловой энергии с учетом ее относительных долей выработки в комбинированной цикле на ТЭЦ и в котельных составила около 83 процентов.

Таблица 51

ЕТЭБ Челябинской области за 2014 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	370	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	417
ввоз (импорт)	13209	7	1673	17986	203	0	0	100	0	0	1525	0	34704
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	13579	7	1673	17986	203	0	0	100	26	0	1525	0	35099
невязка баланса	381	0	-15	0	0	0	-6	1	0	0	-21	-550	-211
преобразование всего	-12150	-7	-70	-10439	-203	2643	4357	0	-26	0	2536	5083	-8276
преобразование в другие виды энергии	-3782	-7	-70	-10439	0	-342	-1027	0	-26	0	2536	5083	-8073
преобразование в другие виды топлива	-8368	0	0	0	-203	2985	5384	0	0		0	0	-203
электроэнергия, всего	-2164	0	0	-5971	0	-133	-587	0	0	0	2920	0	-5936
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-685	0	0	-1891	0	0	0	0	0		841	0	-1735
ТЭЦ	-1478	0	0	-4080	0	-133	-587		0		2079	0	-4201
тепловая энергия, всего	-1619	-7	-70	-4468	0	-208	-440		-26		0	5790	-1047
ТЭЦ	-858	0	0	-2367	0	-208	-440	0	0		0	3340	-533
котельные, всего	-761	-7	-70	-2100	0	0	0	0	-26		0	2450	-514
преобразование в другие виды топлива	-8368	0	0	0	-203	2985	5384	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-8368				5384	2985							0
доменное производство	0	0	0	0	-5587		5384						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-190	-190
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-517	-901
конечное потребление	1048	0	1618	7547	0	2643	4363	100	0		4082	5633	29048
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	34	0	0	0	1	0		48	153	338
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	506	0	456	6613	0	0	4357	4	0		2974	2442	17352
строительство	2	0	97	18	0	0	0	0	0		29	96	241
транспорт и связь	4	0	176	28	0	0	0	2	0		379	90	678
прочие виды деятельности	309	0	123	23	0	0	0	4	0		273	603	1336
население	11	0	665	831	0	0	0	88	0		379	2249	4224
неэнергетические нужды	213	0	0	0	0	2643	6	1	0		0	0	2864

Таблица 52

ЕТЭБ Челябинской области за 2015 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	366	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	413
ввоз (импорт)	12535	7	1718	17758	203	0	0	100	0	0	1060	0	33381
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	12901	7	1718	17758	203	0	0	100	26	0	1060	0	33773
невязка баланса	378	0	53	0	0	0	-6	1	0	0	-25	-527	-126
преобразование всего	-11385	-7	-70	-10439	-203	2243	4303	0	-26	0	2957	4963	-7664
преобразование в другие виды энергии	-3471	-7	-70	-10439	0	-342	-1027	0	-26	0	2957	4963	-7461
преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0		0	0	-203
электроэнергия, всего	-2083	0	0	-6263	0	-131	-616	0	0	0	3341	0	-5752
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-750	0	0	-2256	0	0	0	0	0		1191	0	-1815
ТЭЦ	-1332	0	0	-4007	0	-131	-616		0		2150	0	-3937
тепловая энергия, всего	-1388	-7	-70	-4176	0	-210	-411		-26		0	5694	-594
ТЭЦ	-746	0	0	-2242	0	-210	-411	0	0		0	3316	-293
котельные, всего	-643	-7	-70	-1933	0	0	0	0	-26		0	2378	-301
преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7914				5330	2584							0
доменное производство	0	0	0	0	-5533		5330						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-186	-186
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-545	-929
конечное потребление	1139	0	1595	7319	0	2243	4309	100	0		4042	5490	28250
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	149	334
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	550	0	440	6388	0	0	4303	4	0		2945	2380	17010
строительство	2	0	82	18	0	0	0	0	0		28	93	223
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0		375	87	671
прочие виды деятельности	336	0	123	23	0	0	0	4	0		271	588	1345
население	12	0	672	828	0	0	0	88	0		375	2192	4167
неэнергетические нужды	232	0	0	0	0	2243	6	1	0		1	0	2482

Таблица 53

ЕТЭБ Челябинской области за 2016 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	362	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	409
ввоз (импорт)	11842	7	1695	18031	203	0	0	100	0	0	638	0	32516
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	12204	7	1695	18031	203	0	0	100	26	0	638	0	32904
невязка баланса	373	0	33	0	0	0	-6	1	0	0	-24	-534	-157
преобразование всего	-10730	-7	-70	-10752	-203	1798	4249	0	-26	0	3388	4901	-7453
преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-10752	0	-342	-1027	0	-26	0	3388	4901	-7250
преобразование в другие виды топлива	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0		0	0	-203
электроэнергия, всего	-2066	0	0	-6699	0	-116	-640	0	0	0	3772	0	-5749
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-939	0	0	-3045	0	0	0	0	0		1726	0	-2257
ТЭЦ	-1127	0	0	-3654	0	-116	-640		0		2046	0	-3492
тепловая энергия, всего	-1249	-7	-70	-4053	0	-225	-387		-26		0	5620	-397
ТЭЦ	-679	0	0	-2202	0	-225	-387	0	0		0	3293	-201
котельные, всего	-571	-7	-70	-1850	0	0	0	0	-26		0	2327	-196
преобразование в другие виды топлива	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7416				5276	2139							0
доменное производство	0	0	0	0	-5479		5276						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-184	-184
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-535	-919
конечное потребление	1100	0	1592	7279	0	1798	4255	100	0		4049	5435	27624
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	147	334
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	531	0	438	6350	0	0	4249	4	0		2951	2356	16879
строительство	2	0	75	19	0	0	0	0	0		28	92	216
транспорт и связь	4	0	176	26	0	0	0	2	0		376	86	670
прочие виды деятельности	324	0	123	23	0	0	0	4	0		271	582	1328
население	12	0	678	826	0	0	0	88	0		376	2170	4150
неэнергетические нужды	224	0	0	0	0	1798	6	1	0		0	0	2029

Таблица 54

ЕТЭБ Челябинской области за 2017 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	358	0	0	0	0	0	0		47	3	3	0	411
ввоз (импорт)	11570	7	1692	18493	203	0	0	100	0	0	1020	0	33085
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	11928	7	1692	18493	203	0	0	100	26	0	1023	0	33472
невязка баланса	369	0	19	0	0	0	-6	1	0	0	-17	-539	-173
преобразование всего	-10465	-7	-70	-11075	-203	1585	4197	0	-26	0	3013	4799	-8251
преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-11075	0	-342	-1027	0	-26	-3	3013	4799	-8052
преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0		0	0	-203
электроэнергия, всего	-1951	0	0	-6519	0	-108	-605	0	0	-3	3397	0	-5789
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	3	0	0
КЭС	-901	0	0	-3010	0	0	0	0	0		1585	0	-2325
ТЭЦ	-1050	0	0	-3509	0	-108	-605		0		1809	0	-3464
тепловая энергия, всего	-1364	-7	-70	-4556	0	-233	-422		-26		0	5506	-1172
ТЭЦ	-781	0	0	-2610	0	-233	-422	0	0		0	3270	-777
котельные, всего	-582	-7	-70	-1945	0	0	0	0	-26		0	2236	-394
преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7150				5224	1926							0
доменное производство	0	0	0	0	-5427		5224						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-181	-181
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-526	-910
конечное потребление	1094	0	1603	7418	0	1585	4203	100	0	4053	5338	27410
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	36	0	0	0	1	0	48	145	332
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
промышленность	528	0	447	6490	0	0	4197	4	0	2954	2314	16934
строительство	2	0	70	20	0	0	0	0	0	28	91	211
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	376	85	669
прочие виды деятельности	323	0	123	23	0	0	0	4	0	272	572	1316
население	12	0	685	823	0	0	0	88	0	376	2132	4115
неэнергетические нужды	222	0	0	0	0	1585	6	1	0	0	0	1814

Таблица 55

ЕТЭБ Челябинской области за 2018 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	354	0	0	0	0	0	0		47	13	13	0	426
ввоз (импорт)	11528	7	1703	18882	203	0	0	100	0	0	1075	0	33498
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	11882	7	1703	18882	203	0	0	100	26	0	1087	0	33890
невязка баланса	365	0	15	0	0	0	-6	1	0	0	3	-549	-170
преобразование всего	-10399	-7	-70	-11407	-203	1575	4144	0	-26	0	2986	4737	-8670
преобразование в другие виды энергии	-3311	-7	-70	-11407	0	-342	-1027	0	-26	-13	2986	4737	-8479
преобразование в другие виды топлива	-7088	0	0	0	-203	1917	5171	0	0		0	0	-203
электроэнергия, всего	-1932	0	0	-6656	0	-105	-599	0	0	-13	3370	0	-5935
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13	13	0	0
КЭС	-912	0	0	-3140	0	0	0	0	0		1568	0	-2483
ТЭЦ	-1021	0	0	-3516	0	-105	-599		0		1789	0	-3452
тепловая энергия, всего	-1379	-7	-70	-4751	0	-236	-428		-26		0	5433	-1464
ТЭЦ	-796	0	0	-2741	0	-236	-428	0	0		0	3247	-954
котельные, всего	-583	-7	-70	-2010	0	0	0	0	-26		0	2186	-510
преобразование в другие виды топлива	-7088	0	0	0	-203	1917	5171	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7088				5171	1917							0

доменное производство	0	0	0	0	-5374		5171						-203
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-179	-179
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-516	-901
конечное потребление	1118	0	1618	7475	0	1575	4150	100	0		4070	5286	27409
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	143	330
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	540	0	451	6548	0	0	4144	4	0		2966	2307	16960
строительство	2	0	74	21	0	0	0	0	0		28	90	215
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0		377	84	670
прочие виды деятельности	330	0	123	23	0	0	0	4	0		273	566	1318
население	12	0	692	820	0	0	0	88	0		377	2095	4085
неэнергетические нужды	227	0	0	0	0	1575	6	1	0		0	0	1810

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Челябинской области

21. Общие сведения.

Челябинская область – одна из самых энергоемких в Российской Федерации – потребление электроэнергии составляет 35571 млн. кВт·ч в год (по данным за 2018 год).

По производству электроэнергии в 2018 году энергосистема Челябинской области заняла четвертое место в Уральском федеральном округе (28834,9 млн. кВт·ч или 10,9 процента).

Балансовая ситуация по электрической энергии на текущий период (2019 год) прогнозируется следующей: потребление электроэнергии по территории Челябинской области планируется в размере 35833 млн. кВт·ч, выработка электроэнергии электрическими станциями, расположенными на территории Челябинской области, ожидается в размере 32063 млн. кВт·ч. Недостаток по электрической энергии покрывается соседними энергосистемами (3770 млн. кВт·ч).

На текущий период недопустимых отклонений напряжений в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области не зафиксировано.

На текущий период несоответствие фактических условий эксплуатации оборудования требованиям нормативно-технической документации на территории Челябинской области не выявлено.

Выявлено превышение допустимых параметров загрузки трансформаторов при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Есаулка, ПС 110 кВ Верхнеуральская, ПС 110 кВ Кременкуль и ПС 35 кВ Центральная. В соответствующем разделе будет рассмотрена необходимость реконструкции данных объектов и предложены альтернативные мероприятия (в случае наличия такой возможности).

Все вышеперечисленные возможные риски, а также рекомендуемые мероприятия для их устранения подробно рассмотрены в разделе V настоящей СиПРЭ Челябинской области при анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, а также в разделе VI настоящей СиПРЭ Челябинской области.

22. Электроснабжение отдельных территорий.

Дополнительно в СиПРЭ Челябинской области рассмотрены вопросы электроснабжения агломерата города Челябинска и прилегающей территории интенсивного развития, южной части Магнитогорского городского округа, Локомотивного городского округа, Озерского городского округа, Снежинского городского округа, Трехгорного городского округа, Красноармейского, Саткинского, Пластовского, Сосновского и Увельского муниципальных районов Челябинской области в рамках прогноза b, представленного Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в разделе VI настоящей СиПРЭ Челябинской области.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Челябинской области

23. Цели и задачи развития электроэнергетики Челябинской области.

Основной целью развития электроэнергетики Челябинской области является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию.

Основными задачами развития электроэнергетики Челябинской области являются:

размещение новых и реконструкция существующих линий электропередачи, а также подстанций и генерирующих мощностей для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;

выдачи мощности электрических станций;

недопущения ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

24. Уровни спроса на электрическую энергию и мощность по территории Челябинской области в целом и по отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период.

Уровни спроса на электроэнергию и мощность энергосистемы Челябинской области приведены по данным последнего обработанного на текущий момент отчетного периода, а именно на 2018 год.

В таблицах 56 и 57 представлено фактическое потребление электроэнергии и мощности в 2018 году по всей территории энергосистемы Челябинской области, а также по наиболее крупным ее энергорайонам и энергоузлам.

Таблица 56

Потребление электроэнергии по энергосистеме Челябинской области за 2018 год

Энергорайон	Электропотребление	
	млн. кВт·ч	процентов
всего на территории Челябинской области	35571,2	100,0
всего по энергорайонам	32171,8	90,4
в том числе	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4120,7	11,6
в том числе	-	-
Ашинский энергоузел	732,0	2,1
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1482,0	4,2
Карталинский энергорайон	1096,7	3,1
Магнитогорский энергорайон	9043,0	25,4

Челябинский энергорайон	13497,3	37,9
в том числе	-	-
Металлургический энергоузел	2440,9	6,9
Сосновский энергоузел	1337,4	3,8
энергоузел ЧТЭЦ-4	1459,0	4,1
энергоузел ЧТЭЦ-1	2431,1	6,8
энергоузел ЧТЭЦ-2	498,2	1,4
энергоузел ЧЭМК	3219,6	9,1
Северный энергорайон	2441,1	6,9
Троицкий энергорайон	985,6	2,8
Еманжелинский энергоузел	987,4	2,8

Таблица 57

**Максимальное потребление мощности по энергосистеме
Челябинской области за 2018 год**

Энергорайон	Потребление мощности на час максимума 2018 года	
	зимний максимум 24 января 2018 года, 7-00 (мск)	
	МВт	процентов
всего на территории Челябинской области	5189	100,0
всего по энергорайонам	4569,9	88,1
в том числе	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	608,9	11,7
в том числе	-	-
Ашинский энергоузел	140,8	2,7
Миасско-Чебаркульский энергоузел	219,7	4,2
Карталинский энергорайон	147,4	2,8
Магнитогорский энергорайон	1310,4	25,3
Челябинский энергорайон	1897,3	36,6
в том числе	-	-
Металлургический энергоузел	420,3	8,1
Сосновский энергоузел	173,1	3,3
энергоузел ЧТЭЦ-4	162,0	3,1
энергоузел ЧТЭЦ-1	396,0	7,6
энергоузел ЧТЭЦ-2	106,6	2,1
энергоузел ЧЭМК	500,7	9,6
Северный энергорайон	334,4	6,4
Троицкий энергорайон	112,6	2,2
Еманжелинский энергоузел	159,0	3,1

В результате анализа данных, представленных в таблицах 56 и 57, выявлено, что наибольшую долю потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Челябинской области составляет Челябинский энергорайон (более 36 процентов от суммарного потребления электроэнергии), за ним следует Магнитогорский энергорайон (около 25-26 процентов).

На основании представленных выше данных сформированы уровни спроса на электрическую энергию и мощность по территории Челябинской

области в целом и по отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период – 2019 год.

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по территории в целом и отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2019 году представлен в таблице 58.

Таблица 58

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по отдельным энергорайонам Челябинской области в 2019 году

Энергорайон	Электрическая энергия, млн. кВт·ч
всего на территории Челябинской области	35833,0
процентов по отношению к предыдущему году	0,7
всего по энергорайонам	30421,3
в том числе	
Златоустовско-Миасский энергорайон	4151,1
в том числе	-
Ашинский энергоузел	737,4
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1492,9
Карталинский энергорайон	1104,8
Магнитогорский энергорайон	9109,6
Челябинский энергорайон	13596,8
в том числе	-
Металлургический энергоузел	2458,9
Сосновский энергоузел	1347,3
энергоузел ЧТЭЦ-4	1469,8
энергоузел ЧТЭЦ-1	2449,0
энергоузел ЧТЭЦ-2	501,9
энергоузел ЧЭМК	3243,3
Северный энергорайон	2459,1
Троицкий энергорайон	992,8
Еманжелинский энергоузел	994,7
Выработка электроэнергии	32063,0
в том числе	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	32063,0
ВИЭ	0
сальдо	3770,0

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2019 году представлен в таблице 59.

Таблица 59

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2019 году

Энергорайон	Электрическая мощность, МВт
всего на территории Челябинской области	5200,0

процентов по отношению к предыдущему году	0,2
всего по энергорайонам	4307,5
в том числе	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	610,2
в том числе	-
Ашинский энергоузел	141,1
Миасско-Чебаркульский энергоузел	220,2
Карталинский энергорайон	147,7
Магнитогорский энергорайон	1313,2
Челябинский энергорайон	1901,3
в том числе	-
Металлургический энергоузел	421,2
Сосновский энергоузел	173,5
энергоузел ЧТЭЦ-4	162,3
энергоузел ЧТЭЦ-1	396,8
энергоузел ЧТЭЦ-2	106,8
энергоузел ЧЭМК	501,8
Северный энергорайон	335,1
Троицкий энергорайон	112,8
Еманжелинский энергоузел	159,3
установленная мощность станций	5872,6
в том числе	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	5872,6
ВИЭ	0

25. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (с разбивкой по годам) по территории Челябинской области с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов.

На основании прогноза, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2020 – 2024 годы (вариант а) в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области составлен на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы, разрабатываемой АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 60.

Таблица 60

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы
Челябинской области на 2020 – 2024 годы

Наименование показателя, единица измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	За пять лет
потребление мощности, МВт	5 257	5 368	5 435	5 460	5 485	-
абсолютный прирост потребления мощности, МВт	57	111	67	25	25	228
прирост потребления мощности, процентов	1,1	2,1	1,2	0,5	0,5	4,3
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	36 442	36 977	37 534	37 709	37 973	-
абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн. кВт·ч	609	535	557	175	264	1 531

прирост потребления электроэнергии, процентов	1,7	1,5	1,5	0,5	0,7	4,2
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом роста на 1,1 процента в 2020-2024 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2020-2024 годов составляет 228 МВт.

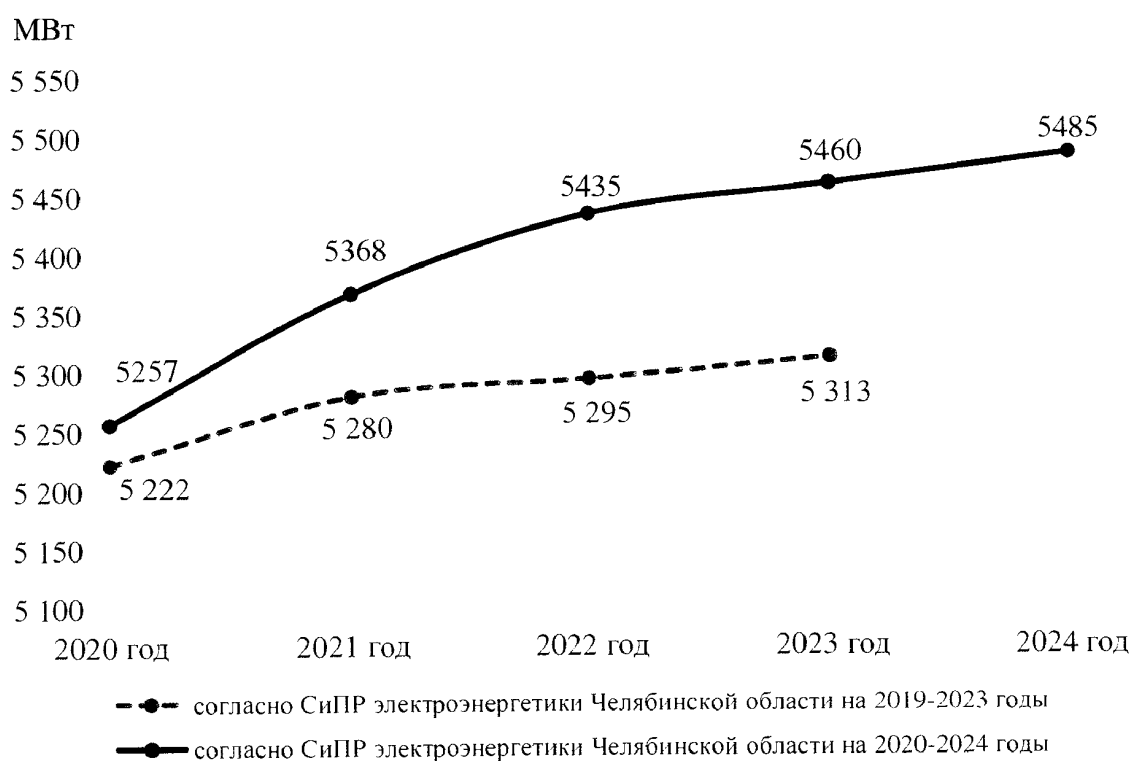
Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом роста на 1,1 процента в 2020–2024 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2020-2024 годов составляет 1 531 млн. кВт·ч.

Прогнозное изменение потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2020 – 2024 годы в графическом виде представлено на рисунках 21 и 22.

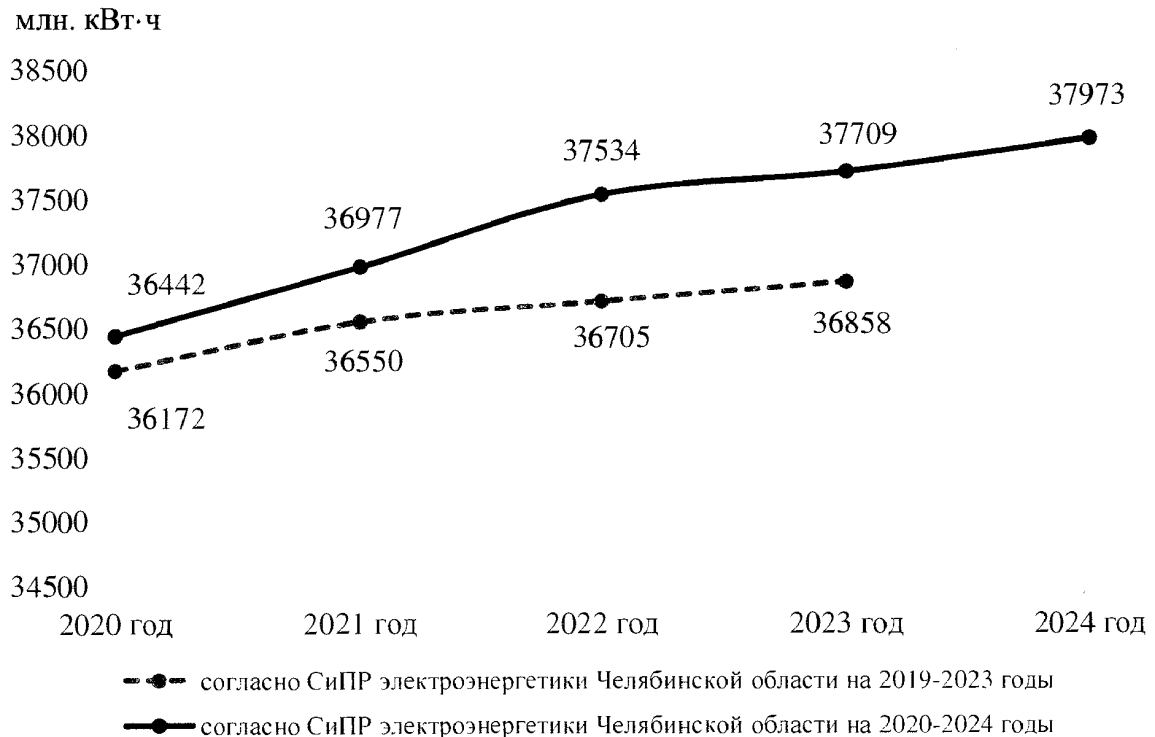
На рисунках 21 и 22 приведена справочная информация о динамике изменения прогноза потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области в соответствии с СиПРЭ Челябинской области на 2019-2023 годы, утвержденной в 2018 году.

Рисунок 21

Прогнозное изменение потребления мощности энергосистемы Челябинской области на 2020 – 2024 годы



**Прогнозное изменение потребления электроэнергии энергосистемы
Челябинской области на 2020 – 2024 годы**



На основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области (вариант б, в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области) по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области принят равным варианту а, разрабатываемому АО «СО ЕЭС».

Перечень крупных потребителей электрической энергии (существующих и перспективных) энергосистемы Челябинской области (мощностью не менее 1 процента от потребления региона) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2020-2024 годы представлен в таблице 61. Дополнительно в таблице указаны прочие перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 61

**Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы
Челябинской области с указанием максимальной мощности на 2020-2024 годы**

Наименование потребителя	Максимальная прогнозная мощность, МВт				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
существующие потребители					
ПАО «ММК»	1091,6	1094,2	1120,6	1103,4	1120,0
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	460	460	460	460	460

ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	271	268	281	268	268
ПАО «Челябинский цинковый завод»	114	114	114	114	114
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»*	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
ФГУП «ПО «Маяк» (с учетом транзитных потребителей)*	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)
ПАО «Ашинский металлургический завод»	91	91	102	102	102
АО «Михеевский ГОК»	134	134	134	134	134
перспективные потребители					
Томинский ГОК (АО «Томинский ГОК»)	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8
ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	72	144	144	144	144
ООО «Агропарк Урал»	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65
ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	60	60	60	60	60
ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)	55	55	55	55	55
перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона					
ООО «Муллит»	20	20	20	20	20
ООО «Центролит»	25	25	25	25	25
АО «Комбинат Магnezит» (расширение)	35	35	35	35	35
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ ЛМП)	25	25	25	25	25
ООО «Троицкий металлургический завод»	35	35	35	35	35

* Данные приняты в соответствии со Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019-2023 годы.

26. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на пятилетний период (с разбивкой по годам) с детализацией электропотребления, максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) Челябинской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления региона. Структура электропотребления по энергорайонам, крупным городам.

Прогноз потребления электроэнергии по годам с детализацией электропотребления по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) представлен в таблице 62. Прогноз составлен в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019-2025 годы.

Таблица 62

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
территория	36442,0	36977,0	37534,0	37709,0	37973,0
всего по энергорайонам	30938,3	31392,5	31865,4	32014,0	32238,1
в том числе	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4221,6	4283,6	4348,1	4368,4	4399,0
в том числе	-	-	-	-	-
город Златоуст	907,6	921,0	934,8	939,2	945,8

город Миасс	1118,7	1135,2	1152,3	1157,6	1165,7
Ашинский энергоузел	750,0	761,0	772,4	776,0	781,5
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1518,3	1540,6	1563,8	1571,1	1582,1
Карталинский энергорайон	1123,6	1140,1	1157,2	1162,6	1170,8
Магнитогорский энергорайон	9264,4	9400,4	9542,0	9586,5	9653,6
в том числе	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	8662,2	8789,4	8921,8	8963,4	9026,2
Челябинский энергорайон	13827,8	14030,8	14242,2	14308,6	14408,8
в том числе	-	-	-	-	-
город Челябинск	12030,2	12206,8	12390,7	12448,5	12535,6
город Конейск	721,8	732,4	743,4	746,9	752,1
Металлургический энергоузел	2500,7	2537,4	2575,7	2587,7	2605,8
Сосновский энергоузел	1370,2	1390,3	1411,2	1417,8	1427,7
энергоузел ЧТЭЦ-4	1494,8	1516,7	1539,5	1546,7	1557,6
энергоузел ЧТЭЦ-1	2490,6	2527,2	2565,2	2577,2	2595,2
энергоузел ЧТЭЦ-2	510,4	517,9	525,7	528,2	531,9
энергоузел ЧЭМК	3298,4	3346,9	3397,3	3413,1	3437,0
Северный энергорайон	2500,9	2537,6	2575,8	2587,8	2605,9
Троицкий энергорайон	1009,7	1024,5	1040,0	1044,8	1052,1
Еманжелинский энергоузел	1011,6	1026,4	1041,9	1046,7	1054,1
процентов по отношению к предыдущему году	1,7	1,5	1,5	0,5	0,7
выработка электроэнергии	32545,7	32966,6	33302,0	33481,3	33493,4
в том числе					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	32545,7	32966,6	33302,0	33481,3	33493,4
ВИЭ					
сальдо*	3896,3	4010,4	4232,0	4227,7	4479,6

* (–) – выдача электрической энергии,

(+) – получение электрической энергии энергосистемой.

Разбивка прогнозного потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2020-2024 годы выполнена на основе фактического потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2018 год.

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области с детализацией по энергорайонам представлен в таблице 63.

Таблица 63

Прогноз максимального потребления мощности
энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление мощности, МВт				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
территория	5257,0	5368,0	5435,0	5460,0	5485,0
процентов по отношению к предыдущему году	1,1	2,1	1,2	0,5	0,5
всего по энергорайонам	4772,5	4873,3	4909,6	4956,8	4979,5
в том числе	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	616,9	629,9	637,8	640,7	643,6

в том числе	-	-	-	-	-
город Златоуст	129,5	132,3	133,9	134,5	135,2
город Миасс	160,4	163,8	165,8	166,6	167,3
Ашинский энергоузел	142,6	145,7	147,5	148,2	148,8
Миасско-Чебаркульский энергоузел	222,6	227,3	230,1	231,2	232,2
Карталинский энергорайон	149,3	152,5	154,4	155,1	155,8
Магнитогорский энергорайон	1327,6	1355,6	1372,5	1378,8	1385,2
в том числе	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	1234,6	1260,7	1276,4	1282,3	1288,2
Челябинский энергорайон	1922,2	1962,7	1962,7	1996,4	2005,5
в том числе	-	-	-	-	-
город Челябинск	1672,3	1707,6	1707,6	1736,9	1744,8
город Копейск	115,3	117,8	117,8	119,8	120,3
Металлургический энергоузел	425,8	434,8	440,2	442,3	444,3
Сосновский энергоузел	175,4	179,1	181,3	182,1	183,0
энергоузел ЧТЭЦ-4	164,1	167,6	169,7	170,5	171,2
энергоузел ЧТЭЦ-1	401,2	409,7	414,8	416,7	418,6
энергоузел ЧТЭЦ-2	108,0	110,3	111,7	112,2	112,7
энергоузел ЧЭМК	507,3	518,0	524,4	526,8	529,3
Северный энергорайон	338,8	345,9	350,3	351,9	353,5
Троицкий энергорайон	114,1	116,5	117,9	118,5	119,0
Еманжелинский энергоузел	161,1	164,5	166,5	167,3	168,1
установленная мощность электростанций	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6
в том числе	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6
ВИЭ	0	0	0	0	0

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области (не менее 1 процента от потребления региона) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2020-2024 годы был представлен выше в таблице 61.

27. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.

Структура прогнозного баланса мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлена в таблице 64. При формировании перспективных балансов мощности энергосистемы Челябинской области потребность в производстве электроэнергии определялась с учетом сальдоперетоков с соседними энергосистемами.

Таблица 64

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности, МВт				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
установленная мощность	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0

ТЭС	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6	5822,6
ВИЭ	0	0	0	0	0
ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9
ВИЭ	0	0	0	0	0
располагаемая мощность (1-2)	5677,7	5677,7	5677,7	5677,7	5677,7
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5677,7	5677,7	5677,7	5677,7	5677,7
ВИЭ	0	0	0	0	0
максимум потребления	5257,0	5368,0	5435,0	5460,0	5485,0
процент прироста по отношению к предыдущему году	0,4	1,9	0,4	0,9	0,6
дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	420,7	309,7	242,7	217,7	192,7

В результате планируемых изменений генерирующей мощности баланс мощности энергосистемы Челябинской области прогнозируется избыточным в 2020-2024 годах.

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 5-летний период представлен в таблице 65.

Таблица 65

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
потребление электроэнергии на территории Челябинской области	36442,0	36977,0	37534,0	37709,0	37973,0
выработка электроэнергии на территории Челябинской области	32545,7	32966,6	33302,0	33481,3	33493,4
сальдо*	3896,3	4010,4	4232,0	4227,7	4479,6

* (–) – выдача электрической энергии,

(+) – получение электрической энергии энергосистемой.

28. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период в соответствии с разработанными схемами теплоснабжения поселений Челябинской области.

Перспективный спрос (полезный отпуск и потребление) на тепловую энергию на пятилетний период (отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных), включая системы теплоснабжения крупных поселений, приведен в таблице 66. Он сформирован на базе оценок балансов тепловой энергии по каждому источнику тепловой энергии (за исключением индивидуальных теплогенераторов).

Перспективный спрос на тепловую энергию на 5-летний период, тыс. Гкал

Городские округа/ муниципальные районы	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Верхнеуфалейский городской округ	366	368	365	363	365	367
Златоустовский городской округ	2456	2468	2448	2433	2448	2459
Карабашский городской округ	164	165	164	163	164	165
Копейский городской округ	1115	1121	1112	1105	1112	1117
Кыштымский городской округ	514	517	513	510	513	515
Локомотивный городской округ	79	79	78	78	78	78
Магнитогорский городской округ	5666	5694	5648	5614	5648	5672
Миасский городской округ	1888	1897	1882	1871	1882	1890
Озерский городской округ	1900	1910	1895	1884	1895	1903
Снежинский городской округ	1022	1027	1019	1013	1019	1023
Трехгорный городской округ	688	691	685	681	685	688
Троицкий городской округ	570	573	568	565	568	570
Усть-Катавский городской округ	335	337	334	332	334	335
Чебаркульский городской округ	307	309	307	305	307	308
Челябинский городской округ	11916	11976	11880	11809	11880	11931
Южноуральский городской округ	421	423	420	417	420	422
всего городские округа, в том числе	29407	29555	29318	29143	29318	29443
отопление	20879	20984	20816	20692	20816	20905
вентиляция	1882	1921	1906	1894	1906	1914
горячее водоснабжение	5323	5615	5570	5537	5570	5594
технология	1323	1034	1026	1020	1026	1031
Агаповский муниципальный район	254	255	253	251	253	254
Аргаяшский муниципальный район	144	145	144	143	144	145
Ашинский муниципальный район	1057	1062	1054	1048	1054	1059
Брединский муниципальный район	85	85	84	83	83	83
Варненский муниципальный район	66	66	65	65	65	65
Верхнеуральский муниципальный район	158	159	158	157	158	159
Еманжелинский муниципальный район	495	497	493	490	493	495
Еткульский муниципальный район	157	158	157	156	157	158
Карталинский муниципальный район	369	371	368	366	368	370
Каслинский муниципальный район	362	364	361	359	361	363
Катав-Ивановский муниципальный район	274	275	273	271	273	274
Кизильский муниципальный район	65	65	64	64	64	64
Коркинский муниципальный район	708	712	706	702	706	709
Красноармейский муниципальный район	250	251	249	248	249	250
Кунашакский муниципальный район	177	178	177	176	177	178
Кусинский муниципальный район	271	272	270	268	270	271
Нагайбакский муниципальный район	143	144	143	142	143	144
Нязепетровский муниципальный район	136	137	136	135	136	137

Октябрьский муниципальный район	59	59	59	59	59	59
Пластовский муниципальный район	163	164	163	162	163	164
Саткинский муниципальный район	941	946	938	932	938	938
Сосновский муниципальный район	340	342	339	337	339	340
Троицкий муниципальный район	43	43	43	43	43	43
Увельский муниципальный район	107	108	107	106	107	107
Уйский муниципальный район	125	126	125	124	125	126
Чебаркульский муниципальный район	131	132	131	130	131	132
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	7112	7148	7092	7049	7091	7123
отопление	5547	5575	5532	5498	5531	5556
вентиляция	166	167	166	165	166	167
горячее водоснабжение	666	669	664	660	664	667
технология	733	736	730	726	730	734
всего по Челябинской области	36519	36703	36410	36192	36409	36566
отопление	26426	26559	26348	26190	26347	26460
вентиляция	2048	2088	2072	2059	2072	2080
горячее водоснабжение	5988	6285	6234	6197	6234	6261
технология	2056	1771	1757	1746	1757	1764

29. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области мощностью не менее 5 МВт на пятилетний период с указанием оснований включения в перечень каждого объекта с учетом максимального развития когенерации.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2019-2024 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы, представлен в таблице 67.

Таблица 67

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2019-2024 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы

Электростанция	Изменение установленной мощности, МВт					
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Троицкая ГРЭС (ТГ-1,3)	-170 (2×85)*	0	0	0	0	0
Челябинская ТЭЦ-1 (ТГ-7,8)	0	-50 (2×25)**	0	0	0	0

* Фактический срок вывода первой очереди Троицкой ГРЭС может быть скорректирован по факту реализации замещающих мероприятий по обеспечению теплоснабжения потребителей (предварительно – 2020 год).

** По данным ПАО «Фортум», предоставленным письмом от 09.04.2019 № ДП-72-18/866, планируется перенос срока вывода из эксплуатации ТГ-7 и ТГ-8 на 2024 год.

V. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области

30. Общие положения.

Расчеты и анализ электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнялись отдельно по каждому из энергорайонов Челябинской энергосистемы.

Существующие и перспективные балансы мощности и электроэнергии по Челябинской энергосистеме и отдельно по энергорайонам до 2024 года, а также перспективное развитие энергорайонов описаны выше в разделах II и IV.

Перечень основных вводов электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 68.

Таблица 68

Вводы электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенные в расчетных моделях

Электросетевой объект	Параметры объекта	Год	Тип мероприятия	Источник информации
сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка с сооружением ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка, реконструкцией ПС 220 кВ Чебаркуль	133 километра 250 МВА	2023*	ввод нового объекта в эксплуатацию	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2x501 МВА (+167 МВА резервная фаза) 2x250 МВА	2022	реновация основных фондов	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	2x100 МВА	2019**	новый ввод	ТУ на ТП, проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,38 километра	3,1 километра + 3,2 километра			

(3,1 километра и 3,2 километра)				
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА + 1х63 МВА + 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2019 2019** 2021	ввод нового объекта в эксплуата- цию	ТУ на ТП, проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километра)	2х1,0 километр	2019**		
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2019**	ввод нового объекта в эксплуата- цию	ТУ на ТП, проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра			

* Обоснование необходимости реализации мероприятий подлежит актуализации при ежегодной разработке СиПР ЕЭС на последующие периоды.

** Сроки ввода определяются договором ТП между ПАО «ФСК ЕЭС» и заявителем.

Перечень вводов электросетевых объектов 110 кВ в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 69.

Таблица 69

Вводы электросетевых объектов 110 кВ в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение, учтенные в расчетных моделях

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/протяженность/мощность, кВ/километров/МВА	Год	Обоснование необходимости строительства
ПС 110 кВ ЛМП	строительство ПС 110 кВ ЛМП, ВЛ 110 кВ ПС 90 – ЛМП I, II цепь	2х25 МВА, 2х8 километра	2019	обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Центролит»
ПС 110 кВ Агрокомплекс	строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс, КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	2х63 МВА, 1х0,4 километра	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агропарк Урал»
ПС 110 кВ Краснопольская	реконструкция (переустройство) заходов ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Краснопольская	0,45 километра	2019	обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС»
ПС 110 кВ Периклаз	строительство ПС 110 кВ Периклаз, отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	2х40 МВА, 2х1 километра	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Комбинат «Магнезит»
ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	2021	обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО Индустриальный парк «Станкомаш»

ПС 110 кВ ГПП-3	строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2019	обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Ашинский металлургический завод»
ПС 110 кВ Новогорная	строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаяк от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа
ПС 110 кВ 36	реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены двух трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»
ПС 35 кВ 58	реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ, строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58	2х40 МВА, 2х0,4 километра	2019	обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «Горэлектросеть» к электрическим сетям УГЭ ПАО «ММК»

31. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум 2018 года, летний максимум и летний минимум нагрузок 2018 года.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок в Карталинском, Златоустовско – Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для отчетного потокораспределения 2018 года. Результаты проведенного анализа представлены ниже:

Карталинский энергорайон.

Для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

Для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено;

Златоустовско – Миасский энергорайон.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных нагрузок 2018 года, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2018 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная.

В таблице 70 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от длительно допустимой токовой нагрузки (далее именуется – ДДТН)/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме для отчетных режимов зимних максимальных нагрузок 2018 года, а также летних максимальных и минимальных нагрузок 2018 года.

Таблица 70

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов		
		2018 год		
		зимний максимум	летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	103	102	-

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах отчетных летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2018 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Тургоряк – Горная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь.

В таблице 71 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах для отчетных режимов летних максимальных и минимальных нагрузок 2018 года.

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/ загрузка от ДДТН/ номинальных параметров, процентов	
			2018 год	
			летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	119	-
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	134	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	126	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	118	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	118	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	126	-
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	109	-
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	113	-

ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	-
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	126	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	110	-
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	117	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	102	-
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	102	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	102	-

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтной схемы, эффективным мероприятием является деление сети на шунтирующих связях 110 кВ.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай.

В летний период максимума нагрузок 2018 года аварийное отключение ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево приводит к срабатыванию АДШС двух ВЛ 500 кВ. Объем нагрузки, отключённой действием АДШС двух ВЛ 500 кВ, может составить 148 МВт. После применения схемно-режимных мероприятий (перевода части нагрузки на питание от ПС 500 кВ Златоуст, ПС 220 кВ АМЕТ и Павловской ГЭС) величина нагрузки, отключённой действием АДШС двух ВЛ 500 кВ, снизится на 81 МВт. Оставшуюся нагрузку – 67 МВт потребуется заменить на ГВО. В целях исключения ввода ГВО необходимо сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка, сооружение ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка.

Магнитогорский энергорайон.

Для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах отчетных летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2018 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь.

В таблице 72 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах для отчетных режимов летних максимальных и минимальных нагрузок 2018 года.

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/ загрузка от ДДТН/ номинальных параметров, процентов	
			2018 год	
			летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	140	132
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	142	127
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	132	130
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	132	130

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах, возникающих при последующих отключениях, осуществляется действием существующей АОПО на ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I(II) цепь на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных нагрузок 2018 года, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2018 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь.

В таблице 73 представлены элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок.

Таблица 73

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов		
		2018 год		
		зимний максимум	летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	112	117	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	112	129	108
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	145	129	108

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2018 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская- 2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;

ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная.

В таблице 74 представлены элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах для отчетных режимов.

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/ загрузка ВЛ от ДДТН/номи- нальных параметров, процентов	
			2018 год	
			летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	152	133
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	152	133
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская- 2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	119	112
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	126	119
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	140	124
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от отпайки до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	107	107

	110 кВ Тракторозаводская-2)			
ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Чури- лово-т – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Транзит- ная – Челябинская ТЭЦ-2	-	101

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

По данным собственника оборудования, по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками допускается превышение ДДТН до величины АДТН, равной 598 А при температуре окружающей среды +25 градусов Цельсия и 756 А при температуре окружающей среды –5 градусов Цельсия и ниже, в течение 20 минут.

По данным собственника оборудования, превышение ДДТН ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная не допускается.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2). В таблице 75 представлена максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ и выше в отчетном периоде 2018 года (зимний и летний контрольные замеры).

Таблица 75

Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ и выше в отчетном периоде 2018 года (зимний и летний контрольные замеры)

Подстанция	Уровни напряжения, кВ	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальный ток, А	Максимальная загрузка в зимний контрольный замер 2018 года		Максимальная загрузка в летний контрольный замер 2018 года	
					А	процен- тов	А	процен- тов
Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»								

ПС 110 кВ Айлино	110/10	T-1	6,3	31,6	9	29	5	16
ПС 110 кВ Аппаратная	110/6	T-1	16	80,3	15	18	13	16
	110/6	T-2	16	80,3	15	19	13	16
ПС 110 кВ Арша	110/10	T-1	6,3	31,6	7	21	5	16
ПС 110 кВ Бакал	110/35/6	T-1	16	80,3	7	9	0	0
	110/35/6	T-2	25	125,5	39	31	32	25
ПС 110 кВ Боровая	110/10	T-1	40	200,8	7	3	31	15
	110/10	T-2	40	200,8	57	29	65	32
ПС 110 кВ Варламово	110/35/10	T-1	11,4	58,46	6	10	12	21
	110/35/10	T-2	16	80,3	12	15	0	0
ПС 110 кВ Гагаринская	110/10	T-1	16	80,3	23	29	6	7
	110/10	T-2	16	80,3	25	31	0	0
ПС 110 кВ Город-2	110/6	T-1	25	125,5	17	14	13	10
	110/6	T-2	25	125,5	33	27	11	9
ПС 110 кВ Западная	110/6	T-1	16	80,3	11	14	0	0
	110/6	T-2	16	84	14	17	15	18
ПС 110 кВ Звягино	110/10	T-1	6,3	31,6	5	15	2	6
ПС 110 кВ Зерновая	110/10	T-1	6,3	31,6	4	14	1	3
ПС 110 кВ Ильменская	110/10	T-1	10	50,2	32	64	25	50
	110/10	T-2	10	50,2	10	20	9	18
ПС 110 кВ Карат	110/6	T-1	16	80,3	15	18	9	11
	110/6	T-2	16	80,3	23	28	14	17
ПС 110 кВ Кидыш	110/10	T-1	2,5	13,1	7	55	1	8
	110/10	T-2	10	50	1	3	3	6
ПС 110 кВ Кундравы	110/10	T-1	6,3	31,6	12	37	0	0
	110/10	T-2	6,3	31,6	13	40	13	41
ПС 110 кВ Курортная	110/10	T-1	10	50	23	46	19	38
	110/10	T-2	10	50	29	58	19	38
ПС 110 кВ Куса	110/6	T-1	15	75	0	0	0	0
	110/6	T-2	12,5	63	27	43	0	0
ПС 110 кВ Ларино	110/10	T-1	6,3	31,6	1	3	2	6
	110/10	T-2	6,3	31,6	0	0	6	19
ПС 110 кВ Ленинская	110/10/6	T-1	63	316,3	26	8	79	25
	110/10/6	T-2	63	316,3	85	27	83	26
ПС 110 кВ Луговая	110/10	T1	40	200,8	7	3	65	32
	110/10	T-2	40	200,8	35	17	32	16
ПС 110 кВ Миасс	110/35/6	T-1	40	201	150	75	82	41
	110/35/6	T-2	40,5	201	128	64	117	58
ПС 110 кВ МММЗ	110/6	T-1	16	80,3	5	7	25	31
	110/6	T-2	16	84	16	19	0	0
ПС 110 кВ Непряхино	110/10	T-1	6,3	31,6	14	44	10	32
	110/10	T-2	10	50	0	0	1	2
ПС 110 кВ Нижнеусцеломово	110/10	T-1	6,3	31,6	3	10	1	3
ПС 110 кВ Первогорская	110/35/6	T-1	20	105	5	5	31	30
	110/35/6	T-2	20	105	60	57	0	0
ПС 110 кВ Прибор	110/6	T-1	10	50,2	21	42	17	34

	110/6	T-2	10	50,2	20	39	9	18
ПС 110 кВ Сатка	110/35/6	T-1	40	200,8	82	41	45	22
	110/35/6	T-2	40	200,8	63	31	54	27
ПС 110 кВ Солнечная долина	110/35/6	T-1	16	80,3	9	11	1	1
ПС 110 кВ Таганай	110/35/6	T-1	40	201	160	80	128	64
	110/35/6	T-2	40	201	54	27	39	19
ПС 110 кВ Тимирязевская	110/10	T-1	6,3	31,6	16	52	15	47
ПС 110 кВ Тургояк	110/10	T-1	10	50,2	20	40	22	44
	110/10	T-2	10	50,2	36	73	18	36
ПС 110 кВ Уйская	110/35/10	T-1	10	50,2	26	52	35	70
	110/35/10	T-2	16	80,3	13	16	35	44
ПС 110 кВ Филимоново	110/10	T-1	6,3	31,6	3	9	1	3
	110/10	T-2	10	50,2	3	5	2	4
ПС 110 кВ Швейная	110/6	T-1	10	50,2	22	43	18	36
	110/6	T-2	10	50,2	18	35	18	36
ПС 110 кВ Юрюзань	110/35/6	T-1	25	125,5	26	21	30	24
	110/35/6	T-2	10	93,7	0	0	0	0
	110/35/6	T-3	19,07	96	53	55	25	26
ПС 110 кВ Абзаково	110/10	T-1	2,5	131	112	85	40	31
ПС 110 кВ Агаповская	110/10	T-1	10	525*	0	0	22	4
	110/10	T-2	10	525*	84	16	120	23
ПС 110 кВ Амурская	110/10	T-1	3,2	120*	7	6	5	4
ПС 110 кВ Анненская	110/10	T-1	10	525*	45	9	32	6
ПС 110 кВ Арси	110/10	T-1	6,3	330*	25	8	2	1
ПС 110 кВ Атамановка	110/10	T-1	6,3	330*	32	10	7	2
ПС 110 кВ Буранная	110/6	T-1	10	876*	330	38	220	25
	110/6	T-2	10	875*	630	72	230	26
ПС 110 кВ Верхнеуральская	110/10	T-1	16	80	51	64	20	25
	110/10	T-2	10	50	22	44	9	18
ПС 110 кВ Георгиевская	110/10	T-1	6,3	315*	47	15	110	35
ПС 110 кВ Еленинская	110/10	T-1	10	525*	229	44	151	29
	110/10	T-2	10	525*	190	36	225	43
ПС 110 кВ Зингейка	110/10	T-1	6,3	331	60	18	10	3
ПС 110 кВ Измайловская	110/10	T-1	10	525*	82	16	26	5
ПС 110 кВ Кацбах	110/10	T-1	6,3	331*	68	21	20	6
ПС 110 кВ Кизил	110/35/10	T-1	10	50	11	23	5	10
	110/35/10	T-2	10	50	25	49	11	22
ПС 110 кВ Кирса	110/10	T-1	6,3	32	9	29	1	3
ПС 110 кВ Княженка	110/10	T-1	6,3	32	1	3	3	9
ПС 110 кВ Комсомольская	110/10	T-1	2,5	13	2	14	0	0
	110/10	T-2	6,3	32	2	5	2	6
ПС 110 кВ Красная Горка	110/35/6/10	T-1	10	50	6	11	1	2
	110/35/6/10	T-2	10	50	12	24	4	8
	110/35/6/10	T-3	2,05	10	3	27	0	0
	110/35/6/10	T-4	2,05	10	3	32	2	20
ПС 110 кВ	110/35/10	T-1	10	50	4	9	1	2

Красногвардейская								
ПС 110 кВ Магнитная	110/10	T-1	6,3	32	20	61	0	0
	110/10	T-2	10	50	5	11	14	28
ПС 110 кВ Маякская	110/10	T-1	6,3	32	4	12	3	9
ПС 110 кВ Нагайбакская	110/10	T-1	6,3	32	10	32	4	13
ПС 110 кВ Обручевка	110/10	T-1	6,3	32	12	37	2	6
ПС 110 кВ Павловская	110/35/10	T-1	10	50	3	6	1	2
ПС 110 кВ Петропавловская	110/35/10	T-1	4	20	0	0	0	0
	110/35/10	T-2	16	80	15	19	14	18
ПС 110 кВ Полоцкая	110/35/10	T-1	6,3	32	7	20	3	9
	110/35/10	T-2	6,3	32	3	10	0	0
ПС 110 кВ Путь Октября	110/10	T-1	6,3	32	10	31	3	9
ПС 110 кВ Рымникская	110/35/10	T-1	10	50	1	2	1	2
ПС 110 кВ Сабаново	110/10	T-1	6,3	32	3	10	1	3
ПС 110 кВ Смородинка	110/10	T-1	6,3	32	8	23	1	3
ПС 110 кВ Снежная	110/35/10	T-1	6,3	32	5	16	0	0
	110/35/10	T-2	6,3	32	9	27	1	3
ПС 110 кВ Спасская	110/10	T-1	2,5	13	7	56	1	8
	110/10	T-2	2,5	13	4	29	0	0
ПС 110 кВ Степная	110/10	T-1	6,3	32	12	37	3	9
	110/10	T-2	6,3	32	1	3	0	0
ПС 110 кВ Сыртинка	110/10	T-1	6,3	32	18	56	3	9
	110/35/10	T-1	16	80	51	63	20	25
ПС 110 кВ Фершампенуаз	110/35/10	T-2	10	50	16	32	3	6
	110/35/10	T-1	10	50	21	42	6	12
ПС 110 кВ Южностепная	110/35/10	T-1	10	50	21	42	6	12
ПС 110 кВ Янгелька	110/10	T-1	6,3	32	7	21	0	0
	110/10	T-2	6,3	32	1	3	1	3
ПС 110 кВ Александровская	110/35/10	T-1	6,3	32	7	20	1	3
	110/35/10	T-2	10	50	0	0	0	0
ПС 110 кВ Береговая	110/10	T-1	6,3	32	13	42	13	41
	110/10	T-2	6,3	32	3	8	2	6
ПС 110 кВ Березинская	110/10	T-1	10	50	1	1	1	2
	110/10	T-2	6,3	32	4	12	3	9
ПС 110 кВ Бобровская	110/6	T-1	10	50	12	23	1	2
	110/6	T-2	7,5	38	4	10	1	3
ПС 110 кВ Борисовская	110/10	T-1	6,3	32	0	1	1	3
	110/10	T-2	6,3	32	3	9	2	6
ПС 110 кВ Бородиновская	110/35/10	T-1	6,3	32	2	7	1	3
	110/35/10	T-2	10	50	1	3	1	2
	110/35/10	T-3	4	20	1	4	0	0
ПС 110 кВ Варненская	110/35/10	T-1	16	80	12	15	12	15
	110/35/10	T-2	25	126	42	33	27	22
ПС 110 кВ Гончарская	110/35/10	T-1	25	126	58	46	30	24
	110/35/10	T-2	25	126	8	6	3	2
ПС 110 кВ Горьковская	110/10	T-1	6,3	32	4	12	1	4
	110/10	T-2	6,3	32	2	8	1	2

ПС 110 кВ Демаринская	110/10	T-1	6,3	32	1	5	1	2
	110/10	T-2	6,3	32	5	14	2	5
ПС 110 кВ Дробышевская	110/10	T-1	6,3	32	3	9	2	6
	110/10	T-2	6,3	32	0	0	0	0
ПС 110 кВ Казачья	110/10	T-1	63	316	12	4	3	1
	110/10	T-2	63	316	2	1	5	2
ПС 110 кВ Каракульская	110/10	T-1	6,3	32	3	9	2	6
	110/10	T-2	6,3	32	1	4	1	2
ПС 110 кВ Ключевская	110/10	T-1	6,3	32	6	20	2	7
	110/10	T-2	6,3	32	3	10	0	0
ПС 110 кВ Кочкарь	110/6	T-1	10	50	27	54	29	58
	110/6	T-2	10	50	19	39	33	66
ПС 110 кВ Маякская	110/10	T-1	6,3	32	5	16	1	3
	110/10	T-2	6,3	32	4	13	1	3
ПС 110 кВ Новотроицкая	110/35/10	T-1	10	50	12	24	4	9
	110/35/10	T-2	6,3	32	18	57	7	23
ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	T-1	25	126	50	40	15	12
	110/35/10	T-2	25	126	0	0	0	0
ПС 110 кВ Песчаная	110/10	T-1	10	50	6	11	1	2
	110/10	T-2	10	50	11	21	4	8
ПС 110 кВ Подовинная	110/35/10	T-1	25	126	6	5	15	12
	110/35/10	T-2	16	80	11	14	5	6
ПС 110 кВ Светлинская	110/6	T-1	6,3	32	5	15	5	16
	110/6	T-2	6,3	32	24	76	11	36
ПС 110 кВ Станкозаводская	110/6	T-1	10	50	15	31	10	19
	110/6	T-2	10	50	19	39	16	33
ПС 110 кВ Степная	110/10	T-1	6,3	32	4	12	1	3
ПС 110 кВ Строительная	110/35/6	T-1	25	126	8	6	3	2
	110/35/6	T-2	25	126	7	5	5	4
ПС 110 кВ Тогузак	110/10	T-1	6,3	32	7	21	1	4
	110/10	T-2	10	50	0	0	0	0
ПС 110 кВ Троицкая районная	110/35/6	T-1	31,5	158	96	61	53	34
	110/35/6	T-2	31,5	158	66	42	29	18
ПС 110 кВ Углицкая	110/10	T-1	6,3	32	2	8	1	2
	110/10	T-2	6,3	32	4	12	1	3
ПС 110 кВ Хуторская	110/10	T-1	6,3	32	1	2	1	2
	110/10	T-2	10	50	3	7	1	3
ПС 110 кВ Черноборская	110/10	T-1	6,3	32	2	6	1	3
	110/10	T-2	6,3	32	3	11	2	5
ПС 110 кВ Чесменская	110/35/10	T-1	10	50	41	82	10	19
	110/35/10	T-2	25	126	35	27	9	7
ПС 110 кВ Чудиновская	110/10	T-1	6,3	32	7	22	2	5
ПС 110 кВ Шантаринская	110/10	T-1	10	50	5	10	1	1
	110/10	T-2	10	50	1	2	0	0
ПС 110 кВ Южноуральская	110/35/10/6	T-1	25	126	125	99	66	52
	110/35/10/6	T-2	25	126	29	23	11	9

ПС 110 кВ Южноуральский рудник	110/6	T-1	10	50	2	5	1	2
	110/6	T-2	6,3	32	1	2	1	2
ПС 110 кВ Акбашево	110/10	T-1	2,5	131	72	55	51	39
	110/10	T-2	2,5	131,2	73	56	39	30
ПС 110 кВ Алишево	110/10	T-1	2,5	13,1	12	93	6	46
ПС 110 кВ Аргаяш	110/35/10	T-1	25	125,5	84	67	68	54
	110/35/10	T-2	25	125,5	66	52	43	34
ПС 110 кВ Батурино	110/6	T-1	10	875*	265	30	234	27
	110/6	T-2	7,5	656*	60	9	55	8
ПС 110 кВ Бектыш	110/10	T-1	6,3	330,7*	60	18	65	20
	110/10	T-2	6,3	331*	35	11	55	17
ПС 110 кВ Боровая	110/10	T-2	2,5	131,3*	9	7	10	8
ПС 110 кВ Бродокалмак 110	110/35/10	T-1	16	80	10	13	6	8
ПС 110 кВ Бутаки	110/10	T-1	16	80,3	35	43	10	13
	110/10	T-2	16	80,3	11	14	6	7
ПС 110 кВ Вахрушево	110/10	T-1	6,3	331*	51	15	64	19
	110/10	T-2	6,3	331*	93	28	96	29
ПС 110 кВ Гидроузел	110/10	T-1	2,5	94,48*	45	48	45	48
ПС 110 кВ Гранкварц	110/6	T-1	10	875*	190	22	0	0
	110/6	T-2	16	1400*	200	14	175	13
ПС 110 кВ Дальняя Дача	110/6	T-1	7,5	656*	400	61	200	30
ПС 110 кВ Еманжелинка	110/35/6	T-1	15	78,5	29	37	18	23
	110/35/6	T-2	25	125,5	37	29	48	38
ПС 110 кВ Есаулка	110/35/10	T-1	10	50,2	42	84	21	42
	110/35/10	T-2	10	50,2	49	98	21	42
ПС 110 кВ Еткуль	110/35/10	T-1	40	200,8	40	20	20	10
	110/35/10	T-2	40	200,8	10	5	70	35
	110/35/10	T-3	40	200,8	25	12	70	35
ПС 110 кВ Заварухино	110/10	T-1	25	125,5	59	47	79	63
	110/10	T-2	25	125,5	99	79	68	54
ПС 110 кВ Зеленая	110/6	T-1	6,3	551*	65	12	18	3
	110/6	T-2	6,3	551*	41	7	34	6
ПС 110 кВ Калачево	110/35/6	T-1	10	53	10	19	5	9
	110/35/6	T-2	7,5	39,4	10	25	15	38
ПС 110 кВ Камыши	110/10	T-1	10	524*	126	24	0	0
	110/10	T-2	10	524*	0	0	106	20
ПС 110 кВ Карабаш	110/35/10/3	T-1	5,6	28	0	0	0	0
	110/35/10/3	T-3	7,5	39,4	9	23	13	33
	110/35/10/3	T-4	20	105	40	38	5	5
ПС 110 кВ Касли	110/35/10	T-1	15	78,5	53	68	53	68
	110/35/10	T-2	25	125,5	24	19	18	14
ПС 110 кВ Каясан	110/10	T-1	40	200,8	0	0	0	0
	110/10	T-2	40	200,8	0	0	0	0
ПС 110 кВ Керамика	110/10	T-2	16	840*	135	16	78	9
ПС 110 кВ Кирпичная	110/6	T-1	6,3	551*	185	56	63	19
ПС 110 кВ Ключи	110/10	T-1	10	525*	165	31	344	66

	110/10	T-2	10	525*	225	43	201	38
ПС 110 кВ Коелга	110/6	T-1	6,3	551*	382	69	245	44
	110/6	T-2	6,3	551*	263	48	249	45
ПС 110 кВ Копейская Городская	110/6	T-1	20	1750*	760	43	475	27
	110/6	T-2	16	1440*	570	40	501	35
ПС 110 кВ Коркино	110/35/6	T-1	40	200,8	75	37	50	25
	110/35/6	T-2	31,5	165,5	60	36	45	27
	110/35/6	T-3	40	200,8	0	0	0	0
ПС 110 кВ Красногорка	110/35/6	T-1	16	80,3	48	60	32	40
	110/35/6	T-2	10	52,5	6	11	5	10
ПС 110 кВ Кременкуль	110/10	T-1	10	525*	560	107	200	38
ПС 110 кВ Кулуево	110/10	T-1	10	525*	217	41	120	23
	110/10	T-2	10	525*	50	10	28	5
ПС 110 кВ Кыштым	110/35/6	T-1	20	100,5	14	14	28	28
	110/35/6	T-2	20	100,5	34	34	35	35
ПС 110 кВ Лазурная	110/35/10	T-1	16	80,3	13	16	9	11
	110/35/10	T-2	10	50,2	40	80	16	32
ПС 110 кВ Маук	110/10	T-1	6,3	331*	35	11	35	11
ПС 110 кВ Миасская	110/10	T-1	16	840*	259	31	185	22
	110/10	T-2	16	840*	164	20	108	13
ПС 110 кВ Насосная	110/6	T-1	16	80	0	0	1	1
ПС 110 кВ Нязепетровск	110/35/10	T-1	25	125,5	26	20	15	12
	110/35/10	T-2	25	125,5	26	20	19	15
ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/6	T-1	25	133	17	13	19	14
	110/35/6	T-2	25	133	20	15	17	13
ПС 110 кВ Первомайка	110/6	T1	25	125,5	54	43	48	38
	110/6	T2	31,5	165,5	36	22	42	25
	110/6	T3	6,3	31,6	21	66	16	51
ПС 110 кВ Пирит	110/35/10	T-1	40	200,8	70	35	45	22
	110/35/10	T-2	40	200,8	60	30	45	22
ПС 110 кВ Пластмасс	110/10	T-1	16	840*	250	30	235	28
	110/10	T-2	16	840*	110	13	0	0
ПС 110 кВ Полевая	110/10	T-1	16	80,3	49	61	34	42
	110/10	T-2	16	80,3	38	48	28	35
ПС 110 кВ Рыбная	110/35/6	T-1	10	875*	160	18	195	22
	110/35/6	T-2	10	875*	270	31	90	10
ПС 110 кВ Сары	110/10	T-1	6,3	331*	60	18	60	18
	110/10	T-2	6,3	331*	87	26	87	26
ПС 110 кВ Сигнал	110/6	T-2	6,3	551*	50	9	35	6
ПС 110 кВ Синеглазово	110/35/6	T-1	20	105	65	62	36	34
	110/35/6	T-2	25	125,5	45	36	76	61
ПС 110 кВ Тайгинка	110/35/10	T-1	16	83	5	6	3	4
	110/35/10	T-2	16	83	5	6	3	4
ПС 110 кВ Томино	110/10	T-1	6,3	31,6	14	43	4	12
ПС 110 кВ Уфалей	110/35/6	T-1	25	80,3	47	59	33	41
	110/35/6	T-2	25	125,5	50	40	24	19

ПС 110 кВ Харлуши	110/10	T-1	6,3	31,6	22	68	8	25
	110/10	T-2	6,3	33,4	18	55	8	24
ПС 110 кВ Чумляк	110/35/6	T-1	16	80	18	23	12	16
	110/35/6	T-2	16	80	20	25	9	11
ПС 110 кВ Шумово	110/10	T-1	6,3	330,8*	67	20	19	6
	110/10	T-2	6,3	330,8*	41	12	12	4
ПС 110 кВ Ю. Копи	110/35/6	T-1	31,5	165	67	41	58	35
	110/35/6	T-2	31,5	165	104	63	80	48
ПС 110 кВ Яраткулово	110/10	T-1	6,3	331*	9	3	5	2
	110/10	T-2	6,3	331*	128	39	62	19
ПС 110 кВ Бакалинская	110/10	T-1	6,3	32	17	53	8	25
ПС 110 кВ Машзавод	110/6	T-1	10	50	27	54	30	60
ПС 110 кВ Уралбройлер	110/10	T-1	16	80,3	8	10	40	50
	110/10	T-2	16	80,3	11	14	27	34
ПС 110 кВ Аэродромная	110/10	T-1	63	316	130	41	97	31
	110/10	T-2	63	316	115	36	75	24
ПС 110 кВ Бульварная	110/10	T-1	25	126	56	45	43	34
	110/10	T-2	25	126	54	43	38	30
ПС 110 кВ Восточная	110/35/6	T-1	40	201	111	55	86	43
	110/35/6	T-2	40	201	109	54	102	51
ПС 110 кВ Гранитная	110/10	T-1	40	201	33	17	29	14
	110/10	T-2	40	201	43	21	72	36
ПС 110 кВ Западная	110/6	T-1	31,5	158	70	44	58	37
	110/6	T-2	31,5	158	77	49	60	38
ПС 110 кВ Заречная	110/10/6	T-1	16	80	37	47	32	40
	110/10/6	T-2	15	75	34	45	32	43
	110/10/6	T-3	25	126	19	15	10	8
ПС 110 кВ Краснопольская	110/10	T-1	40	201	21	11	54	27
	110/10	T-2	40	201	20	10	24	12
ПС 110 кВ Масалитинская	110/10	T-1	25	126	43	34	30	24
	110/10	T-2	25	126	24	19	14	11
ПС 110 кВ Массивная	110/10	T-1	40	201	8	4	9	4
	110/10	T-2	40	201	7	4	11	5
ПС 110 кВ Новоградская	110/10	T-1	40	201	111	55	35	17
	110/10	T-2	40	201	57	28	51	25
ПС 220 кВ Очистные сооружения	220/10/6	T-1	32	161	15	9	17	11
	220/10/6	T-2	32	161	24	15	15	9
ПС 110 кВ Паклинская	110/10	T-1	25	126	72	57	47	37
	110/10	T-2	25	126	43	34	26	21
ПС 110 кВ Северная	110/6	T-1	25	126	100	79	35	28
	110/6	T-2	40	201	30	15	37	18
ПС 110 кВ Сосновская	110/6	T-1	16	80	34	43	20	25
	110/6	T-2	16	80	17	21	25	31
ПС 110 кВ Спортивная	110/10	T-1	40	201	113	56	66	33
	110/10	T-2	40	201	83	41	71	35
ПС 110 кВ Тепличная	110/10	T-1	16	80	43	54	15	19

	110/10	T-2	16	80	41	51	8	10
ПС 110 кВ Тракторозаводская	110/10	T-1	25	126	52	42	25	20
	110/10	T-2	25	126	67	53	58	46
ПС 110 кВ ЧЭРЗ	110/10	T-1	20	100	52	52	39	39
	110/10	T-2	20	100	28	28	39	39
ПС 110 кВ Шершневская	110/10	T-1	25	126	54	43	36	29
	110/10	T-2	25	126	47	38	35	28
ПС 110 кВ Южная	110/10/6	T-1	25	126	72	57	47	37
	110/10/6	T-2	25	126	47	37	29	23
	110/10/6	T-3	16	80	32	41	44	55
	110/10/6	T-4	16	80	39	49	33	41
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС								
ПС 500 кВ Златоуст	500/110/10	AT1	250	288	124	43	227	79
	500/110/10	AT2	250	288	106	37	87	30
	500/110/10	AT3	250	288	102	35	75	26
ПС 500 кВ Козырево	220/110/10	AT1	200	503	254	50	200	40
	220/110/10	AT2	200	503	257	51	200	40
	500/110/10	ATГ3	801	2010	430	21	410	20
	500/110/10	ATГ4	801	2010	520	26	515	26
ПС 500 кВ Кропачево	500/110/10	AT1	250	289	10	3	65	22
	500/110/10	AT2	250	289	10	3	65	22
ПС 500 кВ Магнитогорская	500/220/10	ATГ1	801	2010	900	45	970	48
	500/220/10	ATГ2	801	2010	650	32	750	37
ПС 500 кВ Приваловская	500/110/10	AT1	250	1193	490	41	310	26
ПС 500 кВ Смеловская	500/220/10	ATГ1	801	2011	750	37	0	0
	220/110/10	AT3	200	954	410	43	400	42
ПС 500 кВ Челябинская	110/10	T-3	6,3	311	40	13	16	5
	110/10	T-4	6,3	311	20	6	10	3
ПС 500 кВ Шагол	220/110	AT1	250	628	360	57	250	40
	220/110	AT2	250	628	340	54	300	48
	500/220/10	ATГ3	501	1256	420	33	400	32
	500/220/10	ATГ4	501	1257	460	37	540	43
ПС 220 кВ Исаково	220/110	AT1	200	502	278	55	0	0
	220/110	AT2	180	452	243	54	210	46
ПС 220 кВ Карталы-220	220/110/10	AT1	125	314	0	0	160	51
	220/110/10	AT2	200	502	200	40	0	0
ПС 220 кВ КС-19	220/6	T1	32	76,5	1	1	54	71
	220/6	T2	32	76,5	1	1	18	24
ПС 220 кВ Кунашак	220/110/10	AT2	63	158	50	32	0	0
ПС 220 кВ Мраморная	220/110/10	AT1	125	376	147	39	125	33
	220/110/10	AT2	125	376	145	39	123	33
ПС 220 кВ Новометаллургическая	220/110/10	AT1	200	502	274	55	0	0
	220/110/10	AT2	200	502	161	32	208	41
ПС 220 кВ Чебаркуль	220/110/10	AT1	250	628	272	43	279	44
	220/110/10	AT2	240	602	158	26	162	27
ПС 110 кВ Восточная	110/10	T1	2,5	131	43	33	22	17

	110/10	T2	2,5	131	0	0	0	0
ПС 110 кВ Карталы районная	110/35/27,5	T1	40,5	203	30	15	28	14
	110/27,5/10	T2	40	201	108	54	80	40
	110/35/10	T3	16	80	35	44	20	25
ПС 110 кВ Ракитная	110/35/10	T1	10	50	0	0	0	0
	110/35/10	T2	10	50	16	32	8	16

* Контроль токовой загрузки осуществляется по стороне НН.

32. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области (режим зимний и летний - максимумы нагрузок рабочего дня, летний минимум нагрузок выходного дня) для каждого года на пятилетний период.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок рабочего дня, летнего минимума нагрузок выходного дня в Карталинском, Златоустовско-Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для каждого года на пятилетний период. Результаты проведенного анализа представлены ниже:

Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Карталинском энергорайоне в режимах летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено;

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

- ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
- ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
- ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
- ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;

ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т.

В таблице 76 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы.

Таблица 76

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов														
		2020 год			2021 год			2022 год			2023 год			2024 год		
		зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	108	135	115	106	136	114	106	136	114	-	115	-	-	115	-
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	120	144	122	118	145	122	118	145	121	-	123	100	-	123	100
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	110	-	-	111	-	-	111	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	113	148	152	111	150	151	110	149	151	-	112	116	-	112	116
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	109	128	131	107	129	130	106	128	130	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковская	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	100	120	117	-	121	117	-	120	116	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	118	119	-	119	118	-	118	118	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	125	128	-	126	127	-	125	127	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	125	128	-	126	127	-	125	127	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	125	128	-	126	127	-	125	127	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	105	-	100	104	-	100	104	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	109	139	139	106	141	138	105	141	137	108	143	140	107	143	140
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	106	131	130	103	133	130	102	132	129	105	135	132	104	135	132

Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)																			
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	126	129	-	128	128	-	127	127	-	130	130	-	130	130			
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	123	125	-	125	125	-	125	124	-	128	127	-	128	127			
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	100	131	131	-	133	130	-	133	129	-	135	132	-	135	132			
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	109	139	139	106	141	138	106	141	137	108	143	140	107	144	140			
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	104	141	140	102	143	140	101	142	139	105	147	145	105	147	145			
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	106	105	-	107	105	-	107	105	-	114	111	-	114	111			
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	146	146	103	147	145	102	147	145	110	156	154	109	156	154			
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	111	135	133	109	136	132	108	136	132	115	144	140	115	144	140			
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	100	-	-	101	-	-	101	-	-	107	105	-	107	105			
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	111	109	-	112	108	-	111	108	-	118	114	-	118	115			
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	126	125	-	127	124	-	127	124	-	131	128	-	132	128			
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	105	107	-	106	107	-	106	106	-	112	113	-	112	113			
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	-	100	101			
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	111	114	109	110	115	109	109	114	108	-	-	-	-	-	-			
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	111	114	109	110	115	109	109	114	108	-	-	-	-	-	-			

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики. Максимально допустимый переток в рассматриваемых сечениях с учетом работы противоаварийной автоматики составляет:

в сечении КС № 13 – 4300 МВт;

в сечении КС № 79 – 4500 МВт.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в нормальной схеме при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская, ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;

ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
 ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
 ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
 ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
 ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино;
 ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т;
 ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст II цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст I цепь.

В таблице 77 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 77

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год	
			лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	169	147	170	146	169	145	136	113	136	114
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	185	157	186	156	185	156	151	123	151	123
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	238	238	242	237	241	236	246	240	246	240
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	224	223	227	222	226	221	230	225	231	225
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	194	199	197	198	196	197	201	201	201	201
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская II цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	192	196	194	195	194	194	198	198	198	198

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ТПС 110 кВ Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	224	224	227	223	227	221	231	226	231	226
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ТПС 110 кВ Ерал до ТПС 110 кВ Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	238	238	242	237	241	236	246	240	246	240
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	185	159	187	158	185	158	191	185	191	185
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	178	177	180	177	179	176	190	186	190	186
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	207	207	209	206	209	205	221	218	221	218
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	206	204	208	203	208	202	220	214	220	214
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	176	174	178	173	177	172	187	182	187	182
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	191	188	193	188	192	187	203	197	203	197
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	166	141	167	140	167	140	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	151	130	152	130	152	129	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	206	209	207	208	206	207	151	154	-	154
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	177	180	179	179	178	178	130	133	-	133

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	169	168	170	167	170	166	125	124	125	124
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет- т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	168	170	169	169	169	169	123	125	123	125
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	182	186	184	186	183	185	139	144	140	144
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	182	186	184	186	183	185	139	144	139	144
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	182	186	184	186	183	185	139	144	139	144
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	166	142	168	141	167	140	172	166	172	166
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	144	151	146	150	145	149	104	110	104	110
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	151	145	153	145	152	144	118	110	118	110
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	151	145	153	145	152	144	118	110	118	110
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	155	155	157	154	156	153	165	162	165	162
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	143	141	144	141	143	140	150	148	150	148
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай- т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	139	144	141	143	140	142	101	105	101	105
ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	127	118	128	118	128	117	109	-	109	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	122	111	123	111	123	111	106	-	106	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	-	-	101	103	101	103

ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	-	-	104	102	104	102
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	-	-	100	-	100	-	146	143	146	143
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	-	-	100	-	100	-	146	143	146	143
ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	100	-	100	-	100	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Биргильда-т Бишкиль-т	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	101	-	100	-	-	140	137	140	137
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	126	122	127	122	127	121	106	101	106	101
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	116	118	117	118	117	117	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	115	111	116	110	116	110	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	127	125	128	124	128	124	106	103	106	103
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст II цепь	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст I цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст I цепь	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н.Златоуст II цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики. Максимально допустимый переток в рассматриваемых сечениях с учетом работы противоаварийной автоматики составляет:

в сечении КС № 13 – 4300 МВт;

в сечении КС № 79 – 4500 МВт.

Ликвидация нарушения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленная на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АОПО ВЛ 110 кВ Миасс - Курортная (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс.

Для сооружаемой ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка был принят провод марки АС-300 с ДДТН, равной 690 А при температуре окружающей среды +25 градусов Цельсия и 890 А при температуре окружающей среды –5 градусов Цельсия и ниже. АДТН для сооружаемой ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка была принята равной 828 А при температуре окружающей среды +25 градусов Цельсия и 1068 А при температуре окружающей среды –5 градусов Цельсия и ниже в течение 20 минут.

Номинальный ток автотрансформатора мощностью 250 МВА, принятого к установке на ПС 220 кВ Сатка, составляет 628 А. Величина допустимой круглосуточной нагрузки (перегрузки) автотрансформатора мощностью 250 МВА представлена в таблице 78, величина допустимой аварийной перегрузки автотрансформатора мощностью 250 МВА представлена в таблице 79 (в соответствии с СТО 56947007–29.180.01.116-2012 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов», система охлаждения ДЦ и Ц).

Таблица 78

Величина круглосуточной нагрузки (перегрузки) АТ мощностью 250 МВА

Величина круглосуточной нагрузки (перегрузки) (относительных единиц) при температуре окружающей среды (градусов Цельсия)						
-20	-10	0	10	20	30	40
1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 79

Величина аварийной перегрузки АТ мощностью 250 МВА

Длительность перегрузки, час	Величина аварийной перегрузки (относительных единиц) при температуре окружающей среды (градусов Цельсия)							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
24	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь.

В таблице 80 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 80

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год	
			лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	122	109	124	109	124	109	121	106	121	106
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	122	109	123	109	124	109	121	106	121	106
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	127	110	127	110	127	111	127	111	127	111
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	125	115	125	115	125	115	125	115	125	115
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	133	131	133	131	134	131	134	131	134	131
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	133	131	133	131	134	131	134	131	134	131

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений на ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I(II) цепь, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, необходимость ввода ГАО отсутствует. Исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений, возникающих в послеаварийных схемах, осуществляется действием существующей АРЛ на ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I(II) цепь на деление сети при включенном АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская:

на ПС 220 кВ 60 выполняется отключение с запретом АПВ выключателей:

ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99 с отпайкой на ПС 98;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская с отпайкой на ПС КТПБ;

КВЛ 110 кВ ПС 30 - ПС 60 I, II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 62;

КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками;

на ПС 220 кВ Иремель выполняется отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская;

с последующим отключением перегружаемой ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I(II) цепь.

При отключенном АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская выполняется разгрузка района с действием на отключение нагрузки.

Исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений на ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I(II) цепь и ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I(II) цепь, возникающих в послеаварийных схемах, осуществляется действием существующей АОПО на ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I(II) цепь на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ;

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Северном энергорайоне в режимах летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;
- КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;
- КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;
- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь.

В таблице 81 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы.

Таблица 81

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов														
		2020 год			2021 год			2022 год			2023 год			2024 год		
		зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	150	120	109	150	120	109	147	117	106	173	149	128	173	149	128
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	116	120	109	116	120	109	114	117	106	134	149	128	134	149	128
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	108	103	105	108	103
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	101	-	-	101	-	-	-	-	-	114	116	110	114	116	110
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	117	108	100	117	107	-	114	105	-	135	134	118	135	134	118

	до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)															
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121	128	-	121	128	-
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	-	124	-	-	125	-	-	126	100	116	151	118	116	151	118
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	-	102	-	-	103	-	-	104	-	-	125	101	-	125	101
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	118	-	105	118	-
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	-	100	-	-	100	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	-	105	112	-	105	112	-	104	112	-	-	100	-	-	100
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	2СШ 110 ЧТЭЦЗ	-	112	118	-	112	118	-	112	118	-	-	108	-	-	108
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от ПС 220 кВ Новометаллургическая до отпайки на ПС 110 кВ Першино)	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	-	-	114	-

В Челябинском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2020 – 2024 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;
- ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь;
- КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь;
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;
- КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;
- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;
- КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
- ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь;
- ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь;
- ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой.

В таблице 82 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 82

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
			летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	140	122	141	122	139	120	168	141	168	141
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	140	122	141	122	139	120	168	141	168	141
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)	105	-	105	-	103	-	125	114	125	114
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС	113	107	113	107	111	105	134	122	134	122

Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	110 кВ ЧТЗ до отпайки)	110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)																		
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)	127	112	127	112	125	111	152	130	152	130								
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от отпайки до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок КВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС 110 кВ Массивная)	-	-	-	-	-	-	115	110	115	110								
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	121	-	123	-	125	-	109	-	109	-								
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	121	-	123	-	125	-	109	-	109	-								
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками	ВЛ 110 кВ СЗК - Челябинская ТЭЦ-4 с отпайкой на ПС Цинковая	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками	118	-	119	-	120	100	161	127	161	127								
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	152	137	152	137	152	137	151	136	151	136								
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	148	124	149	124	149	125	172	142	172	142								
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	152	137	152	137	152	137	151	136	151	136								

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	121	100	122	101	123	102	146	118	146	118
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками	ВЛ 110 кВ СЗК - Челябинская ТЭЦ-4 с отпайкой на ПС Цинковая	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками	111	-	112	-	113	-	155	128	155	128
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	151	136	153	136	154	137	147	132	147	132
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	153	138	155	138	155	139	148	134	148	134
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	117	123	116	123	116	122	103	112	103	112
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	117	123	117	123	116	123	103	112	103	112
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от ПС 220 кВ Новометаллургическая до отпайки на ПС 110 кВ Першино)	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	111	-	112	100	112	100	130	113	130	113
КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	117	106	118	106	118	107	110	101	110	101
ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево- т I цепь	117	-	119	-	121	-	105	-	105	-
ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево- т II цепь	117	-	119	-	121	-	105	-	105	-
ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой	ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	-	-	-	106	-	106

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь, установленными на ПС 500 кВ Козырево. Действие АРЛ направлено:

на отключение с запретом АПВ выключателя 110 кВ АТ2 (ОВ 110 кВ);

на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь, установленными на ПС 110 кВ Ю. Копи. Действие АОПО направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

По данным собственника оборудования по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками допускается превышение ДДТН до величины АДТН, равной 598 А при температуре окружающей среды +25 градусов Цельсия и 756 А при температуре окружающей среды –5 градусов Цельсия и ниже в течении 20 минут.

По данным собственника оборудования превышение ДДТН ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой не допускается.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленным на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ

Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-4.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: Отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220, установленным на ПС 220 кВ Новометаллургическая.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-3.

По данным собственника оборудования превышение АДТН ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь не допускается.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь

выполняются оперативные мероприятия (снижение генерации Блока 1 Челябинской ТЭЦ-3).

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками осуществляется существующим устройством АРЛ на ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками, установленными на ТЭЦ ЧМК. Действие АРЛ направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками осуществляется существующим устройством АРЛ на ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками, установленными на ПС 110 кВ Плавильная. Действие АРЛ направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации ТЭЦ ЧМК.

По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь до величины АДТН, равной 582 А при температуре окружающей среды +25 градусов Цельсия в течение 20 минут (1,3 от ДДТН).

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации ТЭЦ ЧМК).

33. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области с оценкой необходимости замены существующего оборудования в основной электрической сети энергосистемы Челябинской области.

Для определения уровней токов короткого замыкания, а также выявления требующего замены коммутационного оборудования и предложения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий в сети 110 кВ и выше Челябинской энергосистемы. Оценка токов КЗ выполнялась для базового варианта развития распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Челябинской области на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, а также ввод/демонтаж генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме.

Расчеты токов короткого замыкания проводились с целью выявить возможное превышение токами короткого замыкания отключающей способности выключателей электростанций и подстанций.

При замкнутом положении ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2024 года выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (44,8 кА) и суммарным током трехфазного КЗ (45,3 кА) отключающей способности существующих выключателей на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол (40, 42 кА). Анализ результатов расчетов ТКЗ подтвердил необходимость выполняющейся в рамках комплексной реконструкции замены 16 выключателей 110 кВ ПС 500 кВ Шагол.

Исключение выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 500 кВ Шагол токам короткого замыкания в настоящее время осуществляется путем размыкания ШСВ 110 кВ или отключения одного из трансформаторов АТ1 (АТ2) (в ремонтных схемах) на ПС 500 кВ Шагол. Значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол после размыкания ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол составят:

На 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 32,6 кА (39,6 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 30,8 кА (35,7 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме);

На 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 19,8 кА (39,6 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 21,4 кА (35,8 кА при отключении АТ1 (2) при нефиксированной схеме).

Выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (32,5 кА) отключающей способности выключателей на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская (31,5 кА).

Анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 220 кВ РУ 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская с учётом выполняемых в настоящее время схемно-режимных мероприятий не выявил превышения отключающей способности выключателей 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово токи трехфазного короткого замыкания КЗ (18,8 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 18,4 кА. Требуется замена 2 выключателей на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово - не менее 25 кА.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трехфазного короткого замыкания КЗ на этапе 2024 года (30,9 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ КПД токам короткого замыкания применяется размыкание ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т – выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (20,7 кА) отключающей способности выключателей (18,4 кА и 20 кА). Анализ токов короткого замыкания для основных ремонтных схем ПС 110 кВ Чурилово-т показал, что наиболее тяжелым по величине токов короткого замыкания является режим с

включением ремонтной перемычки 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т: при КЗ на 1 С или 2 С 110 кВ максимальный расчетный ТКЗ 20,7 кА может протекать через любой из трех выключателей 110 кВ.

Для исключения несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т не допускается режим включения ремонтной перемычки. Ремонты выключателей производятся с разрывом транзита 110 кВ.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ СЗК выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (30,3 кА) отключающей способности выключателей (25 кА). Проведён дополнительный анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 110 кВ (токов «подпитки») РУ подстанции, выполненной по схеме «мостик с отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Анализ не выявил превышения отключающей способности секционного выключателя 110 кВ ПС СЗК. Замена выключателей (с учетом токов «подпитки») на ПС 110 кВ СЗК не требуется.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно:

заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) – не менее 25 кА.

VI. Развитие электросетевых объектов

34. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на основании балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов.

Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на основании балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов произведено для варианта а – прогноза потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

В рамках прогноза потребления мощности и электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2020 – 2024 годы (вариант б, в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области, по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) расчеты электроэнергетических режимов не требуются.

35. Составление и уточнение предварительного перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в электрической сети энергосистемы Челябинской области.

В данном разделе составлен предварительный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в электрической сети энергосистемы Челябинской области.

На основании прогноза, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

Мероприятия сформированы по основным энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Карталинский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Карталинского энергорайона на период 2020-2024 годов не требуется.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Златоустовско-Миасского энергорайона на период 2020-2024 годов не требуется.

Магнитогорский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Магнитогорского энергорайона на период 2020-2024 годов не требуется.

ПС 110/10 кВ Верхнеуральская.

На ПС 110 кВ Верхнеуральская установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДН-16000/110/10, 1991 года выпуска, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла) и Т-2 типа ТДН-10000/110/10, 1993 года выпуска, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение).

Параметры допустимой загрузки Т-1, 16 МВА:

номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 80,3 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды - 5°C, АДТН: 160А / 200 процентов ДДТН;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды + 25°C, АДТН: 152А / 190 процентов ДДТН.

Параметры допустимой загрузки Т-2, 10 МВА:

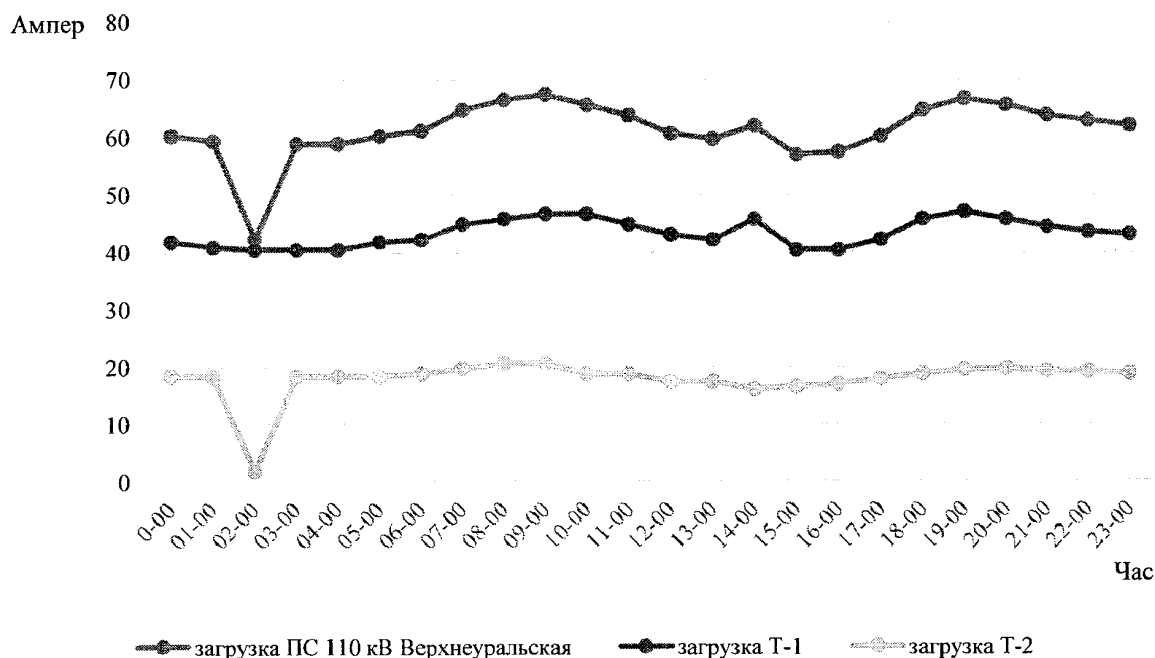
номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 50,2 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды - 5°C, АДТН: 100А / 200 процентов ДДТН;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды + 25°C, АДТН: 95А / 190 процентов ДДТН.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Верхнеуральская для дня зимнего контрольного замера 2018 года приведен на рисунке 23.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Верхнеуральская для дня зимнего контрольного замера 2018 года



Загрузка ПС 110 кВ Верхнеуральская по данным зимнего максимума нагрузок 2018 года составила 67 А (13,34 МВА).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Верхнеуральская за 2016-2018 годы составляет 97 А (19,36 МВА) и зафиксирована в день зимнего максимума нагрузки 2016 года.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Верхнеуральская нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Верхнеуральская может составить до 97 А (193 процента ДДТН), что не превышает величины АДТН в зимний период (- 5°C), допустимой в течение 20 минут. Допустимая длительность данной перегрузки не более одного часа.

Топология сети не позволяет осуществлять перевод нагрузки ПС 110 кВ Верхнеуральская по сети 10 кВ на другие центры питания (ближайший центр питания - ПС 110 кВ Степная находится на расстоянии 11,2 километра, электрическая сеть напряжением 10 кВ между центрами питания отсутствует), что подтверждено письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/2291 от 05.04.2019 (приложение). Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время перегрузки потребуются ввод ГВО в объеме до 5 МВт.

Для исключения риска ввода ГВО при существующих нагрузках на ПС 110 кВ Верхнеуральская необходимо выполнить замену трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА в 2019 году.

В 2017 году выполнена проектная документация 082Ю.17 «Реконструкция ПС 110 кВ Верхнеуральская (замена трансформатора Т-2 с 10 МВА на 16 МВА в город Верхнеуральск

Челябинской области». Строительно-монтажные работы по замене трансформатора планируется завершить по договору подряда во 2 квартале 2019 года.

Северный энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Северного энергорайона на период 2020-2024 годы не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Есаулка.

ПС 110 кВ Есаулка построена в 1965 году. На ОРУ 110 кВ ПС Есаулка установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели БДКЗ 110 кВ), имеющие много эксплуатационных недостатков: отказы в срабатывании пиропроводов; создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть, что может привести к повреждению оборудования.

На ПС 110 кВ Есаулка установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/35/10 (1965 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-10000/35/10 (1980 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

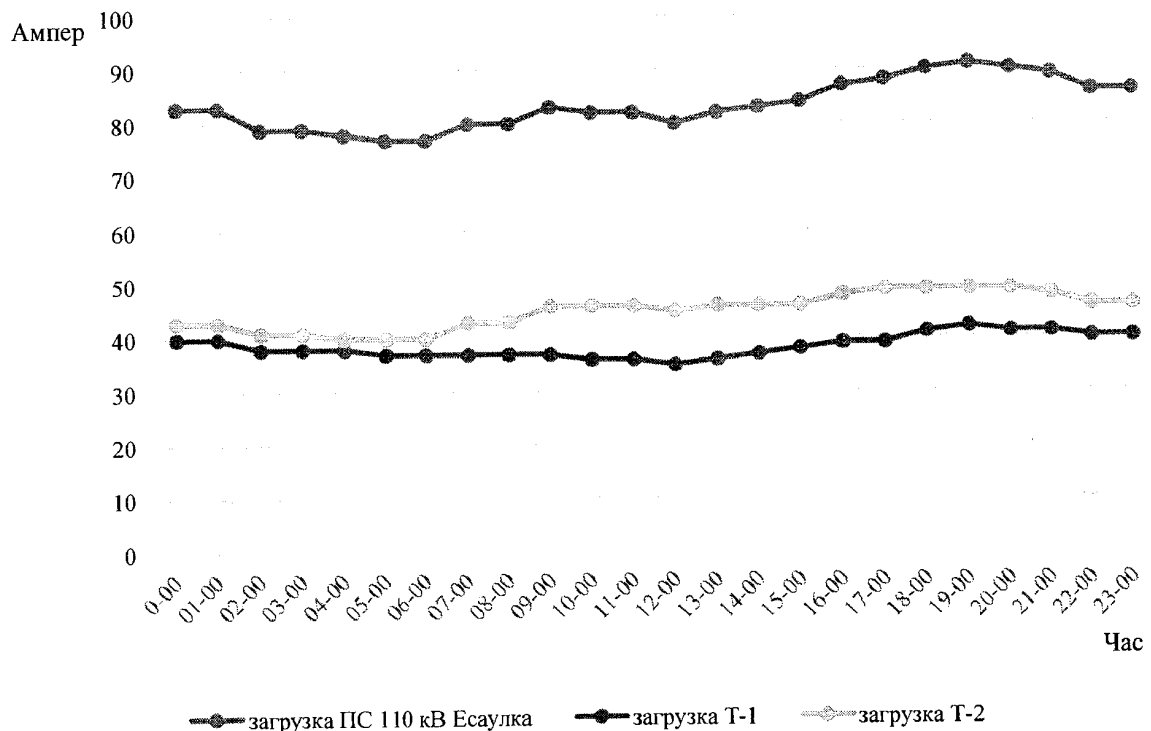
Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка:

номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 50,2 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 87 А / 175 процентов ДДТН (соответствует данным пункту 5.3.15 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка для дня зимнего контрольного замера 2018 года приведен на рисунке 24.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка для дня зимнего контрольного замера 2018 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Есаулка загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 91 А (181 процент ДДТН), что превышает допустимую величину АДТН в зимний период (-5°C) в течение 20 минут (в соответствии с пунктом 5.3.15 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 г. № 229 (далее именуются - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ) величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут (АДТН) составляет 87 А / 175 процентов ДДТН). Допустимая длительность данной перегрузки не более 10 минут.

Схема оперативного обслуживания на ПС 110 кВ Есаулка – без постоянного оперативного персонала. Время приезда оперативно-выездной бригады (ОВБ) на ПС 110 кВ Есаулка составляет 45 минут. Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Есаулка необходимо по факту приезда бригады ОВБ ввести ГВО в объеме 6 МВт для предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 105 процентов. После этого будут выполняться мероприятия по переводу части нагрузки на другие центры питания: в объеме 1,5 МВт по электрической сети 10 кВ, в объеме 3 МВт по электрической сети 35 кВ. Время перевода нагрузки по электрической сети 10-35 кВ составит более трех часов, что в результате позволит снизить объем отключенной нагрузки до 1,5 МВт. Представленные мероприятия подтверждены письмом филиала

ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/2291 от 05.04.2019 (приложение).

Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов, а также учитывая максимальную загрузку ПС 110 кВ Есаулка равную, 91 А, необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА (номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 126 А.), что позволит избежать превышения номинальных параметров трансформатора при установке трансформаторов мощностью 2х16 МВА (номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 80,3 А.). Планируемый срок выполнения проектных работ – 2020-2021 годы. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ – 2022-2023 годы.

Объект инвестиционной программы филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА, выключателей 110 кВ, 2 штуки)» включен в состав Среднесрочного плана реализации Программы инновационного развития ОАО «МРСК Урала» на 2019-2021 годы, в рамках реализации которого планируется внедрение инновационных технологий и технических решений по цифровому обмену данными в системах релейной защиты и автоматики в соответствии с МЭК 61850, повышение наблюдаемости и управляемости объекта, отработка решений с применением цифровых устройств РЗА, поддерживающих обмен данными по протоколу IEC 61850-8.1.

Челябинский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Челябинского энергорайона на период 2020-2024 годы не требуется.

ПС 35/6 кВ Центральная.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ Центральная составляет 2х10 МВА.

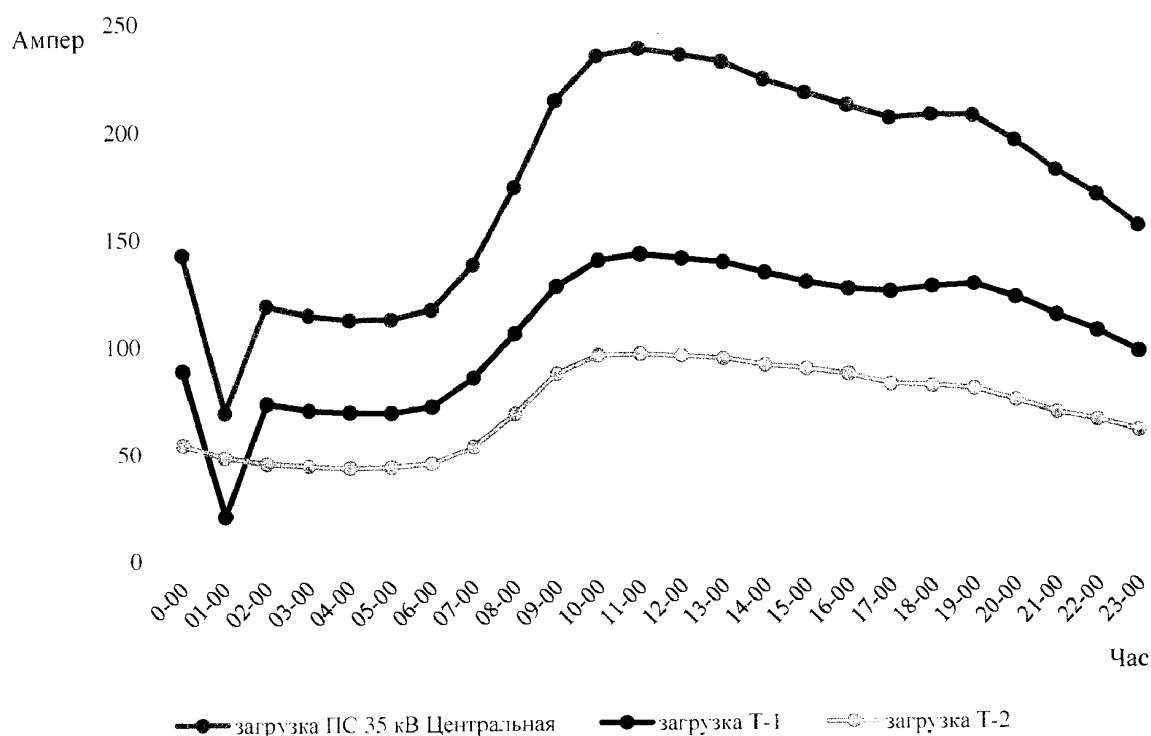
Параметры допустимой загрузки Т-1,2, 10 МВА:

номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 150 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 262 А / 175 процентов ДДТН (соответствует данным пункту 5.3.15 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ).

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день максимальной зимней нагрузки 26.01.2018 года приведен на рисунке 25.

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день максимальной зимней нагрузки 26.01.2018 года



Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Центральная по данным зимнего максимума нагрузок 2018 года составила 181 А (11,5 МВА).

Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Центральная за 2016-2018 годы составляет 235 А (15,6 МВА) и зафиксирована в день зимнего максимума нагрузки 2018 года.

При аварийном отключении трансформатора Т-1(Т-2) ПС 35 кВ Центральная оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) ПС 35 кВ Центральная может составить до 235 А (156 процентов ДДТН), что не превышает величины АДТН (262 А), допустимой в течение 20 минут. Допустимая длительность данной перегрузки не более двух часов.

Топология сети не позволяет осуществлять перевод нагрузки ПС 35 кВ Центральная по сети 6 кВ из-за пропускной способности кабельных линий связи между ПС 35 кВ Центральная и ближайшими центрами питания (ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Восточная), что подтверждено письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/2291 от 05.04.2019. Прокладка новых кабельных линий 6 кВ в центре города Челябинска крайне затруднительна. Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время перегрузки потребуются ввод ГВО в объеме до 3,0 МВт.

Питание ПС 35 кВ Центральная осуществляется от силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ Восточная. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная составляет 2х40 МВА.

Максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Восточная за 2016-2018 годы составляет 46,1 МВА.

На ПС 110 кВ Восточная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-40000/35/6 (2008 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-40000/35/6 (1992 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Восточная:
номинальный ток обмотки ВН, ДДТН: 200,8 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 351,4 А / 175 процентов ДДТН (соответствует данным п.5.3.15 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная для дня зимнего контрольного замера 2018 года приведен на рисунке 26.

Рисунок 26

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная для дня зимнего контрольного замера 2018 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Восточная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Восточная может составить до 220 А (110 процентов ДДТН), что не превышает величины АДТН (351,4 А), допустимой в течение 20 минут. Допустимая длительность данной перегрузки не более двух часов.

Для исключения риска ввода ГВО при существующей нагрузке на ПС 35 кВ Центральная рекомендуется перевод ПС 35 кВ Центральная на напряжение 110 кВ с заменой силовых трансформаторов на 2х16 МВА. В противном случае при реконструкции ПС 35 кВ Центральная с заменой

трансформаторов на более мощные (2х16 МВА) не будет обеспечена возможность снижения загрузки ПС 110 кВ Восточная, загрузка которой может достигнуть 300 А (150 процентов ДДТН), что не превышает величины АДТН (351,4 А), допустимой в течение 20 минут. Допустимая длительность данной перегрузки не более 45 минут. Это, в свою очередь, потребует реконструкции ПС 110 кВ Восточная с увеличением трансформаторной мощности до 2х63 МВА, что по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» не представляется возможным ввиду отсутствия возможности расширения фундамента ПС 110 кВ Восточная, расположенной в центре город Челябинск (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/2291 от 05.04.2019).

Техническое задание по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Восточная (ЧГЭС), ПС 35 кВ Центральная (перевода на напряжение 110 кВ с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА) и строительством КЛ 110 кВ – 2,8 километра, город Челябинск» согласовано со всеми необходимыми организациями и утверждено в филиале ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Данное мероприятие (перевод на ПС 35 кВ Центральная на напряжение 110 кВ) включает в себя следующие технические решения:

установка нового РУ 110 кВ на ПС Центральная по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (схема № 4Н – 2 ячейки 110 кВ);

установка двух новых силовых трансформаторов 110/10 кВ на ПС Центральная мощностью 2х16 МВА;

демонтаж РУ 35 кВ (два блока с ГПП и неавтоматической перемычкой на стороне ЛЭП) и силовых трансформаторов (2х10 МВА) на ПС Центральная;

прокладка двух КЛ 110 кВ (по существующей трассе КЛ 35 кВ Восточная – Центральная-1,2) длиной 1,4 километра каждая, марки АПвПнг(А)2г-3х1х185/150 каждая;

демонтаж РУ 35 кВ на ПС 110 кВ Восточная (существующая схема № 9 – 7 ячеек 35 кВ);

установка нового РУ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная по схеме одна секционированная система шин (схема № 9) с установкой 7 ячеек 110 кВ (2 линейные ячейки, СВ-110 – нормально разомкнут, 2 В-110 на ПС Центральная, 2 трансформаторные ячейки,) и секционного разъединителя;

установку КРУН 35 кВ на ОРУ ПС 110 кВ Восточная для присоединения ПС 35 кВ Строммашина 1, 2.

Планируемый срок выполнения проектных работ – 2019-2020 годы. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ – 2021-2022 годы.

ПС 110/10 кВ Кременкуль.

ПС 110 кВ Кременкуль построена в 1956 году. На ОРУ 110 кВ установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами

(быстродействующие короткозамыкатели (БДКЗ) 110 кВ), имеющие много эксплуатационных недостатков (отказы в срабатывании пиропроводов; создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть), что может привести к повреждению трансформатора 110 кВ.

ПС 110 кВ Кременкуль подключена отпайкой к ВЛ 110 кВ, при аварийном или плановом отключении трансформатора или питающей ВЛ 110 кВ необходим перевод потребителей на другие ПС с обесточиванием части потребителей.

В настоящее время на ПС 110 кВ Кременкуль установлен один трансформатор типа ТДНГ-10000/110/10 мощностью 10 МВА, год изготовления трансформатора – 1956, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла), с предохранителем 110 кВ. ПС 110 кВ Кременкуль подключена одноцепным ответвлением (АС-95, 1,8 километра) к транзитной одноцепной ВЛ 110 кВ Шагол – Чебаркуль (протяженность - 107,6 километра).

Параметры допустимой загрузки Т-1 10 МВА:

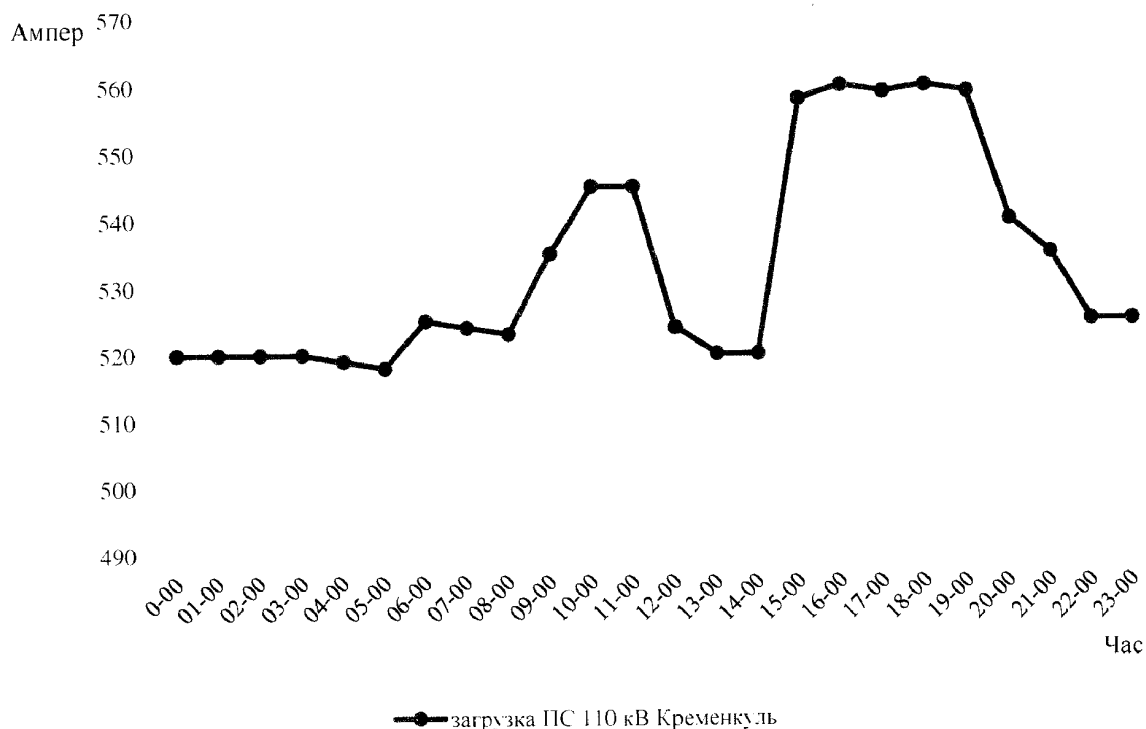
номинальная ток обмотки ВН, ДДТН: 58,4 А;

номинальная ток обмотки НН, ДДТН: 525 А;

величина аварийной перегрузки обмотки ВН (НН) в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 101 А (918 А) / 175 процентов ДДТН (соответствует данным пункта 5.3.15 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль для дня зимнего контрольного замера 2018 года приведена на рисунке 27.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль для дня зимнего контрольного замера 2018 года



Нагрузки по ПС 110 кВ Кременкуль, зафиксированные в дни наиболее низких температур окружающего воздуха (-28-30°C) 25.12.2018 года, составили 560 А при номинальном токе 525 А (105 процентов ДДТН).

При аварийном отключении Т-1 на ПС 110 кВ Кременкуль будут отключены потребители в объеме около 10 МВт. Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в зимнее время на другие центры питания, а именно: ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневская невозможен. Время на перевод нагрузки в объеме 7 МВт по сети 10 кВ составляет более трех часов. Объем отключенной нагрузки составляет 3 МВт, что подтверждено письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/2291 от 05.04.2019.

Для исключения отключения существующих потребителей ПС 110 кВ Кременкуль необходимо предусмотреть установку второго трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА с сооружением захода ВЛ 110 кВ. Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода оставшейся нагрузки на указанные центры питания (ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневская) является нецелесообразным ввиду большой удалённости ПС друг от друга: от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Харлуши - 10,8 километра, от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Алишево - 16,1 километра, от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Шершнёвская - 10,8 километра). Планируемый срок выполнения проектных работ - 2023 год. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ - 2024 год.

На основании прогноза б (по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области).

Мероприятия по электросетевому строительству, представленные в данном разделе, носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и прочих для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Агломерат города Челябинска и прилегающая территория интенсивного развития.

Площадь Челябинского городского округа составляет 500,98 кв. километра. Численность населения составляет 1 198,858 тыс. человек. Город основан в 1736 году.

Вопросы электроснабжения агломерата город Челябинск и прилегающей территории подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Челябинского энергорайона.

В рамках обеспечения проведения Саммитов ШОС и БРИКС в городе Челябинске в 2020 году планируются следующие мероприятия:

строительство общественно-делового центра (Заявитель Хозяйственное партнерство «Конгресс-Холл»). Заявляемая мощность объекта составляет 10,575 МВт. Выданы ТУ на ТП, заключен договор с филиалом ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»;

строительство конгресс-холла «Таганай 2020». Суммарная заявляемая мощность объекта составляет 5305 кВт. Электроснабжение объекта будет обеспечено за счет технологического присоединения к электрической сети в объеме 2800 кВт, в том числе от дизель-генераторных установок и

источников бесперебойного питания в объеме 2885 кВт. Выданы ТУ на ТП, заключен договор ТП с филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»;

электрообеспечение парка-отеля «Березка» и ресторана «Сувенир-XL» будет обеспечено за счет технологического присоединения к электрической сети (800 кВт), в том числе от дизель-генераторных установок и источников бесперебойного питания в объеме 547 кВт. Подана заявка на ТП, ТУ на ТП не получены, договор ТП не подписан;

реконструкция аэропорта города Челябинска «Баландино». Суммарная заявляемая мощность объекта составляет 7900 кВт. Электрообеспечение объекта будет обеспечено за счет технологического присоединения к электрической сети ПАО «ЧМК» в полном объеме. Выданы ТУ на ТП, заключен договор ТП с ПАО «ЧМК»;

подготовка мест размещения участников (строительство коттеджных поселков: «Белый хутор», «Терема» и «Хрустальный»). Электрообеспечение объектов будет обеспечено за счет технологического присоединения к электрической сети, а также от дизель-генераторных установок и источников бесперебойного питания. По поселку «Терема» выданы ТУ на ТП, заключен договор ТП с филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». По поселкам «Белый хутор» и «Хрустальный» поданы заявки на ТП.

Южная часть Магнитогорского городского округа.

Площадь составляет 392,66 кв. километра. Численность населения составляет 418,241 тыс. человек. Город основан в 1929 году.

Вопросы электрообеспечения Южной части Магнитогорского городского округа подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Магнитогорского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Магнитогорского городского округа и его Южной части не поступало.

Локомотивный городской округ.

Площадь составляет 10,33 кв. километра. Численность населения составляет 8,518 тыс. человек. Образован в 1963 году.

Общие вопросы электрообеспечения Локомотивного городского округа подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Карталинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Локомотивного городского округа не поступало.

Озерский городской округ.

Площадь составляет 657,31 кв. километра. Численность населения составляет 90,6 тыс. человек. Город основан в 1945 году.

Озерский городской округ имеет статус ЗАТО. Город Озерск является наукоградом, способным развивать новейшие технологии, в том числе в производстве и переработке ядерных компонентов. Ключевую роль в этой работе играет производственное объединение «Маяк», ведущее предприятие российской атомной отрасли, градообразующее предприятие города Озерска.

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Озерского городского округа планируется создание территории опережающего социально-экономического развития (далее именуется – ТОСЭР).

В соответствии с письмом администрации Озерского городского округа Челябинской области от 12 декабря 2018 года № 01-02-09/2765 предполагается к реализации следующий крупный инвестиционный проект:

промышленная площадка «Новогорный»;

мощность подключаемой нагрузки – 25 МВт;

площадь земельного участка – 43050 квадратных метров.

В непосредственной близости от площадки № 1 находятся три подстанции напряжением 110 кВ, а также проходят трассы четырех ВЛ 110 кВ.

В настоящее время в рамках реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств Муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства Озёрского городского округа планируется следующее сетевое строительство:

сооружение ПС 110 кВ Новогорная с установкой 2 (двух) трансформаторов по 25 МВА каждый;

сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2 (длиной 0,135 километра) и ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7 (длиной 0,165 километра).

Снежинский городской округ.

Площадь составляет 299,13 кв. километра. Численность населения составляет 50,7 тыс. человек. Город основан в 1957 году.

Снежинский городской округ имеет статус ЗАТО. Здесь расположено одно из крупнейших предприятий атомной промышленности: Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина.

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Снежинского городского округа планируется создание ТОСЭР.

В соответствии с письмом администрации Снежинского городского округа Челябинской области от 18 февраля 2019 года № Д-10-06/5438 на территории Снежинского городского округа планируется реализация следующих проектов:

проект № 1 – расширение производственных мощностей ООО «ЗКС»:

максимальная мощность – 5,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – ПС 110 кВ Курчатовская;

проект № 2 – строительство завода по производству специальных электрических машин ООО «СЗСЭМ»:

максимальная мощность – 2 МВт;

планируемый источник электроснабжения – ПС 110 кВ Курчатовская;
проект № 3 – производство горелочных устройств:
максимальная мощность – 8 МВт;
планируемый источник электроснабжения – новая подстанция;
проект № 4 – производство пластин для теплообменников:
максимальная мощность – 7 МВт;
планируемый источник электроснабжения – новая подстанция;
проект № 5 – производство и применение радиофармацевтических препаратов:
максимальная мощность – 6 МВт;
планируемый источник электроснабжения – новая подстанция.

По проекту № 1 заключен договор на ТП к ПС 110 кВ Курчатовская с АО «Трансэнерго». По проекту № 2 заявка на ТП находится в работе. По остальным проектам работ по ТП в настоящее время не проводится.

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Снежинск осуществляется от пяти ПС 110 кВ. Все подстанции присоединены шлейфовыми заходами к одноцепной ВЛ 110 кВ. Суммарная длина транзита 110 кВ составляет около 67 километров.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по реализации проектов, в том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов (например, сооружения 3-й ВЛ 110 кВ для повышения надежности питания вышеуказанных пяти ПС 110 кВ или сооружения нового центра питания). Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Трехгорный городской округ.

Площадь составляет 162,85 кв. километра. Численность населения составляет 32,5 тыс. человек. Город основан в 1952 году.

Трехгорный городской округ имеет статус ЗАТО. Наиболее крупным предприятием является Приборостроительный завод по серийному выпуску ядерных боеприпасов. На предприятиях Трехгорного производятся приборы радиационного контроля, медицинская техника, оборудование для агропромышленного комплекса и нефтеперерабатывающего комплекса, силовые кабели и строительные материалы. Всего в городе действуют более 500 средних и малых предприятий.

В соответствии с письмом администрации города Трехгорного Челябинской области от 4 марта 2019 года № 01-24/336 на территории Трехгорного городского округа планируется реализация следующих инвестиционных проектов интенсивного развития:

микрорайон № 5. Максимальная нагрузка ориентировочно составляет 0,5 МВт;

микрорайон № 6. Максимальная нагрузка ориентировочно составляет 3,0 МВт;

микрорайон малоэтажной застройки. Максимальная нагрузка ориентировочно составляет 1,515 МВт;

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Трехгорного городского округа планируется создание ТОСЭР. В соответствии с письмом администрации города Трехгорного Челябинской области от 4 марта 2019 года № 01-24/336 на территории Трехгорного городского округа планируется развитие инженерной инфраструктуры для электроснабжения следующих площадок:

- площадка «Трехгорный ПСЗ»;
- площадка «Трехгорный «Точмаш»;
- площадка «Трехгорный Наномед»;
- площадка «ТрехГорные машины».

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Трехгорный осуществляется от ПС 110 кВ. В непосредственной близости от города находятся еще две ПС 110 кВ.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по застройке участков, в том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Красноармейский муниципальный район.

Площадь составляет 3842,02 кв. километра. Численность населения составляет 42,494 тыс. человек. Образован 13 января 1941 года. Центр: село Миасское.

Общие вопросы электроснабжения Красноармейского муниципального района подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Челябинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Красноармейского муниципального района не поступало.

Саткинский муниципальный район.

Площадь составляет 2412,07 кв. километра. Численность населения составляет 80,912 тыс. человек. Образован 4 ноября 1926 года. Центр – город Сатка.

В соответствии с письмом администрации Саткинского муниципального района Челябинской области от 30 января 2019 года № 375 на территории Саткинского муниципального района планируется реализация следующих проектов:

проект № 1 – создание металлургического завода на основе инновационной технологии по производству гранулированного чугуна из минерального сырья Бакальского железорудного месторождения

Челябинской области. Гранулированный чугун предназначен для выплавки марочных сталей и для получения чугунных изделий. Потребителями являются предприятия металлургии и машиностроения, имеющие собственные сталеплавильные мощности или производящие литые чугуные детали/изделия;

максимальная мощность – 19 МВт;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция.

В настоящий момент ведется работа с ОАО «МРСК Урала» по рассмотрению заявки на ТП и получению ТУ на ТП;

проект № 2 – создание инженерной инфраструктуры для разработки Романовского месторождения мраморизованных известняков;

максимальная мощность – 0,8 МВт;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция.

В настоящий момент ведется работа с МУП «Горэлектросеть» по рассмотрению заявки на ТП и получению ТУ на ТП.

Определение возможности присоединения новой нагрузки, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, должно выполняться в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Помимо этого, в рамках реализации технологического присоединения новой площадки цехов АО «Комбинат «Магнезит» на территории Саткинского муниципального района планируется следующее сетевое строительство:

сооружение новой ПС 110 кВ Периклаз с установкой 2 (двух) трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый;

сооружение ответвлений от ЛЭП 110 кВ Приваловская - Сатка I, II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз.

Проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-

2025 годы предусмотрено сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка с сооружением ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка.

Пластовский муниципальный район.

Площадь составляет 1751,76 кв. километра. Численность населения составляет 25,830 тыс. человек. Образован 24 июня 2004 года. Центр – город Пласт.

Электроснабжение города Пласт осуществляется от ПС 110/35/6 кВ Кочкарь. На подстанции установлены два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый.

В соответствии с письмом администрации Пластовского муниципального района Челябинской области от 5 декабря 2018 года (без номера) на территории Пластовского муниципального района планируется ввод объектов жилищного строительства города Пласт (девять пятиэтажных

многоквартирных домов), а также расширение производства ЗАО «Пласт-Рифей».

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по застройке участков, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Сосновский муниципальный район.

Площадь составляет 2071,36 кв. километра. Численность населения составляет 70,148 тыс. человек. Образован 20 декабря 1934 года. Центр – село Долгодеревенское.

В настоящее время на территории Сосновского муниципального района Челябинской области реализуется проект строительства Томинского ГОКа (ЗАО «Русская медная компания»). Для электроснабжения нового предприятия реализуется следующее сетевое строительство:

сооружение ПС 220 кВ Медная с установкой 2 (двух) трансформаторов по 100 МВА каждый;

сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная с образованием:

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;

ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково.

В соответствии с письмом Агентства инвестиционного развития Челябинской области от 18 декабря 2018 года № 01/339 на территории Сосновского муниципального района планируется создание парка индустриальных инноваций «Малая Сосновка». В качестве источников электроснабжения рассматриваются следующие варианты:

реконструкция ПС 110 кВ Асфальтная;

подключение к ПС 110 кВ Смолино (ОАО «РЖД»);

сооружение нового питающего центра 110 кВ;

сооружение когенерационной установки.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по подключению резидентов парка, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Увельский муниципальный район.

Площадь составляет 2298,89 кв. километра. Численность населения составляет 31,733 тыс. человек. Образован 24 мая 1924 года. Центр – поселок Увельский.

Общие вопросы электроснабжения Увельского муниципального района подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области.

Дополнительной информации о перспективном развитии Увельского муниципального района не поступало.

Прочие муниципальные образования.

В соответствии с письмом Агентства инвестиционного развития Челябинской области от 18 декабря 2018 года № 01/339 на территории Челябинской области имеются следующие точки роста (территории интенсивного развития):

Златоустовский городской округ. Строительство завода по производству технического кремния.

В качестве одного из вариантов электроснабжения завода по производству технического кремния, планируемого к сооружению в Златоустовском городском округе, рассмотрен и предварительно согласован с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала вариант сооружения новой ПС 110 кВ и присоединения ее тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 500 кВ Златоуст с расширением последней на две ячейки 110 кВ.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по подключению резидентов парка, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Учитывая, что запрашиваемая мощность составляет 70 МВт, в соответствии с подпунктом «к» приложения № 2 к Правилам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, при подаче заявки на технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 50 МВт заявителю необходимо выполнить внестадийную работу по схеме внешнего электроснабжения объекта с определением наиболее оптимального варианта присоединения к ЕНЭС.

Верхнеуральский муниципальный район. Строительство ГОК с целью освоения запасов золоторудного месторождения «Курасан».

В качестве одного из вариантов электроснабжения ГОКа, планируемого к сооружению в Верхнеуральском муниципальном районе, рассмотрен и предварительно согласован с филиалом ОАО «МРСК Урала» - Челябинэнерго вариант сооружения новой ПС 110 кВ (2×25 МВА) и присоединения ее шлейфовыми заходами к существующей ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по подключению резидентов парка, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров.

Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

36. Анализ необходимости и мест размещения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области недопустимых отклонений напряжения выявлено не было.

Необходимость ввода дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в энергосистеме Челябинской области отсутствует.

37. Разработка мероприятий по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей.

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области отклонений от требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей не выявлено.

38. Выдача рекомендаций по снижению уровня токов короткого замыкания.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) – не менее 25 кА.

39. Выполнение расчетов электрических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Челябинской области.

Для сформированных ранее вариантов развития электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области были проведены расчеты электрических режимов для основных и альтернативных вариантов в соответствии с прогнозом, разработанным АО «СО ЕЭС».

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше приняты в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы (таблица 68).

Все предложенные выше мероприятия рекомендуются к дальнейшему формированию итогового перечня с оценкой капитальных затрат на их реализацию.

Результаты расчетов электрических режимов (с учетом реализации рекомендуемых мероприятий) показали сохранение надежности и устойчивости электроэнергетической системы Челябинской области.

40. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 83 содержит список электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рассмотренных в настоящей работе.

Таблица 83

**Электросетевые объекты напряжением 110 кВ и выше,
рассмотренные в настоящей работе**

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы		
сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка с сооружением ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка, реконструкцией ПС 220 кВ Чебаркуль	133 километра 250 МВА	2023*
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза) 2х250 МВА	2022
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	2х100 МВА	2019**
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,38 километра (3,1 километра и 3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра	
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА + 1х63 МВА + 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2019 2019** 2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километра)	2х1,0 километр	2019**
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2019**
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра	
вводы в соответствии с ТУ на ТП		
строительство ПС 110 кВ ЛМП, ВЛ 110 кВ ПС	2х25 МВА,	2019

90 – ЛМП I, II цепь	2х8 километра	
строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс, КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	2х63 МВА, 1х0,4 километра	2019
реконструкция (переустройство) заходов ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Краснопольская	0,45 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Периклаз, отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	2х40 МВА, 2х1 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпайки от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	2019
реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2019
реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ, строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58	2х40 МВА, 2х0,4 километра	2019
рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций		
Челябинский энергорайон		
реконструкция ПС 35/6 кВ Центральная с переводом подстанции на напряжение 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	ПИР: 2019-2020 СМР: 2021-2022
реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой нового РУ 110 кВ	7 ячеек	
сооружение КЛ 110 кВ	2,8 километра (2х1,4 километра)	
реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 МВА на 2х10 МВА	ПИР: 2023 СМР: 2024
сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ	7,6 километра (2х3,8) километра	
изменение схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5АН- мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей).	3 ячейки	
Северный энергорайон		
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с увеличением трансформаторной мощности Т-1, 2 110 кВ	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	ПИР: 2020-2021 СМР: 2022-2023
Магнитогорский энергорайон		
реконструкция ПС 110/10 кВ Верхнеуральская с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 и 1х16 МВА на 2х16 МВА	2019
рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания		

реконструкция ПС 110 кВ Синеглазово с заменой выключателей на шинах 110 кВ (2 штуки) – не менее 25 кА	2 штуки	ПИР: 2022 СМР: 2023
---	---------	------------------------

* Обоснование необходимости реализации мероприятий подлежит актуализации при ежегодной разработке СиПР ЕЭС на последующие периоды.

** Сроки ввода определяются договором ТП между ПАО «ФСК ЕЭС» и Заявителем.

Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года).

Ниже представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше (таблица 84) с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года) (таблица 85).

Таблица 84

**Сводные данные по развитию электрической сети
напряжением 110 кВ и выше**

Показатель	Текущий период (2019 год)	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
ввод ВЛ/КЛ 500 кВ, километров	0	0	0	0	0	0
ввод ВЛ/КЛ 220 кВ, километров	13,3	0	0	0	133	0
реконструкция трансформаторной мощности 500 кВ, МВА	0	0	0	1169	0	0
ввод трансформаторной мощности 220 кВ, МВА	345	0	80	500	250	0
ввод ВЛ/КЛ 110 кВ, километров	25,3	0	4	0	0	0
ввод трансформаторной мощности 110 кВ, МВА	592	0	126	0	0	0

Таблица 85

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

Показатель	Текущий период (2019 год)	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
ввод трансформаторной мощности напряжением ниже 110 кВ, МВА	31,36	14,6	14,3	14,3	-	-
ввод ВЛ/КЛ напряжением ниже 110 кВ, километров	304,52	242,92	239,31	238,83	-	-

Формирование сводных данных о планируемых технологических присоединениях за каждый год перспективного периода и суммарно за пятилетний период.

Ниже представлены сводные данные о планируемых технологических присоединениях за каждый год перспективного периода и суммарно за пятилетний период (таблица 86).

Таблица 86

Сводные данные о планируемых технологических присоединениях за каждый год перспективного периода и суммарно за пятилетний период

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	Итого за период
планируемые технологические присоединения объектов до 15 кВт включительно (МВт/штук*)	91,11/ 7106	88,83/ 6928	87,87/ 6852	86,91/ 6777	-	354,72/ 27663
планируемые технологические присоединения объектов свыше 15 до 150 кВт включительно (МВт/штук)	74,72/ 786	72,85/ 783	71,03/ 757	68,68/ 732	-	287,28/ 3058
планируемые технологические присоединения объектов свыше 150 и менее 670 кВт (МВт/штук)	12,24/ 36	14,97/ 44	0,51/ 1	3,45/ 11	-	31,17/ 92
планируемые технологические присоединения объектов объектов 670 кВт и до 5 МВт включительно (МВт/штук)	57,13/ 39	30,90/ 13	1,30/ 1	12,82/ 10	-	102,16/ 63
планируемые технологические присоединения объектов свыше 5 МВт (МВт/штук)	53,5/ 2	132/ 2	0/0	0/0	-	185,5/ 4
планируемые технологические присоединения ЛЭП 0,4 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-
планируемые технологические присоединения ЛЭП 6-10 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-
планируемые технологические присоединения ЛЭП 35 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-
планируемые технологические присоединения ЛЭП 110 кВ (километров)	-	4	-	-	-	4
планируемые технологические присоединения ЛЭП 220 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-
планируемые технологические присоединения ТП 6-10 кВ (МВА)	-	-	-	-	-	-
планируемые технологические присоединения ПС 110 кВ (МВА)	-	126	-	-	-	126
планируемые технологические присоединения ПС 220 кВ (МВА)	-	80	-	-	-	80

* Представлено количество планируемых технологических присоединений по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». По прочим сетевым компаниям информация о количестве технологических присоединений отсутствует.

Сравнение разработанных вариантов развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на основании расчета капитальных затрат и определение наиболее рационального развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам.

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Челябинской области

определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ). УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 года № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в прогнозных ценах 1 квартала 2019 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на период до 2036 года, в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.05.2016 г. № 380 (Таблица 87).

Таблица 87

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2018 год	1 квартал 2019 года
индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (базовый прогноз)	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.11.2018	104,9	101,2

Объемы электросетевого строительства, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области и рекомендуемый год их реализации приведены в таблице 88.

Объемы электросетевого строительства, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области и рекомендуемый год их реализации

Мероприятие	Параметры оборудования	Стоимость в ценах по состоянию на 1 квартал 2019 года, млн. рублей с НДС	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы			
сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка с сооружением ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка, реконструкцией ПС 220 кВ Чебаркуль	133 километра 250 МВА	3536,5	2023*
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2x501 МВА (+167 МВА резервная фаза) 2x250 МВА	2582,1	2022
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	2x100 МВА	1048,0	2019**
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,38 километра (3,1 километра и 3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра	157,6	

строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА + 1х63 МВА + 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	1598,5	2019 2019** 2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километра)	2х1,0 километр	71,8	2019**
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	962,9	2019**
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургичес- кая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра	125,6	
итого	-	10 083,0	-
вводы в соответствии с ТУ на ТП			
строительство ПС 110 кВ ЛМП, ВЛ 110 кВ ПС 90 – ЛМП I, II цепь	2х25 МВА, 2х8 километра	***	2019
строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс, КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	2х63 МВА, 1х0,4 километра	***	2019
реконструкция (переустройство) заходов ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Краснопольская	0,45 километра	***	2019
строительство ПС 110 кВ Периклаз, отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	2х40 МВА, 2х1 километра	***	2019
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	***	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 I, II цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	***	2019
строительство ПС 110 кВ	2х25 МВА,	***	2019

Новогорная, отпаяк от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	0,135+0,165 километра		
реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	***	2019
реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ, строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58	2х40 МВА, 2х0,4 километра	***	2019
рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций			
Челябинский энергорайон			
реконструкция ПС 35/6 кВ Центральная с переводом подстанции на напряжение 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	263,64	ПИР: 2019-2020 СМР: 2021-2022
реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой нового РУ 110 кВ	7 ячеек	168,10	
сооружение КЛ 110 кВ	2,8 километра (2х1,4 километра)	107,58	
итого	-	539,32 (897,9****)	
реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 МВА на 2х10 МВА	103,63	ПИР: 2023 СМР: 2024
сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ	7,6 километра (2х3,8) километра	51,61	
изменение схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5АН- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей)	3 ячейки	100,86	
итого	-	256,1	
Северный энергорайон			
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с увеличением трансформаторной мощности Т-1, 2 110 кВ	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	134,52 (368,4****)	ПИР: 2020-2021 СМР: 2022-2023
Магнитогорский энергорайон			
реконструкция ПС 110/10 кВ Верхнеуральская с увеличением	с 1х10 и 1х16 МВА на 2х16 МВА	51,81 (27,7****)	2019

трансформаторной мощности			
рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания			
реконструкция ПС 110 кВ Синеглазово с заменой выключателей на шинах 110 кВ (2 штуки) – не менее 25 кА	2 штуки	10,20 (51,6****)	ПИР: 2022 СМР: 2023

* Обоснование необходимости реализации мероприятий подлежит актуализации при ежегодной разработке СиПР ЕЭС на последующие периоды.

** Сроки ввода определяются договором ТП между ПАО «ФСК ЕЭС» и Заявителем.

*** Стоимость мероприятий определяется на основании платы за технологическое присоединение в рамках «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

**** Справочно приведена стоимость мероприятий в соответствии с утверждённой Министерством энергетики Российской Федерации инвестиционной программой ОАО «МРСК Урала» (приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10 декабря 2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала»). Мероприятия включают в себя замену трансформаторов, а также выполнение сопутствующих мероприятий по реконструкции и замене существующего оборудования: ОРУ, ЗРУ, устройства ССПИ, РЗА, ПА, строительная часть и прочее.

Анализ полученных результатов расчета капитальных затрат предложенных вариантов развития показал, что суммарные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий на период 2020-2024 годов составят:

по мероприятиям, соответствующим проекту Схемы и программы развития ЕЭС на 2019-2025 годы, – 10 083,0 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Челябинском энергорайоне – 795,42 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Северном энергорайоне – 134,52 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Магнитогорском энергорайоне – 51,81 млн. рублей;

по мероприятиям по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания – 10,20 млн. рублей.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Рекомендуемый по результатам технико-экономического сравнения к вводу перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Челябинской области приведен в таблице 89. На территории энергосистемы Челябинской области отсутствуют энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчётных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

Таблица 89

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы		
сооружение ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чебаркуль до ПС 110 кВ Сатка с сооружением ПС 220 кВ с АТ 220/110 кВ мощностью 250 МВА и подключением АТ новой ПС 220 кВ к существующему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сатка, реконструкцией ПС 220 кВ Чебаркуль	133 километра 250 МВА	2023*
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза) 2х250 МВА	2022
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	2х100 МВА	2019**
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,38 километра (3,1 километра и 3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра	
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА + 1х63 МВА + 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2019 2019** 2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километра)	2х1,0 километр	2019**
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2019**
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС	2х2,5 километра	

220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)		
вводы в соответствии с ТУ на ТП		
строительство ПС 110 кВ ЛМП, ВЛ 110 кВ ПС 90 – ЛМП I, II цепь	2х25 МВА, 2х8 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс, КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	2х63 МВА, 1х0,4 километра	2019
реконструкция (переустройство) заходов ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Краснопольская	0,45 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Периклаз, отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	2х40 МВА, 2х1 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 I, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2019
строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпайки от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	2019
реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2019
реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ, строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58	2х40 МВА, 2х0,4 километра	2019
рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций		
Челябинский энергорайон		
реконструкция ПС 35/6 кВ Центральная с переводом подстанции на напряжение 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	ПИР: 2019-2020 СМР: 2021-2022
реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой нового РУ 110 кВ	7 ячеек	
сооружение КЛ 110 кВ	2,8 километра (2х1,4 километра)	
реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 МВА на 2х10 МВА	ПИР: 2023 СМР: 2024
сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ	7,6 километра (2х3,8) километра	
изменение схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5АН- мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей)	3 ячейки	
Северный энергорайон		
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с увеличением трансформаторной мощности Т-1, 2 110 кВ	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	ПИР: 2020-2021 СМР: 2022-2023
магнитогорский энергорайон		
реконструкция ПС 110/10 кВ Верхнеуральская с	с 1х10 и	2019

увеличением трансформаторной мощности	1х16 МВА на 2х16 МВА	
рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания		
реконструкция ПС 110 кВ Синеглазово с заменой выключателей на шинах 110 кВ (2 штуки) – не менее 25 кА	2 штуки	ПИР: 2022 СМР: 2023

* Обоснование необходимости реализации мероприятий подлежит актуализации при ежегодной разработке СиПР ЕЭС на последующие периоды.

** Сроки ввода определяются договором ТП между ПАО «ФСК ЕЭС» и Заявителем.

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

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Согласно Методическим указаниям, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. № 1256, показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых рассматриваемыми организациями услуг по передаче электрической энергии, а также технологического присоединения к принадлежащим им объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства электросетевых организаций и иных лиц.

Показатели надежности и качества услуг состоят из показателей уровня надежности оказываемых услуг и показателей уровня качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Плановые значения показателя надежности приняты на основании постановлений Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемого равным 0,015 (таблица 1).

Таблица 1

Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

№	Наименование ТСО	Плановые значения показателя надежности					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1.	«УКВЗ им. С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
2.	АО «Автомобильный завод «Урал»	4,7067	4,6361	-	-	-	-
3.	АО «Вишневогорский горно-обогатительный комбинат»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
4.	АО «Горэлектросеть»	0,0084	0,0083	-	-	-	-
5.	АО «Оборонэнерго» - филиал «Уральский»	0,4200	0,4100	-	-	-	-
6.	АО «Трансэнерго»	0,0574	0,0566	-	-	-	-
7.	АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	0,0847	0,0834	-	-	-	-
8.	АО «Челябинское авиапредприятие»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
9.	АО «Электросеть»	0,0098	0,0097	-	-	-	-
10.	АО «Энергосетевая Компания «ЧТПЗ»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
11.	ММПКХ	0,0004	0,0004	0,0004	-	-	-
12.	МУП «Городская управляющая компания»	0,4804	0,4732	-	-	-	-
13.	МУП «Копейские электрические сети»	0,0332	0,0332	-	-	-	-
14.	МУП «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей»	0,0377	0,0371	-	-	-	-
15.	МУП «Электротепловые сети»	0,0560	0,0550	-	-	-	-
16.	ОАО «Магнитогорский метизно-калибровочный	0,0000	0,0000	-	-	-	-

	завод «ММК-Метиз»						
17.	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»)	0,0027	0,0026	-	-	-	-
18.	ОАО «Челябинская электросетевая компания»	0,0651	0,0642	-	-	-	-
19.	ОАО «Энергопром-Челябинский Электродный завод»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
20.	ООО «АТЭК74»	0,0535	0,0527	0,0519	-	-	-
21.	ООО «Златэнерготелеком»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
22.	ООО «Интернешенел Билдинг Констракшен»	0,3413	0,3362	-	-	-	-
23.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	1,1174	1,1006	-	-	-	-
24.	ООО «Магнитогорская Сетевая Компания»	2,3239	2,3028	2,2606	2,1912	-	-
25.	ООО «Металлстрой»	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-
26.	ООО «Механический завод»	0,0107	0,0106	-	-	-	-
27.	ООО «Объединенная электросетевая компания - Челябинск»	0,1796	0,1769	0,1742	-	-	-
28.	ООО «Региональная сетевая компания»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
29.	ООО «ТДК»	0,0060	0,0059	0,0059	-	-	-
30.	ООО «Трансэнерго»	0,1415	0,1393	0,1373	-	-	-
31.	ООО «Управление энергоснабжения и связи»	0,4029	0,3968	-	-	-	-
32.	ООО «Уральская энергетическая сетевая компания»	5,8330	5,7799	5,6741	5,5000	-	-
33.	ООО «ЭДС»	0,0277	0,0273	-	-	-	-
34.	ООО «Электро ТК»	0,0257	0,0253	0,0249	-	-	-
35.	ООО «Электросетевая компания», г. Екатеринбург	0,0000	0,0000	-	-	-	-
36.	ООО «Электросетевая компания», г. Сатка	0,0198	0,0195	-	-	-	-
37.	ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»	0,0104	0,0102	-	-	-	-
38.	ООО «Энерготехсервис»	0,8688	0,8557	-	-	-	-
39.	ООО «Эффект ТК»	0,3201	0,3153	-	-	-	-
40.	ООО «КЕММА»	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-
41.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»	0,6516	0,6418	0,6322	-	-	-
42.	ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
43.	ООО «Южноуральская сетевая компания»	0,0056	0,0056	-	-	-	-
44.	ООО Сетевая Компания	2,3239	2,3028	-	-	-	-

	«ЭнергоРесурс»						
45.	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
46.	ПАО «Уралавтоприцеп»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
47.	ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
48.	ФГУП «Приборостроительный завод»	0,0866	0,0853	-	-	-	-
49.	ФГУП «ПО «Маяк»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
50.	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	1,9606	1,9312	1,9023	1,8737	-	-
51.	МУП «Горэлектросеть»	4,1500	3,6977	3,2946	2,9355	2,6155	-
52.	МУП «КОММЕТ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-
53.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	0,4336	0,3618	0,2823	0,2203	0,1719	-
54.	ООО «Урал-Ресурс»	5,8508	4,7416	3,8427	3,1142	2,5238	-

VII. Развитие генерации и источников тепловой энергии

42. Потенциал развития источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

Технический потенциал электрической мощности, обеспеченный существующим потенциалом спроса на тепловую мощность, для населённых пунктов с разной градацией спроса на тепловую мощность составил в 2019 году около 8800 МВт(э). Для поселений со спросом (тепловой нагрузкой) более 1000 Гкал/час (город Челябинск и город Магнитогорск) на существующем максимальном потоке теплоты (тепловой нагрузке) существует техническая возможность выработки электрической мощности в размере 6200 МВт(э) (в 2019 году).

К 2024 году в связи с ростом спроса на тепловую мощность (увеличением тепловой нагрузки за счет нового жилищного и общественно-делового строительства) технический потенциал выработки электрической мощности на тепловом потреблении увеличится в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал /ч до 6300 МВт(э).

Для поселений Челябинской области с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час технический потенциал установленной мощности ТЭЦ составит около 1700 МВт(э), для поселений с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – около 900 МВт(э).

Существующая установленная электрическая мощность теплофикационных агрегатов всех ТЭЦ Челябинской области составляла в 2019 году 3530 МВт(э), причем в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – 2400 МВт(э), в поселениях с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час - 672 МВт(э) и в поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – 623 МВт(э). Причем в поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – вся электрическая мощность установлена на промышленных объектах.

Таким образом, неиспользованный технический потенциал для комбинированной выработки электрической энергии на базе теплового потребления составил в 2019 году около 5300 МВт(э), то есть на базе теплового потребления, обеспеченного в 2019 году от котельных, технически дополнительно можно было бы выработать еще 5 ГВт электрической мощности.

При выполнении условий оценки экономического потенциала принято, что правила рынка электрической энергии неизменны, а цена на тепловую энергию приведена к базовому уровню 2018 года в соответствии с дефлятором для соответствующих лет.

Оценка экономического потенциала неиспользованного технического потенциала показывает, что при существующих ценовых индикаторах в капитальных и операционных затратах на новое строительство ТЭЦ различной мощности в Челябинской области может быть реализовано только 11 процентов от существующего технического потенциала, причем в городах

с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – только 14 процентов (520 МВт(э)); в городах с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час – 9 процентов (80 МВт(э)), в городах менее 250 Гкал/час – экономический потенциал равен нулю.

43. Прогноз спроса на тепловую энергию.

Прогноз спроса на тепловую энергию приведен в таблице 91.

Таблица 91

Прогноз спроса на тепловую энергию в Челябинской области, тыс. Гкал

Годы прогнозного периода	Всего потреблено	Изменение спроса на тепловую энергию, процентов	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	Рыболовство	Промышленность	Строительство	Транспорт и связь	Прочие виды деятельности	Население
2019	36519	-1,2	990	1	15940	581	619	3912	14476
2020	36703	0,5	995	1	16021	584	623	3932	14549
2021	36410	-0,8	987	1	15893	579	618	3900	14432
2022	36192	-0,6	981	1	15798	576	614	3877	14346
2023	36409	0,6	987	1	15892	579	618	3900	14432
2024	36656	0,7	994	1	16000	583	622	3927	14530

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

При разработке прогноза приняты следующие условия расчетов:

общий спрос на тепловую энергию во всех поселениях Челябинской области продолжит тенденции ретроспективного периода и будет снижаться с темпом 0,08 процентного пункта в год (рисунок 28), в том числе по отраслям:

в промышленном секторе - с темпом в 0,06 процентного пункта в год;
в бытовом секторе (население) и сфере услуг - с темпом 0,13 процентного пункта в год;
в строительном секторе - с темпом 0,31 процентного пункта в год;
в секторе «транспорт и связь» - с темпом 0,14 процентного пункта в год.

Снижение уровня потребления тепловой энергии в экономике Челябинской области обосновывается следующими причинами:

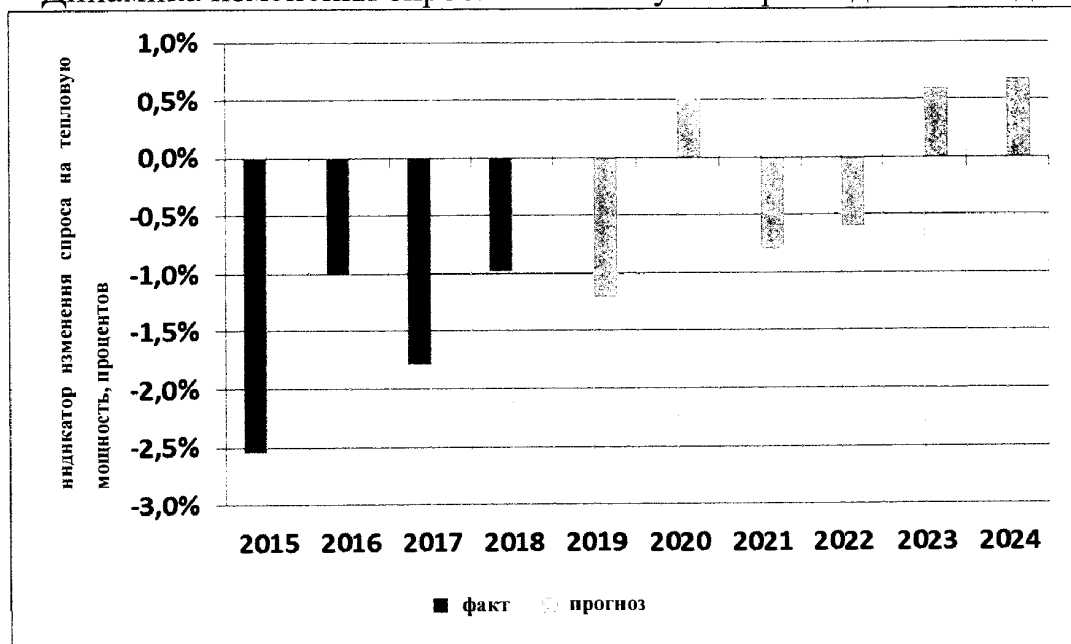
интенсивной установкой приборов учета тепловой энергии на абонентских установках потребителей (жилые здания, общественно-деловые здания, сфера услуг) и в связи с этим корреляцией потребления тепловой энергии со средней температурой отопительного периода;

строительством новых зданий с учетом нормативных требований к теплозащите жилых и общественных зданий, а также автоматизации абонентских вводов (ИТП) отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

выводом из эксплуатации ветхих зданий жилищного фонда;
 реализацией программ капитального ремонта зданий жилищного фонда;
 использованием современных энергосберегающих технологий в металлургии, строительстве и транспорте.

Рисунок 28

Динамика изменения спроса на тепловую энергию до 2024 года



С другой стороны, потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий по мере оборудования их приборами учета тепловой энергии все существеннее будет зависеть от средней температуры отопительного периода.

44. Прогноз спроса на тепловую мощность.

Прогноз спроса на тепловую мощность (таблица 92) сформирован по данным схем теплоснабжения, разработанных для поселений Челябинской области, выполненных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Таблица 92

Прогноз спроса на тепловую мощность, Гкал/час

Городской округ/ муниципальный район	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Верхнеуфалейский городской округ	100	102	102	100	101	103
Златоустовский городской округ	676	676	680	680	680	680
Карабашский городской округ	43	43	43	43	43	43
Копейский городской округ	319	323	326	329	332	336
Кыштымский городской округ	164	166	167	169	171	172
Локомотивный городской округ	24	24	24	24	25	25
Магнитогорский городской округ	1242	1254	1267	1279	1292	1305
Миасский городской округ	568	574	579	585	591	597

Озерский городской округ	553	559	565	570	576	582
Снежинский городской округ	346	349	353	356	360	363
Трехгорный городской округ	222	224	226	228	231	233
Троицкий городской округ	181	183	185	187	189	190
Усть-Катавский городской округ	101	102	103	104	105	106
Чебаркульский городской округ	93	94	95	95	96	97
Челябинский городской округ	3253	3286	3319	3352	3385	3419
Южноуральский городской округ	152	153	155	156	158	159
всего городские округа	8036	8110	8187	8259	8335	8411
темпы роста, процентов	0,89	0,93	0,95	0,88	0,92	0,92
отопление	4902	4947	4994	5038	5084	5131
вентиляция	487	491	496	500	505	510
горячее водоснабжение	588	594	599	605	610	616
технология	2059	2078	2098	2116	2135	2155
Агаповский муниципальный район	52	52	52	52	52	52
Аргаяшский муниципальный район	31	31	31	31	31	31
Ашинский муниципальный район	237	237	238	238	238	238
Брединский муниципальный район	17	17	17	17	17	17
Варненский муниципальный район	14	14	14	14	14	14
Верхнеуфалейский муниципальный район	33	33	33	33	33	33
Еманжелинский муниципальный район	107	107	107	108	108	108
Еткульский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74	74
Каслинский муниципальный район	72	72	72	73	73	73
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	13	13	14	14	14	14
Коркинский муниципальный район	143	143	143	143	144	144
Красноармейский муниципальный район	45	45	45	45	45	45
Кунашакский муниципальный район	38	38	38	38	38	38
Кусинский муниципальный район	48	48	48	48	48	48
Нагайбакский муниципальный район	30	30	30	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	27	27	27	27	27	27
Октябрьский муниципальный район	12	12	12	12	12	12
Пластовский муниципальный район	37	37	37	37	37	37
Саткинский муниципальный район	206	206	207	207	207	207
Сосновский муниципальный район	72	73	73	73	73	73
Троицкий муниципальный район	8	8	8	8	8	8
Увельский муниципальный район	23	23	23	23	23	23
Уйский муниципальный район	25	25	26	26	28	28
Чебаркульский муниципальный район	28	28	30	30	30	32
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11	11

всего по муниципальным районам	1491	1492	1497	1498	1502	1505
отопление	1067	1072	1064	1057	1064	1068
вентиляция	76	71	85	94	90	87
горячее водоснабжение	119	119	120	120	120	120
технология	229	230	228	227	228	229
темп роста, процентов	0,10	0,10	0,29	0,10	0,23	0,23
всего тепловая нагрузка Челябинской области	9527	9602	9684	9757	9836	9916
отопление	5969	6019	6058	6095	6148	6199
вентиляция	563	562	581	595	595	597
горячее водоснабжение	707	713	719	724	730	736
технология	2288	2308	2326	2343	2364	2384

Источник: данные схем теплоснабжения поселений Челябинской области.

Следует отметить, что не во всех схемах теплоснабжения выполнены оценки приростов спроса на тепловую мощность (тепловых нагрузок потребителей). В случае отсутствия таких оценок в утвержденных схемах теплоснабжения авторы формировали собственную модель спроса на тепловую мощность, основанную на данных ретроспективного анализа фактического прироста строительных фондов в поселениях Челябинской области, главных направлений развития территорий поселений, установленных в генеральных планах, и прогноза платежеспособного спроса населения на жилищные фонды.

В моделях учитывались:

планируемый прирост жилищного и общественного фондов, утверждённых в генеральных планах поселений, скорректированный на фактические приросты жилищного фонда за наблюдаемый ретроспективный период (как правило, пятилетний);

заявки (на краткосрочный период в три последующих года) на подключение тепловых нагрузок к тепловым сетям теплоснабжающих организаций;

результаты муниципальных конкурсов на целевое использование земельных участков;

прогноз сноса ветхого жилья;

прогноз реализации планов и программ капитального ремонта зданий;

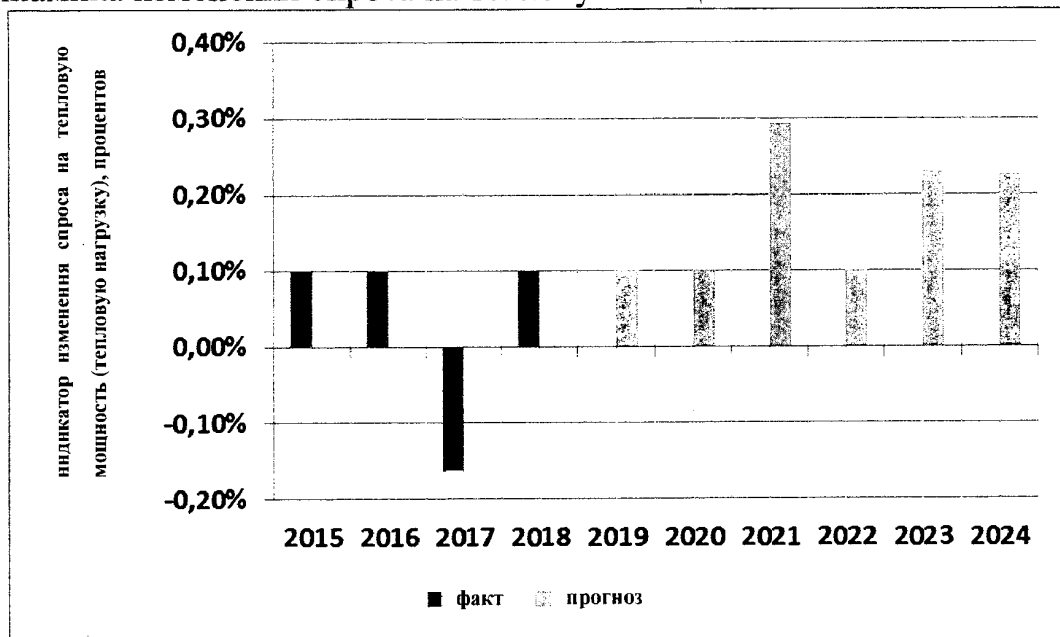
требования СП 50.1330.12 «Тепловая защита зданий» к изменению потребительских свойств строительства жилых зданий с заданным уровнем энергоэффективности.

Данные таблицы показывают, что средний темп прироста спроса на тепловую мощность в Челябинской области (рисунок 29) составит на последующую пятилетку 1,15 процентного пункта в год. При этом рост спроса на тепловую мощность в городских округах будет обусловлен реализацией планов строительства жилищного и общественного фондов в основном в городе Челябинске и городе Магнитогорске. В муниципальных районах спрос на тепловую мощность будет наоборот сокращаться в силу

постепенного перехода от учета тепловой нагрузки потребителей не по договорам теплоснабжения, а по фактически достигнутым максимумам тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой мощности.

Рисунок 29

Динамика изменения спроса на тепловую мощность на 2019 – 2024 годы



45. Прогноз установленной тепловой мощности.

Анализ схем теплоснабжения показывает, что в целом по Челябинской области установленная тепловая мощность ТЭЦ будет сокращаться. При этом учтены следующие аспекты изменения установленной тепловой и электрической мощности теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ (ГРЭС) общего пользования:

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-1 (ПТ-85-90-2,5) на Троицкой ГРЭС в 2019 году с установленной тепловой мощностью теплофикационных регулируемых отборов пара 105 Гкал/час (фактический срок вывода первой очереди Троицкой ГРЭС может быть скорректирован по факту реализации замещающих мероприятий по обеспечению теплоснабжения потребителей (предварительно – 2020 год));

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-3 (ПТ-85-90-2,5) на Троицкой ГРЭС в 2019 году с установленной тепловой мощностью теплофикационных регулируемых отборов пара 105 Гкал/час (фактический срок вывода первой очереди Троицкой ГРЭС может быть скорректирован по факту реализации замещающих мероприятий по обеспечению теплоснабжения потребителей (предварительно – 2020 год));

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-7 (Р-25-29/1,2) на Челябинской ТЭЦ-1 в 2020 году с установленной электрической мощностью 25 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час (по данным ПАО «Фортум», предоставленным

письмом от 09.04.2019 № ДП-72-18/866, планируется перенос срока вывода из эксплуатации ТГ-7 и ТГ-8 на 2024 год);

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-8 (Р-25-29/1,2) на Челябинской ТЭЦ-1 в 2020 году с установленной электрической мощностью 25 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час (по данным ПАО «Фортум», предоставленным письмом от 09.04.2019 № ДП-72-18/866, планируется перенос срока вывода из эксплуатации ТГ-7 и ТГ-8 на 2024 год);

ввод в эксплуатацию энергоцентра электрической мощностью 206,8 МВт в Сосновском муниципальном районе Челябинской области на Томинском месторождении медно-порфировых руд (срок ввода в эксплуатацию – 2019 год, мощность котлов - утилизаторов и прочего теплофикационного оборудования не указывается).

В таблице 93 приведены данные установленной тепловой мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии по действующим и планируемым к вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации турбоагрегатам ТЭЦ, ГРЭС и блок станций по заявкам собственников. Следует отметить, что форма 4 «Баланс электрической энергии и мощности электростанции поставщика электроэнергии (мощности) оптового и розничного рынка» и ее обобщение для Челябинской области содержит неполный перечень электрических станций, прежде всего блок станций. Кроме того, учет установленной тепловой мощности по форме 4 формируется без учета установленной пиковой мощности. Разнесение в некоторых случаях пиковой тепловой мощности по блоковым привязкам не имеет методических обоснований. С учетом всего вышесказанного данные в таблице 93 содержат более подробную информацию по установленной тепловой мощности на действующих станциях Челябинской области.

Таблица 93

**Прогноз установленной тепловой мощности ТЭЦ
Челябинской области, Гкал/час**

Наименование электростанции	Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Троицкая ГРЭС	всего	210,0	210,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	турбоагрегаты	210,0	210,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Южноуральская ГРЭС	всего	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0
	турбоагрегаты	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0
Южноуральская ГРЭС-2	всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	турбоагрегаты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Челябинская ТЭЦ-1	всего	711,2	711,2	711,2	711,2	711,2	711,2
	турбоагрегаты	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	17,0
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956,0	956,0	956,0	956,0	956,0	956,0
	турбоагрегаты	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	603,0
Челябинская ТЭЦ-3	всего	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8
	турбоагрегаты	567,8	567,8	567,8	567,8	567,8	567,8
Челябинская ТЭЦ-4	всего	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0
	турбоагрегаты	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0

Аргаяшская ТЭЦ	всего	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
	турбоагрегаты	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
	турбоагрегаты	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0
	турбоагрегаты	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	670,0	670,0	670,0	670,0	670,0	670,0
	турбоагрегаты	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0
ПВЭС-1 ПАО «ММК»	всего	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	турбоагрегаты	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ПВЭС-2 ПАО «ММК»	всего	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0
	турбоагрегаты	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0
ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»	всего	120	120	120	120	120	120
	турбоагрегаты	120	120	120	120	120	120
ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	всего	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
	турбоагрегаты	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Тургорская ТЭЦ	всего	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0
	турбоагрегаты	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
ТЭЦ УралАЗ	всего	575,0	575,0	575,0	575,0	575,0	575,0
	турбоагрегаты	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0
ТЭЦ Магнезит	всего	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
	турбоагрегаты	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408,0	408,0	408,0	408,0	408,0	408,0
	турбоагрегаты	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода	всего	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
	турбоагрегаты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	всего	178	178	178	178	178	178
	турбоагрегаты	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
ТЭЦ ЧМК	всего	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3
	турбоагрегаты	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	всего	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
	турбоагрегаты	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
всего	всего	10100,5	10100,5	9890,5	9890,5	9890,5	9890,5
	турбоагрегаты	5738,0	5738,0	5528,0	5528,0	5528,0	5325,0

В таблице 94 приведены данные полной установленной тепловой мощности ГРЭС, ТЭЦ, блок-станций и котельных Челябинской области.

Таблица 94

**Прогноз установленной тепловой мощности
Челябинской области, Гкал/час**

Наименование	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Верхнеуфалейский городской округ	259	215	215	215	215	215
Златоустовский городской округ	1233	1233	1233	1233	1233	1233

Карабашский городской округ	101	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	587	588	588	589	589	591
Кыштымский городской округ	165	132	99	66	33	33
Локомотивный городской округ	75	75	75	75	75	75
Магнитогорский городской округ	2405	2405	2405	2405	2405	2405
Миасский городской округ	997	997	997	997	997	997
Озерский городской округ	869	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	503	503	503	503	503	503
Трехгорный городской округ	275	275	275	275	275	275
Троицкий городской округ	427	427	427	427	427	427
Усть-Катавский городской округ	167	167	167	167	167	167
Чебаркульский городской округ	355	355	355	355	355	355
Челябинский городской округ	7274	7344	7414	7484	7554	7554
Южноуральский городской округ	328	328	328	328	328	328
всего по городским округам	16019	16014	16051	16089	16126	16128
Агаповский муниципальный район	144	144	144	144	144	144
Аргаяшский муниципальный район	50	50	50	50	50	50
Ашинский муниципальный район	490	490	490	490	490	490
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	46	46	46	46	46	46
Верхнеуральский муниципальный район	148	148	148	148	148	148
Еманжелинский муниципальный район	193	193	193	193	193	193
Еткульский муниципальный район	74	74	74	74	74	74
Карталинский муниципальный район	160	160	160	160	160	160
Каслинский муниципальный район	205	205	205	205	205	205
Катав-Ивановский муниципальный район	163	163	163	163	163	163
Кизильский муниципальный район	30	30	30	30	30	30
Коркинский муниципальный район	198	198	198	198	198	198
Красноармейский муниципальный район	117	117	117	117	117	117
Кунашакский муниципальный район	69	69	69	69	69	69
Кусинский муниципальный район	86	86	86	86	86	86
Нагайбакский муниципальный район	64	64	64	64	64	64
Нязепетровский муниципальный район	50	50	50	50	50	50
Октябрьский муниципальный район	27	27	27	27	27	27
Пластовский муниципальный район	60	60	60	60	60	60
Саткинский муниципальный район	506	506	506	506	506	506
Сосновский муниципальный район	295	295	295	295	295	295
Троицкий муниципальный район	31	31	31	31	31	31
Увельский муниципальный район	44	44	44	44	44	44
Уйский муниципальный район	78	78	78	78	78	78
Чебаркульский муниципальный район	82	82	82	82	82	82
Чесменский	32	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	3485	3485	3485	3485	3485	3485
всего по Челябинской области	19504	19499	19536	19574	19611	19613

Предполагается, что установленная тепловая мощность в целом по Челябинской области будет оставаться практически на уровне 2018 года. При этом при прогнозировании учитывались следующие факторы:

снижение установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельных, осуществляемых при их реконструкции в соответствии с актуальным спросом на тепловую мощность на основании проектов, вынесенных в утверждаемую часть схем теплоснабжения;

снижение установленной тепловой мощности ТЭЦ в связи с утвержденными планами по выводу из эксплуатации турбоагрегатов в соответствии со схемами и программами развития оборудования Единой энергетической системы России на 2018-2030 годы;

увеличение установленной тепловой мощности котельных в связи с планируемыми к реализации проектами строительства котельных в поселениях Челябинской области (вновь осваиваемые территории поселений под жилищное и общественно-деловое строительство);

увеличение установленной тепловой мощности турбоагрегатов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемами и программами развития Единой энергетической системы России на 2018-2030 годы.

Следует иметь в виду, что качество последней информации будет существенно зависеть от качества выполненных схем теплоснабжения.

46. Прогноз выработки тепловой энергии.

Прогноз выработки тепловой энергии на источниках тепловой мощности Челябинской области приведен в таблице 95.

Таблица 95

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Теплоутилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2019	41305	22548	370	15001	3386	40067	3548	36519
2020	41431	22390	370	15347	3324	40189	3486	36703
2021	41093	22233	370	15064	3425	39861	3451	36410
2022	40832	22078	370	14959	3425	39608	3416	36192
2023	41021	21923	370	15302	3425	39791	3382	36409
2024	41258	21770	370	15693	3425	40021	3365	36656

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

При этом учтены следующие аспекты функционирования источников тепловой мощности, в том числе:

загрузка по тепловой мощности вновь введенных в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться, но незначительно в связи с действующим механизмом ДПМ;

выработка тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ будет увеличивается с темпом ее загрузки и к 2024 достигнет 55 процентов от всей выработки тепловой энергии на ТЭЦ;

ежегодный прирост выработки тепловой энергии на ПГУ ТЭЦ составит 3,9 процентных пункта в год;

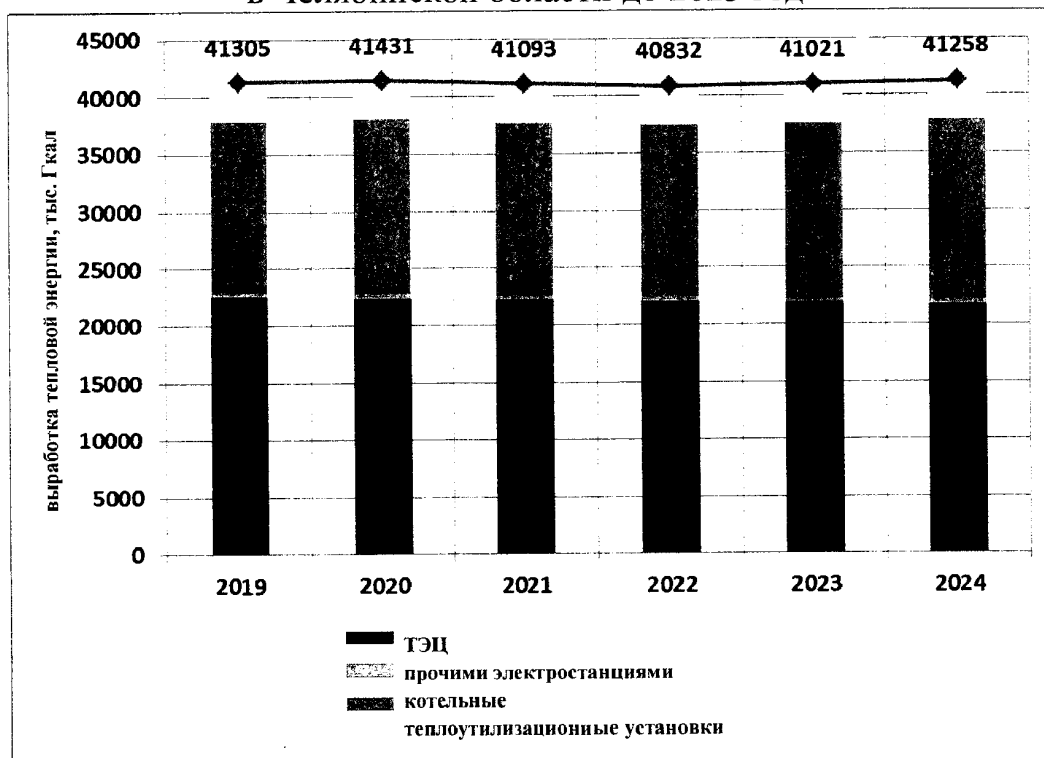
сокращение выработки тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ будет составит около 3,3 процента в год;

выработка тепловой энергии на некомбинированных источниках тепловой энергии (котельных) до 2024 года будет постепенно сокращаться с темпом 1,3 процентного пункта в год.

На рисунке 30 приведены прогнозные значения выработки тепловой энергии в Челябинской области на ТЭЦ и котельных.

Рисунок 30

Прогноз выработки тепловой энергии
в Челябинской области до 2023 года



Анализ данных, приведенных в таблице и на рисунке выше, показывает, что существенного прироста выработки тепловой энергии в комбинированном цикле вплоть до 2024 года не происходит (увеличение с 49 процентов до 51 процента).

47. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований.

В Челябинской области разработаны и утверждены схемы теплоснабжения всех поселений. В схемах теплоснабжения представлены все основные разделы, регламентируемые требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Содержащаяся в них информация позволяет установить:

- перспективные тепловые нагрузки (перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию) разнородных потребителей;

- состав существующего оборудования источников тепловой мощности, его состояние и предложения по его техническому перевооружению и реконструкции;

- состав и конфигурацию тепловых сетей (линейных объектов систем теплоснабжения) и сооружений на них;

- существующее потребление топлива по его видам и источникам производства тепловой энергии;

- балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в каждой изолированной зоне действия источников тепловой мощности;

- показатели энергетической эффективности действующего и проектируемого оборудования источников тепловой мощности и тепловых сетей.

Наиболее квалифицированные схемы теплоснабжения разработаны ОАО «ВНИПИэнергопром».

Вместе с тем около 80 процентов схем теплоснабжения не содержат следующих обязательных разделов:

- перспективных балансов тепловой мощности в каждой изолированной зоне действия источника тепловой мощности;

- надежности теплоснабжения;

- ценовых последствий реализации проектов схем теплоснабжения;

- предложений по источникам инвестиций в реализацию проектов схем теплоснабжения;

- анализа эффективности инвестиций;

- проектов по реконструкции тепловых сетей (основные проекты сосредоточены в строительстве новых котельных);

- анализа возможности использования источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

- целевых показателей эффективности функционирования схем теплоснабжения.

Разработанные схемы теплоснабжения (кроме схем теплоснабжения с системами теплоснабжения на базе ТЭЦ) не согласованы со Схемой и программой развития электроэнергетики Челябинской области и требуют

актуализации (по крайней мере для тех поселений, где в СиПРЭ планируется размещение объектов генерации электроэнергии).

48. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований.

Анализ схем теплоснабжения поселений Челябинской области в части предложений по модернизации источников систем теплоснабжения показал следующее.

Основное количество проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделах «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой мощности» сводится:

к замене существующих котлоагрегатов котельных на аналогичные образцы;

к замене встроенно-пристроенных и отдельно стоящих зданий котельных на блочно-модульные конструкции;

к предложениям по строительству территориально-распределенной генерации на базе коммунально-бытовой нагрузки.

Однако практически все проекты схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций и расчетов тарифных последствий.

Основное количество проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделах «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них», сводится:

к замене существующих тепловых сетей (перекладкам) с заменой подвесной теплоизоляции на теплоизоляцию заводского изготовления в пенополиуретане;

к реконструкции тепловых сетей с увеличением их диаметра.

Большинство проектов в этом разделе схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций (источников инвестиций) и расчетов тарифных последствий.

В силу этого рассматривать их в Схеме и программе развития электроэнергетики Челябинской области не представляется возможным до момента их актуализации.

49. Рекомендации по структуре генерирующих мощностей тепловых электрических станций с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (на основании потенциала спроса на тепловую мощность).

В схемах теплоснабжения обоснованные предложения по развитию ТЭЦ на базе существующей и перспективной тепловой нагрузки отсутствуют (кроме схемы теплоснабжения Челябинска). Схема теплоснабжения Магнитогорска не содержит предложений по развитию источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии в силу значительных существующих резервов тепловой нагрузки Магнитогорского металлургического комбината.

В схеме теплоснабжения городского поселения Сатка предложения о применении источников с комбинированной выработкой тепловой энергии на базе коммунально-бытовой нагрузки не обоснованы рассмотрением тарифных последствий для населения, возникающих в результате реализации этих мероприятий.

В аналогичном положении схемы теплоснабжения городских округов: Миасс, Златоуст, Озерск.

50. Прогноз развития энергетики Челябинской области на основе возобновляемых источников энергии (далее именуется – ВИЭ) и местных видов топлива.

Перспективы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Темпы роста возобновляемой энергетики в России по сравнению с большинством промышленно развитых стран невелики. Развитию ВИЭ в России значительно препятствуют такие факторы, как изобилие углеводородных ресурсов, отсутствие необходимой поддержки ВИЭ на государственном уровне, отсутствие законодательной базы по альтернативной энергетике, низкая обеспокоенность общества экологическими проблемами.

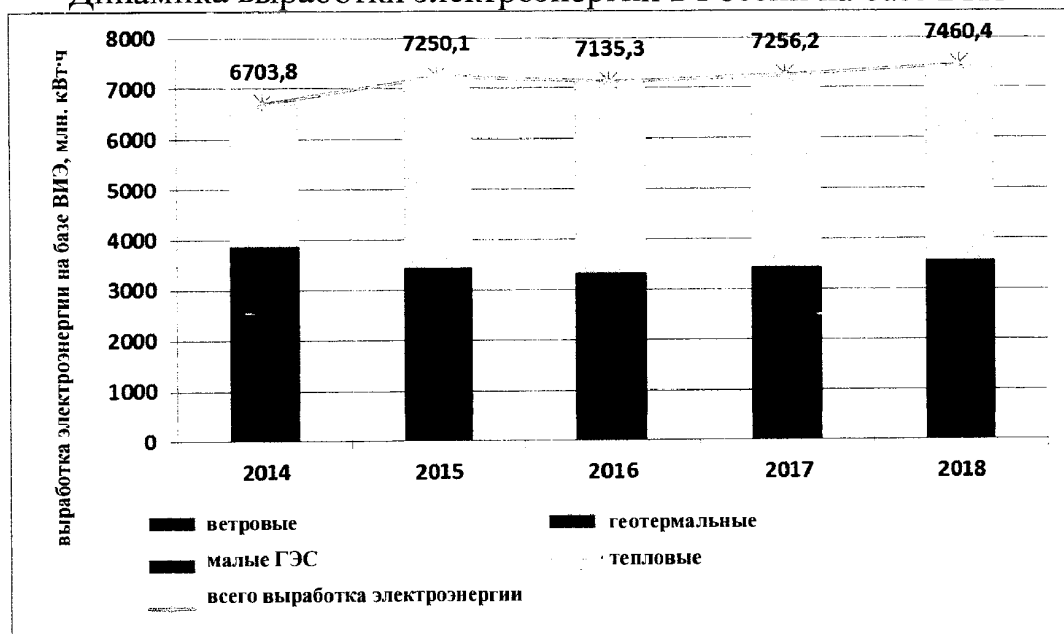
Динамика выработки электроэнергии в России на базе ВИЭ в 2013-2017 годах представлена в таблице 96 и на рисунке 31.

Таблица 96

Выработка электроэнергии в России на базе ВИЭ, млн. кВт·ч

Год	Ветровые ЭС	Геотермальные ЭС	Малые ГЭС	Тепловые ЭС на биомассе	Всего ВИЭ
2014	9,7	614,5	3245,4	2834,2	6703,8
2015	10,1	513,2	2914,2	3812,6	7250,1
2016	11,4	498	2813,3	3812,6	7135,3
2017	15,6	512	2916	3812,6	7256,2
2018	18,4	512	3015	3915	7460,4

Динамика выработки электроэнергии в России на базе ВИЭ



За последние десять лет наблюдается рост выработки электроэнергии на базе ВИЭ. Это объясняется постепенным снижением стоимости ВИЭ, ужесточением мировых экологических требований, изменениями в государственной политике в области повышения энергоэффективности экономики.

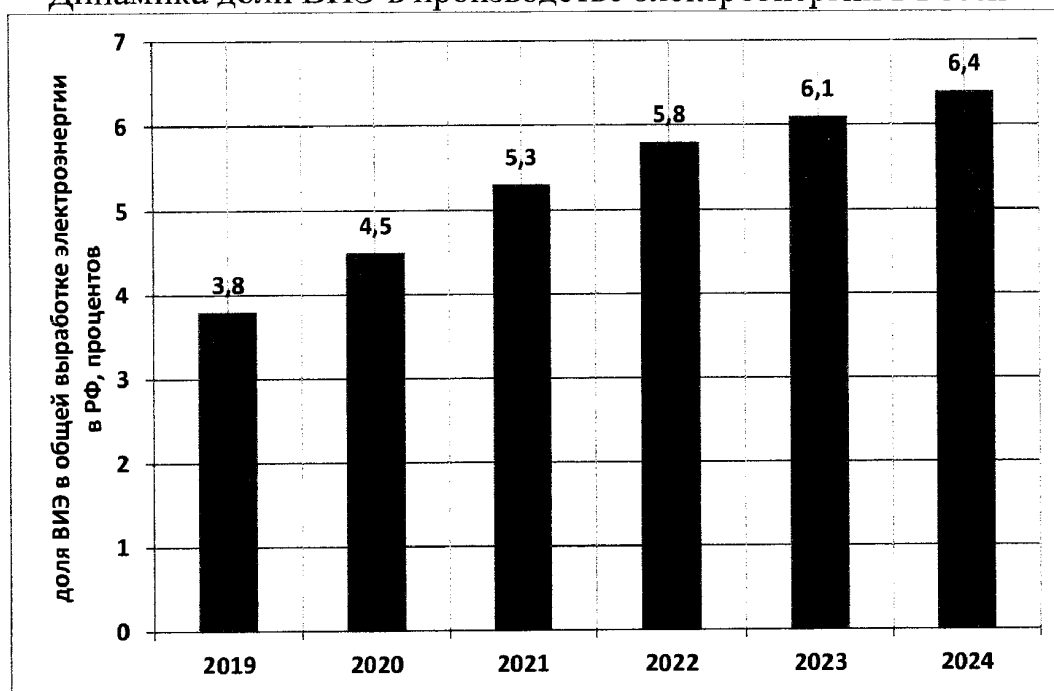
Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2023 года представлены в таблице 97 и на рисунке 32.

Таблица 97

Доли ВИЭ в производстве электроэнергии в России, млн. кВт·ч

Год	Производство электроэнергии на базе ВИЭ	Производство электроэнергии в России	Доля ВИЭ в производстве электроэнергии, процентов
2019	43118	1134697	3,8
2020	52920	1176005	4,5
2021	62445	1178200	5,3
2022	68399	1179300	5,8
2023	74560	1184200	6,1
2024	75914	1186123	6,4

Динамика доли ВИЭ в производстве электроэнергии в России



В результате оценки объема технически доступных ресурсов ВИЭ в Российской Федерации выявлено, что имеющийся потенциал составляет не менее 4,6 млрд. тонн условного топлива и вдвое превышает энергетический баланс страны. Экономический и технический потенциал возобновляемой энергетики в России представлен в таблице 98.

Таблица 98

Потенциал возобновляемой энергетики в России,
млн. тонн условного топлива

Показатель	Технический потенциал	Экономический потенциал
солнечная энергия	2300	12,5
энергия ветра	2000	60
энергия биомассы	53	35
малая гидроэнергетика	125	65,2
геотермальная энергия	н.д	115
низкопотенциальное тепло	115	36

В наибольшей степени в России задействован потенциал гидроэнергетики и энергии биомассы, в наименьшей – потенциал ветровой и солнечной энергетики. Экономическая эффективность ВИЭ существенно зависит от местных условий вследствие неравномерности распространения потенциала ВИЭ по территории Российской Федерации.

В настоящий момент возобновляемая энергетика в России находит применение преимущественно в различных регионах, а также в регионах, изолированных от линий электропередач. В то же время в некоторых регионах экономически доступно сразу несколько видов ВИЭ. Их комплексное развитие позволило бы полностью обеспечить экономическое развитие этих регионов.

Перспективы использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области.

Общие положения.

Как показывает опыт использования нетрадиционной энергетики, в мире нет ни одной страны, где бы нетрадиционные и возобновляемые источники энергии составляли основу топливно-энергетического баланса. Однако существует большое количество примеров, показывающих, что нетрадиционные источники энергии могут покрывать определенное количество потребности тепловой, электрической энергии и органического топлива.

Наиболее показательным из этих примеров в Европе, является пример ЕТЭБ Финляндии (таблица 99). В этой стране из 47577 тыс. тонн условного топлива первичных энергетических ресурсов, использованных для функционирования экономики, 12373 тыс. тонн условного топлива (или 26 процентов) составили возобновляемые и нетрадиционные энергетические ресурсы, произведенные на территории страны.

Таблица 99

ЕТЭБ Финляндии за 2017 год, тыс. тонн условного топлива

Показатель	Уголь	Жидкое топливо	Природный газ	Гидроэнергия	Атомная энергия	Геотермальные, солнечные и прочие возобновления	Биотопливо и отходы	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	1417	60	0	2071	0	63	12310	0	150	16071
ввоз (импорт)	3824	23026	4291	0	8559	0	383	2346	0	42429
вывоз (экспорт)	-49	-11056	0	0	0	0	-366	-201	0	-11673
изменение запасов	1346	451	0	0	0	0	0	0	0	1797
потребление первичной энергии	6539	11434	4291	2071	8559	63	12327	2143	150	47577
невязка баланса	657	429	1307	0	0	0	866	511	-1947	-1067
электрические станции (КЭС, ГЭС, АЭС)	-1271	-46	-39	-2071	-8559	-61	-477	5691	-70	-6900
теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)	-3139	-89	-1904	0	0	0	-3730	2957	4550	-1357
котельные всего	-440	-334	-567	0	0	0	-899	-19	1994	-786
переработка нефти	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переработка угля	-571	-139	0	0	0	0	0	0	0	-711
прочая переработка	0	256	-334	0	0	0	0	0	0	-79
собственные энергетические производства	-240	-897	-407	0	0	0	-19	-494	-46	-2101
потери	-57	-13	0	0	0	0	0	-359	-457	-886
конечное потребление	843	10720	1041	0	0	1	7254	9921	6120	35903
промышленность	760	1633	886	0	0	0	4599	4669	2227	14801
транспорт	0	5539	19	0	0	0	380	90	0	6027
прочие виды экономической деятельности	83	2116	101	0	0	1	2276	5134	3893	13606
население	7	670	47	0	0	1	1904	2733	2376	7739

коммерческие предприятия	4	406	49	0	0	0	117	2191	0	2767
сельское хозяйство	71	553	6	0	0	0	211	210	0	1053
рыбная промышленность	0	53	0	0	0	0	0	0	0	53
прочее потребление	0	434	0	0	0	0	43	0	1517	1994
неэнергетическое использование	0	1431	36	0	0	0	0	0	0	1467

Источник: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=FINLAND&product=balances&year=2017>

Из произведенных на территории Финляндии невозобновляемых ВИЭ большую часть (99,5 процента) составляли биотопливо и отходы производств (коммунальной сферы), которые могут быть преобразованы в тепловую и электрическую энергию путем сжигания.

Значительная часть биотоплива была использована для производства электрической энергии при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ (3730 тыс. тонн условного топлива или 30 процентов от всего использованного биотоплива и отходов). Значительно меньшая их часть была использована для производства тепла в котельных (899 тыс. тонн условного топлива, или 7 процентов). И большая их часть (4599 тыс. тонн условного топлива, или 37 процентов) была использована в конечном потреблении в промышленности.

Следует сказать, что особенности учета и отнесения биотоплива и отходов к тем или иным группам энергоресурсов имеет некоторое методическое различие в разных странах. В этом смысле в Челябинской области, коксовый и доменный газ также могут быть отнесены к горючим отходам промышленного производства. Учет их использования для выработки тепловой и электрической энергии на блок-станциях металлургических предприятий даст соответствующий сравнительный ценз.

Для оценки возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области необходимо оценить технически и экономически потенциалы этих источников. В таблице 100 представлена экспертная оценка потенциала развития ВИЭ в Челябинской области.

Таблица 100

Экспертная оценка потенциала ВИЭ в Челябинской области

Вид ВИЭ	Плотность экономического потенциала ВИЭ, степень важности
ветровая	2 (существенный потенциал ВИЭ)
солнечная тепловая	0 (потенциал отсутствует)
солнечная фотоэлектрическая	1 (небольшой потенциал)
биомасса твердая	2 (существенный потенциал ВИЭ)
биогаз	1 (небольшой потенциал)
свалочный газ	2 (существенный потенциал ВИЭ)
малая гидроэнергетика	2 (существенный потенциал ВИЭ)
геотермальная	1 (небольшой потенциал)
приливная	0 (потенциал отсутствует)

Пояснения: оценка осуществляется по 4-балльной шкале от 0 до 3 в зависимости от плотности экономического потенциала ВИЭ и степени важности.

Солнечная энергетика.

По географическому положению основная величина солнечной энергии поступает в летние и весенне-осенние месяцы. Так, по данным метеостанции

города Челябинска, около 80 процентов солнечной энергии приходится на апрель-сентябрь и только 20 процентов – на декабрь-март. Причем из всей солнечной энергии, поступившей за декабрь-март, около 40 процентов приходится на март. Подобная картина наблюдается и в других регионах области.

На территории Челябинской области выделены следующие зоны потоков солнечной радиации:

1 зона (1150-1200 кВт·ч/кв. метр) – Брединский район, южные части Кизильского и Карталинского районов;

2 зона (1200-1250 кВт·ч/ кв. метр) – Агаповский, Чесменский, Троицкий районы, северная часть Кизильского и Карталинского районов, южная часть Октябрьского района;

3 зона (1100-1150 кВт·ч/ кв. метр) – Уйский, Верхнеуральский, Увельский, Еткульский районы, южные части Сосновского, Красноармейского и северная часть Октябрьского районов;

4 зона (1050-1100 кВт·ч/ кв. метр) – Чебаркульский, Аргаяшский районы, южная часть Кунашакского района, северная часть Сосновского и Красноармейского районов;

5 зона (менее 1050 кВт·ч/ кв. метр) – Нязепетровский, Каслинский районы, северная часть Кунашакского района.

Территории горнозаводской зоны не вошли в данную градацию, так как имеют большую географическую неоднородность.

Использование потенциала солнца для производства электроэнергии в Челябинской области в период с 2020 по 2024 годы не планируется.

Ветровая энергетика.

Проведенный анализ позволил всю территорию области разделить на четыре зоны (четыре района со значимыми различиями ветровых нагрузок), внутри которых размах варьирования по среднему значению составил 1 метр в секунду.

К первой ветровой зоне относятся горные районы, а точнее открытые вершины хребтов, подветренные склоны, где среднемноголетние скорости ветра больше 4 метров в секунду. Рельеф района в предгорьях и горах очень разнообразный, что обуславливает большую изменчивость скорости ветра на близких расстояниях. Благодаря местной циркуляции здесь возникают горно-долинные ветры – ветры, дующие вдоль долин.

Перспективными для размещения ветроэнергетических установок являются участки с абсолютной высотой 1000 – 1200 метров. Этот район располагает большими потенциальными ветроэнергетическими ресурсами – 28597 МДж/метр (103 МВт·ч/кв. метр) за год. К первой зоне относится Кусинский район.

Ко второй зоне относятся районы, расположенные в степной части Челябинской области, где среднегодовые скорости ветра варьируются в интервале от 4 до 3 метров в секунду.

Максимум среднегодовой скорости ветра в этой зоне не имеет характерной выраженности, хотя происходит некоторое возрастание скоростей в зимний период, а минимум наступает летом.

Суточный ход скоростей ветра характеризуется усилением в дневные часы. Среднемесячная скорость ветра является относительно стабильной и изменяется, как правило, в пределах 3,4–4 метра в секунду. В то же время повторяемость различных градаций скоростей в разные месяцы года отклоняется от средних расчетных на основании результатов наблюдений за 10 лет на весьма большую величину, что может существенно влиять на суммарную выработку энергии ветроагрегатом. Потенциальные ресурсы в данной зоне составляют 3600 МДж/кв. метр за год, а полезная энергия – 1260 МДж/кв. метр.

Ко второй зоне относятся районы: Октябрьский, Троицкий, Чесменский, Варненский, Карталинский, Брединский, Кизильский, Агаповский, Увельский, находящиеся в степной зоне Челябинской области, а также Аргаяшский муниципальные районы.

К третьей ветровой зоне относятся районы, расположенные в лесостепной зоне и частично в горно-лесной зоне. Здесь среднегодовые скорости ветра изменяются от 3 до 2 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра, как и во второй зоне, не имеет характерной выраженности. Суточный ход скоростей ветра здесь также усиливается в дневные часы, а вот потенциальные ветроэнергетические ресурсы снижаются в два раза по сравнению со второй зоной и составляют 1840 МДж/кв. метр за год. Эта зона является малоперспективной для использования энергии ветра быстроходными ветроэнергетическими установками. Здесь могут найти применение только тихоходные ветромеханические установки. Полезная утилизируемая энергия может составить 644 МДж/кв. метр в год.

К третьей ветровой зоне относятся лесостепные районы: Сосновский, Верхнеуральский, Нагайбакский, а также районы горно-лесной зоны среднего Урала: Каслинский и Нязепетровский.

К четвертой зоне относятся районы, расположенные внутри Уральских гор: Ашинский, Катав-Ивановский, Саткинский районы, где среднегодовые скорости не превышают 2 метров в секунду. Эта зона неперспективна для ветроэнергетики.

Использование потенциала ветра для производства электроэнергии на крупных ветроустановках в Челябинской области в период с 2020 по 2024 год не планируется.

Энергия биомассы.

В сельскохозяйственных районах, имеющих развитое животноводство, предприятия по заготовке леса, перерабатывающие предприятия, имеются источники значительного количества биомассы, пригодной для получения в местах потребления дешевого, экологически чистого топлива – биогаза.

Биогаз – это один из продуктов анаэробного (без доступа кислорода) брожения навоза или другого вида биомассы при температуре +30-37 градусов Цельсия. В этих условиях под действием имеющихся в биомассе бактерий часть органических веществ разлагается с образованием метана (60-70 процентов), углекислого газа (30-40 процентов), небольшого количества сероводорода (0-3 процента), а также примесей водорода (аммиака и окислов азота). Биогаз не имеет неприятного запаха. Теплота сгорания 1 куб. метра газа достигает 25 МДж, что эквивалентно сгоранию 0,6 литра бензина, 0,85 литра спирта, 1,7 килограмма дров или использованию 1,4 кВт·ч электроэнергии. Он может использоваться и как обычный природный газ для приготовления пищи, обогрева. Его можно сжимать, использовать для заправки автомобиля, накапливать, перекачивать излишки, продавать.

В Челябинской области в хозяйствах имеется достаточный потенциал по производству биогаза (Таблица 101).

Таблица 101

Потенциал производства биогаза в Челябинской области на 2018-2023 годы

Год	Количество животных, тысяч голов	Объем биогаза, млн. кубических метров
2019	449,0	1195
2020	487,0	1228,5
2021	523,3	1497,8
2022	584,3	1612,4
2023	645,4	1812,6
2024	712,3	1942,4

Использование низкопотенциального тепла земли.

Оценка эффективности использования теплонасосных установок (далее именуется – ТНУ) в Челябинской области выполнена по результатам сравнения теплоснабжения эталонного городского района с установленной тепловой мощностью источника тепловой энергии в 10 Гкал/час, работающих на различных видах топлива. Выбор предпочтительного варианта выполнен на основании сравнения предельного уровня цены на тепловую энергию, поставленную потребителям, к которым относится население, проживающее и обслуживаемое в эталонном районе. Расчет предельного уровня цены на тепловую энергию выполнен в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. № 1562 «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)», вместе с «Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию

(мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)».

В отличие от указанных правил, кроме рассмотренных видов топлива (природный газ, уголь и мазут), при сравнении вариантов теплоснабжения использован вариант расчета предельной цены для водогрейной котельной, использующей в качестве топлива электроэнергию и теплонасосную установку.

Сравнение выполнено для климатической зоны города Челябинска. Организация теплоснабжения с использованием теплонасосной установки остается неконкурентоспособной по отношению к котельным, работающим на любом виде органического топлива (кроме сжиженного газа), и может конкурировать только с прямым использованием электроэнергии для производства тепловой энергии. Эти выводы очевидны, много раз подтверждены расчётами, но тем не менее продолжают обсуждаться. Понятно также, что там, где электроэнергия используется на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (например, не менее 47 процентов в США), эффективность использования тепловых насосов оправдана. Показатели тепловых насосов улучшаются, если имеется источник вторичного тепла с более высоким потенциалом, чем принятые в расчете. Расчеты эффективности представлены в таблице 102.

Таблица 102

Результаты расчета предельной цены на тепловую энергию от источников тепловой мощности с различными видами используемого топлива

Основные параметры расчетов	Единицы измерения	Условные обозначения	Котельные				ТНУ
			газ	мазут	уголь	электроэнергия	
установленная тепловая мощность источника	Гкал/час	Q^p	10	10	10	10	10
коэффициент использования установленной мощности		КИУМ	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
коэффициент готовности		K_r	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
продолжительность работы с учетом коэффициента готовности	ч	ГР	8497	8497	8497	8497	8497
объем полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	$Q^{по}$	29,926	29,926	29,926	29,926	29,926
расходы на топливо	тыс. рублей	PT_6	22687	44775	8762	199855	72675
возврат капитала	тыс. рублей	KP_6	16176	21340	41565	20136	29017
норма доходности инвестированного капитала	процентов	$НД_6$	18,81	18,81	18,81	18,81	18,81
срок возврата инвестированного капитала	лет	СВК	10	10	10	10	10
инвестированный капитал в базовом году	тыс. рублей	$ИК_6$	85997	113452	220973	107047	154264
величина капитальных затрат на строительство источника	тыс. рублей	$KZ_6^{ист}$	46614	64616	127362	26156	98091
величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей	тыс. рублей	$KZ_6^{сети}$	24066	24066	24066	24066	25017
величина затрат на технологическое присоединение	тыс. рублей	$ТП_6$	10017	7982	8235	49525	23856
затраты за приобретение земельного участка	тыс. рублей	Z_6	7300	18980	61320	7300	7300
расходы на налоги	тыс. рублей	H_6	4980	6618	13008	5360	7681
расходы по налогу на прибыль	тыс. рублей	H_6^n	3804	5175	10482	3875	5503
величина расходов на уплату налога на имущество за год	тыс. рублей	$H_6^{им}$	1154	1386	2342	1463	2156
величина расходов на уплату земельного налога за год	тыс. рублей	H_6^3	22	57	184	22	22

прочие расходы	тыс. рублей	ПР _б	4752	5141	8933	3913	6983
прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной	тыс. рублей	ПР _б ^{проч}	4384	4659	8016	3574	6370
расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств	тыс. рублей	ТО _б	1037	1311	2889	720	2304
расходы на электроэнергию на собственные нужды котельной	тыс. рублей	РЭ _б	1646	1646	2693	1421	1795
расходы на водоподготовку и водоотведение котельной	тыс. рублей	РВ _б	37	37	55	35	35
расходы на оплату труда персонала источника и сетей	тыс. рублей	РП _б	1665	1665	2379	1398	2236
иные прочие расходы	тыс. рублей	ПР _б ^{иные}	368	482	917	339	613
составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на топливо	руб./Гкал	РТ _б	758,1	1496,2	292,8	6678,3	2428,5
составляющая, обеспечивающая возврат капитальных затрат	руб./Гкал	КР _б	540,5	713,1	1388,9	672,8	969,6
составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов	руб./Гкал	Н _б	166,4	221,1	434,7	179,1	256,7
составляющая, обеспечивающая компенсацию прочих расходов	руб./Гкал	ПР _б	158,8	171,8	298,5	130,8	233,3
составляющая, обеспечивающая создание резерва по сомнительным долгам	руб./Гкал	РД _б	32,5	52,0	48,3	153,2	77,8
составляющая, обеспечивающая компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных	руб./Гкал	ΔВ _б	0	0	0	0	0
предельная цена на тепловую энергию	руб./Гкал	Ц _б	1656,3	2654,3	2463,2	7814,2	3965,9

Энергия малых рек.

Челябинская область, являясь водоразделом трех бассейнов (реки Камы, реки Тобола, реки Урала), на 98 процентов представлена малыми реками, к которым отнесены равнинные реки мощностью до 2 тыс. кВт и горные с мощностью 1,7 тыс. кВт.

Малая гидроэнергетика может стать одним из приоритетных направлений ТЭК по обеспечению Челябинской области самостоятельной энергетической политики. Экономически обоснованными при этом являются как восстановление малых ГЭС (далее именуется – МГЭС), так и новое их строительство при использовании гидропотенциала водохранилищ и малых рек. Общее количество рек в Челябинской области превышает 3,5 тысячи, но абсолютное большинство их (98 процентов) относится к очень малым, длиной менее 10 километров.

Первые гидроустановки были известны давно. На протяжении XVIII века на Урале их было построено 157. По данным официального отчета ведомства, по состоянию на 1860-1861 год на всех уральских гидроустановках действовало около 1640 колес общей мощностью 31260 лошадиных сил (23132 кВт) и около 50 гидротурбин общей мощностью 1310 лошадиных сил (9694 кВт). До сегодняшнего дня без радикальной реконструкции работает Порожская ГЭС на реке Большая Сатка, запущенная в 1908 году.

Сейчас на территории Челябинской области эксплуатируется около 392 прудов и водохранилищ с суммарным полным объемом более 3360 млн. кубических метров и полезным объемом более 2600 млн. кубических метров. Создаваемый плотинами этих гидроузлов напор и пропуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии. Их всех гидроузлов только на Верхнеуральском (река Урал) и Порожском (река Большая Сатка) водохранилищах используется гидроэнергетический потенциал стока.

В таблице 103 представлены параметры МГЭС при водохранилищах, при которых целесообразно строительство ГЭС. Диапазоны энергии, которая может быть получена в створе гидроузла, определены по двум параметрам. Верхний предел определен по сработке полезного объема, а нижний предел – по полезной водоотдаче. Полезная водоотдача рассчитывается по 95-процентному сбросу из водохранилищ, предназначенных для водоснабжения и 85-процентному сбросу для целей сельского хозяйства.

Таблица 103

Возможные МГЭС при водохранилищах Челябинской области

Водохранилище	Назначение	Емкость млн. кубических метров (полная/полезная)	Параметры МГЭС
Магнитогорское, р. Урал	ПВ, О, РХ	189/32	2,6-0,5
Верхнеуральское, р. Урал	ПВ, О, РХ	601/569	4,4-0,3
Арганзинское, р. Миасс	В, РХ	966/781	2,6-0,5
Шершневское, р. Миасс	В, О	176/94	0,9-0,2
Нязепетровское, р. Уфа	В	153/133	8,7-1,6

Иремельское, р. Иремель	В	43/41	0,3-0,1
Миасское, р. Миасс	ПВ	13/6	0
Поликарповский пруд, р. Миасс	ПВ	11/9	0,1-0,02
Нижнеуфалейское, р. Уфалейка	ПВ	17/8	0,1-0,02
Южноуральское, р. Увелька	ПВ, В, РХ	76/66	1,6-0,3
Зюраткульское, р. Большая Сатка	В	73/58	2,8-1,2
всего	-	-	24,2-4,6

Среди потенциальных проектов Центра энергоэффективности Интер РАО ЕЭС – создание генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии и малой распределенной энергетики строительство микроГЭС в Челябинской области – пилотный проект в рамках региональной целевой программы «Энергообеспечение Южного Урала за счет использования возобновляемых источников гидроэнергии на 2010-2020 годы». В перспективе – строительство более 20 малых ГЭС в Челябинской области.

Выводы:

обзор имеющихся на территории Челябинской области возобновляемых источников показывает, что их технический потенциал достаточен для использования с целью получения энергии. Однако в настоящий момент при отсутствии серийного отечественного оборудования, экономический потенциал использования ВИЭ близок к нулю.

51. Перспективный спрос на топливо.

Прогноз потребности в органическом топливе для функционирования ТЭС и котельных Челябинской области до 2024 года приведен в таблице 104. В составе ТЭС функционируют ТЭЦ, и, таким образом, потребность в топливе обеспечивает выработку электрической энергии на КЭС и ТЭЦ и тепловой энергии на ТЭЦ.

Таблица 104

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Виды топливно-энергетических ресурсов	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
расход топлива на ТЭС, в том числе:	13796	14056	14405	14697	14647	14628
на выработку электроэнергии, в том числе	9481	9725	10018	10194	10190	10180
газ природный	6838	7072	7343	7533	7529	7522
уголь	1927	1935	1951	1943	1942	1940
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	105	105	106	104	104	104
газ доменный	598	600	605	603	602	602
прочие виды топлива	13	13	13	13	13	13
на выработку тепловой энергии, в том числе:	4316	4331	4387	4503	4457	4448
газ природный	2848	2880	2947	3053	3016	3016

уголь	803	788	783	787	778	768
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	236	236	235	238	238	238
газ доменный	429	427	422	424	425	425
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
расход топлива на котельных, в том числе	2741	2835	2849	2931	2981	3038
газ природный	2064	2150	2175	2253	2293	2338
уголь	582	588	578	581	591	603
нефтетопливо	70	70	70	70	70	70
газ коксовый	0	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	26	26	26	26	26	26
всего затраты топлива электростанций и котельных	16538	16890	17253	17627	17627	17665
газ природный	11749	12102	12465	12839	12839	12877
уголь	3311	3311	3311	3311	3311	3311
нефтетопливо	70	70	70	70	70	70
газ коксовый	342	342	342	342	342	342
газ доменный	1027	1027	1027	1027	1027	1027
прочие виды топлива	39	39	39	39	39	39

Всего на выработку электроэнергии в Челябинской области планируется затратить 10180 тыс. тонн условного топлива в 2024 году (Таблица 104), что составляет 56 процентов от общего расхода ТЭР на производство электроэнергии и тепла. На выработку тепловой энергии планируется затратить на ТЭЦ 4448 тыс. тонн условного топлива, а на котельных - 3038 тыс. тонн условного топлива.

Обозначения и сокращения

А	ампер
АВР	автоматический ввод резерва
АДШС	автоматика деления шунтирующей сети
АКА	аппаратура каналов автоматики
АНКА	аппаратура низкочастотная каналов автоматики
АО	акционерное общество
АОПО	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПВ	автоматическое повторное включение
АРЛ	автоматика разгрузки линии
АТ	автотрансформатор
АТГ	автотрансформаторная группа
АЭС	атомная электростанция
БСК	батарея статистических конденсаторов
БКЗ	общество с ограниченной ответственностью «Барнаульский котельный завод»
ВЛ	воздушная линия электропередачи
В	вольт
ВИЭ (НВИЭ)	возобновляемые источники энергии (нетрадиционные)
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
Вт	ватт
Вт·ч	ватт-час
ВРП	валовой региональный продукт
ВЧ-канал	высокочастотный канал
ГАО	графики аварийного отключения
ГООЭЛРО	Государственная электрификация России
ГОК	горно-обогатительный комбинат
ГВт	гигаватт
г/кВт·ч	грамм на киловатт-час
ГПП	главная понижающая подстанция
ГПУ	газопоршневая установка
ГПЭС	газопоршневая электростанция
Гц	герц
ГРЭС	государственная районная электростанция
Гкал/час	гигакалорий в час
ГТ ТЭЦ	газотурбинная ТЭЦ
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДДТН	длительно допустимая токовая нагрузка
ДКЗ	акционерное общество «Дорогобужкотломаш» (бывший Дорогобужский котельный завод)
ДПМ	договор поставки мощности

ETL	аппаратура ВЧ-связи серии ETL
ЕТЭБ	единый топливно-энергетический баланс
ЕЭС	единая энергетическая система
ЕНЭС	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
ЗАО	закрытое акционерное общество
ЗАТО	закрытое административно-территориальное образование
ЗМЗ	акционерное общество «Златоустовский металлургический завод»
ЗСО	подстанция бывшего завода имени Серго Орджоникидзе
ЗЭМЗ	акционерное общество «Златоустовский электрометаллургический завод»
ИТП	индивидуальный тепловой пункт
ИРМ	источник реактивной мощности
$I_{\text{доп}}$	длительно допустимый ток
КВЛ	кабельно-воздушная линия электропередачи
КИТТ	коэффициент использования тепла топлива
КИЦЗ	акционерное общество «Катавский цемент» (бывший Катав-Ивановский цементный завод)
КИЛМЗ	открытое акционерное общество «Катав-Ивановский литейно-механический завод»
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КЛ	кабельная линия электропередачи
КМЭЗ	акционерное общество «Кыштымский медеэлектролитный завод»
КПД	коэффициент полезного действия
КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУН	комплектное распределительное устройство наружной установки
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	контролируемое сечение
КТЗ	акционерное общество «Калужский завод энергетического машиностроения» (Калужский турбинный завод)
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
КТПБ	комплектная трансформаторная подстанция блочная
КЭС	конденсационная электростанция
кВт	киловатт
кВ	киловольт
кВА	киловольт-ампер
квар (кВАР)	киловар (киловольт-ампер реактивный)
кВт·ч	киловатт-час

л.с.	лошадиная сила
ЛМЗ	Производственный комплекс «Ленинградский металлический завод» компании «Силовые машины»
ЛЭП	линия электропередачи
Мвар (МВА Р)	мегавар (мегавольт-ампер реактивный)
МГЭС	малые ГЭС
МДж	мегаджоуль
МДП	максимально допустимый переток
МЭС	межсистемные электрические сети
МВт	мегаватт
МВА	мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВт·ч	мегаватт-час
млн.	миллион
млрд.	миллиард
МВ	масляный выключатель
МКЭУ	модульная когенерационная энергетическая установка
МММЗ	закрытое акционерное общество «Миньярский метизно-металлургический завод»
МРСК	межрегиональная сетевая компания
МТЭЦ	Магнитогорская ТЭЦ
МЦЭС	Магнитогорская ЦЭС
н/д	нет данных
НТД	нормативно-техническая документация
ОАО	открытое акционерное общество
ОГ	отключение генерации
ОН	отключение нагрузки
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ОЭС	объединенная энергетическая система
ОРУ	открытое распределительное устройство
ОРЭМ	оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	отпайка
ПА	противоаварийная автоматика
ПАО	публичное акционерное общество
ПВЭС	паровоздуховная электростанция
ПГУ	парогазовая установка
ПИР	проектно-изыскательские работы
ПС	электрическая подстанция
ПС ЧФЗ	подстанция Челябинского ферросплавного завода
ПСЦ	паросиловой цех
ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей
ПТУ	паротурбинная установка
ПУЭ	правила устройства электроустановок
ПЭР	преобразование в другие виды энергоресурсов

$P_{\min}$	минимальная мощность
Plink	аппаратура ВЧ-связи серии Plink
РИП	региональный индустриальный парк
РУ	распределительное устройство
РДУ	региональное диспетчерское управление
РЗА	релейная защита и электроавтоматика
РПН	переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РП	распределительный пункт
САОН	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	секционный выключатель
СВМ	схема выдачи мощности
СЗК	северо-западная котельная
Сиб. ПП	Сибайский переключательный пункт
СКРМ	средство компенсации реактивной мощности
СМР	строительно-монтажные работы
СН	собственные нужды
СНиП	строительные нормы и правила
СШ	система шин
СУГ	сжиженные углеводородные газы
СЦТ	система центрального теплоснабжения
СЭС	солнечные электростанции
ТГ	турбогенератор
ТКЗ	открытое акционерное общество «Таганрогский котельный завод «Красный котельщик»
ТМЗ	открытое акционерное общество «Троицкий металлургический завод»
ТНУ	теплонасосные установки
ТОСЭР	территория опережающего социально-экономического развития
ТП	трансформаторная подстанция
ТСО	территориальная сетевая организация
ТЭБ	топливно-энергетический баланс
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭР	топливно-энергетические ресурсы
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВЭС	теплоэлектроцентраль-паровоздуховная станция
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	трансформатор тока
ТЭ	тепловая энергия
ТУ на ТП	технические условия на технологическое присоединение
ТФУ	теплофикационная установка

т/ч	тонн в час
УЗРМО	общество с ограниченной ответственностью «Уфалейский завод металлоизделий»
УКВЗ	акционерное общество «Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова» – филиал акционерного общества «Государственный космический научно-производственный центр имени М.В. Хруничева»
УНЦ	укрупненные нормативы цен
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УПК-Ц	устройство передачи команд противоаварийной автоматики
УТЗ, УТМЗ	акционерное общество «Уральский турбинный завод», акционерное общество «Уральский турбомоторный завод»
УТМ	установленная тепловая мощность
УТМТ	установленная тепловая мощность теплофикационная
УЭМ	установленная электрическая мощность
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина
ФГУП «ПО «Маяк»	Федеральное государственное унитарное предприятие «Производственное объединение «Маяк»
ФЕР	федеральные единичные расценки
ФОЛ	фиксация отключения линии
ФСК ЕЭС	Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
ХТЗ, ХТГЗ	акционерное общество «Турбоатом» (Харьковский турбинный завод, Харьковский турбогенераторный завод)
ЦРП	центральный распределительный пункт
ЦСПА	централизованная система противоаварийного управления
ЦЭС	Центральные электрические сети
ЧАМЗ	открытое акционерное общество «Челябинский автомеханический завод»
ЧМК	публичное акционерное общество «Челябинский металлургический комбинат»
ЧТЗ	открытое акционерное общество «Челябинский тракторный завод – УРАЛТРАК»
ЧТЭЦ	Челябинская тепловая электроцентраль
ЧЭМК	акционерное общество «Челябинский электрометаллургический комбинат»
ЧЭРЗ	подстанция Челябинского электровозоремонтного завода

	— филиала ОАО «Желдорреммаш»
ШСВ	шиносоединительный выключатель
Электросила	Завод «Электросила», город Санкт-Петербург
Электротяжмаш	Государственное предприятие «Завод «Электротяжмаш», город Харьков
НВС	Харбинская котлостроительная компания
НЕС	Харбинская электромашиностроительная компания
НТС	Харбинская турбостроительная компания