



ГУБЕРНАТОР ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 29.04.2022 г. № 403-р
Челябинск

Об утверждении схемы и программы
перспективного развития
электроэнергетики Челябинской
области на 2023 - 2027 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 2023-2027 годы.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Челябинской области от 30.04.2020 г. № 434-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021 - 2025 годы» (Официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 7 мая 2020 г.).

3. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию.

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



А.Л. Текслер

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Губернатора
Челябинской области
от 29.04. 2022 г. № 403-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики
Челябинской области на 2023-2027 годы

1. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2023-2027 годы (далее именуются – СиПР Челябинской области) разработаны в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и нормативными документами:

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

2) 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»;

3) Федеральным законом от 27 июля 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»;

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

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

6) постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

7) распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р;

8) распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р;

9) распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р;

10) Схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики;

11) пунктом 5 протокола поручений Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 года № Пр-839;

12) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 г. № 281 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем»;

13) требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»;

14) 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-369пр);

15) национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;

16) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

17) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

2. СиПР Челябинской области разработаны на основании государственного контракта на выполнение научно-исследовательской работы по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2023-2027 годы, заключенного между Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы Развитие энергосистем».

3. Основными целями разработки СиПР 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.

4. Задачами формирования СиПР Челябинской области являются:

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

2) 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;

3) недопущение ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

4) обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

5) обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей:

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

7) разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше в рамках энергосистемы Челябинской области на период 2023-2027 годов для обеспечения надежности функционирования указанной энергосистемы в долгосрочной перспективе;

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

9) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Челябинской области при реализации полномочий соответствующих органов в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

5. СиПР Челябинской области сформированы с учетом:

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

2) Энергетической стратегии России на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р;

3) Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы;

4) схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022-2026 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Челябинской области от 30.04.2021 г. № 459-р «О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022-2026 годы и о признании утратившим силу распоряжения Губернатора Челябинской области от 30.04.2019 г. № 561-р»;

5) 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»;

6) документов территориального планирования Челябинской области и муниципальных образований Челябинской области;

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

8) 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»);

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

10) схем внешнего электроснабжения потребителей, которые будут реализованы в период до 2027 года (при наличии);

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

12) предложений АО «СО ЕЭС» 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;

13) 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;

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

15) прогноза социально-экономического развития Челябинской области на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

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

17) 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;

18) 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;

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

6. СиПР Челябинской области содержит программу развития электроэнергетики Челябинской области, включающую в себя в отношении каждого года планирования:

1) схему развития электроэнергетики Челябинской области;

2) прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС» по Челябинской области, а также по региональным энергорайонам и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Челябинской области, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

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

4) 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;

5) 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;

6) иные сведения в области перспективного развития электроэнергетики Челябинской области.

7. СиПР Челябинской области подлежит к использованию в качестве:

1) основы для разработки схем выдачи мощности электростанций, расположенных на территории Челябинской области;

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

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

I. Характеристика Челябинской области

8. Общая характеристика Челябинской области.

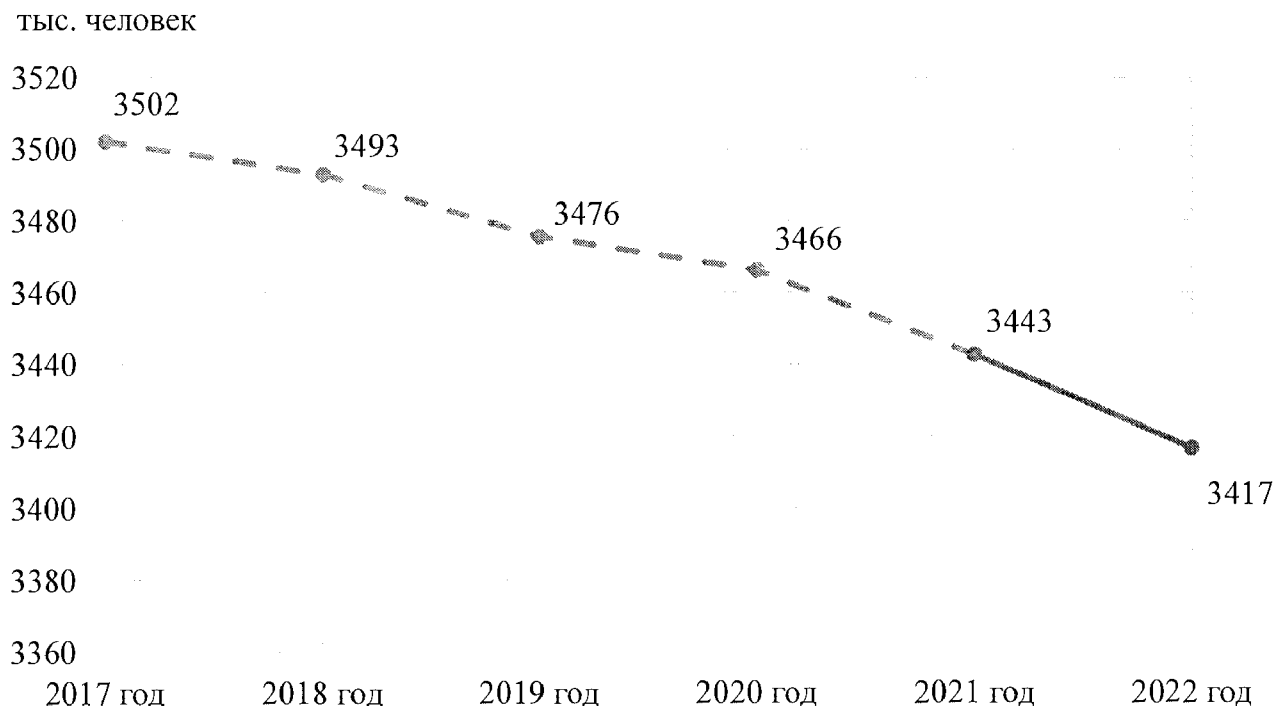
Челябинская область входит в состав Уральского Федерального округа. Площадь территории Челябинской области составляет 88529 кв. километров (0,52 процента от площади территории Российской Федерации).

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. Трехгорный, Озерский и Снежинский городские округа имеют статус закрытых административно-территориальных образований (далее именуются – ЗАТО).

Численность населения Челябинской области по состоянию на 1 января 2022 года (по предварительной оценке на основе данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), приведенной на официальном сайте Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат) в информационно-телекоммуникационной сети Интернет <http://chelstat.gks.ru>) составляет 3416,613 тыс. человек, из которых в городах проживает 2823,689 тыс. человек (82,65 процента от общей численности населения), в сельской местности – 592,924 тыс. человек (17,35 процента от общей численности населения).

Динамика изменения численности населения Челябинской области за период с 2017 по 2022 годы представлена на рисунке 1.

**Динамика изменения численности населения
Челябинской области за период с 2017 по 2022 годы**



9. С 2017 года и по настоящий момент наблюдается устойчивое снижение численности населения Челябинской области. За период с 2017 года по 1 января 2022 года численность населения Челябинской области снизилась на 85,710 тыс. человек.

Наиболее крупными населенными пунктами являются следующие: города (численность населения представлена по состоянию на 1 января 2020 года):

- Челябинск – 1196,680 тыс. человек;
- Магнитогорск – 413,253 тыс. человек;
- Златоуст – 163,919 тыс. человек;
- Миасс – 151,472 тыс. человек;
- Копейск – 147,634 тыс. человек.

Челябинская область является крупным транспортным узлом. По территории Челябинской области проходят автомобильные дороги общего пользования федерального значения М5, М36, М51 и Южно-Уральская железная дорога. Южно-Уральская железная дорога входит в число крупнейших магистралей Российской Федерации, является начальным звеном Транссибирской магистрали – самой протяженной железной дороги в мире. В Челябинской области действует международный аэропорт Челябинск (Баладино) имени И.В. Курчатова.

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 социально-культурные объекты. Все вышеперечисленное обеспечивает развитие туристской индустрии, горнолыжных курортов.

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

10. Общая характеристика энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области входит в объединенную энергосистему Урала и обслуживает территорию Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области включает в себя следующие энергорайоны:

Златоустовский энергорайон, в том числе: Ашинский энергорайон и Златоустовско-Миасский энергорайон;

Челябинский энергорайон, в том числе: Еманжелинский энергорайон, Металлургический энергорайон, Первомайский энергорайон, Северный энергорайон, Сосновский энергорайон, энергорайон ЧТЭЦ-1, энергорайон ЧТЭЦ-4, энергорайон ЧЭМК.

Южный энергорайон, в том числе: Карталинский энергорайон, Магнитогорский энергорайон, Троицкий энергорайон, энергорайон ПС 90 – ПС 60.

Ниже приведен перечень объектов энергосистемы Челябинской области:
Ашинский энергорайон 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 энергорайон входят следующие основные объекты:
 ПС 500 кВ Кропачево, ПС 220 кВ АМЕТ, ТПС 110 кВ Симская,
 ПС 110 кВ АМЗ (ТЭЦ АМЗ).

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 Тургояк, ПС 110 кВ Юрюзань, ПС 110 кВ Яхино-т, Южноуральская
 ГРЭС, Тургоякская ТЭЦ, ТЭЦ УралАЗ, ПС 110 кВ Огнеупор (ТЭЦ Магnezит).

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;

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;

ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;

ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;

ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;

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

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 Исаково – Бутаки с отпайками;

ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово-т с отпайкой на ПС Смолинский карьер;

ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км.

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.

Челябинский энергорайон включает в себя: Еманжелинский энергорайон, Metallургический энергорайон, Первомайский энергорайон, Северный энергорайон, Сосновский энергорайон, энергорайон ЧТЭЦ-1, энергорайон ЧТЭЦ-4, энергорайон ЧЭМК.

Еманжелинский энергорайон 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 – Упруг-т;

ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково).

В Еманжелинский энергорайон 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, Южноуральская ГРЭС, ПС 110 кВ Центральная разведочная (мини-ТЭС).

Metallургический энергорайон 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 Metallургический энергорайон 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.

В Первомайский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Чебаркуль (110 кВ), ПС 110 кВ Луговая, ПС 110 кВ Первомайка, ЮУГРЭС (110 кВ).

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, Карабашская МКЭУ, Каслинская МКЭУ.

Сосновский энергорайон 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 энергорайон 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.

Энергорайон 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 энергорайон ЧТЭЦ-1 входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Козырево, ПС 220 кВ Исаково, Челябинская ТЭЦ-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 Южные Копи.

Энергорайон 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 энергорайон ЧТЭЦ-4 входят следующие основные объекты:

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

Энергорайон 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 энергорайон ЧЭМК входят следующие основные объекты:

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

Южный энергорайон включает в себя: Карталинский энергорайон, Магнитогорский энергорайон, Троицкий энергорайон, энергорайон ПС 90 – ПС 60.

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:

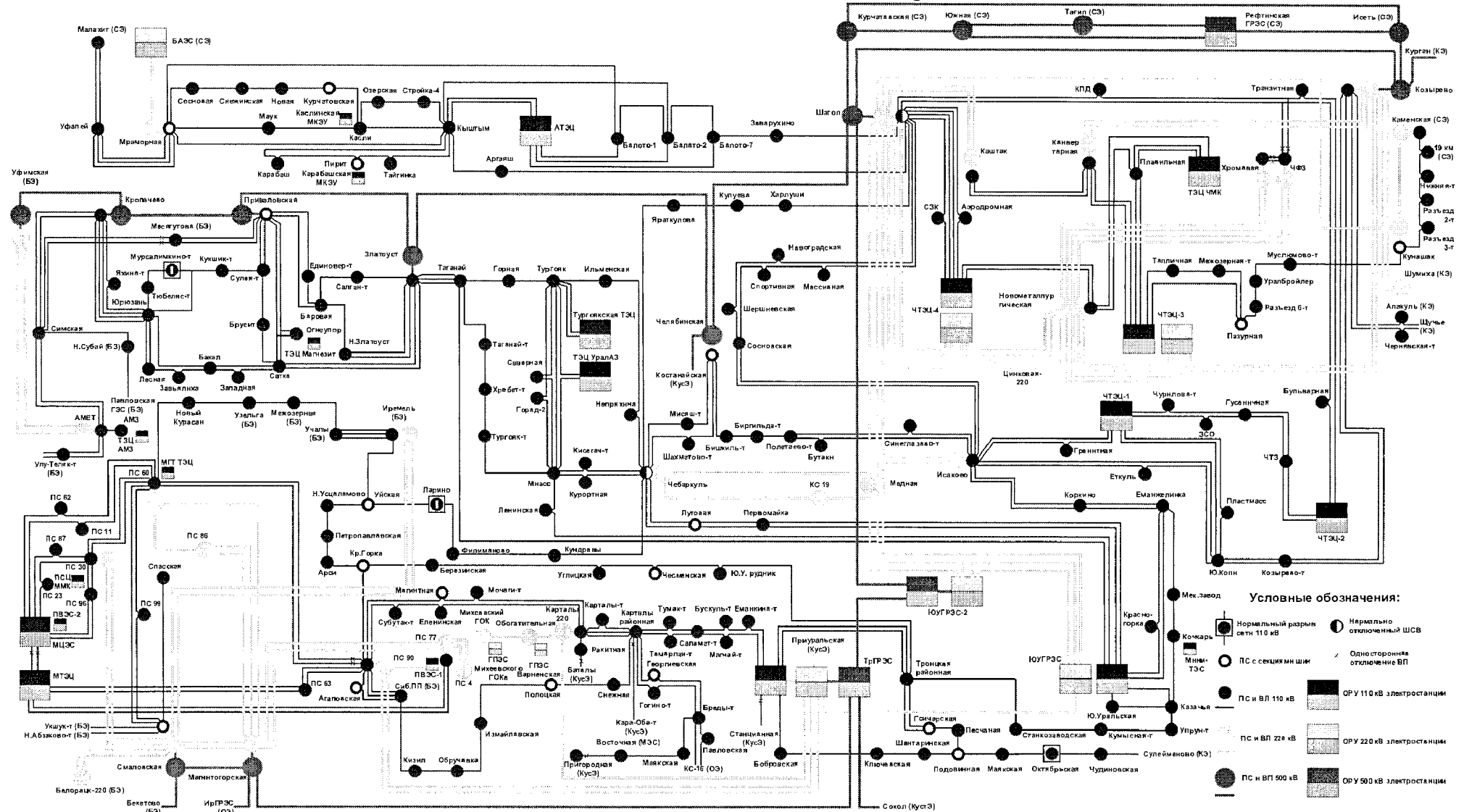
ПС 220 кВ Карталы 220, ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогадательная, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ Бреды-т, ПС 110 кВ Бускуль-т, ПС 110 кВ Георгиевская, ПС 110 кВ Гого-т, ПС 110 кВ Еленинская, ПС 110 кВ Еманкино-т, ПС 110 кВ Измайловская, ПС 110 кВ Карталы районная, ПС 110 кВ Карталы-т, ПС 110 кВ Кизил, 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 Тума-т, Троицкая ГРЭС, ГПЭС АО «Михеевский ГОК» (ПС 220 кВ Михеевский ГОК), ГПЭС Варненская (ПС 220 кВ Обогадательная).

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, ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I, II цепь;
 ВЛ 110 кВ Агаповская – СПП;
 ВЛ 110 кВ ПС 60 – Новый Курасан 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;
 ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т;
 ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баимово;
 ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками.
 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, ПС 10 кВ 29Л (ПСЦ турбинный участок).
 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.
 В энергорайон ПС 90 – ПС 60 входят следующие основные объекты:
 ПС 220 кВ 60, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ Красная Горка, ПС 110 кВ Узельга, ПС 110 кВ Уйская.
 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



11. Информация по генерирующим компаниям Челябинской области.

На территории Челябинской области представлены следующие основные генерирующие компании.

Филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Троицкая ГРЭС.

Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – крупнейшая российская компания тепловой генерации с установленной мощностью 16,5 ГВт.

На территории Челябинской области расположена Троицкая ГРЭС. Установленная мощность генерирующего оборудования Троицкой ГРЭС составляет 836 МВт.

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 22 крупнейшие электростанции суммарной установленной мощностью 21,8 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.

Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

В Челябинской области расположены следующие станции, входящие в Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»: 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 (установленная мощность генерирующего оборудования – 757,5 МВт).

Акционерное общество «Русатом Инфраструктурные решения» (далее именуется – АО «РИР»).

АО «РИР» - одно из учреждений Госкорпорации «Росатом», управляет активами неатомного энергетического и коммунального комплекса.

В Челябинской области расположены следующие станции, входящие в АО «РИР»: Аргаяшская ТЭЦ (установленная мощность генерирующего оборудования – 256 МВт).

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.

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 мощностью 20 МВт;

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

ООО «Капитал-Сити».

На территории Челябинской области расположены следующие объекты, входящие в состав ООО «Капитал-Сити».

ГПЭС Варненская установленной мощностью 77,4 МВт.

12. Информация по электростанциям промышленных предприятий.

На территории Челябинской области функционируют следующие электростанции промышленных предприятий.

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

Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт;

Магнитогорская ЦЭС установленной мощностью 208,77 МВт;

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

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

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

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

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

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

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

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

АО «Комбинат Магнезит» имеет в составе ТЭЦ Магнезит установленной мощностью 24 МВт.

ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод») имеет в составе ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго установленной мощностью 6 МВт.

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

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

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

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

ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина» имеет в составе ГПЭС Энергоцентра города Снежинска установленной мощностью 12 МВт.

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

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

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

АО «Михеевский ГОК» имеет в составе ГПЭС установленной мощностью 92 МВт.

ООО «Аггреко-Евразия» включает в себя следующие станции:

ГПЭС Первомайская установленной мощностью 6,72 МВт;

ГПЭС ЧТПЗ установленной мощностью 17,92 МВт.

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

На территории Челябинской области представлены следующие основные электросетевые компании.

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», который 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 Челябинской области, а также подключение новых потребителей к распределительным электрическим сетям указанной компании.

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет электроснабжение промышленных предприятий и населения Челябинской области. Всего в эксплуатации филиала находится 313 подстанций напряжением 35 - 220 кВ (1 ПС 220 кВ, 186 ПС 110 кВ, 126 ПС 35 кВ). Суммарная установленная трансформаторная мощность на ПС 35 – 220 кВ – 6474,43 МВА.

Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ составляет 7620,1 километра (ВЛ 110 кВ – 7615,17 километра, КЛ 110 кВ – 4,93 километра). Суммарная протяженность ЛЭП 35 кВ составляет 2969,3 километра (ВЛ 35 кВ – 2955,37 километра, КЛ 35 кВ – 13,93 километра). Суммарная протяженность ЛЭП 6-10 кВ составляет 18384 километра, ЛЭП 0,4 кВ – 15951 километр (справочно).

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

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. В эксплуатации Южно-Уральского ПМЭС находятся 2914,92 километра ВЛ и КЛ напряжением 6-500 кВ (16 ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью 1370,684 километра, 2 КЛ 500 кВ суммарной протяженностью 1,098 километра, 47 ВЛ 220 кВ суммарной протяженностью 1462,811 километра, 2 КЛ 220 кВ суммарной протяженностью 5,901 километра, 7 ВЛ 110 кВ суммарной протяженностью 62,472 километра и 3 ВЛ 6 кВ суммарной протяженностью 11,954 километра) и 15 подстанций общей трансформаторной мощностью 10632 МВА (8 подстанций 500 кВ, 7 подстанций 220 кВ).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 «МиассЭнергоСтрой» (далее именуется – ООО «МиассЭнергоСтрой»);

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 «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ» (далее именуется – ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»);

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

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

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 «ЭК Маяк» (далее именуется – ООО «ЭКМ»);

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»);

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

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

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

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

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

общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «Уралэлектромонтаж»» (далее именуется – ООО ПК «УЭМ»);

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

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

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

акционерное общество «Екатеринбургская электросетевая компания» (далее именуется – АО «ЕЭСК»).

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

Таблица 1

Сводная информация о ТСО

№	Наименование ТСО	Территория присутствия	Сводные данные по сетям	Адрес сайта	Контакты	ПС 110 кВ	ПС 35 кВ
1.	АО «АЗ «Урал»	Челябинская область, промышленная площадка АО «АЗ «Урал», микрайон № 5 центральной части города Миасса, частично поселок Заречье, частично промышленная зона севернее АО «АЗ «Урал»	длина ЛЭП общая - 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 подстанций 384,919 МВА	www.uralaz.ru	Челябинская область, город Миасс, пр. Автозаводцев, 1, тел.: +7 (3513) 55-16-37, SecrUral@gaz.ru	ТЭЦ УралАЗ; ПС 110 кВ Северная; ПС 110 кВ Автозаводская; ПС 110 кВ Сталелитейная	ПС 35 кВ Город
2.	АО «Оборонэнерго» Филиал «Уральский»	Челябинская область (публикация информации о перечне зон деятельности сетевой организации с детализацией по населенным пунктам и районам городов, определяемых в соответствии с границами балансовой принадлежности электросетевого хозяйства, находящегося в	длина ЛЭП общая - 581,74 километра; трансформаторная мощность подстанций 66,25 МВА	www.oboronenergo.su	город Москва, улица Русаковская, дом 13, стр.19, 21-25, тел.: +7 (495) 532-13-06, info@oen.su	ПС 110 кВ 480	нет

		собственности сетевой организации или на ином законном основании, подлежащей раскрытию в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», осуществляется в соответствии с пунктом 22 перечня сведений, отнесенных к государственной тайне, утвержденного Указом Президента					

		Российской Федерации от 30 ноября 1995 года № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне»)					
3.	АО «Горэлектросеть»	Челябинская область, город Магнитогорск	ЛЭП 110 кВ – 78,6 километра; ЛЭП 35 кВ - 119 километров; ЛЭП 6-10 кВ - 961,5 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 1288,9 километра; трансформаторная мощность подстанций- 1021,99 МВА	www.gesmgn.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Комсомольская, 11/1, корпус 1, тел.: (3519) 29-30-00, ges@magnitka.info	ПС 110 кВ 49; ПС 110 кВ 98; ПС 110 кВ 99;	ПС 35 кВ 44; ПС 35 кВ 48; ПС 35 кВ 58; ПС 35 кВ 89
4.	АО «Трансэнерго»	Челябинская область, город Снежинск	длина ЛЭП общая - 778,397 километра; трансформаторная мощность подстанций - 401,808 МВА	www.oaotransenergo.ru	Челябинская область, город Снежинск, улица Транспортная, 44, а/я 575, тел.: (35146) 9-24-27, transen@ao-te.ru	ПС 110 кВ Снежинская; ПС 110 кВ Курчатовская; ПС 110 кВ Светлая; ПС 110 кВ Сосновая; ПС 110 кВ Новая	нет
5.	АО «Электросеть»	Челябинский городской округ с внутригородским	длина ЛЭП общая - 73,1 километра, в том числе	www.zaoelektroset.ru	Кемеровская область, город Между-	ПС 110 кВ ЗМЗ-3; ПС 110 кВ	ПС 35 кВ ГПП-1; ПС 35 кВ

		делением: город Челябинск, Златоустовский городской округ: город Златоуст, Чебаркульский городской округ: город Чебаркуль	ЛЭП 110 кВ - 23,48 километра; ЛЭП 35 кВ - 7,87 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 16,74 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 24,92 километра; трансформаторная мощность подстанций 1681,44 МВА		реченск, проезд Горького, 25, тел.: +7 (384) 753- 20-89 info@ zaoelektroset.ru	ЗМЗ-4; ПС 110 кВ ЗМЗ-6; ПС 110 кВ Гранит; ПС 110 кВ Компрессорная; ПС 110 кВ ГПП-2; ПС 110 кВ Плавильная; ПС 110 кВ ГПП-4; ПС 110 кВ ГПП-5; ПС 110 кВ ГПП-6; ПС 110 кВ ГПП-7; ПС 110 кВ ГПП-12; ПС 110 кВ ГПП-13; ПС 110 кВ ГПП-14; ПС 110 кВ ГПП-16	ГПП-17
6.	АО «ЭСК ЧТПЗ»	Челябинская область, город Челябинск, Ленинский район	длина ЛЭП общая - 65,2 километра, в том числе: ЛЭП 35 кВ - 4,07 километра; ЛЭП 6 кВ -	www.eskchel.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Машиностро- ителей, 21,	ПС 110 кВ ГПП-1; ПС 110 кВ ГПП-2; ПС 110 кВ ГПП-3	нет

			52,01 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 9,12 километра; трансформаторная мощность подстанций 110 кВ - 286 МВА; трансформаторная мощность ТП 6 кВ - 7,8 МВА		тел.: +7 (351) 259-03-76, +7 (351) 255-77- 99, Vladimir. Belkov@ chelpipe.ru		
7.	МУП «КОММЕТ»	Челябинская область, город Челябинск, Металлургический район, в пределах границ улиц: Пети Калмыкова, Б. Хмельницкого, Вишнегорская, Сталеваров, Хлебозаводская, Северный луч, Аральская, Измайловская, поселок Першино, поселок Каштак (улица Кишиневская, улица Лазурная, пер. Хвойный, пер. Боровой). Челябметрострой – Калининский район, 47 мкрн – район Парковый, Краснопольский	подстанции 110 кВ - 1 штука, подстанции 6-10 кВ - 191 штука. Длина ЛЭП общая - 724,559 километра	www.kommet74.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Обухова, 11, тел.: +7 (351) 248-84-59, +7 (900) 079-05- 09, mup.kommet@ yandex.ru	ПС 110 кВ Першино	нет

		проспект - район Парковый, улица Чоппа – Тракторо- заводский район. Поселок Фатеевка, поселок Аэропорт					
8.	МУП «ГУК»	Челябинская область, Миасский городской округ, город Миасс	общая длина ВЛ - 155 километров; общая длина КЛ - 387 километров; ТП, РП - 225 штук	www.mup-guk.ru	Челябинская область, город Миасс, улица 8 Марта, 123, тел.: +7 (3513) 54-32-54, info@esk-74.ru	нет	нет
9.	МУП «МПОЭ» города Трехгорного	Челябинская область, Трехгорный городской округ, город Трехгорный	центров питания 35 кВ и выше нет	www.energo.trekhgorny.ru	Челябинская область, город Трехгорный, улица Маршала Жукова, 1а, тел.: +7 (35191) 6-20- 61, energo@atlint.ru	нет	нет
10.	МУП «ЭТС»	Челябинская область, Троицкий городской округ: поселок Гончарка, поселок Станционный, поселок Золотая Сопка, поселок ГРЭС	центров питания 35 кВ и выше нет	www.etstr.ru	Челябинская область, город Троицк, улица Сибирская, 6, тел.: +7 (35163) 2-69- 29, tr-ets@mail.ru	нет	нет
11.	АО «Вишнево-	Каслинский	длина ЛЭП общая -	www.vishgok.ru	Челябинская	ПС 110 кВ ВРУ	ПС 35 кВ

	горский ГОК»	муниципальный район: рабочий поселок Вишневогорск	16,65 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 49,12 МВА		область, Каслинский район, рабочий поселок Вишневогорск, улица Ленина, 61, 8 (351) 493-41- 22 gok74@mail.ru		ГПП-1 ПС 35 кВ; ГПП-2
12.	ОАО «ММК- Метиз»	Челябинская область, город Магнитогорск, Орджоникидзевский район	длина ЛЭП общая - 29,626 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ – 1,2 километра; ЛЭП 35 кВ – 25,351 километра; ЛЭП 6(10) кВ - 3,075 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 286 МВА	www.mmk- metiz.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Метизников, 5, телефон: 8- 800-350-28-89, info@mmk- metiz.ru	ПС 110 кВ 97 (ММЗ)	нет
13.	ОАО «РЖД» (Южно- Уральская дирекция по энергообеспече- нию – структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО	Челябинская область	длина ЛЭП общая - 4834,08 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ – 18 километров; ЛЭП 35 кВ – 38 километров; ЛЭП 6(10) кВ - 2115,36 километра; ЛЭП 0,4 кВ -	www.rzd.ru/ ent/public/ru?STR UCTURE_ID= 5185&layer_id= 5554&refererLayer Id=5554&id=145# 47	Челябинская область, город Челябинск, улица Троицкий тракт, дом 22а, тел.: +7 (351) 268- 44-30	Южно- Уральская ж/д: ПС 110 кВ Ай-т; ПС 110 кВ Бердяуш-т; ПС 110 кВ Биргильда-т; ПС 110 кВ Бишкиль-т;	нет

	«РЖД»)		2662,72 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 2191,28 МВА		hq-asek@ surw.ru	ПС 110 кВ Бреды-т; ПС 110 кВ Гогино-т; ПС 110 кВ Гумбейка; ПС 110 кВ Дубровка-т; ПС 110 кВ Единовер-т; ПС 110 кВ Еманжелинск-т; ПС 110 кВ Золотая сопка-т; ПС 110 кВ Карталы-т; ПС 110 кВ Кисегач-т; ПС 110 кВ Козырево-т; ПС 110 кВ Красноселка-т; ПС 110 кВ Кукшик-т; ПС 110 кВ Кумысная-т; ПС 110 кВ Магнито- горск-т; ПС 110 кВ Межозерная-т; ПС 110 кВ Мисяш-т;	

						ПС 110 кВ Мочаги-т; ПС 110 кВ Мурсалим- кино-т; ПС 110 кВ Муслюмово-т; ПС 110 кВ Нижняя-т; ПС 110 кВ Полетаево-т; ПС 110 кВ Разъезд 2-т; ПС 110 кВ Разъезд 3-т; ПС 110 кВ Разъезд 6-т; ПС 110 кВ Саламат-т; ПС 110 кВ Салган-т; ПС 110 кВ Синеглазово-т; ПС 110 кВ Смолино-т; ПС 110 кВ Субутак-т; ПС 110 кВ Сулея-т; ПС 110 кВ Таганай-т; ПС 110 кВ Тамерлан-т; ПС 110 кВ	

						Тумак-т; ПС 110 кВ Тундуш-т; ПС 110 кВ Тургояк-т; ПС 110 кВ Тюбеляс-т; ПС 110 кВ Упрун-т; ПС 110 кВ Усть-Катав-т; ПС 110 кВ Хребет-т; ПС 110 кВ Челябинск Главный-т; ПС 110 кВ Челябинск Южный-т; ПС 110 кВ Чернявская-т; ПС 110 кВ Чурилово-т; ПС 110 кВ Шахматово-т; ПС 110 кВ Яхино-т. Куйбышевская железная дорога: ТПС 110 кВ Симская; ТПС 110 кВ Аша;	

						ТПС 110 кВ Миньяр; ТПС 110 кВ Ерал. Прочие тяговые ПС: ПС 110 кВ Бускуль-т; ПС 110 кВ Еманкино-т; ПС 110 кВ Магнай-т	
14.	ООО «АТЭК74»	Челябинская область, город Челябинск: Курчатовский район, Центральный район, Ленинский район; Красноармейский муниципальный район	подстанций и РП 35 кВ и выше нет, длина ЛЭП, всего - 21,17 километра, трансформаторная мощность подстанций, всего - 16,57 МВА	www.атэк74.рф	Челябинская область, город Челябинск, улица Аношкина, 12, нежилое помещение 8 (офис 402), тел.: +7 (351) 778-65-59, +7 (351) 223-85- 45, +7 (919) 123-85-45, ooo.atек74@g mail.com	нет	нет
15.	ООО «Златэнерго- телеком»	в зоне деятельности нет населенных пунктов	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.zlattelekom.ru	Челябинская область, город Златоуст, Площадь III Интернацио- нала, тел.: +7	нет	нет

					(912) 403-22-75, +7 (912) 478-52-88, zlattelekom@mail.ru		
16.	ООО «ИБК»	Челябинская область, город Миасс	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.ibkmiass.ru	Челябинская область, город Миасс, проспект Макеева, 54, тел.: +7 (3513) 29-88-35, ibc_miass@mail.ru	нет	нет
17.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	Каслинский район: город Касли	длина ЛЭП общая - 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 подстанций - 56,396 МВА	kaslienergo.ru/potrebityam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitelstva-rf-ot-21-01-2004-24	Челябинская область, город Касли улица Советская, 68, тел.: +7 (35149) 2-23-59 kasli22359@mail.ru	ПС 110 кВ Машино-строительный завод	нет
18.	ООО «КЕММА»	город Челябинск: промзона ЧМК, Миасский городской округ: город Миасс	длина ЛЭП, всего 22,79 километра, в том числе 110 кВ - 5,28 километра, 6 (10) кВ -	www.kemma.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Мраморная,	ПС 110 кВ Оргстекло	нет

			17,51 километра; трансформаторная мощность подстанций 32 МВА		26, тел.: +7 (351) 216- 50-10 info@ kemma.ru		
19.	ООО «МСК»	Челябинская область, город Магнитогорск: поселок Звездный, территория возле ТЦ «Дом» в 145 микрорайоне, территория возле ТРК «Континент», территория возле ТРЦ «Гостиный двор», 134 микрорайон, территория завода ООО «ЗЖБИ-500», территория возле насосной станции в районе станции Магнитка, в районе дома 94 по улице Кирова, в районе дома 15 по Белорецкому шоссе; песчаный карьер в поселке Раздолье Агаповского муниципального района; город Челябинск: в границах улицы	2 ПС 35 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 8 МВА, 34 ТП 6-10 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 55,58 МВА	www.magsk.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Гагарина, дом 50, тел.: 8 (3519) 21-26- 11 msk- magnitogorsk @mail.ru	нет	ПС 35 кВ Песчаный карьер ПС 35 кВ УПТК

		Братьев Кашириных, улицы Молодогвардейцев, Набережной реки Миасс, улицы Чичерина в Калининском и Центральном районах города Челябинска, I-III микрорайоны; город Озерск район улицы Дзержинского (территория вблизи ТРК «Фестиваль»)					
20.	ООО «Металлстрой»	город Челябинск: поселок Смолино, Советский район, Курчатовский район, Тракторозаводский район; Чебаркульский муниципальный район: поселок Малково, село Непряхино, город Чебаркуль, улица Дзержинского; Сосновский муниципальный район: поселок Томино, поселок Кременкуль	подстанций и РП 35 кВ и выше нет, трансформаторная мощность подстанций 6-10 кВ всего - 17,865 МВА	www.sk-metallstroy.jimdo.com	Челябинская область, город Челябинск, улица 1-ая Потребитель- ская, 17, тел.: +7 (919) 123- 29-83, +7 (351) 260-96- 51, sk-metallstroy @mail.ru	нет	нет

21.	ООО «Механический завод»	Челябинская область, Еманжелинский муниципальный район, Зауральское городское поселение	длина ЛЭП, всего - 23,54 кило- метра, в том числе 110 кВ - 12,6 кило- метра; трансформаторная мощность подстанции, всего - 32 МВА	www.mz- energo.ru	Челябинская область, поселок Зауральский, улица Труда, 1А, тел.: +7 (351) 211-65- 16	ПС 110 кВ Механический завод	нет
22.	ООО «МиассЭнерго- Строй»	Челябинская область, Копейский городской округ: город Копейск, Миасский городской округ: город Миасс, Варненский муниципальный район: село Варна, Карталинский муниципальный район: село Еленинка, село Джабык, город Карталы, Еманжелинский муниципальный район: город Еманжелинск, поселок Зауральский, поселок Красногорский, поселок Таянды, станция Красноселка, Увельский муниципальный	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.miassenergostroy.ru	456300, г. Челябинская область, город Миасс, бульвар Карпова 7, квартира 2, +7 (3513) 26- 44-76 mes74@mail.ru	нет	нет

		район: поселок Мирный, село Кичигино, поселок Увельский, Еткульский муниципальный район: село Коелга, Красноармейский муниципальный район: поселок Чистый, Кыштымский городской округ: поселок Тайгинка, Карабашский городской округ: город Карабаш, Озерский городской округ: поселок Новогорный, город Озерск, Южноуральский городской округ: город Южноуральск, Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск, Златоустовский городской округ: город Златоуст, Чебаркульский муниципальный район: деревня Ключевка 2-я, поселок					

		Бишкиль, деревня Большаково, деревня Кундравы, город Челябинск					
23.	ООО «ОЭСК-Челябинск»	Чебаркульский городской округ: город Чебаркуль; Кыштымский городской округ: город Кыштым; Аргаяшский муниципальный район: поселок Увильды; Красноармейский муниципальный район: поселок Береговой; город Челябинск: Металлургический район, Советский район, Центральный район, Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район Курчатовский район	длина линий электропередач, всего 30,57 километра, в том числе 35 кВ - 4,13 километра, 6(10) кВ - 18,02 километра, 0,4 кВ - 8,42 кило- метра; трансфор- маторная мощность подстанций всего - 63,85 МВА	www.oesk74.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Тагильская, 32а, тел.: +7 (351) 248-64- 84, oesk2011 @yandex.ru	нет	нет
24.	ООО «ПРОДВИЖЕ- НИЕ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск в	длина ЛЭП общая - 259,33 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 365,24 МВА	www.prodvizhenie 174.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Героев Танкограда,	ПС 110 кВ Тальковская; ПС 110 кВ Обжиговая; ПС 110 кВ	ГПП 35 кВ «ТРУ»; ПС 35 кВ МИЗ; ГПП 35 кВ

		границах улицы Братьев Кашириных (дома 85а, 85б, 87а), улицы Молодогвардейцев (дом 2а), Сосновский муниципальный район, Аргаяшский муниципальный район; Миасский городской округ: город Миасс; Ашинский муниципальный район: город Сим, село Биянка, поселок Колослейка, поселок Караганка; Саткинский муниципальный район: город Бакал; Кусинский муниципальный район: рабочий поселок Магнитка, город Куса, село Медведевка; Верхнеуфалейский			дом 33, тел.: +7 (351) 724- 18-35, info@ prodvi- zhenie174.ru	Шахтная; ПС 110 кВ Сидеритовая; ПС 110 кВ УЗРМО	«Агрегат»; ПС 35 кВ Объеди- ненный рудник; ПС 35 кВ Иркускан; ПС 35 кВ Ахта; ПС 35 кВ Медве- девка; ПС 35 кВ Дормаш; ПС 35 кВ Нижний Уфалей; ПС 35 кВ Черем- шанка; ПС 35 кВ Черно- озерка; ПС 35 кВ Жирком- бинат; ПС 35 кВ Ксанта; ПС 35 кВ Радио- завод;

		городской округ: город Верхний Уфалей, поселок Нижний Уфалей, поселок Черемшанка; Троицкий городской округ: город Троицк, улица Аппельбаума, 20; Кыштымский городской округ: город Кыштым; Коркинский муниципальный район: город Коркино, улица Керамиков, 36; Брединский муниципальный район: поселок Бреды, поселок Атамановский; Карталинский муниципальный район: поселок Локомотивный; Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск в границах улиц Лазника (дом 37),					

		Агаповское шоссе (дом 4), улица Сталеваров (дом 17/8), шоссе Белорецкое (дом 5, стр. 3)					
25.	ООО «Региональная сетевая компания»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск	длина ЛЭП общая - 16,23 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 28,33 МВА	www.rgc74.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Елькина 80а, тел.: +7 (351) 255- 00-54, info@rgc74.ru	ПС 110 кВ Смолинский карьер	нет
26.	ООО СК «ЭнР»	Усть-Катавский городской округ: поселок Минка, железнодорожная станция, ДОЛ «Ребьячья Республика», поселок Малый Бердяш, поселок Вязовая; Катав-Ивановский муниципальный район: город Катав- Ивановск, поселок Совхозный	длина ЛЭП общая - 94,72 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 11,205 МВА	www.enr-katav.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Энтузиастов 11Б, тел.: 8-351-472-92- 70	нет	ПС 35 кВ «Жил- поселок»
27.	ООО «ТЕХНО- СЕРВИС-ПЭ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением:	длина ЛЭП общая - 199,946 кило-метра, в том числе 35 кВ - 8,1 километра,	www.tehnoservis- p.ru/raskryitie- informatsii	Челябинская область, город Челябинск, улица	нет	ГПП 35 кВ Силикат- ный завод

		город Челябинск: Ленинский район, Калининский район, Советский район, Тракторозаводский район, Центральный район, Курчатовский район, поселок Новосинеглазово; Коркинский район: город Коркино; Каслинский район: город Касли; Верхнеуфалейский городской округ: город Верхний Уфалей; Кыштымский городской округ: город Кыштым; Карталинский район: город Карталы; Верхнеуральский район: город Верхнеуральск; Кизильский район: город Кизил; Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск; Златоустовский городской округ: город Златоуст, село Веселовка, поселок	6(10) кВ - 116,68 километра, 0,4 кВ - 75,17 километра; трансформаторная мощность подстанций, всего - 105,295 МВА		Василевского, 74, корпус 5, тел.: +7 (351) 225-10-60 tech-pe @mail.ru		

		Тундуш; Ашинский район: город Аша, город Сим; Саткинский район: город Бакал; Аргаяшский район: поселок Увильды, поселок Аргаяш; Чесменский район: село Светлое; Варненский район: село Новопокровка; Октябрьский район: село Октябрьское; Еткульский район: село Еткуль; Кунашакский район: село Кунашак; Сосновский район: село Долгодеревенское, село Кайгородово, деревня Смольное, поселок Соколиная гора; Чебаркульский район: поселок Тимирязевский; Саткинский район: поселок Рудничное; Увельский район: поселок Каменский; Уйский район:					

		село Уйское; Красноармейский район: поселок Петровский; Троицкий городской округ: город Троицк					
28.	ООО «Терра»	Челябинская область, город Троицк, город Кыштым, город Касли	сети 6 (10) - 0,4 кВ	www.terra56.ru	460037, город Оренбург, улица Лагерная, 2а info@terra56.ru +7-922 621 08 26, +7 (3532) 52-31-56, +7-922-530-50-15 (диспетчер)	нет	нет
29.	ООО «Трансэнерго»	Златоустовский городской округ: город Златоуст	длина ЛЭП общая - 127,42 километра; трансформаторная мощность подстанций - 10,745 МВА	www.transenerg.ru	Челябинская область, город Златоуст, Парковый проезд, 1, тел.: +7 (922) 745-19-84, info@transenerg.ru	нет	нет
30.	ООО «УЭСК»	Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск, Агаповский муниципальный район,	длина ЛЭП общая - 41,13 километра, в том числе 6(10) кВ - 5,79 километра, 0,4 кВ - 35,34 километра; транс-	www.uesk74.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Октябрьская, 12, тел.:	нет	нет

		Нагайбакский муниципальный район	форматорная мощность подстан- ций - 12,1 МВА		8 (351) 933-01- 40, uesk74 @mail.ru		
31.	ООО «ЭДС»	Златоустовский городской округ, Миасский городской округ	длина ЛЭП общая - 17,5 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 127,88 МВА	www.zlat-eds.ru	Челябинская область, город Златоуст, улица Двор- цовая, 6А, тел.: +7 (3513) 67- 11-11, добавочный 51-32 director @zlat-eds.ru	ПС 110 кВ Н. Златоуст, ПС 110 кВ Горная	нет
32.	ООО «ЭКМ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск	сети 0,4 кВ	www.ekm174.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинского Рабочего, дом 5	нет	нет
33.	ООО «Энерго Сетевая Компания» (ООО «ЭСК»)	Челябинская область	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.esk-ekat- kusa.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Кирова, дом 5г, тел.: +7 (351) 266- 09-32 titovpa @emsaif.ru	нет	нет
34.	ООО	Саткинский	длина ЛЭП общая -	www.elkom-	Челябинская	ПС 110 кВ	ПС 35 кВ

	«Электросетевая компания»	муниципальный район	35,28 километра трансформаторная мощность подстанций - 155,8 МВА	paniya.ru	область, город Сатка, 50 лет Октября, 22, тел.: +7 (35161) 4-22-56 info@elkompaniya.ru	Брусит	Рудничная, ПС 35 кВ Заводская, ПС 35 кВ ПС-6, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Шахтная, ПС 35 кВ ПС-11
35.	ООО «Энергетическая Компания АЛЬТАИР»	Катав-Ивановский муниципальный район: город Юрюзань	длина ЛЭП общая- 15,34 километра, в том числе 6(10) кВ - 25,62 километра, 0,4 кВ - 21,66 километра; трансформаторная мощность подстанций - 37,35 МВА	www.эк-альтаир.рф	Челябинская область, Катав-Ивановский район, город Юрюзань, улица Варганова, 1, корпус 34, тел.: +7-800-350-46-23 altair.u@mail.ru	нет	нет
36.	ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Центральный район, Калининский район,	длина ЛЭП общая - 121,36 километра, в том числе 6 (10) кВ - 58,78 километра, 0,4 кВ - 62,58 километра; трансформаторная	www.ensaf.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Университетская Набережная,	нет	нет

		Тракторозаводский район; Сосновский муниципальный район: поселок Залесье, поселок Просторы, поселок Вишневая Горка	мощность подстанций - 66,81 МВА		80, офис 41 (отдельное крыльцо со стороны дома 76 по улице Университетская Набережная), тел.: +7 (351) 281 05 44 , ESK@ensaf.ru		
37.	ООО «ЭТС»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Ленинский район, Советский район	длина ЛЭП общая - 69,23 километра, в том числе 110 кВ - 4,4 километра, 6(10) кВ - 58,86 километра, 0,4 кВ - 5,88 километра; трансформаторная мощность подстанций - 80,0 МВА	www.ets-stmsh.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Енисейская, 8, тел.: +7 (351) 216-96-96 , office-ets@konar.ru	ПС 110 кВ ЗСО; ПС 110 кВ РЭД	нет
38.	ООО «Эффект ТК»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Калининский район, Центральный район, Советский район, Курчатowski район; Верхнеуфалейский	длина ЛЭП общая - 201 километр, в том числе 6(10) кВ - 76 километров, 0,4 кВ - 125 километров; трансформаторная мощность подстанций - 55 МВА	www.effect-tk.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Харлова, 3, тел.: +7 800 200 66 56, +7 (351) 2184021	нет	нет

		городской округ: поселок Каменушка, поселок Силач, поселок Иткуль, поселок Черемшанка, поселок Нижний Уфалей, город Верхний Уфалей: центральный микрорайон, микрорайон «Спартак», микрорайон Железнодорожников			@mail.ru		
39.	ПАО «ММК»	Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск; Агаповский муниципальный район	длина ЛЭП общая - 586,3 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ и выше - 250,56 километра; ЛЭП 35 кВ - 121,9 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 213,84 километра; трансформаторная мощность подстан- ций - 4508,3 МВА	www.mmk.ru/for_ buyers/list_rdv/list_ rdv_electro/ index.php	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Кирова, 93, тел.: +7 (3519) 24- 40-09 infommk @mmk.ru	ПС 110 кВ 36; ПС 110 кВ 41; ПС 110 кВ 46; ПС 110 кВ 62; ПС 110 кВ 63; ПС 110 кВ 64; ПС 110 кВ 65; ПС 110 кВ 66; ПС 110 кВ 80; ПС 110 кВ 85; ПС 110 кВ 87; ПС 110 кВ 88; ПС 110 кВ 91; ПС 110 кВ 94; ПС 110 кВ 95; ПС 110 кВ 96; ПС 110 кВ 11; ПС 110 кВ 68	нет
40.	ПАО «ЧЗПСН -	Челябинский	длина ЛЭП общая -	https://	Челябинская	ПС 110 кВ	нет

	Профнастил»	городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Калининский район, Северо-Восточная промзона	16,9 километра, в том числе 6 (10) кВ - 16,3 километра; 0,4 кВ - 0,6 км, трансформаторная мощность подстанций - 68,97 МВА	стройсистема.рф	область, город Челябинск, Валдайская, 7, тел.: +7 (499) 550 50 85, sale @profnasteel.ru	Транзитная	
41.	ФГУП «ПСЗ»	Челябинская область, Трехгорный городской округ, город Трехгорный, промзона ФГУП «ПСЗ»	длина ВЛ 110 кВ - 5,418 километра, трансформаторная мощность на ПС 110 кВ - 32 МВА, трансформаторная мощность ТП 10 кВ - 74, 085 МВА	www.energo.imf.ru	Челябинская область, город Трехгорный, улица Заречная, 13,	ПС 110 кВ Лесная	нет
42.	ФГУП «ПО «Маяк»	Озерский городской округ, город Озерск, территория промышленной площадки ФГУП «ПО «Маяк»	длина линий электропередач, всего 223,6 километра, в том числе 110 кВ - 56,3 километра, 35 кВ - 70,6 километра, 6 (10) кВ - 94,4 километра, 0,4 кВ - 2,4 километра; трансформаторная мощность подстанций - 509,96 МВА	www.www.po-mayak.ru	Челябинская область, город Озерск, пр. Ленина, 31, +7 (35130) 3-31-05 mayak @po-mayak.ru	ПС 110 кВ Болото-1; ПС 110 кВ Болото-2; ПС 110 кВ Болото-5; ПС 110 кВ Болото-6; ПС 110 кВ Болото-7; ПС 110 кВ Болото-9; ПС 110 кВ Болото-11; ПС 110 кВ Болото-12;	нет

						ПС 110 кВ Болото-14; ПС 110 кВ Болото-18; ПС 110 кВ Болото-19	
43.	ООО «Донкарб Графит»	Челябинская область, город Челябинск, Челябинский электродный завод	длина ЛЭП общая - 146,27 километра; трансформаторная мощность подстанций 286 МВА	www.epmgroup.ru	454038, город Челябинск, улица Мраморная, 16 doncarb@energ oprom.ru	ПС 110 кВ Прогресс № 1; ПС 110 кВ Прогресс № 2; ПС 110 кВ Прогресс №3	нет
44.	ООО ПК «УЭМ»	Челябинская область, Озерский городской округ	воздушные линии электропередач 6 – 110кВ общей протяженностью - 17388,9 километра, кабельные линии 6 кВ – 15462,5 километра, 2 электроподстанции 110 кВ, 2 электроподстанции 35 кВ, 21 трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ	www.pk-uem.ru	456783, город Озерск, улица Кыштымская, 11, корпус 5, кабинет 25 uem- ozersk@mail.ru	ПС 110 кВ Болото-4; ПС 110 кВ Болото-13	ПС 35 кВ Болото-15; ПС 35 кВ Болото-16
45.	ООО «ЭРГО»	Челябинская область	сети 6 (10) - 0,4 кВ	www.ergo74.ru	454085, город Челябинск, проспект Ленина, 2м, помещение 5 7452153220@ mail.ru	нет	нет

46.	ООО «ЗлатЭнерго»	Челябинская область	сети 6 (10) - 0,4 кВ	www.www.zlatenergo.ru	56209, Челябинская область, город Златоуст, улица Шоссейная, дом 1, офис 6Б 8-800-101-57-06	нет	нет
47.	ООО «ТЕС»	Челябинская область	сети 6 (10) - 0,4 кВ	www.tes.transneft.ru	443082, город Самара, улица Речная, д. 27 8-800-500-02-98	нет	нет
48.	АО «ЕЭСК»	Челябинская область	воздушные линии электропередачи напряжением 0,4-220 кВ общей протяженностью 2379 километров, кабельные линии электропередачи напряжением 0,4-110 кВ общей протяженностью 4716 километров, 2666 трансформаторных и распределительных пунктов 6-20/0,4 кВ, - 74 подстанций 35-220 кВ	www.eesk.ru	620014, город Екатеринбург, улица Бориса Ельцина, 1 8-800-220-02-20 eesk@rosseti-ural.ru	нет	нет

14. На территории Челябинской области представлены следующие основные сбытовые компании:

общество с ограниченной ответственностью «Уральская энергосбытовая компания» (далее именуется – ООО «Уралэнергосбыт»);

общество с ограниченной ответственностью «Магнитогорская энергетическая компания» (далее именуется – ООО «МЭК»);

акционерное общество «Газпром энергосбыт Тюмень» (далее именуется – АО «Газпром энергосбыт Тюмень»);

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

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

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

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

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

акционерное общество «Газпром энергосбыт» (далее именуется – АО «Газпром энергосбыт»);

закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания», г. Екатеринбург (далее именуется – ЗАО «Энергопромышленная компания»);

АО «ЧЭМК»;

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

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

общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (далее именуется – ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»);

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 «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»);

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

ПАО «Фортум»;

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

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

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 электроэнергии:

ООО «Уралэнергосбыт»;

ООО «МЭК».

15. 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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Всего за период
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35287,1	35571,2	35583,5	35511,1	36812,8	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	136,9	284,1	12,3	-72,4	1301,7	1525,7
Прирост потребления электроэнергии, процентов	0,4	0,8	0,0	-0,20	3,7	4,3

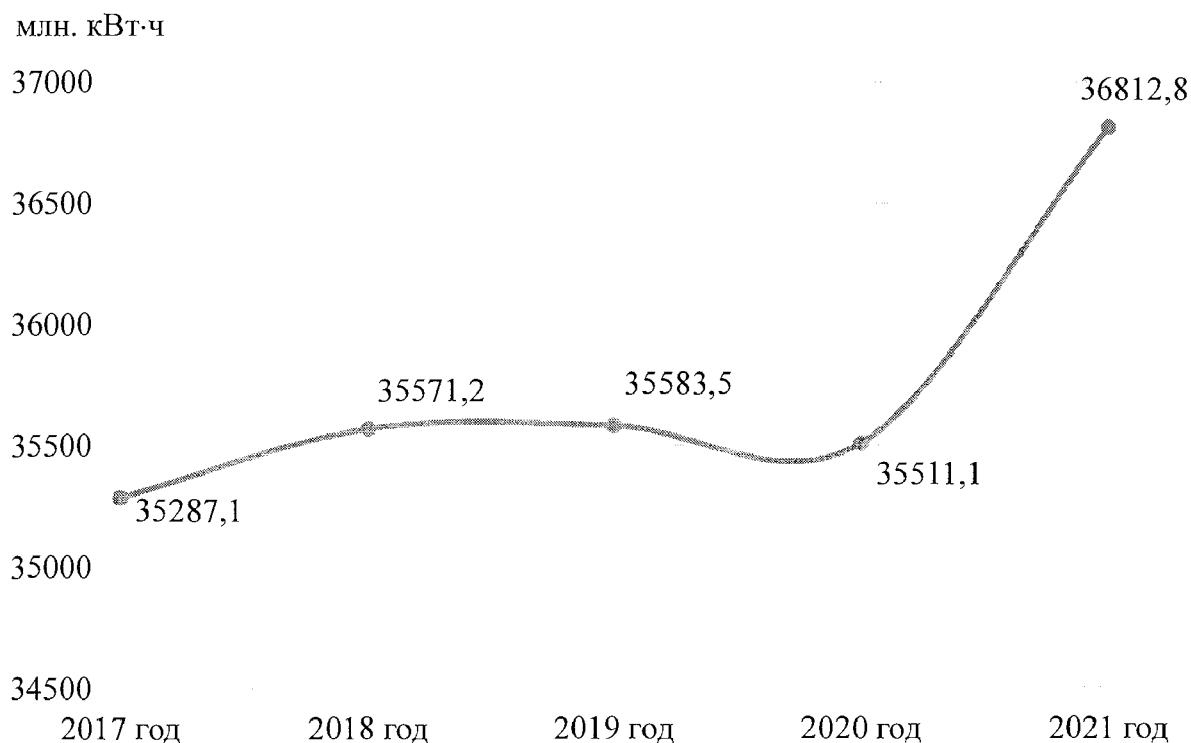
Потребление электроэнергии энергосистемой за 2021 год составило 36812,8 млн. кВт·ч, что на 1301,7 млн. кВт·ч, или на 3,7 процента выше, чем в 2020 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Челябинской области увеличилось на 1525,7 млн. кВт·ч, или на 4,3 процента.

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

Рисунок 3

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области
за последние пять лет



Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет 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 2021 года):

- обрабатывающие производства (55 процентов);
- потребление населением (9,7 процента);
- потери в электросетях (8,3 процента);
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды (8 процентов);
- транспорт и связь (7,4 процента);
- добыча полезных ископаемых (5,3 процента).

Суммарно данные категории составляют 93,7 процента от общей величины электропотребления Челябинской области.

Таблица 3

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

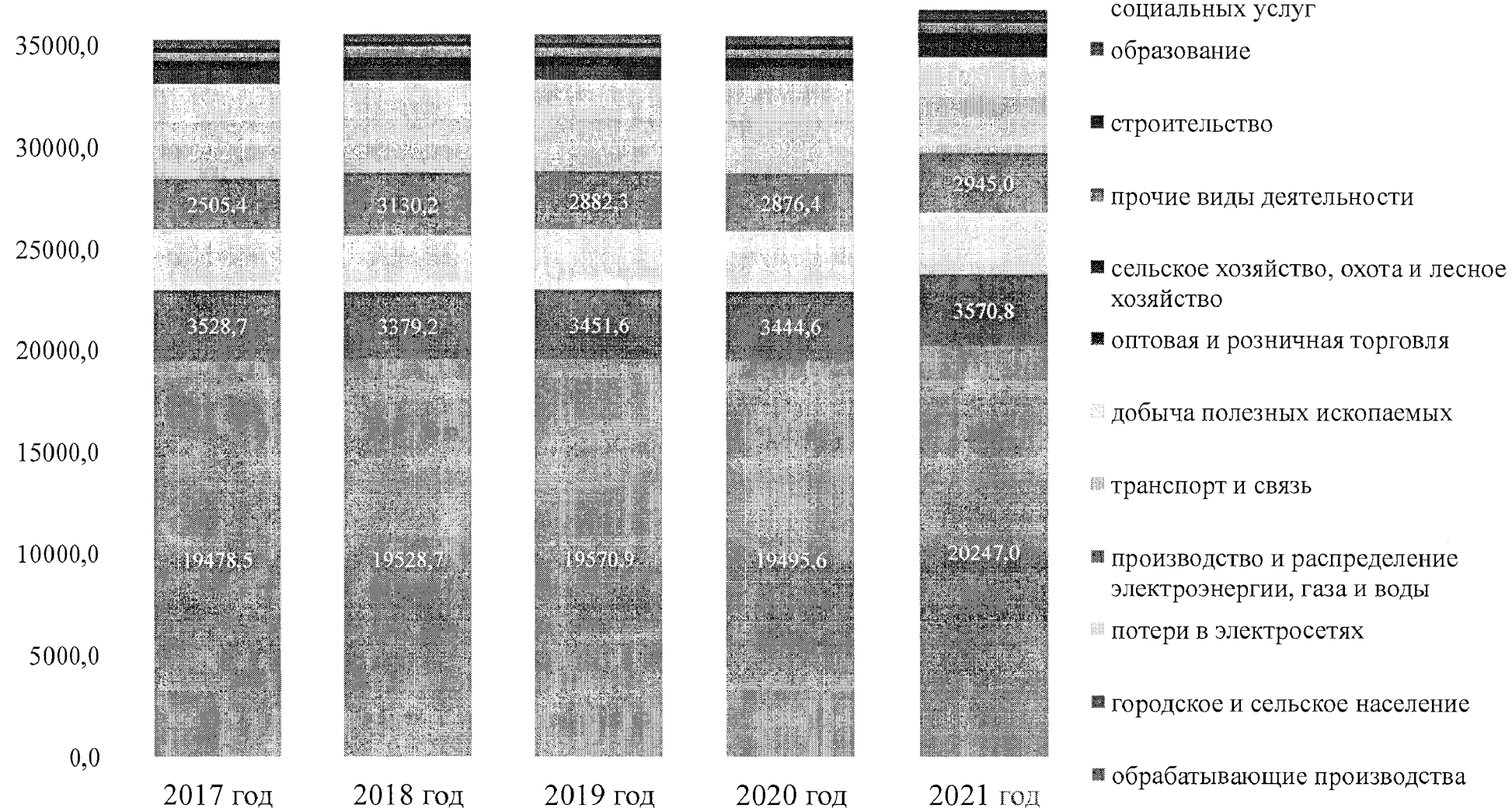
Показатель		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021* год	
		млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу
Потреблено электроэнергии, всего		35287,1	100	35571,2	100	35583,5	100	35511,1	100	36812,8	100
в том числе	добыча полезных ископаемых	1834,9	5,2	1885,3	5,3	1850,3	5,2	1917,6	5,4	1951,1	5,3
	обрабатывающие производства	19478,5	55,2	19528,7	54,9	19570,9	55	19495,5	54,9	20247,0	55,0
	производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2505,4	7,1	3130,2	8,8	2882,3	8,1	2876,4	8,1	2945,0	8,0
	сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	494	1,4	498	1,4	498,2	1,4	497,2	1,4	515,4	1,4
	строительство	211,7	0,6	213,4	0,6	249,1	0,7	213,1	0,6	220,9	0,6
	оптовая и розничная торговля	670,5	1,9	640,3	1,8	640,5	1,8	639,2	1,8	662,6	1,8
	транспорт и связь	2752,4	7,8	2596,7	7,3	2597,6	7,3	2592,3	7,3	2724,1	7,4
	образование	247	0,7	249	0,7	249,1	0,7	248,6	0,7	257,7	0,7
	здравоохранение и предоставление социальных услуг	176,4	0,5	142,3	0,4	177,9	0,5	177,6	0,5	184,1	0,5
	прочие виды деятельности	388,2	1,1	533,6	1,5	427,0	1,2	426,1	1,2	478,6	1,3
	городское и сельское население	3528,7	10	3379,2	9,5	3451,6	9,7	3444,6	9,7	3570,8	9,7
	потери в электросетях	2999,4	8,5	2774,5	7,8	2989,0	8,4	2982,9	8,4	3055,5	8,3

* Представлена оценочная структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за 2021 год на основании ретроспективных данных.

Рисунок 4

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

млн. кВт·ч



16. 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)				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ПАО «ММК»	7815,3(22,1)/ 1025,3(20,4)	7905,1(22,2)/ 1029,1(19,8)	7957,1(22,4)/ 1082,7(21,1)	7627,8(21,5)/ 1078,7(20,8)	8168,1(22,2)/ 1067,3(20,4)
АО «ЧЭМК»	3668(10,4)/ 464(9,2)	3531(9,9)/ 459(8,8)	3320(9,3)/ 431(8,4)	3565(10,0)/ 435(8,4)	3576(9,7)/ 417(8,0)
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	2102,4(6)/ 250(5)	2042,2(5,7)/ 248(4,8)	1720(4,8)/ 315(6,1)	н/д*	н/д*
ПАО «Челябинский цинковый завод»	782,9(2,2)/ 104,6(2,1)	804,7(2,3)/ 108,3(2,1)	891,8(2,5)/ 117,2(2,3)	972,9(2,7)/ 127(2,5)	938,9(2,6)/ 127(2,4)
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	271,5(0,8)/ 50,8(1)	257,1(0,7)/ 46,4(0,9)	278,6(0,8)/ 44,1(0,9)	195,3(0,5)/ 39,5(0,8)	147,4(0,4)/ н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	328(0,9)/ 48,5(1)	329(0,9)/ 48,7(0,9)	329,5(0,9)/ 47,1(0,9)	н/д*	н/д*
ПАО «Ашинский металлургический завод»	612,1(1,7)/ 94(1,9)	620(1,7)/ 100,2(1,9)	636(1,8)/ 102,1(2,0)	563(1,6)/ 97,2(1,9)	615(1,7)/ 99,4(1,9)
АО «Михеевский ГОК»	771(2,2)/ 104,7(2,1)	782(2,2)/ 128(2,5)	960(2,7)/ 116(2,3)	1014(2,9)/ 116(2,2)	1020(2,8)/ 116,9(2,2)

* Информация не предоставлена собственником.

17. 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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	За период
Собственный максимум нагрузки, МВт	5032	5189	5130	5179	5222	5222
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-81	157	-59	49	43	190
Прирост максимума нагрузки, процентов	-1,6	3,1	-1,1	1,0	0,8	3,8

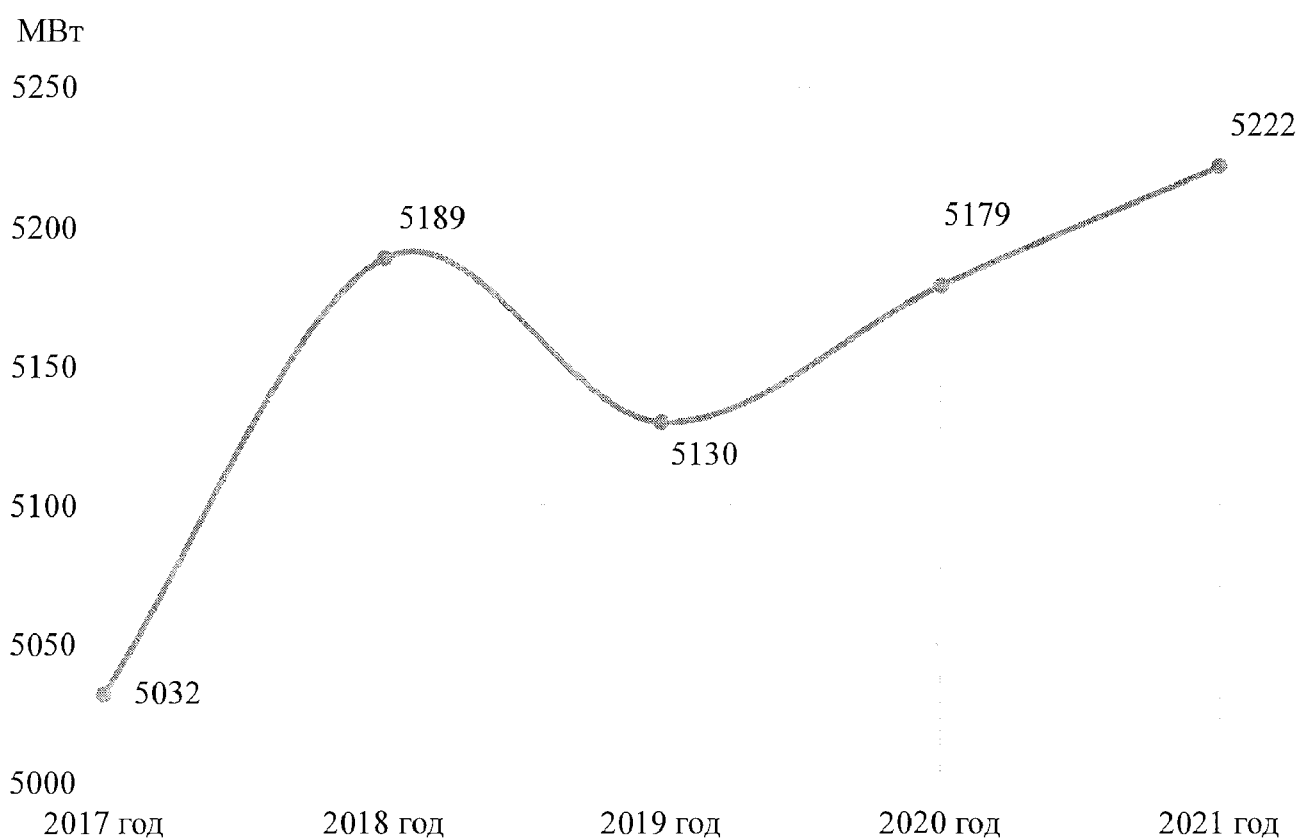
В 2021 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области составил 5222 МВт, что на 43 МВт, или на 0,8 процента, больше, чем в 2020 году.

Суммарно за последние пять лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области увеличился на 190 МВт, или на 3,8 процента.

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Челябинской области за последние пять лет.

Рисунок 5

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы
Челябинской области за последние пять лет



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

В таблице 7 представлена электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам Челябинской области в каждый отчётный год и суммарно за период.

Таблица 6

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

Энергорайон	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Всего по Челябинской области	5032,0	4058,1	5189,4	4048,8	5129,8	4133,2	5179,0	4250,1	5222,3	4421,6
Всего по энергорайонам	4650,2	3744,5	4710,8	3617,8	4736,0	3807,0	4555,3	3752,5	4734,1	4008,2
В том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	551,9	447,0	608,9	386,1	576,7	450,4	561,2	425,3	559,5	446,5
Ашинский энергорайон	140,5	113	140,8	120,0	146,5	124,1	154	143,6	146,7	118,2
Карталинский энергорайон	149,7	76,0	147,4	68,0	219,5	195,0	228,2	229,6	258,7	230,7
Магнитогорский энергорайон	1281,9	1116,0	1310,4	1197,2	1288,1	1073,8	1241,2	1088,5	1281,2	1316,1
Челябинский энергорайон	1905,1	1603,5	1897,3	1560,1	1921,2	1544,1	1815,8	1460,7	1908,7	1509,3
В том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Металлургический энергорайон	361,5	312,0	420,3	390,6	384,1	277,4	379	331,5	415,8	330,9
Сосновский энергорайон	207,7	139,0	173,1	120,4	189,4	129,5	193,8	143,9	201,9	163,7
энергорайон ЧТЭЦ-4	176,2	127,0	162,0	106,7	162,6	143,8	159,3	120	168,5	120,1
энергорайон ЧТЭЦ-2	72,3	60,0	106,6	40,7	96,2	39,7	75,7	37,3	371,9	259,0
энергорайон ЧТЭЦ-1	345,2	269,0	396,0	250,1	369,9	287,4	327,3	237,1	102,5	37,8
энергорайон ЧЭМК	514,2	562,0	500,7	548,7	576,8	523,2	601,4	552,7	587,1	556,2
Северный энергорайон	336,0	231,0	334,4	218,7	317,2	239,0	316,7	220,5	322,3	220,0
Троицкий энергорайон	132,4	48,0	112,6	55,9	115,0	64,3	91,4	62,2	95,3	53,2
Еманжелинский энергорайон	152,7	110,0	159,0	11,8	151,8	116,3	146,8	122,1	161,7	114,2

Таблица 7

Электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам
Челябинской области в каждый отчётный год и суммарно за период

Городской округ (городской округ с внутригородским делением)/муниципальный район	Нагрузка*, МВт				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Верхнеуфалейский городской округ	-	45,1	27,2	27,5	24,0
Златоустовский городской округ	-	146	123,8	125	170,5
Карабашский городской округ	-	15,5	29,6	29,9	67,9
Копейский городской округ	-	96,4	81,2	82	93,6
Кыштымский городской округ	-	42,1	28,6	28,9	30,5
Локомотивный городской округ	-	0	0	0	0
Магнитогорский городской округ	-	1231,7	1041,1	1051,2	1198,4
Миасский городской округ	-	146,3	163,5	165,1	155,5
Озерский городской округ	-	97,5	98,7	99,7	89,5
Снежинский городской округ	-	21,9	30,2	30,5	28,6
Трехгорный городской округ	-	20,9	18,8	19	17,7
Троицкий городской округ	-	109,9	91,4	92,3	66,1
Усть-Катавский городской округ	-	22,6	31,3	31,6	25,4
Чебаркульский городской округ	-	30,9	40,6	41	30,3
Челябинский городской округ с внутригородским делением	-	1688	1738,2	1755,1	1698,8
Южноуральский городской округ	-	68,8	59,7	60,3	47,0
Агаповский муниципальный район	-	57,3	55,9	56,4	52,4
Аргаяшский муниципальный район	-	41,1	39,9	40,3	47,4
Ашинский муниципальный район	-	141,8	78,5	79,3	151,8
Брединский муниципальный район	-	23,4	8	8,1	17,4
Варненский муниципальный район	-	23,2	26	26,3	17,2
Верхнеуральский муниципальный район	-	32,1	17,6	17,8	21,1
Еманжелинский муниципальный район	-	34,6	30,4	30,7	28,6
Еткульский муниципальный район	-	39,7	26	26,3	27,1
Карталинский муниципальный район	-	57,7	72,2	72,9	162,6
Каслинский муниципальный район	-	31,5	26	26,3	23,7
Катав-Ивановский муниципальный район	-	44,1	33,8	34,1	33,2
Кизильский муниципальный район	-	30,6	19,6	19,8	20,8
Коркинский муниципальный район	-	52,9	53,7	54,2	43,8
Красноармейский муниципальный район	-	38,8	57,7	58,3	37,3
Кунашакский муниципальный район	-	29,1	38,2	38,6	25,2
Кусинский муниципальный район	-	8,5	7,2	7,3	14,2
Нагайбакский муниципальный район	-	27,7	13,6	13,7	11,4
Нязепетровский муниципальный район	-	9	12,2	12,3	20,5
Октябрьский муниципальный район	-	23	7,9	8	3,6
Пластовский муниципальный район	-	32,7	43,3	43,7	51,7
Саткинский муниципальный район	-	112,4	115,2	116,3	125,4
Сосновский муниципальный район	-	92,6	94,4	95,3	89,1
Троицкий муниципальный район	-	24,8	13	13,1	15,3
Увельский муниципальный район	-	66,4	30,8	31,1	37,5
Уйский муниципальный район	-	13,6	11,9	12	12,4
Чебаркульский муниципальный район	-	51,6	42	42,4	18,5

Чесменский муниципальный район	-	9,9	7,5	7,6	11,0
итого по городским округам и муниципальным районам	-	4933,7	4586,4	4631,3	4864,2

* Распределение нагрузки принято на основании данных о загрузке подстанций напряжением 110 кВ за 2018, 2019, 2020 и 2021 отчетные годы. В Локомотивном городском округе подстанции 110 кВ отсутствуют. Статистика распределения нагрузки по городским округам и муниципальным районам ведется АО «НТЦ ЕЭС» с 2018 года.

18. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Челябинской области, 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 5,3 процента от всего теплопотребления Челябинской области.

По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), по состоянию на 1 января 2022 года в Челябинской области существовало 318 муниципальных образований, из которых в 171 организованы системы централизованного теплоснабжения (далее именуются – СЦТ). Подавляющее большинство систем теплоснабжения работает как изолированные системы теплоснабжения и не имеет межсистемных сетевых связей.

На территории Челябинской области с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым сетям централизованных систем теплоснабжения, функционирует 897 источников тепловой энергии с установленной тепловой мощностью 20015 Гкал/час.

По состоянию на 2022 год, по данным службы по государственному регулированию цен и тарифов, в сфере теплоснабжения на территории Челябинской области действует 352 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 (9,4 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 распределение 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 2017-2021 годы в Челябинской области в конечном потреблении энергетических ресурсов, структурированная по видам экономической деятельности, представлена в таблице 8 и на рисунке 6.

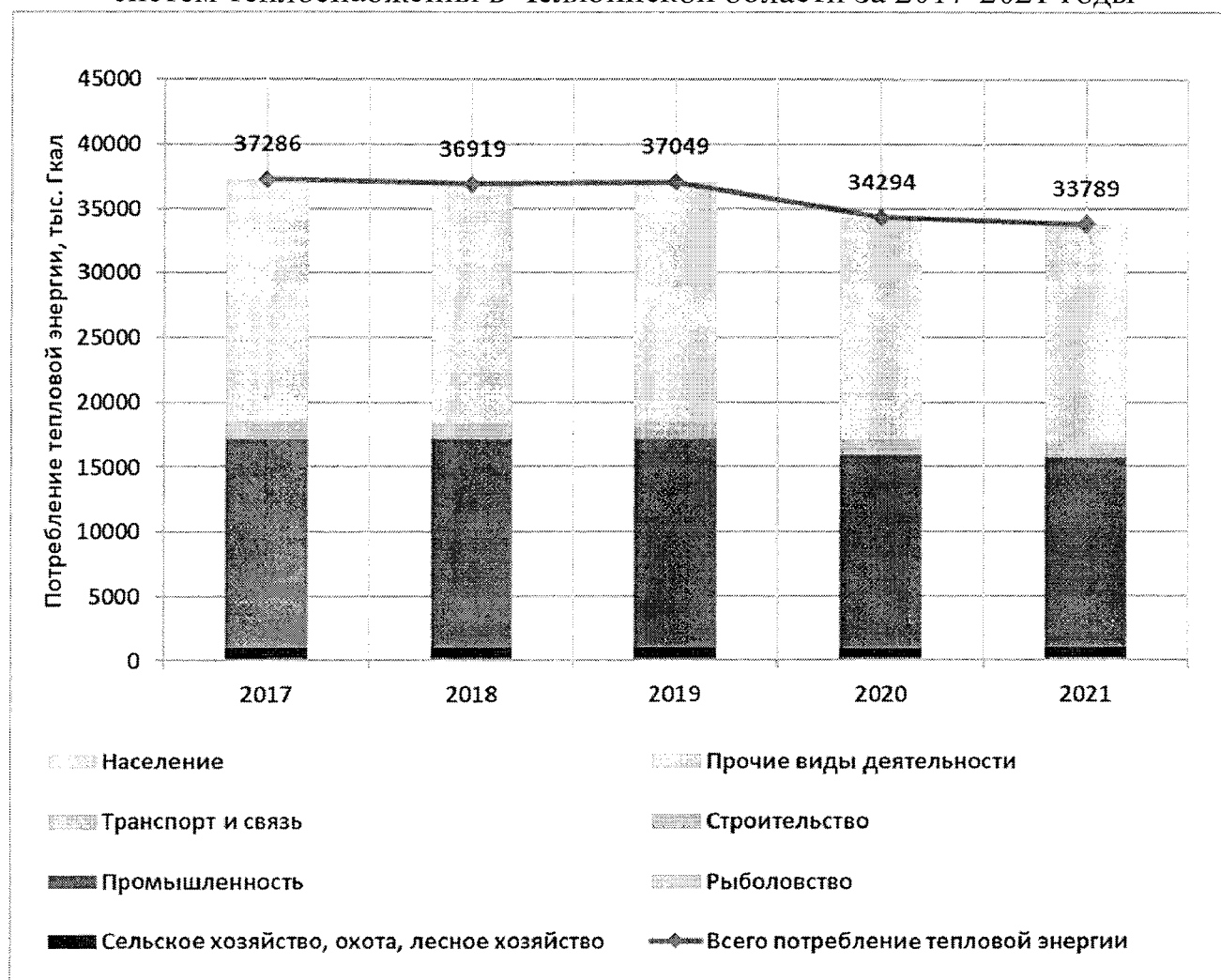
Таблица 8

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2017-2021 годы в 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
2017	37286	-1,8	1011	1	16166	593	632	3994	14889
2018	36919	-1,0	1001	1	16134	587	626	3955	14615
2019	37049	0,4	1005	1	16191	589	628	3969	14667
2020	34294	-7,4	930	1	14987	545	582	3674	13576
2021	33789	-1,5	973	1	14766	573	537	3620	13319

Рисунок 6

Структура и динамика потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области за 2017-2021 годы



Как и на всей территории Российской Федерации, в Челябинской области в течение последних пяти лет спрос на тепловую энергию в конечном потреблении энергетических ресурсов из централизованных систем теплоснабжения снижается. Среднее за пять лет снижение потребления тепловой энергии составило 1,5 процентного пункта в год, а потребление тепловой энергии сократилось с 37286 тыс. Гкал в 2017 году до 33789 тыс. Гкал в 2021 году, или на 9,3 процента.

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

«промышленность» (43,7 процента в 2021 году);

«население» (39,4 процента 2021 году).

Изменения за последние 5 лет в структуре потребления тепловой энергии в основном были сосредоточены в потреблении тепловой энергии в промышленности и населением. По данным за 2021 год, сокращение потребления тепловой энергии в промышленности составило 221,0 тыс. Гкал,

или около 1,5 процента от уровня 2020 года. Уменьшение потребления тепловой энергии населением составило 257,0 тыс. Гкал, или 1,9 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 (городские округа с внутригородским делением)	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Верхнеуфалейский городской округ	375	371	371	371	295
Златоустовский городской округ	2510	2485	2076	1238	1238
Карабашский городской округ	168	166	173	173	173
Копейский городской округ	1140	1129	1129	805	784
Кыштымский городской округ	526	521	521	281	281
Локомотивный городской округ	30	30	35	35	35
Магнитогорский городской округ	5792	5735	5729	5729	5729
Миасский городской округ	1930	1911	2059	2059	2059
Озерский городской округ	1942	1923	1923	1923	1923
Снежинский городской округ	1045	1034	1091	909	909
Трехгорный городской округ	703	696	696	473	473
Троицкий городской округ	589	583	583	511	508
Усть-Катавский городской округ	342	339	323	323	323
Чебаркульский городской округ	314	311	530	530	530
Челябинский городской округ с внутригородским делением	12181	12061	12061	12061	12061
Южноуральский городской округ	430	426	426	426	284
всего городские округа, в том числе	30017	29720	29725	27846	27606
отопление	21312	21101	21105	19771	19600
вентиляция	2101	2080	1932	1782	1794
горячее водоснабжение	5103	5201	5350	5040	5245
технологические цели	1501	1337	1338	1253	966

Таблица 10

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

Муниципальные районы	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Агаповский муниципальный район	260	257	257	257	257
Аргаяшский муниципальный район	147	146	146	146	31
Ашинский муниципальный район	1081	1070	1070	1070	1069
Брединский муниципальный район	87	86	86	65	79
Варненский муниципальный район	68	67	67	26	33
Верхнеуральский муниципальный район	162	160	159	159	159
Еманжелинский муниципальный район	506	501	501	501	501
Еткульский муниципальный район	160	159	159	159	17

Карталинский муниципальный район	377	374	374	265	265
Каслинский муниципальный район	370	366	366	227	227
Катав-Ивановский муниципальный район	280	277	277	207	277
Кизильский муниципальный район	66	66	66	35	61
Коркинский муниципальный район	723	716	716	716	258
Красноармейский муниципальный район	256	253	253	142	145
Кунашакский муниципальный район	181	179	179	125	125
Кусинский муниципальный район	277	275	275	173	173
Нагайбакский муниципальный район	146	145	145	108	108
Нязепетровский муниципальный район	139	138	138	99	50
Октябрьский муниципальный район	61	60	60	46	46
Пластовский муниципальный район	166	165	165	158	168
Саткинский муниципальный район	962	953	1031	1010	1010
Сосновский муниципальный район	348	345	347	267	267
Троицкий муниципальный район	43	43	44	44	33
Увельский муниципальный район	110	109	152	152	152
Уйский муниципальный район	128	127	127	127	88
Чебаркульский муниципальный район	133	132	132	132	561
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	7269	7200	7324	6448	6192
отопление	5670	5616	5713	5030	4830
вентиляция	170	168	171	151	145
горячее водоснабжение	680	674	686	604	580
технологические цели	749	742	754	664	638
всего по Челябинской области	37286	36919	37049	34294	33798
отопление	26982	26717	26817	24800	24430
вентиляция	2271	2249	2103	1933	1939
горячее водоснабжение	5783	5875	6036	5644	5825
технологические цели	2250	2079	2092	1917	1604

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 64,4 процента от всего потребления сосредоточен в Челябинском городском округе с внутригородским делением и Магнитогорском городском округе.

Потребление тепловой энергии в муниципальных районах составляет 19 процентов от 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 2017 года изменялась незначительно:

72 процента всей тепловой энергии использовалось на отопление жилых, общественно-деловых (в том числе используемых бюджетными организациями) 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 технологические цели.

19. 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).

Анализ указанных 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 (городские округа с внутригородским делением)	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Верхнеуфалейский городской округ	100	100	100	100	88
Златоустовский городской округ	675	676	564	606	609
Карабашский городской округ	42	42	45	45	45
Копейский городской округ	316	316	316	306	308
Кыштымский городской округ	162	162	162	107	109
Локомотивный городской округ	9	9	10	10	10
Магнитогорский городской округ	1205	1229	1227	1227	1245
Миасский городской округ	562	562	616	616	618
Озерский городской округ	547	548	548	548	548
Снежинский городской округ	342	342	361	315	315
Трехгорный городской округ	219	219	219	221	221
Троицкий городской округ	177	177	177	163	162
Усть-Катавский городской округ	100	100	97	97	97
Чебаркульский городской округ	92	92	147	147	147
Челябинский городской округ с	3653	3711	3789	3789	3812

внутригородским делением					
Южноуральский городской округ	150	150	150	157	151
всего по городским округам, в том числе:	8351	8437	8530	8455	8485
темп роста, процентов	1,99	1,03	1,10	-0,88	0,36
отопление	5094	5147	5203	5157	5157
вентиляция	506	511	517	512	512
горячее водоснабжение	611	618	624	619	619
технологические цели	2140	2162	2185	2166	2166

Таблица 12

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

Муниципальные районы	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Агаповский муниципальный район	51	52	52	50	50
Аргаяшский муниципальный район	31	31	31	28	28
Ашинский муниципальный район	237	237	237	230	231
Брединский муниципальный район	17	17	17	16	16
Варненский муниципальный район	14	14	14	12	12
Верхнеуфалейский муниципальный район	33	33	43	43	43
Еманжелинский муниципальный район	107	107	107	107	107
Еткульский муниципальный район	32	32	32	32	33
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74
Каслинский муниципальный район	72	72	72	61	61
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	13	13	13	12	12
Коркинский муниципальный район	143	143	143	140	140
Красноармейский муниципальный район	45	45	45	39	36
Кунашакский муниципальный район	38	38	38	35	35
Кусинский муниципальный район	48	48	48	46	46
Нагайбакский муниципальный район	30	30	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	27	27	27	18	18
Октябрьский муниципальный район	12	12	12	13	13
Пластовский муниципальный район	37	37	37	38	41
Саткинский муниципальный район	206	206	206	228	228
Сосновский муниципальный район	72	72	73	73	73
Троицкий муниципальный район	8	8	11	6	6
Увельский муниципальный район	23	23	35	35	35
Уйский муниципальный район	25	25	25	25	25
Чебаркульский муниципальный район	28	28	28	159	159
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11
всего по муниципальным районам:	1488	1489	1515	1616	1618
отопление	1090	1080	1099	967	929
вентиляция	45	59	60	312	360
горячее водоснабжение	119	119	121	129	129
технологические цели	234	232	236	208	199
темп роста, процентов	-0,16	0,10	1,74	6,68	0,10
всего по Челябинской области, в том	9839	9927	10045	10071	10103

числе:					
отопление	6185	6227	6302	6125	6086
вентиляция	551	570	577	825	873
горячее водоснабжение	730	737	746	748	748
технологические цели	2374	2393	2421	2374	2365

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

величина роста спроса на тепловую мощность (рост тепловой нагрузки потребителей) за счет более интенсивного темпа строительства жилых и общественных зданий превышает величину снижения спроса на тепловую мощность (снижение тепловой нагрузки потребителей) в связи с выводом из эксплуатации ранее построенных жилых и общественных зданий по причине их износа;

снижение спроса на тепловую энергию (снижение 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; использование 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).

С учетом вкладов перечисленных факторов в 2021 году в городских округах (городских округах с внутригородским делением) Челябинской области зарегистрировано незначительное увеличение спроса на тепловую мощность (тепловой нагрузки), прежде всего за счет нового строительства и уточнения данных о договорной тепловой нагрузке в изолированных системах теплоснабжения в Златоустовском, Копейском, Кыштымском, Магнитогорском, Миасском и Челябинском городских округах. Максимальный прирост тепловой нагрузки зарегистрирован в Челябинском городском округе с внутригородским делением и Магнитогорском городском округе, что соответствует статистике введенного в эксплуатацию жилищного и общественного фондов.

Всего тепловая нагрузка в Челябинской области в зонах действия централизованных систем теплоснабжения за 2021 год снизилась на 10 Гкал/ч.

20. 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 9979,24 Гкал/час и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов турбоагрегатов в 5604,7 Гкал/час

(таблица 13) или с коэффициентом теплофикации, близким к 0,6 (оптимальный проектный показатель отношения тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов к общей установленной тепловой мощности ТЭЦ).

Таблица 13

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

Наименование	Мощность	2021 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	724,6
	турбоагрегаты	324,6
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	15,8
	турбоагрегаты	15,8
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408
	турбоагрегаты	68
Котельная 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
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»	всего	12
	турбоагрегаты	0
Всего	УТМ	9979,24
	УТМТА	5604,7

В 2021 году изменений в установленной тепловой мощности на ТЭЦ Челябинской области за счет ввода/вывода из эксплуатации теплофикационных турбоагрегатов не происходило.

С учетом вышеизложенного установленная тепловая мощность ТЭЦ по регулируемым отборам турбоагрегатов составляет 5604,7 Гкал/час. Весь остальной спрос на тепловую мощность обеспечивается из СЦТ на базе котельных. Общая установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области в 2021 году составила 20015 Гкал/час (таблица 14).

Таблица 14

Установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории
Челябинской области, Гкал/час

Наименование	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Верхнеуфалейский городской округ	259	259	259	259	254
Златоустовский городской округ	1244	1241	1507	1509	1509
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	587	587	587	471	492
Кыштымский городской округ	263	263	263	135	135
Локомотивный городской округ	75	14	20	20	20
Магнитогорский городской округ	2404	2405	2404	2404	2404
Миасский городской округ	1066	997	1066	1066	1066
Озерский городской округ	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	363	503	363	363	363
Трехгорный городской округ	283	275	275	335	335
Троицкий городской округ	393	393	393	393	393
Усть-Катавский городской округ	170	167	116	116	116
Чебаркульский городской округ	355	355	356	356	356
Челябинский городской округ с внутригородским делением	7599	7599	7871	7871	7871
Южноуральский городской округ	320	328	332	332	278
Всего по городским округам	16353	16388	16784	16602	16564
Агаповский муниципальный район	145	144	144	138	138
Аргаяшский муниципальный район	51	50	50	50	45
Ашинский муниципальный район	494	490	395	395	394
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	41
Варненский муниципальный район	48	46	46	38	38
Верхнеуральский муниципальный район	150	148	163	163	163

Еманжелинский муниципальный район	200	193	193	193	193
Еткульский муниципальный район	75	74	74	74	76
Карталинский муниципальный район	162	160	160	160	160
Каслинский муниципальный район	205	205	205	113	113
Катав-Ивановский муниципальный район	165	163	163	163	163
Кизильский муниципальный район	32	30	30	22	21
Коркинский муниципальный район	201	198	198	198	143
Красноармейский муниципальный район	120	117	117	63	50
Кунашакский муниципальный район	70	69	69	67	67
Кусинский муниципальный район	90	86	86	80	80
Нагайбакский муниципальный район	65	64	64	64	64
Нязепетровский муниципальный район	53	50	50	50	35
Октябрьский муниципальный район	29	27	27	24	24
Пластовский муниципальный район	65	60	60	106	94
Саткинский муниципальный район	520	506	561	561	561
Сосновский муниципальный район	297	295	296	296	296
Троицкий муниципальный район	35	31	21	21	19
Увельский муниципальный район	45	44	69	69	69
Уйский муниципальный район	81	78	78	78	28
Чебаркульский муниципальный район	85	82	82	82	345
Чесменский муниципальный район	35	32	32	32	32
Всего по муниципальным районам	3562	3485	3477	3346	3452
Всего по Челябинской области	19915	19873	20261	19947	20015

В городских округах (городских округах с внутригородским делением) Челябинской области незначительное снижение установленной тепловой мощности в 2021 году по отношению к 2020 году составило 38 Гкал/ч. В муниципальных районах Челябинской области произошло увеличение установленной тепловой мощности на 106 Гкал/ч.

К причинам изменения показателей установленной тепловой мощности относятся:

уточнение данных об УТМ котлоагрегатов котельных в городском округе Верхнеуфалейский и муниципальных районах Ашинский, Брединский; Кизильский, Коркинский, Пластовский, Чебаркульский;

замещение котлоагрегатов котельных с выработанным назначенным ресурсом на новые котлоагрегаты с уменьшенной тепловой мощностью в связи с наличием значительных резервов по УТМ на замещаемых котлоагрегатах;

вывод из эксплуатации и/или перевод снабжения потребителей от котельных промпредприятий, обеспечивающих ранее тепловую нагрузку городских потребителей, и перераспределение тепловой нагрузки на действующие муниципальные котельные.

Основной причиной таких изменений является ежегодное уточнение данных о состоянии систем теплоснабжения.

Учет установленной тепловой мощности в Коркинском районе (143 Гкал/ч вместо 198 Гкал/ч в 2020 году), Чебаркульском районе (345 Гкал/ч вместо 82 Гкал/ч). Причем в Чебаркульском районе увеличение установленной тепловой мощности источников связано с учетом в балансе котельной ООО «Мечел-Энерго», расположенной в городе Чебаркуль, ранее в балансе мощности и тепловой нагрузки не учитываемой.

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 сделать выводы о том, что резервы УТМ на источниках тепловой мощности составляют около 63 процентов.

Строительство новых источников тепловой мощности (котельных) осуществляется только в зонах новой застройки, не обеспеченной существующей тепловой мощностью и замещением выбывающего из эксплуатации оборудования.

21. Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице 15 и на рисунке 7. 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	Прочие электростанции	Котельные всего	Тепло- утилизационные установки	Полезный отпуск тепловой энергии с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2017	42227	22867	370	15592	3398	40961	3675	37286
2018	41782	22707	370	15238	3467	40530	3611	36919
2019	41851	22548	370	15547	3386	40597	3548	37049
2020	38947	22390	370	12863	3324	37780	3486	34294
2021	38391	22233	370	12362	3425	37240	3451	33789

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

Рисунок 7

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области



Анализ этих данных показывает, что доля выработанной тепловой энергии на ТЭЦ постоянно увеличивается и достигает к 2021 году 57 процентов. 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, полученной на теплоутилизационных установках промышленных предприятий (около 7 процентов от общей выработки тепловой энергии).

22. 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 отметить, что большинство из данных 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 (городской округ с внутригородским делением)/ муниципальный район	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	1215	1194	1175	1156	1137
АО «Челябинский электро- металлургический комбинат»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	413	403	392	381	370
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	325	323	324	324	325
ПАО «Челябинский цинковый завод»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	613	н/д*	н/д*	523	н/д*
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	Магнитогорский городской округ	1812	1822	1853	1884	1915
ООО «Миасский керамический завод»	Миасский городской округ	154	163	177	192	206
АО «Автомобильный завод «Урал»	Миасский городской округ	124	133	148	163	178
АО «Златоустовский машиностроительный завод»	Златоустовский городской округ	205	201	197	193	189
ООО «Златоустовский литейный завод»	Златоустовский городской округ	114	104	90	76	62
АО «Копейский машиностроительный завод»	Копейский городской округ	46	45	45	44	44
ЗАО «Карабашмедь»	Карабашский городской округ	13	14	16	18	20
ЗАО «Кыштымский медэлектrolитный завод»	Кыштымский городской округ	44	43	41	40	38
АО «Комбинат Магнезит»	Саткинский муниципальный район	16	15	13	11	9
ПАО «Ашинский металлургический завод»	Ашинский муниципальный район	23	н/д*	21	19	н/д*

* Информация не предоставлена собственником.

23. Структура установленной мощности на территории Челябинской области.

Структура установленной мощности электростанций на территории Челябинской области по состоянию на 1 января 2022 года представлена в таблице 17.

Таблица 17

Структура установленной мощности электростанций на территории
Челябинской области на 1 января 2022 года

№	Наименование электростанции, элетростанции промышленных предприятий	Установленная мощность	
		МВт	процентов
генерирующие компании			
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	836	14,47
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС	747	12,93
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	844,5	14,62
4.	Аргаяшская ТЭЦ АО «РИР»	256	4,43
5.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	133,8	2,32
6.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	320	5,54
7.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	593	10,27
8.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	757,5	13,11
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18	0,31
10.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,35
11.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,35
12.	ГПЭС Варненская (ООО «Капитал-Сити»)	77,4	1,34
электростанции промышленных предприятий			
13.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)	300	5,19
14.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)	208,77	3,61
15.	ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)	10	0,17
16.	ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)	91	1,58
17.	ПЦС (ПАО «ММК»)	18,92	0,33
18.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229	3,96
19.	Тургорякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5	0,42
20.	ТЭЦ УралАЗ (АО «ЭнСер»)	36	0,62
21.	ТЭЦ Магнезит (ПАО «Комбинат Магнезит»)	24	0,42
22.	ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский металлургический завод»))	6	0,10
23.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5	0,25
24.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль)	3,5	0,06
25.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16	0,28

26.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09	0,06
27.	ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)	13	0,23
28.	ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12	0,21
29.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2	0,30
30.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6	0,15
21.	ГПЭС АО «Михеевский ГОК»	92	1,59
32.	ГПЭС ЧТПЗ ООО «Агреко-Евразия»	17,92	0,31
33.	ГПЭС Первомайская ООО «Агреко-Евразия»	6,72	0,12
Суммарная установленная мощность электростанций и станций промышленных предприятий Челябинской области		5775,92	100,00

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 1 января 2022 года составляет 5775,92 МВт.

В 2021 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

вывод из эксплуатации ТГ-8 (485 МВт) на Троицкой ГРЭС (1 января 2021 года);

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС ЧТПЗ ООО «Агреко-Евразия» мощностью 17,92 МВт;

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС Первомайская ООО «Агреко-Евразия» мощностью 6,72 МВт;

вывод из эксплуатации генерирующего оборудования ЦЭС Саткинского чугуноплавильного завода установленной мощностью 3 МВт («АО «Саткинский чугуноплавильный завод»);

В 2020 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

перемаркировка энергоблока № 10 на Троицкой ГРЭС с увеличением мощности до 666 МВт;

замена ТГ-6 на Магнитогорской ЦЭС (ПАО «ММК») с одновременной перемаркировкой турбины ТГ-6 с увеличением мощности до 42,77 МВт.

В 2019 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

демонтаж ТГ-2 (12 МВт) на ТЭЦ Магnezит (АО «Комбинат Магnezит»);

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити» мощностью 77,4 МВт;

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС АО «Михеевский ГОК» мощностью 92 МВт;

перемаркировка ПГУ-3 (263 МВт (172+91 МВт)) вместо (247,5 МВт (177+70,5 МВт)) на Челябинской ТЭЦ-4.

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 мощностью 247,5 МВт (177+70,5 МВт) на Челябинской ТЭЦ - 4;

ввод ГПУ «Южуралзолото» (16 МВт);

ввод ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК» (3,09 МВт);

ввод ТЭЦ АО «Златмаш» (13 МВт);

ввод ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» (14,5 МВт);

ввод ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (12 МВт).

Структура установленной мощности электростанций Челябинской области на 1 января 2022 года в графическом виде представлена на рисунке 8.

Изменение установленной мощности электростанций Челябинской области в период с 2017 года до 1 января 2022 года (с детализацией изменений в последнем году) в графическом виде представлено на рисунке 9.

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Челябинской области на 1 января 2022 года является Южноуральская ГРЭС-2 с установленной мощностью 844,5 МВт (14,61 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Электростанции промышленных предприятий составляют долю в 20 процентов (1155,72 МВт) от общей установленной мощности энергосистемы. Крупнейшей электростанцией промышленных предприятий является Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт (5,19 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ММК».

Рисунок 8

Структура установленной мощности электростанций Челябинской области
по состоянию на 1 января 2022 года

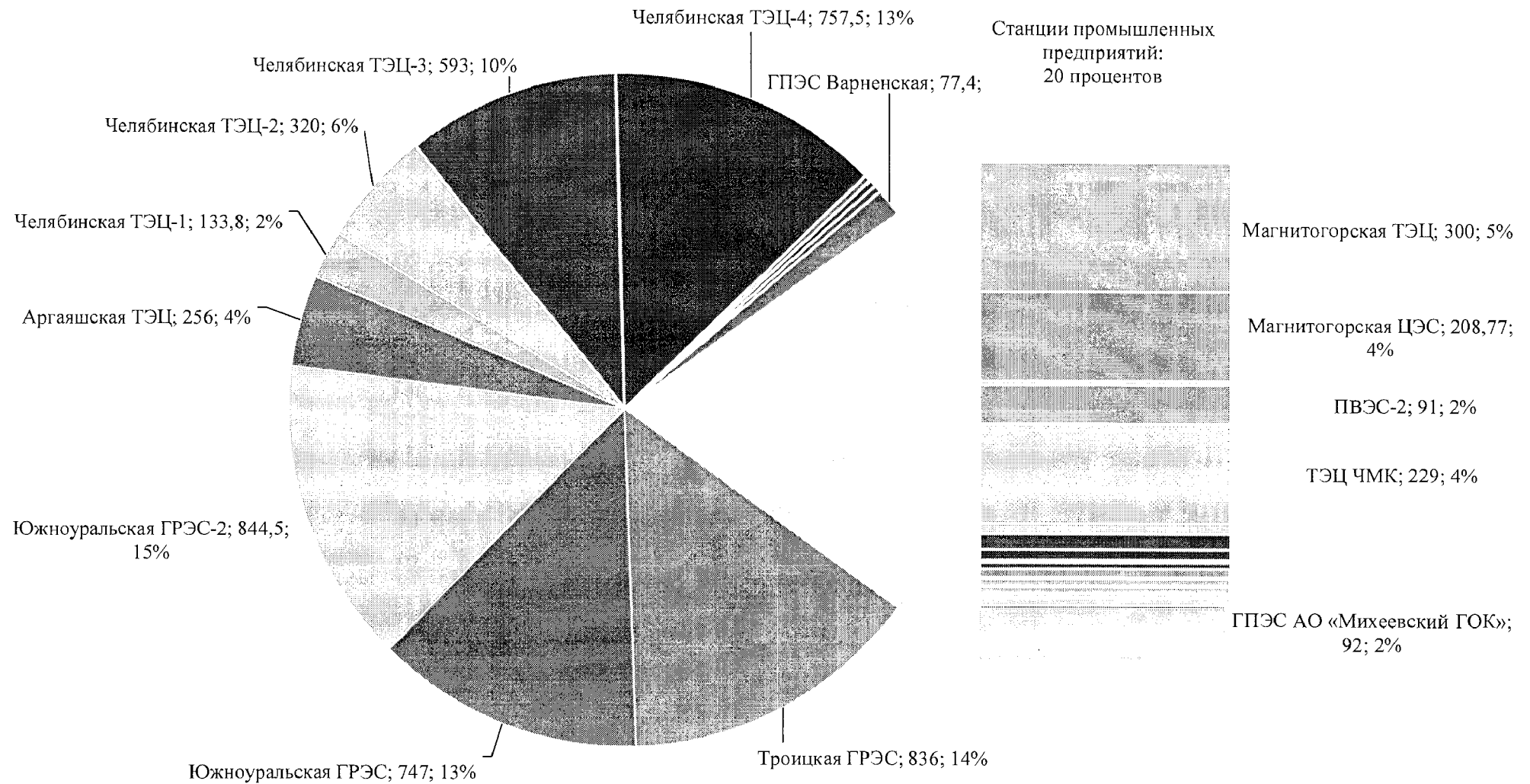
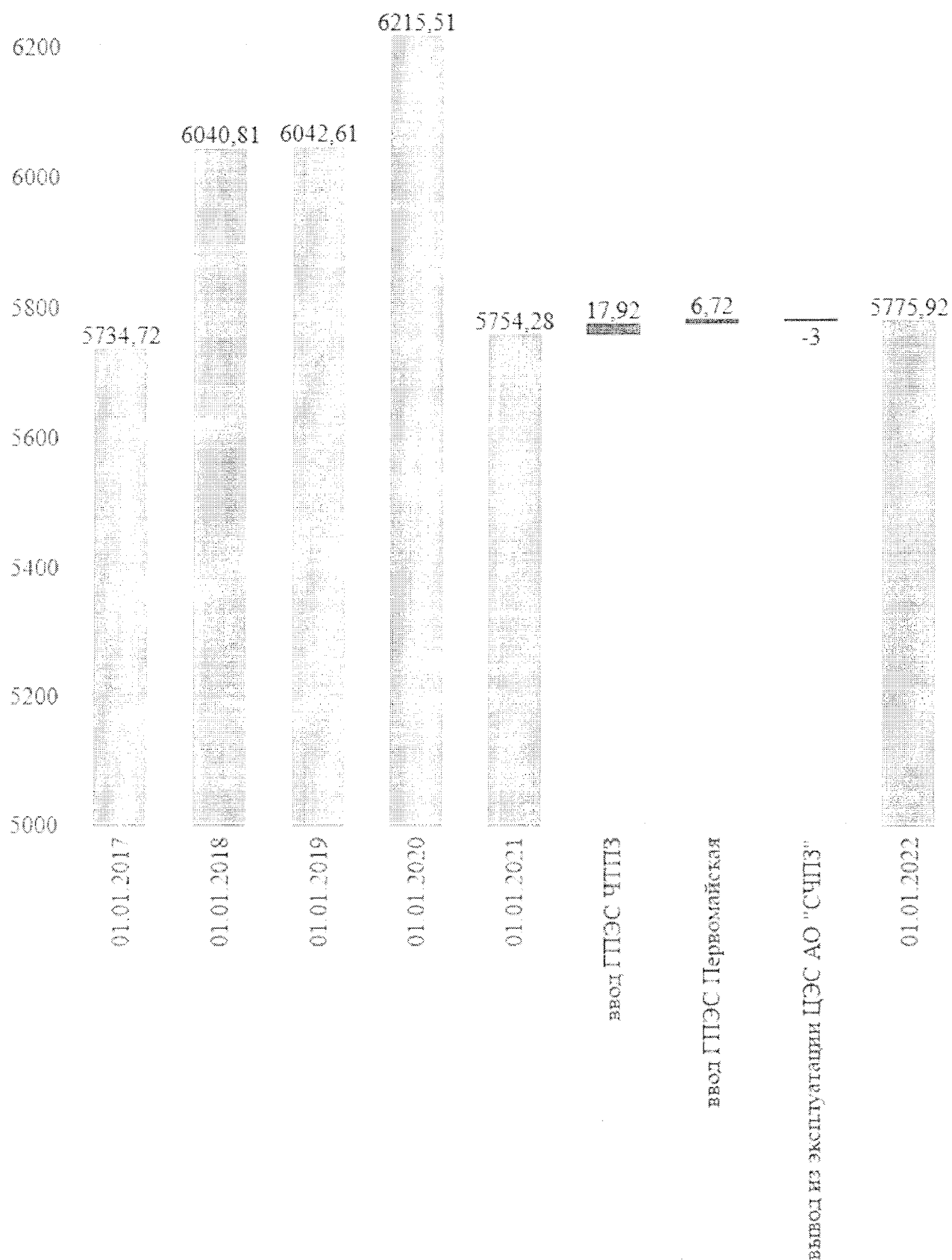


Рисунок 9

Изменение установленной мощности электростанций Челябинской области в период с 2017 года до 1 января 2022 года
(с детализацией изменений в последнем году)



24. Состав существующих электростанций (а также станций 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 в эксплуатации: 1960-2016.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 500/220/110 кВ. На станции установлен автотрансформатор связи напряжением 500/220/35 кВ, две автотрансформаторные группы связи напряжением 220/110/13,8 кВ, автотрансформатор связи напряжением 220/110/13,8 кВ и один блочный трансформатор напряжением 500/20 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 836 МВт. На станции эксплуатируется 3 генератора.

ТГ-1 и ТГ-3 присоединены к обмотке низкого напряжения АТГ-1 и АТ-3 соответственно. Выдача мощности ТГ-1 и ТГ-3 осуществляется в ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ. Блок № 10 выдает мощность в ОРУ 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 3 турбины. Турбины № 1 и № 3 являются теплофикационными (установленная тепловая мощность каждой составляет 105 Гкал/час).

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. 1 марта 2020 года произведена перемаркировка энергоблока № 10 с увеличением мощности до 666 МВт. В состав блока № 10 входят:

паровой котлоагрегат HG-2100/25,4-УМ16;
паровая турбоустановка CLN-660-24.2/566/566;
турбогенератор QFSN-660-2.

Основным топливом является каменный уголь (марки КСН) Экибастузского месторождения (Республика Казахстан) для старой части станции, уголь (марки Д) Кузнецкого угольного бассейна является основным видом топлива для энергоблока № 10. Растопочным топливом является топочный мазут марки М100. Резервного топлива не предусмотрено.

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 внутристанционные 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 (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, железнодорожные пути 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-ЗЗО, склад мокрого хранения соли и коагулянта, здание маслохозяйства блока 666 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.

Котлотурбинный цех № 2 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: 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 666 МВт: главный корпус, БЩУ, отделение тягодутьевых механизмов, циркуляционная насосная станция, БНС-4, здание мазутонасосной, насосная станция противопожарной защиты с резервуаром, помещение управления 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 защитой, 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 220 кВ, ОРУ 500 кВ, блок 666 МВт: водородная станция, дизель-генераторная, ресиверы водорода № 1 - 5, бак аварийного слива трансформаторного масла.

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС.

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 транспортеров № 9 - 10, сооружение галерея транспортеров № 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.

Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт. Первый энергоблок станции был введен в эксплуатацию 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 – Медная.

Энергоблоки присоединены к ОРУ 220 кВ.

Аргаяшская ТЭЦ АО «РИР».

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 маслохозяства, 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 редукционно-охладительная установка (далее именуется – РОУ) установленной тепловой мощностью 84,2 Гкал/час.

В качестве основного и резервного топлива используется 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, брызгальный бассейн, 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, дожимная компрессорная станция, насосная дождевых и производственных стоков, склад масла в таре для ГТУ.

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).

В качестве основного и резервного топлива используется 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, депо (мастерская по сборке укрупненных обмуровочных блоков), гараж на 6 тракторов, главный корпус, пиковая котельная, мазутонасосная с эстакадой приёма мазута и мазутной эстакадой, газорегуляторный пункт, пенная станция пожаротушения № 2, пенная станция пожаротушения № 3, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3, градирня башенная № 4, золошлакоотвал, ГРП, ПУРГ.

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 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 с отпайкой на ПС Бакалинская;

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 и резервного топлива используется 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, здание по адресу: город Челябинск, Бродокалмацкий 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 мощностью 247 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). 24 февраля 2016 года произведен ввод ПГУ-2 установленной мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). В 2017 году на Челябинской ТЭЦ-4 введен ПГУ-3 установленной мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час).

В 2019 году произведена перемаркировка ПГУ-3 с увеличением установленной мощности до 263 МВт ($172 + 91$ МВт) вместо 247,5 МВт

(177+70,5 МВт) с одновременным снижением установленной тепловой мощности до 24,6 Гкал/час вместо 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 Челябинская ТЭЦ-4 – СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 кВ;
- 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 757,5 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 724,6 Гкал/час. На станции эксплуатируется три ПГУ. На станции эксплуатируется три паровые турбины в составе ПГУ с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 324,6 Гкал/час (2×150 Гкал/час + $1 \times 24,6$ 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 циркуляции, АБК, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3, насосная станция первого подъема, здание пиковой котельной, здания газового хозяйства.

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 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.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Магнитогорской ГТ-ТЭЦ:

главный корпус (в том числе: КРУ 3 кВ, КРУ 10 кВ), дымовая труба, пункт подготовки газа, резервуар противопожарного запаса воды.

Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки w20V34SG 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 кВ Пирит.

Установленная тепловая мощность станции составляет 47,31 Гкал/час. На станции установлены два водогрейных котла КВГМ-20 (2×20 Гкал/час). Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 7,31 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов используется дизельное топливо. Резервное топливо для газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Карабашской МКЭУ:

машинный зал, трансформаторная 10/0,4 кВ, распределительное устройство 10 кВ, компрессорная, распределительное устройство 0,4 кВ, котельная, диспетчерская, дымовые трубы котельной (2 штуки), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки).

Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки w20V34SG производства Wartsila мощностью 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

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

Установленная тепловая мощность станции составляет 14,11 Гкал/час. На станции установлены шесть водогрейных котлов ТТ100-8000 суммарной установленной тепловой мощностью 6,88 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 7,31 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов № 3-6 используется дизельное топливо. Резервное топливо для водогрейных котлов № 1-2 и газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Каслинской МКЭУ:

распределительное устройство 10 кВ, машинный зал, распределительное устройство 0,4 кВ, диспетчерская, котельная, трансформаторная 10/0,4 кВ, дымовые трубы котельной (6 штук), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки).

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 208,77 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 газ. Резервное топливо – уголь (энергетические котлы № 7-11).

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ ЧМК:

цех подготовки производства, котельный цех, турбинный цех № 1, турбинный цех № 2, турбинный цех № 3, электрический цех, химический цех, цех тепловой автоматики и измерений.

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

Тургорская 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 Тургор.

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.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Тургорской ТЭЦ:

газорегуляторный пункт, главное здание ТЭЦ, здание аппаратной маслохозяйства, здание мазутонасосной, здание насосной подпитки тепловых сетей, здание химводоочистки ТЭЦ, котельная, мазутонасосная № 2, насосная станция производственного и оборотного водоснабжения, площадка для трансформатора (кабельная будка № 1), площадка для трансформатора (кабельная будка № 2), помещение КИП, прирельсовый склад магнезита, проходная ТЭЦ, ремонтная мастерская, склад реагентов, служебный корпус ТЭЦ, электролизерная ТЭЦ, газопровод на опорах, кабельная трасса 10 кВ ТЭЦ - РП-2, кабельная трасса 10 кВ ТЭЦ - РП107, кабельная трасса 10 кВ, кабельное хозяйство насосной подпитки теплосети, кабельные электросети к мазутонасосной, наружные сети электроснабжения до котельной, наружный газопровод к корпусу 13, теплосеть от ТЭЦ до новой котельной, теплосеть по площадке ТЭЦ, трубопровод катионированной воды, трубопроводы с эстакадами, подземный газопровод протяженностью 15 метров, диаметром 500 квадратных миллиметров, главное распределительное устройство 10,5 кВ, основное мазутное хозяйство для газомазутных станций, открытое распределительное устройство РУ 110 кВ, подстанция КТПН-400, распределительное устройство 10 кВ, распределительное устройство расхода 0,4 кВ, распределительное устройство расхода 3 кВ, распределительное устройство 6 кВ КРУ 6 кВ, аккумуляторный бак № 2, аккумуляторный бак для горячей воды, градирня, резервуар для сброса стоков, аккумуляторный бак, градирня с самотечным каналом, дымовая труба металлическая, дымовая труба ТЭЦ, мазутный резервуар № 5, мазутный резервуар № 6, мазутный резервуар № 1, мазутный резервуар № 2, нейтрализационная установка, очистные замазученных стоков, приемный мазутный резервуар, резервуар пожарный,

сливная эстакада мазута, труба котельной дымовая (железобетонная), фильтрационная установка, шламонакопитель-испаритель.

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 Тургояк – 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.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ УралАЗ:

станция насосная аккумуляторных баков, главное здание ТЭЦ, здание главного распределительного устройства электроцеха, тракт топливоподачи ТЭЦ, водогрейная котельная № 1, теплохолодный склад труб, золошламонакопитель № 2, циркуляционная насосная станция, здание сухого золоудаления котельного цеха, помещение скреперной и разгрузсарая, градирня ТЭЦ, здание РУ СН ТЭЦ, склад соли, здание насосной осветленной воды, водогрейная котельная № 2, здание ХВО водогрейной котельной № 2, помещение дополнительной обработки воды водогрейной котельной № 2, склад серной кислоты водогрейной котельной № 2, трансформаторная подстанция водогрейной котельной № 1, химическая лаборатория, насосная деаэрационно-питательная, склад мокрого хранения соли, деаэрационно-питательная установка, мазутонасосная № 1, мазутонасосная № 2, здание склада хранения сульфоугля, дымовая железобетонная труба (высота 120 метров), дымовая железобетонная труба (высота 100 метров), дымовая кирпичная труба (высота 100 метров), дымовая кирпичная труба (высота 38,35 метра), центральная тепловая камера-коллектор турбин, эстакада разгрузки угля, эстакада слива мазута, ГРП-1, ГРП-2.

ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 24 МВт. На станции установлены 2 генератора.

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

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 15,8 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой

мощностью отборов 15,8 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (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 кВ ЗМЗ-4.

Установленная тепловая мощность ЦЭС составляет 408 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла (№ 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 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.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»:

основное здание ТЭЦ, дымовая труба паровых котлов № 4, № 7, дымовая труба парового котла № 6; здание центрального теплового пункта; баки-аккумуляторы горячей воды № 1, № 2; здание промышленной котельной № 2; здание дымовой трубы высотой 120 метров; здание центрального распределительного пункта 3,15/10 кВ; здание насосной оборотного цикла машзала № 2; сооружение брызгального бассейна,

железнодорожная эстакада слива-налива; приемная ёмкость 60 кубических метров (подземного размещения); бак хранения 2000 кубических метров (1 штука); бак хранения 5000 кубических метров (1 штука); насосная станция с группой насосов и сетевыми подогревателями; мазутопроводы и технологические трубопроводы в пределах мазутного хозяйства; сеть мазутопроводов для раздачи потребителям предприятия в однотрубном исчислении 2400 метров; сеть пароспутников.

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 6 кВ на шины ПС 110 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 8 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 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 3 газопоршневых агрегата типа G3516 (ГПА) мощностью 1,03 МВт каждый.

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 12 МВт.

На станции установлено 6 газопоршневых агрегатов типа MWM TCG2020V20 мощностью 2,0 МВт каждый.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на шины ПС 110 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 4 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,3 МВт каждый.

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 2 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,3 МВт каждый.

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

ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 77,4 МВт.

На станции установлено 18 газопоршневых агрегатов типа TCG 2032 V16 мощностью 4,3 МВт каждый.

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

ГПЭС АО «Михеевский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 92,0 МВт.

На станции установлено 23 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,0 МВт каждый.

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

ГПЭС ЧТПЗ ООО «Агреко-Евразия».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 17,92 МВт.

На станции установлено 16 газопоршневых агрегатов типа QSK60 Gas Cummins мощностью 1,12 МВт каждый.

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

ГПЭС Первомайская ООО «Агреко-Евразия».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 6,72 МВт.

На станции установлено 6 газопоршневых агрегатов типа QSK60 Gas мощностью 1,12 МВт каждый.

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

Перечень установленного на электростанциях основного оборудования представлен в таблице 18.

Таблица 18

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

[illegible]

[illegible]

[illegible]

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

6	ТКП-3	ТКЗ	1943	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КУ-1	Пр-76-3,3-415 (ПК-79)	ОАО «Подольский машиностроительный завод»	2013	газ	газ	8.5	10	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Products France SNC»	2013	41,8	-	10	BDAX 7-290ERH N	BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания	2014	43,775
КУ-2	Пр-76-3,3-415 (ПК-79)	ОАО «Подольский машиностроительный завод»	2013	газ	газ	8.5	11	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Products France SNC»	2013	42	-	11	BDAX 7-290ERH N	BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания	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 Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1962	газ	газ	-	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1962	60	138	1	ТВ-60-2	Электросила	1962	60
2	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1963	газ	газ	-	2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1964	60	138	2	ТФ-60-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2016	60
3	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1964	газ	газ	-	3	Т-100-130	УТМЗ	1968	100	160	3	ТВФ-120-2	Сибэлектро-тяжмаш, г. Новосибирск	1977	100
4	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1965	газ	газ	-	4	Т-100-130	УТМЗ	1969	100	160	4	ТФ-100-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2010	100

[illegible]

[illegible]

	100																
4В	ПТВМ-100	БКЗ	1969	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»																	
1	ТП-30	-	1957	газ	мазут	-	1	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	1	Т-6-2УЗ	город Лысьва	2004	6
2	ТП-30	-	1955	газ	мазут	-	2	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	2	Т-6-2УЗ	город Лысьва	2004	6
4	ГМ-50-14/250	-	2010	газ	мазут	-	3	Р-2,5	КТЗ	1972	2,5	20,5	3	Т2-2,5-2	-	1972	2,5
3	БМ-35	-	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	Государственный 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. 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	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	доменный газ	-	1	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	1	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1985	12
2	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	доменный газ	-	2	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	2	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1988	12
3	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1932	газ	доменный газ	-	3	ПТ-40-2,9	ЛМЗ	1998	40	80	3	ТФП-40-2УЗ	Электросила	2000	40
4	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1933	газ	доменный газ	-	4А	Р-6-35/3 М	КТЗ	1993	6	22,5	4А	Т6-2УЗ	город Лысьва	1993	6
5	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1934	газ	доменный 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-	-	5	Т-25-29	ЛМЗ	1993	25	85	5	Т2-25-2	Электросила	1939	25

					ный газ												
7	ТП-200-1	ТКЗ	1952	газ	домен- ный газ	-	6	Т-42/50-2,8	УТЗ	1951	42,77	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	2003	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	1931	газ	домен- ный газ	-	1	Р-6- 35/10М	КТЗ	1998	6	35	1	Т-6-2УЗ	город Лысьва	1997	6
2	Стерлинг, Дюрр- Верке	завод Дюрр- Верке, Германия	1931	газ	домен- ный газ	-	2	Р-4- 35/10М	КТЗ	1998	4	35	2	Т-4-2УЗ	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, коксо- вый газы	-	1	ПТ-29/35- 3,0/1,0	КТЗ	2000	29	95	1	ТФП-25- 2УЗ	Электросила	1999	30
2	ТП-7	ТКЗ	1943	газ	домен- ный, коксо- вый газы	-	2	Р-25-90/18	ХТЗ	1964	25	155	2	ТВС-30	Электро- тяжмаш	1964	25

3	Бабкок-Вилькоккс	США, штат Огайо, город Барбертон	1951	газ	доменный, коксовый газы	-	3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	КТЗ	1998	12	58	3	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1998	12
4	Бабкок-Вилькоккс	США, штат Огайо, город Барбертон	1954	газ	доменный, коксовый газы	-	4	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	КТЗ	1999	25	32	4	ТФП-25-2УЗ	Электросила	1998	30
5	ПК-14-2 М	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1964	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ПК-14-2 М	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1966	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	КГМ 125-10-540	ОАО «Балтийский завод»	2002	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПСС (ПАО «ММК»)																	
1	КГМ-3Г	-	2002	газ	-	-	1	P-4-35/15M	-	2002	4	-	1	-	-	-	-
2	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	2	ST3-VE32A	Siemens	2005	7,46	60	2	-	-	-	-
3	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	3	ST3-VE32A	Siemens	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- 6,4/2,6	ДЖИИ (General Electric)	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	2001	12	39	8	Т12-2	-	2001	12
8	ПК-14- 2М	ПКЗ	1963	природный, доменный, коксовый	уголь	-	9	Р-12- 8,8/1,8	КТЗ	2004	12	94	9	Т12-2	-	2004	12

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

					ливо												
2	КВГМ-20	ЗАО «Сибэнерго-монтажсервис»	2013	газ	дизель-ное топ-ливо	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)																	
1	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	1	w20V34S	Wartsila	2015	10	7,31	1	-	-	2016	10
2	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	2	w20V34S	Wartsila	2015	10		2	-	-	2016	10
1	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизель-ное топ-ливо	6,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизель-ное топ-ливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизель-ное топ-ливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизель-ное топ-ливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль)																	

[illegible]

-	-	-	-	-	-	-	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	-	2017	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2017	4,3	-	2	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	3	CG260-16	-	2017	4,3	-	3	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	4	CG260-16	-	2017	4,3	-	4	-	-	-	4,3
ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	2015	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2015	4,3	-	2	-	-	-	4,3
ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	2	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	3	TCG 2032	-	2018	4,3	-	3	-	-	-	4,3

[illegible]

-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	2015	4,0	-	1	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2015	4,0	-	2	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	3	CG260-16	-	2015	4,0	-	3	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	4	CG260-16	-	2015	4,0	-	4	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	5	CG260-16	-	2015	4,0	-	5	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	6	CG260-16	-	2015	4,0	-	6	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	7	CG260-16	-	2015	4,0	-	7	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	8	CG260-16	-	2015	4,0	-	8	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	9	CG260-16	-	2015	4,0	-	9	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	10	CG260-16	-	2015	4,0	-	10	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	11	CG260-16	-	2015	4,0	-	11	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	12	CG260-16	-	2015	4,0	-	12	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	13	CG260-16	-	2015	4,0	-	13	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	14	CG260-16	-	2015	4,0	-	14	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	15	CG260-16	-	2015	4,0	-	15	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	16	CG260-16	-	2015	4,0	-	16	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	17	CG260-16	-	2015	4,0	-	17	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	18	CG260-16	-	2015	4,0	-	18	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	19	CG260-16	-	2015	4,0	-	19	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	20	CG260-16	-	2015	4,0	-	20	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	21	CG260-16	-	2015	4,0	-	21	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	22	CG260-16	-	2015	4,0	-	22	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	23	CG260-16	-	2015	4,0	-	23	-	-	-	4,0
ГПЭС ЧТПЗ ООО «Агрреко-Евразия»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	1	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	2	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	2	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	3	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	3	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	4	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	4	-	-	-	1,12

-	-	-	-	-	-	-	5	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	5	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	6	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	6	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	7	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	7	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	8	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	8	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	9	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	9	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	10	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	10	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	11	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	11	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	12	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	12	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	13	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	13	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	14	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	14	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	15	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	15	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	16	QSK60 Gas Cummins	-	2021	1,12	-	16	-	-	-	1,12
ГПЭС Первомайская ООО «Агреко-Евразия»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	1	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	2	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	2	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	3	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	3	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	4	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	4	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	5	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	5	-	-	-	1,12
-	-	-	-	-	-	-	6	QSK60 Gas	-	2021	1,12	-	6	-	-	-	1,12

В таблице 19 и на рисунке 10 представлены данные распределения установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Таблица 19

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области по состоянию на 1 января 2022 года

№ п/п	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность, МВт
Троицкий энергорайон		836
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	836
Еманжелинский энергорайон		1591,5
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС	747
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	844,5
Северный энергорайон		311,09
4.	Аргаяшская ТЭЦ АО «РИР»	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		2051,22
9.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	133,8
10.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	320
11.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	593
12.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистемы «Урал» ПАО «Фортум»	757,5
13.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229
14.	ГПЭС ЧТПЗ ООО «Агреко-Евразия»	17,92
Магнитогорский энергорайон		628,92
15.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18
16.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	300
17.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	208,77
18.	ПВЭС-1 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	10
19.	ПВЭС-2 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	91
20.	ПСЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	18,92
Златоустовско-Миасский энергорайон		118
21.	Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5
22.	ТЭЦ УралАЗ АО («ЭнСер»)	36
23.	ТЭЦ Комбинат Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)	24
24.	ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (АО «Златоустовский металлургический завод»)	6

25.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5
26.	ТЭЦ АО «Златмаш»	13
Карталинский энергорайон		169,4
27.	ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити»	77,4
28.	ГПЭС АО «Михеевский ГОК»	92
Прочие энергорайоны		52,02
29.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (ООО «Мечел-Энерго»)	3,5
30.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16
31.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2
32.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6
33.	ГПЭС Первомайская ООО «Агтреко-Евразия»	6,72

Рисунок 10

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области, МВт (процентов) по состоянию на 1 января 2022 года



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

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2021 году составило 27990,9 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 2021 год.

Таблица 20

Структура выработки электрической энергии электростанций энергосистемы Челябинской области за 2021 год

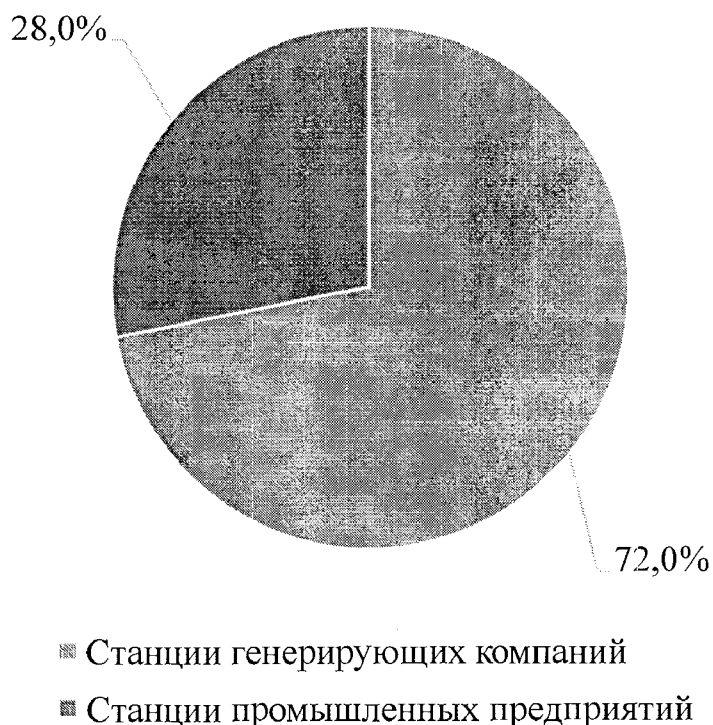
№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Выработка, млн. кВт·ч	Процент от суммарной выработки
1.	Троицкая ГРЭС	725,9	2,6
2.	Южноуральская ГРЭС	1562,3	5,6
3.	Южноуральская ГРЭС-2	5088,2	18,2
4.	Аргаяшская ТЭЦ	977,3	3,5
5.	Челябинская ТЭЦ-1	849,8	3,0
6.	Челябинская ТЭЦ-2	1286,7	4,6
7.	Челябинская ТЭЦ-3	3697,0	13,2
8.	Челябинская ТЭЦ-4	5037,0	18,0
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	94,9	0,3
10.	Карабашская МКЭУ	113,5	0,4
11.	Каслинская МКЭУ	120,1	0,4
12.	ГПЭС Варненская	612,9	2,2
Итого генерирующие компании		20165,7	72,0
Итого электростанции промышленных предприятий*		7825,2	28,0
Суммарная выработка электрической энергии электростанциями генерирующих компаний и станциями промышленных предприятий Челябинской области		27990,9	100,0

* Информация о детализации выработки электрической энергии по электростанциям промышленных предприятий отсутствует.

Структура выработки электроэнергии по видам собственности (по типам электростанций) представлена на рисунке 11.

Рисунок 11

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



В общей величине выработки электроэнергии всеми электростанциями энергосистемы Челябинской области в 2021 году доля выработки тепловыми электростанциями, принадлежащими генерирующим компаниям, составляет 72 процента. Выработка электростанциями промышленных предприятий составляет 28 процентов от общей величины выработки электроэнергии.

В таблице 21 и на рисунке 12 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий Челябинской области за последние 5 лет.

Таблица 21

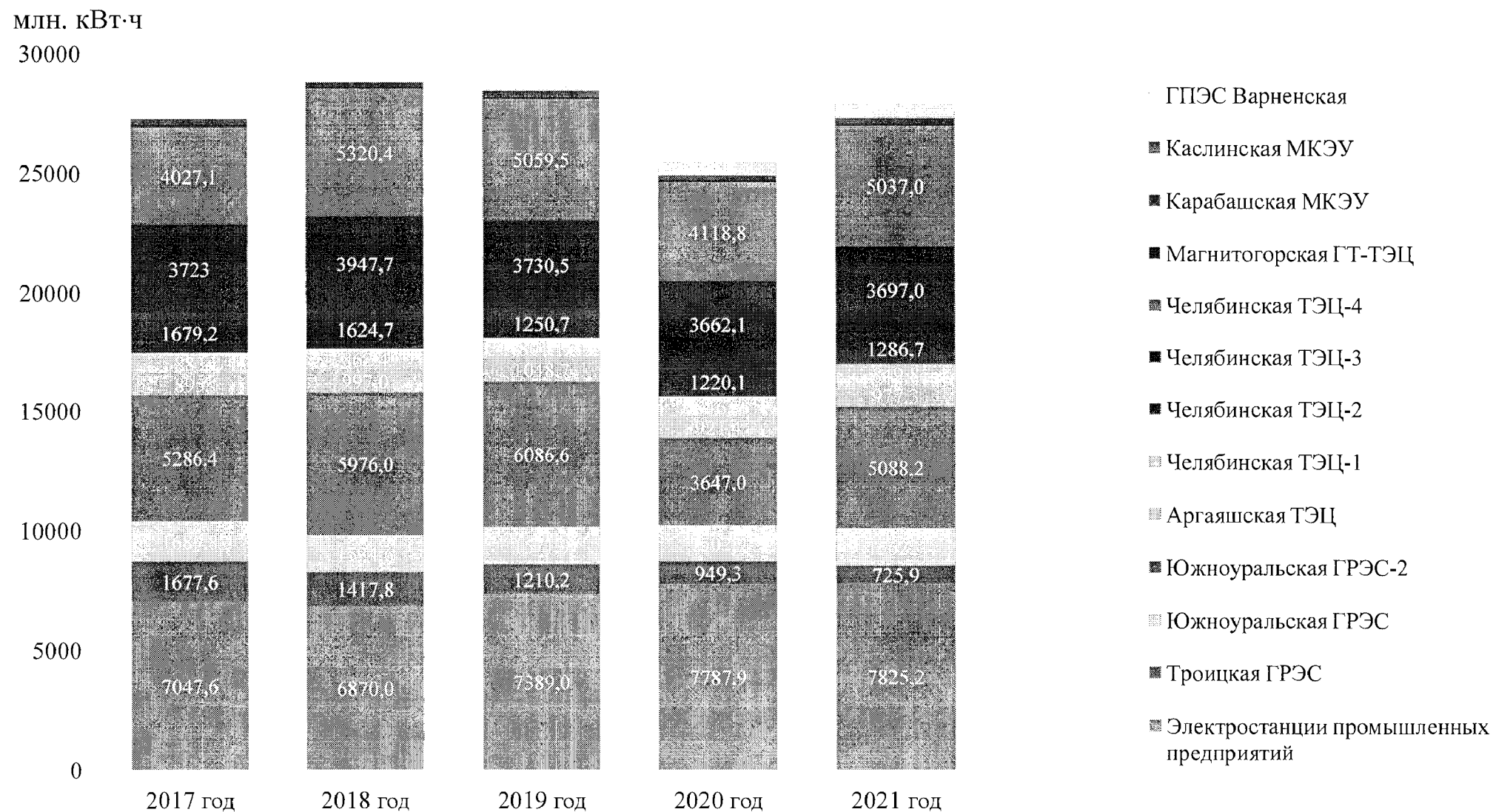
Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет, млн. кВт·ч

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1 .	Троицкая ГРЭС	1677,6	1417,8	1210,2	949,3	725,9
2 .	Южноуральская ГРЭС	1689,8	1534,6	1571,9	1502,9	1562,3
3 .	Южноуральская ГРЭС-2	5286,4	5976,0	6086,6	3647,0	5088,2
4 .	Аргаяшская ТЭЦ	895,0	997,0	1048,7	921,4	977,3
5 .	Челябинская ТЭЦ-1	883,0	862,4	801,1	846,7	849,8
6 .	Челябинская ТЭЦ-2	1679,2	1624,7	1250,7	1220,1	1286,7
7 .	Челябинская ТЭЦ-3	3723,0	3947,7	3730,5	3662,1	3697,0
8 .	Челябинская ТЭЦ-4	4027,1	5320,4	5059,5	4118,8	5037,0
9 .	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	126,7	88,2	89,2	84,3	94,9
10 .	Карабашская МКЭУ	113,3	94,1	113,8	105,5	113,5
11 .	Каслинская МКЭУ	147,3	101,9	121,3	114,3	120,1
12 .	ГПЭС Варненская	-	-	79,0	568,3	612,9
Итого по электростанциям генерирующих компаний		20248,2	21964,8	21162,6	17740,6	20165,7
Итого по электростанциям промышленных предприятий*		7047,6	6870,0	7389,0	7787,9	7825,2
Суммарная выработка электростанциями в Челябинской области		27295,8	28834,9	28551,6	25528,5	27990,9

* Информация о детализации выработки электрической энергии по электростанциям промышленных предприятий отсутствует.

Рисунок 12

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет



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

1) балансы мощности.

Фактические балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2017 – 2021 годы приведены в таблице 22 и рисунке 13.

Таблица 22

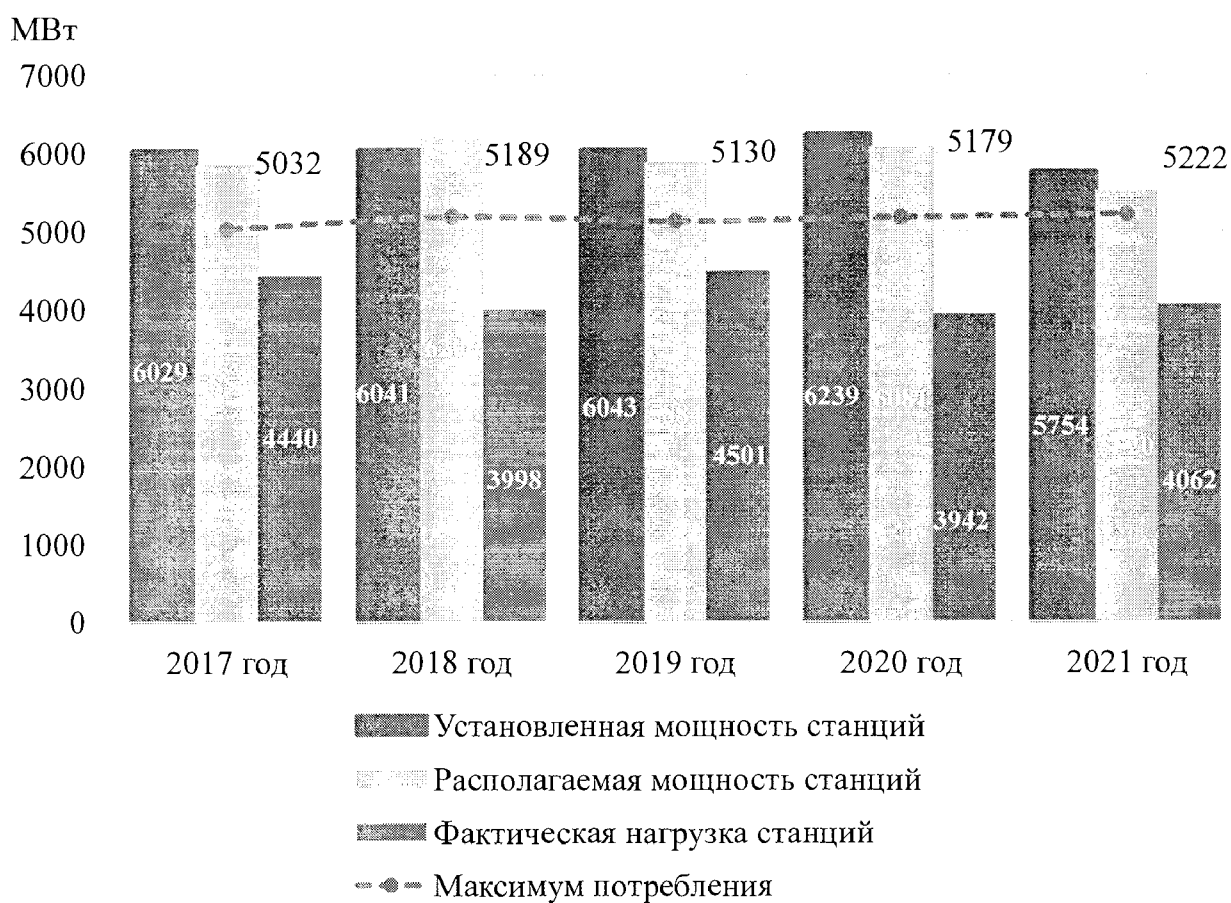
Балансы мощности энергосистемы Челябинской области
за 2017 – 2021 годы, МВт

№	Мощность	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Дата, час максимума	25.12 9-00 (мск)	24.01 7-00 (мск)	05.02 11-00 (мск)	22.12 16-00 (мск)	15.01 10-00 (мск)
2.	Установленная мощность	6028,810	6040,810	6042,610	6239,280	5754,280
	ТЭС	6028,810	6040,810	6042,610	6239,280	5754,280
3.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	326,472	411,190	300,660	240,506	328,916
	ТЭС	326,472	411,190	300,660	240,506	328,916
4.	Располагаемая мощность (значение пункта 2 – значение пункта 3 + значение пункта 11)	5851,024	6206,004	5884,290	6081,298	5520,116
	ТЭС	5851,024	6206,004	5884,290	6081,298	5520,116
5.	Плановое ремонтное снижение	113,437	406,0	37,000	231,000	212,000
	ТЭС	113,437	406,0	37,000	231,000	212,000
6.	Неплановое ремонтное снижение	0	648,022	55,000	0,000	0,000
	ТЭС	0	648,022	55,000	0,000	0,000
7.	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
8.	Рабочая мощность (значение пункта 4 - (значение пункта 5 + значение пункта 6 + значение пункта 7))	5737,587	5151,982	5792,290	5850,298	5308,116
	ТЭС	5737,587	5151,982	5792,290	5850,298	5308,116
9.	Мощность в резерве (значение пункта 8 – значение пункта 10)	1297,448	1153,751	1291,249	1908,656	1245,993
	ТЭС	1297,448	1153,751	1291,249	1908,656	1245,993
10.	Нагрузка электростанций	4440,139	3998,231	4501,041	3941,642	4062,123
	ТЭС	4440,139	3998,231	4501,041	3941,642	4062,123
11.	В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	148,686	576,384	142,340	82,524	94,752

	ТЭС	148,686	576,384	142,340	82,524	94,752
12.	Максимум потребления	5031,638	5189,363	5129,762	5179,006	5222,333
13.	Сальдо перетоков (значение пункта 11 - значение пункта 10)	591,499	1191,132	628,721	1237,364	1160,210
14.	Дефицит (-) / избыток (+) (значение пункта 8 - значение пункта 12)	705,949	-37,381	662,528	671,292	85,783

Рисунок 13

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2017–2021 годы



В период с 2017 по 2021 год в энергосистеме Челябинской области установленная и располагаемая мощности электростанций превышают максимум потребления энергосистемы Челябинской области, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс 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 2017 – 2021 годы) приведены в таблице 23 и на рисунке 14.

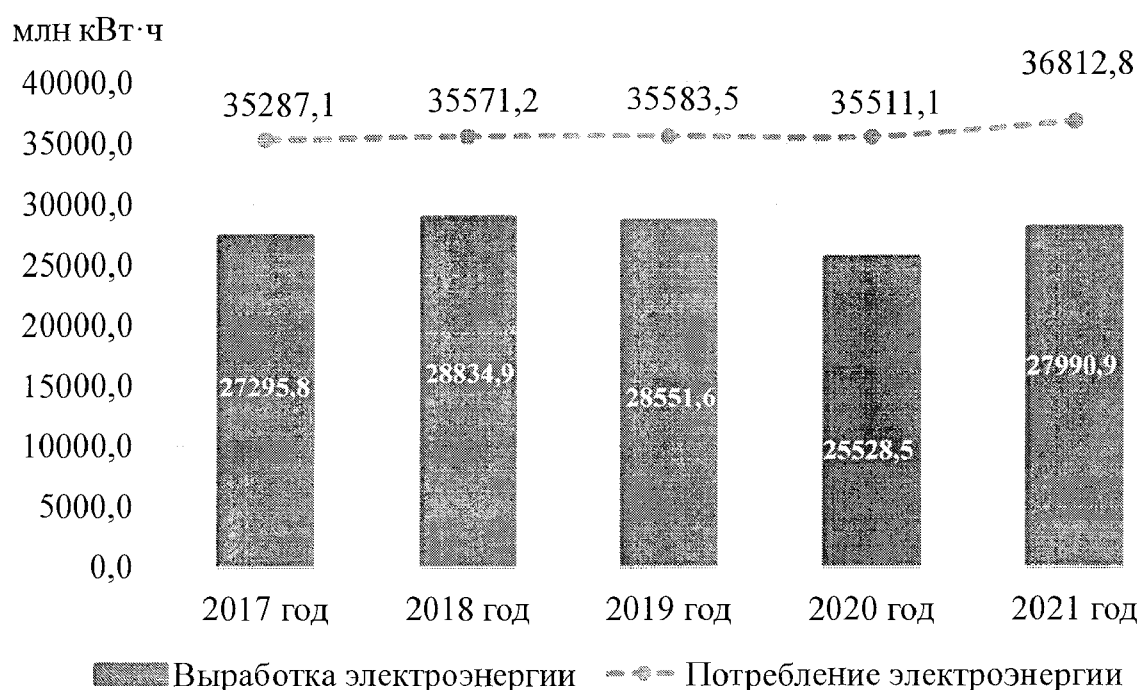
Таблица 23

**Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области
за 2017 – 2021 годы**

Наименование, единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч	35287,1	35571,2	35583,5	35511,1	36812,8
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	136,9	284,1	12,3	-72,4	1301,8
Среднегодовые темпы прироста, процентов	0,4	0,8	0,03	-0,20	3,67
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	27295,8	28834,9	28551,6	25528,5	27990,9
Абсолютный прирост выработки, млн. кВт·ч	-1174,6	1539,1	-283,3	-3023,1	2462,4
Среднегодовые темпы прироста, процентов	-4,1	5,6	-1,0	-10,6	9,6
Сальдо, млн. кВт·ч	7991,3	6736,3	7031,9	9982,6	8822,0

Рисунок 14

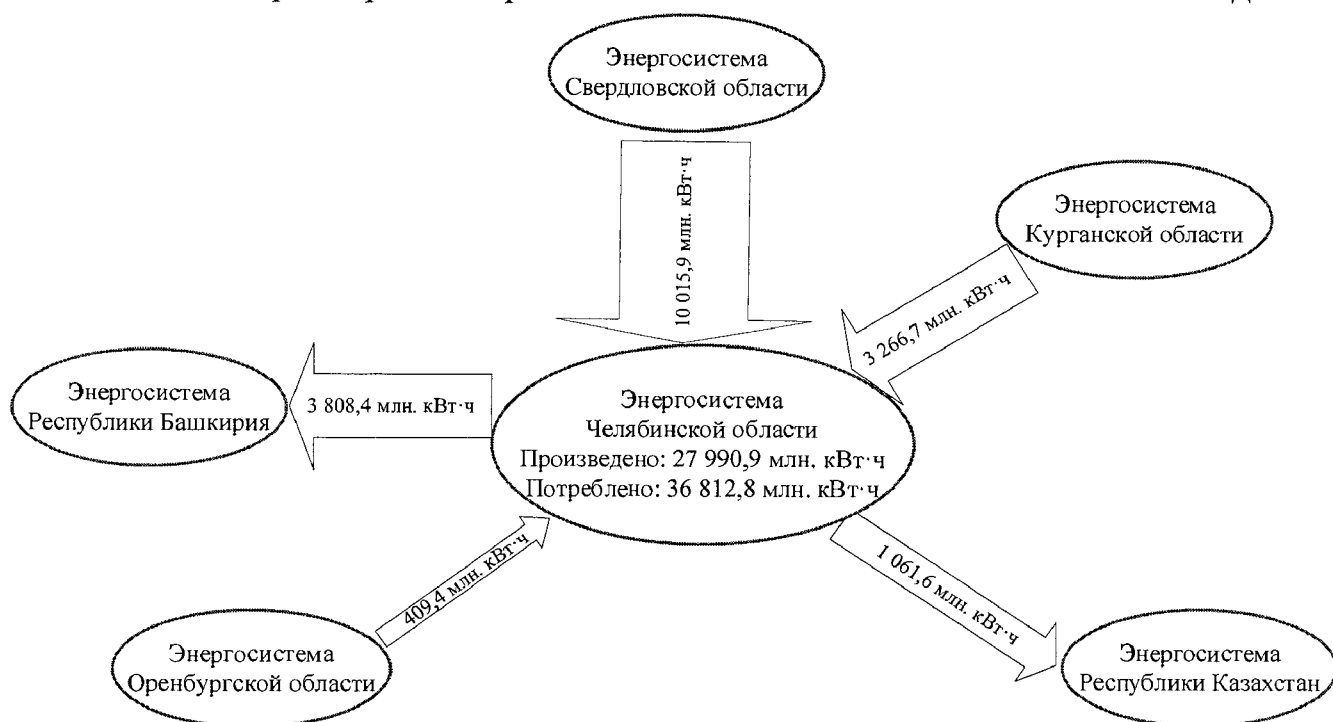
**Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области
за 2017 – 2021 годы**



Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет складывались с дефицитом, который покрывался за счет сальдо перетоков электрической энергии из соседних энергосистем.

Фактический баланс электроэнергии за 2021 год с учетом сальдо-перетоков в соседние энергосистемы представлен на рисунке 15.

Баланс электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2021 год



27. 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. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации). По станциям промышленных предприятий данные отсутствуют.

Таблица 24

Число часов использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	1198	1059	919	718	867
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	5344	4611	3838	4187	2699
ТГ-2	336	72	-	-	-
ТГ-3	4939	3503	1800	1318	615
Блок № 8	925	341	15	51	0
Блок № 10	494	860	1093	684	665
Южноуральская ГРЭС	2262	2056	2104	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	6260	7076	7207	н/д*	н/д*
Аргаяшская ТЭЦ	4590	4177	4101	3599	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	5575	3855	2486	4447	н/д*
ТГ-2	5172	6653	4792	2073	н/д*
ТГ-3	2858	2024	2222	2838	н/д*
ТГ-4	-	-	7598	7104	н/д*

ТГ-5	6565	2764	2138	3810	н/д*
ТГ-6	13	27	2	5	
ТГ-7	5196	5131	5965	3915	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	6599	6442	5987	6328	6351
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-7	5909	6116	5701	4562	4462
ТГ-8	3406	1397	2059	2527	3946
ТГ-9	-	-	-	-	-
ТГ-10	7936	8071	7019	7823	7470
ТГ-11	7582	8028	7468	7187	7795
Челябинская ТЭЦ-2	5247	5077	3908	3813	4021
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	4462	5020	1793	1626	1144
ТГ-2	2638	5638	4351	5770	4782
ТГ-3	6592	4419	3200	2602	3910
ТГ-4	5940	5433	5621	5162	5401
Челябинская ТЭЦ-3	6278	6657	6291	6176	6234
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	5991	6605	6066	7469	5846
Блок № 2	6386	6195	7083	5579	6600
Блок № 3	6416	7055	5853	5638	6252
Челябинская ТЭЦ-4	7515	7170	6736	5437	6649
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	6751	6977	6194	6057	6907
Блок № 2	6467	7430	6965	5140	7299
Блок № 3	3066	7104	7037	5136	5796
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	7549	5226	5380	4921	5324
ТГ-2	7319	5315	5296	4986	5360
Карабашская МКЭУ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	н/д*	н/д*
ГПУ № 1	5895	3919	6422	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	5559	4581	5472	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	7711	3867	5931	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	7413	5262	6585	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	6442	6330	6126	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

28. Электрический коэффициент использования установленной мощности.

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. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Таблица 25

Электрический коэффициент использования установленной мощности электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет, процентов

Наименование электростанции	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	13,7	12,1	10,5	8,2	10,0
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	61,0	52,6	43,8	47,7	31,0
ТГ-2	3,8	0,8	-	-	-
ТГ-3	56,4	40	20,5	15,0	7,0
Блок № 8	10,6	3,9	0,2	0,6	0
Блок № 10	5,6	9,8	12,5	7,8	8,0
Южноуральская ГРЭС	25,82	23,47	24,02	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ № 2	-	-	-	н/д*	н/д*
ТГ № 3	-	-	-	н/д*	н/д*
ТГ № 4	-	-	-	н/д*	н/д*
ТГ № 5	79,90	86,42	83,2	н/д*	н/д*
ТГ № 6	14,13	15,25	8,88	н/д*	н/д*
ТГ № 7	78,46	62,73	63,65	н/д*	н/д*
ТГ № 8	58,00	43,75	58,06	н/д*	н/д*
ТГ № 9	0,14	0,3	0,24	н/д*	н/д*
ТГ № 10	0,14	0,23	0,61	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	71,46	80,78	82,28	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ПГУ-1	71,87	80,29	84,03	н/д*	н/д*
ПГУ-2	71,05	81,27	80,52	н/д*	н/д*
Аргаяшская ТЭЦ	52,39	47,68	46,82	40,98	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	63,64	44,00	28,38	44,48	н/д*
ТГ-2	59,05	75,95	54,70	20,27	н/д*
ТГ-3	32,63	23,11	25,36	25,3	н/д*
ТГ-4	-	-	86,74	71,92	н/д*
ТГ-5	74,95	31,56	24,41	46,1	н/д*
ТГ-6	0,15	0,31	0,03	0,01	н/д*
ТГ-7	59,32	58,58	68,09	40,30	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	75,34	73,54	68,35	72,04	72,5
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-

ТГ-7	67,45	69,82	65,08	51,93	50,94
ТГ-8	38,88	15,95	23,51	57,23	45,05
ТГ-9	-	-	-	-	-
ТГ-10	90,59	92,13	80,12	89,06	85,28
ТГ-11	86,55	91,65	85,25	81,82	88,98
Челябинская ТЭЦ-2	59,90	57,96	44,62	43,40	45,9
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	50,93	57,30	20,46	18,50	13,06
ТГ-2	30,12	64,36	49,67	65,70	54,59
ТГ-3	75,25	50,44	36,52	29,60	44,64
ТГ-4	67,80	62,03	64,17	58,80	61,66
Челябинская ТЭЦ-3	71,67	76,00	71,81	70,30	71,17
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	68,40	75,40	69,25	85,03	66,74
Блок № 2	72,90	70,72	80,85	63,51	75,34
Блок № 3	73,24	80,53	66,81	64,18	71,37
Челябинская ТЭЦ-4	85,79	81,85	76,90	62,60	75,91
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	77,07	79,64	70,71	69,14	78,85
Блок № 2	73,83	84,81	79,51	58,67	83,32
Блок № 3	35,00	81,10	80,33	60,09	66,16
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	95,57	97,31	н/д*	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	73,47	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	90	85	90	91	81
ТГ-2	-	-	-	-	-
ТГ-3	83	80	82	84	77
Карабашская МКЭУ	72	53	74	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	74	49	80	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	69	57	68	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	95	57	78	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	96	48	74	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	93	66	82	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	95,57	97,31	97,47	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	73,5	72,3	69,9	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

29. Тепловой коэффициент использования установленной мощности.

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. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Таблица 26

Тепловой коэффициент использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	18,3	15,8	8,5	7,6	7,0
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	27,6	21,5	15,2	14,2	13,0
ТГ-2	1,7	0,3	-	-	-
ТГ-3	25,5	16,3	1,8	0,9	2,0
Южноуральская ГРЭС	12,19	12,32	12,96	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	31,55	26,83	25,24	19,31	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	59,38	76,71	58,30	30,13	н/д*
ТГ-2	59,93	56,16	64,38	13,07	н/д*
ТГ-3	46,00	21,83	8,68	4,67	н/д*
ТГ-4	-	103,69	46,55	37,13	н/д*
ТГ-5	57,05	91,89	98,66	37,64	н/д*
ТГ-6	0,00	48,65	2,23	0,02	н/д*
ТГ-7	28,46	33,13	34,05	14,59	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	0,86	0,84	18,15	51,10	51,80
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-7	73,16	76,18	72,58	53,58	60,33
ТГ-8	36,22	15,15	26,22	48,63	44,60
ТГ-9	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-2	25,66	28,9	26,82	24,74	27,18
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	36,39	40,42	14,11	11,70	8,8
ТГ-2	17,76	42,99	39,96	49,10	34,50
ТГ-3	48,27	38,40	34,93	23,30	41,25
ТГ-4	52,92	47,77	48,85	54,00	57,66
Челябинская ТЭЦ-3	44,40	57,44	53,94	52,31	52,70
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
блок № 1	50,80	52,90	46,78	55,73	49,56
блок № 2	52,70	54,50	59,75	48,37	62,52
блок № 3	63,90	98,26	61,34	55,12	91,70
Челябинская ТЭЦ-4	20,08	18,76	39,79	43,30	46,83
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
блок № 1	40,62	41,59	35,14	45,05	35,55
блок № 2	44,02	38,92	42,13	35,22	54,64
блок № 3	8,33	25,79	44,35	81,89	67,95

Карабашская МКЭУ	72	53	74	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	74	49	80	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	69	57	68	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	95	57	78	н/д*	н/д*
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	96	48	74	н/д*	н/д*
ГПУ № 2	93	66	82	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	84	83	83	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	25,5	25,9	24,7	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

30. Расход топлива.

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/ показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС, всего	761465	652804	527584	436113	351931
на выработку электрической энергии	676873	592169	496518	408325	320296
на выработку тепловой энергии	84592	60635	31066	27788	31635
Южноуральская ГРЭС, всего	737056	664721	668802	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	673041	598016	605096	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	64015	66705	63706	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2, всего	1147778	1299405	1322192	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	1147778	1299405	1322192	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ, всего	557434	606559	630276	576736	н/д*
на выработку электрической энергии	281811	333590	356605	310588	н/д*
на выработку тепловой энергии	275623	272969	273671	266148	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1, всего	364792	357960	328928	337604	354702
на выработку электрической энергии	183212	149811	138687	146828	150008
на выработку тепловой энергии	181580	208149	190241	190776	204694
Челябинская ТЭЦ-2, всего	778204	806345	668762	620348	665808
на выработку электрической энергии	406919	391888	279352	262353	276883
на выработку тепловой энергии	371285	414457	389410	357995	388925
Челябинская ТЭЦ-3, всего	1212640	1281104	1227500	1221338	1246441
на выработку электрической энергии	786490	810441	788475	796506	802885

на выработку тепловой энергии	426150	470663	439025	424832	443556
Челябинская ТЭЦ-4, всего	1057288	1345975	1271033	1067656	1286432
на выработку электрической энергии	901604	1131551	1056228	867479	1073248
на выработку тепловой энергии	155684	214424	214805	200177	213184
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ, всего	53532	37643	38130	35633	39842
на выработку электрической энергии	53532	37643	38130	35633	39842
на выработку тепловой энергии	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ, всего	168967	175885	172161	166400	173764
на выработку электрической энергии	25640	26915	23988	20949	20153
на выработку тепловой энергии	143327	148970	148173	145451	153611
Карабашская МКЭУ, всего	42101,2	37760,31	39723,87	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	34449,3	18217,35	21775,89	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	7651,9	19542,96	17947,98	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ, всего	48867,51	40397,18	43144,31	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	27864,8	19394,47	21485,89	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	21002,71	21002,71	21658,42	н/д*	н/д*
Тургоякская ТЭЦ, всего	173748	163071	152412	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	72229	51215	53975	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	101519	111856	98437	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ, всего	112129	114244	114247	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	63573	64663	65578	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	112129	114244	114247	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК, всего	969276	995270	954324	н/д*	н/д*
на выработку электрической энергии	546206	536004	509558	н/д*	н/д*
на выработку тепловой энергии	423069	459266	444766	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

31. Удельный расход топлива.

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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	475,1	472,0	469,1	496,7	524,0
Южноуральская ГРЭС	449,94	441,42	434,61	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	220,76	220,93	220,66	н/д*	н/д*
Аргаяшская ТЭЦ	360,65	376,51	387,77	388,30	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	228,61	191,46	190,94	191,40	194,78

Челябинская ТЭЦ-2	278,16	279,36	266,31	255,40	253,75
Челябинская ТЭЦ-3	226,57	219,55	226,60	234,10	233,47
Челябинская ТЭЦ-4	236,05	223,06	219,03	222,20	223,34
ТЭЦ АО «Златмаш»	232,75	-	-	н/д*	н/д*
ТЭЦ УралАЗ	255,0	259,1	224,7	204,5	202,4
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	428,65	433,33	432,96	427,26	427,2
Карабашская МКЭУ	203,0	194,9	194,9	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	192,53	197,68	182,79	н/д*	н/д*
Тургорская ТЭЦ	415,93	436,11	442,24	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	619,4	526,0	530,0	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	450,7	456,2	451,8	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	167,8	172,6	198,3	199,5	230,1
Южноуральская ГРЭС	187,39	193,22	191,63	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	173,14	171,81	174,69	168,80	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	138,93	164,85	168,28	172,80	169,83
Челябинская ТЭЦ-2	172,79	171,23	173,36	165,00	170,89
Челябинская ТЭЦ-3	157,70	163,00	163,63	164,10	164,84
Челябинская ТЭЦ-4	122,09	153,51	163,68	175,00	158,71
ТЭЦ АО «Златмаш»	161,56	-	-	н/д*	н/д*
ТЭЦ УралАЗ	162,6	164,9	159,4	158,9	158,6
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
Карабашская МКЭУ	180,51	161,64	162,0	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	183,74	154,49	156,0	н/д*	н/д*
Тургорская ТЭЦ	146,14	154,22	144,56	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	66,4	214,7	218,7	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	169,9	174,4	175,9	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	475,1	472	469,1	496,7	524,0
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	167,8	172,6	198,3	199,5	230,1
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1677,6	1417,8	1210,2	949,3	725,9
выработка тепловой энергии, Гкал	753372	539988	507366	446534	199913
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2530,0	2088,8	1831,0	1535,9	1168,1
Южноуральская ГРЭС	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	449,94	441,42	434,61	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	187,39	193,22	191,63	н/д*	н/д*
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1689,8	1534,6	1571,9	1502,9	1562,3
выработка тепловой энергии, Гкал	341 619	345 232	332 442	288 885	284 807
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2258,4	2038,7	2046,2	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	220,76	220,93	220,66	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	-	-	-	-	-
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	5286,4	5976,0	6086,6	3647,0	5088,2
выработка тепловой энергии, Гкал	-	-	-	-	-
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3197,3	3617,2	3679,6	н/д*	н/д*
Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	360,65	376,51	387,77	388,30	н/д*
удельный расход топлива на	173,14	171,81	174,69	168,80	н/д*

выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал					
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	895	997	1048,7	921,4	977,3
выработка тепловой энергии, Гкал	1591913	1588802	1566618	1520909	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	1639,5	1776,3	1863,9	1683,6	н/д*
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	228,61	191,46	190,94	191,40	194,78
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	138,93	164,85	168,28	172,80	169,83
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	883	862,4	801,1	846,7	849,8
выработка тепловой энергии, Гкал	1306993	1262661	1130531	1130344	1205284
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	1050,5	1022,6	940,3	979,1	1014,3
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	278,16	279,36	266,31	255,40	253,75
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	172,79	171,23	173,36	165,00	170,89
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1679,2	1624,7	1250,7	1220,1	1286,7
выработка тепловой энергии, Гкал	2148729	2420410	2246279	2071612	2275931
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2296,9	2379,0	1979,4	1790,2	1960,1
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	226,57	219,55	226,6	234,10	233,47
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	157,7	163	163,63	164,10	164,84
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	3723	3947,7	3730,5	3662,1	3697,0
выработка тепловой энергии, Гкал	2702319	2887536	2683080	2575418	2690800
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3478,6	3664,1	3518,8	3506,6	3580,0
Челябинская ТЭЦ-4	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии,	236,05	223,06	219,03	222,20	223,34

грамм условного топлива/кВт·ч					
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	122,09	153,51	163,68	175,00	158,71
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	4027,1	5320,4	5059,5	4118,8	5037,0
выработка тепловой энергии, Гкал	1275147	1396800	1312378	1219512	1343264
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3030,9	3838,9	3624,6	3092,1	3666,2
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	428,65	433,33	432,96	427,26	427,2
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	126,7	88,2	89,2	84,4	91,9
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	148,8	104,7	105,8	98,8	107,6
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	255,0	259,1	224,7	204,5	202,4
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	162,6	164,9	159,4	158,9	158,6
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	134,8	137,3	140,5	135,8	133,8
выработка тепловой энергии, Гкал	881598	903459	929351	915479	968507
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	486,9	505,6	492,4	474,6	495,0
Карабашская МКЭУ	-	-	-	-	
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	203	194,9	194,9	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	180,51	161,64	162	н/д*	н/д*
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	113,3	94,1	113,8	н/д*	н/д*
выработка тепловой энергии, Гкал	115823	122717	112631	н/д*	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	120,3	104,6	110,8	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	192,53	197,68	182,79	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на	183,74	154,49	156	н/д*	н/д*

выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал					
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	147,3	101,9	121,3	н/д*	н/д*
выработка тепловой энергии, Гкал	119825	137644	140524	н/д*	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	138,0	113,4	120,8	н/д*	н/д*
Тургоякская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	415,93	436,11	442,24	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	146,14	154,22	144,56	н/д*	н/д*
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	218,124	163,786	164,245	н/д*	н/д*
выработка тепловой энергии, Гкал	694647	725284	680930	н/д*	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	526,7	502,1	468,7	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	619,4	526,0	530,0	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	66,4	214,7	218,7	н/д*	н/д*
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	121,698	123,567	123,760	н/д*	н/д*
выработка тепловой энергии, Гкал	723547	736445	736847	н/д*	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	338,1	611,3	621,2	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	450,7	456,2	451,8	н/д*	н/д*
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	169,9	174,4	175,9	н/д*	н/д*
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1475,255	1449,533	1402,762	н/д*	н/д*
выработка тепловой энергии, Гкал	3110231	3164375	3014595	н/д*	н/д*
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3269,4	3323,7	3189,1	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

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

32. Удельная себестоимость электрической и тепловой энергии.

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

Таблица 31

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

Наименование электростанции/ показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч	2,85	4,43	5,67	6,44	8,35
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	1009,61	1015,95	2222,17	2099,36	3187,17
Южноуральская ГРЭС	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч	1,72	1,8	1,92	н/д*	н/д*
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей /Гкал	640,09	749,67	793,81	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч	1,34	1,05	1,05	н/д*	н/д*
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч	1,49	1,35	1,4	1,49	1,50
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	724,79	873,51	996,29	959,05	983,22
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	1,43	1,49	1,76	1,76	1,80
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	717,21	722,18	865,83	886,32	904,44
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	1,3	1,23	1,32	1,35	1,37
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	716,79	721,9	758,36	773,47	799,66
Челябинская ТЭЦ-4	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	1,66	1,55	1,55	1,84	1,75
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	840,17	995,15	1051,84	1167,54	1055,18

Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	1,9	1,97	2,01	2,26	н/д*
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	756,97	763,83	805,2	885,21	н/д*
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	2,104	2,437	2,521	2,512	2,437
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	2,40	2,08	2,03	2,16	2,50
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	961,35	984,93	967,65	1030,25	1049,67
ООО «Перспектива»**	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	1,86	1,78	1,88	н/д*	н/д*
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	1727,65	1539,04	1681,38	н/д*	н/д*
Тургорская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	2,16	2,233	2,472	н/д*	н/д*
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	902,35	899,73	895,56	н/д*	н/д*
ТЭЦ АМЕТ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии рублей/кВт·ч	-	-	-	-	-
удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал	701,39	725,15	767,98	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

** Представлены данные удельной себестоимости по всем участкам ООО «Перспектива». Данные с разбивкой по станциям отсутствуют.

33. КПД электростанций.

В таблице 32 приведены данные о 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	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Троицкая ГРЭС	брутто	41,2	38,7	41,9	41,9	33,4
	нетто	32,4	31,3	28,9	27,7	26,9
Южноуральская ГРЭС	брутто	30,84	31,55	31,92	н/д*	н/д*
	нетто	27,31	27,83	28,27	н/д*	н/д*
Южноуральская ГРЭС-2	брутто	56,59	56,50	56,56	н/д*	н/д*
	нетто	55,65	55,61	55,68	н/д*	н/д*
Аргаяшская ТЭЦ	брутто	60,5	57,8	56,0	38,9	н/д*
	нетто	57,8	55,3	53,3	37,4	н/д*

Челябинская ТЭЦ-1	брутто	80,9	80,0	79,0	78,6	77,98
	нетто	78,0	77,1	76,2	75,6	75,12
Челябинская ТЭЦ-2	брутто	65,9	67,6	71,0	71,87	72,58
	нетто	62,3	64,1	67,1	68,05	68,83
Челябинская ТЭЦ-3	брутто	69,5	70,1	68,6	67,0	67,3
	нетто	67,0	67,6	66,0	64,0	64,3
Челябинская ТЭЦ-4	брутто	64,0	63,4	63,6	63,7	63,0
	нетто	61,4	60,9	61,2	61,3	60,8
ТЭЦ УралАЗ	брутто	-	-	67,7	н/д*	н/д*
	нетто	-	-	62,3	н/д*	н/д*
Карабашская МКЭУ	брутто	-	-	46,3	н/д*	н/д*
	нетто	-	-	-	н/д*	н/д*
Каслинская МКЭУ	брутто	-	-	46,3	н/д*	н/д*
	нетто	-	-	-	н/д*	н/д*
Тургорская ТЭЦ	брутто	29,5	28,1	27,8	н/д*	н/д*
	нетто	-	-	-	н/д*	н/д*
ТЭЦ ЧМК	брутто	33,2	33,3	33,9	н/д*	н/д*
	нетто	27,3	27,0	27,2	н/д*	н/д*

* н/д – данные не предоставлены собственником.

34. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности, а также макроэкономических показателей за последние 5 лет.

Энергоемкость валового регионального продукта.

Энергоемкость валового регионального продукта Челябинской области (далее именуется – энергоемкость ВРП) определяется по формуле:

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

ТЭР - потребление в Челябинской области топливно-энергетических ресурсов, тыс. тонн условного топлива;

ВРП - объем валового регионального продукта Челябинской области, млн. рублей.

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

Таблица 33

Динамика энергоемкости ВРП за последние 5 лет*

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Энергоемкость ВРП, тонн условного топлива/млн. рублей	27,4	24,5	23,7	-	-

* Показатель «Энергоемкость ВРП» взят с сайта <https://www.gks.ru>.

Энергоемкость ВРП служит суммарным индикатором эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в регионе. Наблюдается снижение энергоемкости ВРП в Челябинской области с 2017 года.

35. Электроемкость валового регионального продукта.

Электроемкость валового регионального продукта Челябинской области (далее именуется - электроемкость ВРП) определяется по формуле:

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

ПЭ – потребление электроэнергии в Челябинской области, кВт·ч;

ВРП - объем валового регионального продукта Челябинской области, 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.

Таблица 34

Динамика электроемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Электроемкость ВРП, кВт·ч/ рублей	0,029	0,025	0,024	-	-

С 2017 года наблюдается снижение электроемкости ВРП в Челябинской области.

36. Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП.

Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП Челябинской области (O_p) определяется по формуле:

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

ЭР – расходы Челябинской области на приобретение энергетических ресурсов, млрд. рублей;

ВРП – объем валового регионального продукта Челябинской области, млрд. рублей.

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 Челябинской области ($Д_{\text{субъект.эр.воз}}$), определяется по формуле:

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

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

ОП_{субъект.эр.общий} – общий объем энергетических ресурсов, произведенных на территории Челябинской области, 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 (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт) (Д_{субъект.ээ.ген}) определяется по формуле:

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

ОП_{субъект.ээ.ген} – объем производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории Челябинской области, тыс. кВт·ч;

ОП_{субъект.т.ген} – совокупный объем производства электрической энергии на территории Челябинской области, 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 35.

Таблица 35

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

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	27295,8	28834,9	28551,6	25528,5	36812,8
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.

37. Потребление электроэнергии на душу населения.

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

$ЭД = ПЭ / Ч$ (кВт·ч/человек), где:

ПЭ – потребление электроэнергии в Челябинской области, млн. кВт·ч;

Ч – численность населения Челябинской области, млн. человек.

Данные о динамике потребления электроэнергии на душу населения на территории Челябинской области приведены в таблице 36.

Таблица 36

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35287,2	35571,2	35583,5	35511,1	36812,8
Численность населения, млн. человек	3,5023	3,493	3,476	3,466	3,443
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/человек	10075,4	10183,5	10236,5	10245,5	10692,1

Для энергосистемы Челябинской области потребление электроэнергии на душу населения в среднем в 1,41 раза выше, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации по итогам 2021 года данный показатель находится на уровне 7573 кВт·ч на человека.

38. Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда в экономике (электровооруженности труда работников добывающих, обрабатывающих производств, производства и распределения электроэнергии газа и воды) приведены в таблице 37.

Таблица 37

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

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Добыча полезных ископаемых	109383	140773	186635	246502	-
Обрабатывающие производства	78819	82182	83450	83692	-
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	88895	82605	92030	81768	-
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	45908	63444	37657	35296	-

Всего по добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электроэнергии, газа и воды	80063	84496	87398	89631	-

* Показатель взят с сайта www.gks.ru.

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.

Данные о доле 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 показателях для ее определения представлены в таблице 38.

Таблица 38

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

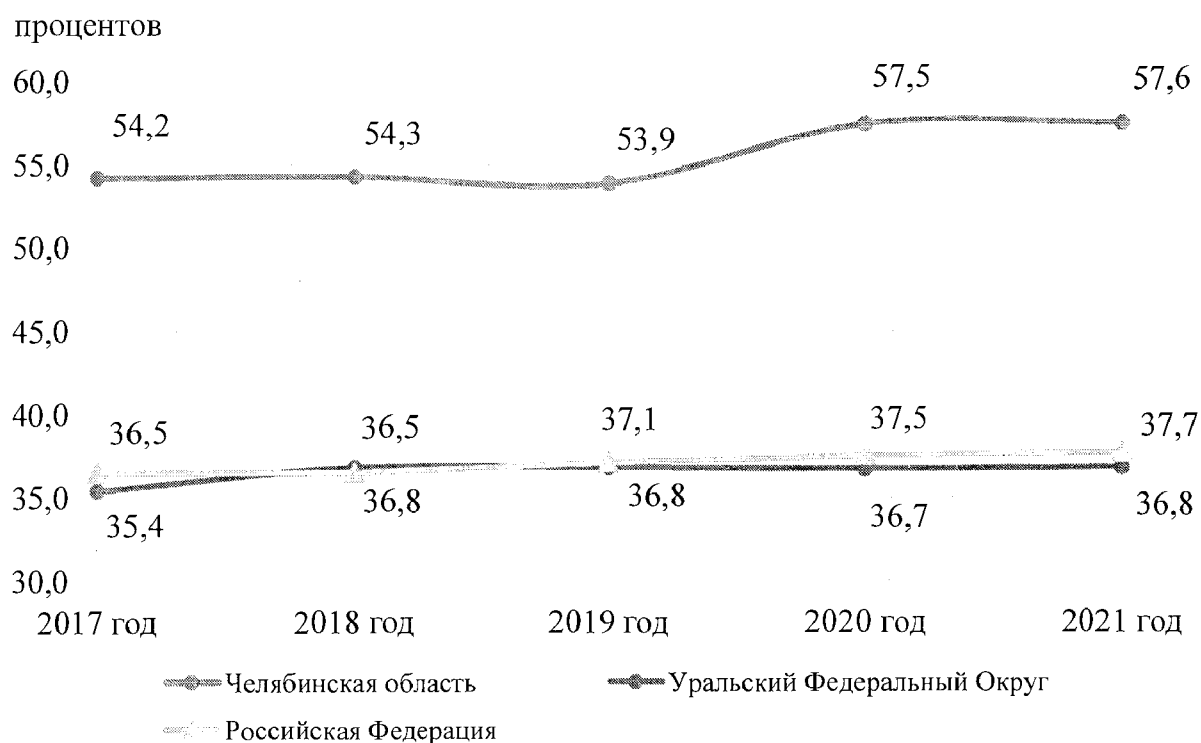
Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Общий объем производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал	42227	41783	41851	38947	38566
Общий объем тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, тыс. Гкал	23028	22867	22707	22548	22233
Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	0,542	0,543	0,539	0,575	0,576
Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, процентов	54,2	54,3	53,9	57,5	57,6

На рисунке 16 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 Федеральной службы государственной статистики, форма 6-ТП). За 2021 год приняты прогнозные данные.

Рисунок 16

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 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.

40. Индекс промышленного производства.

Данные по динамике индекса промышленного производства за последние 5 лет приведены в таблице 39.

Таблица 39

Динамика индекса промышленного производства за последние 5 лет

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Индекс промышленного производства*, процентов	104,6	101,1	101,0	99,3	-

* Индекс промышленного производства исчисляется по видам деятельности «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха», «Водоснабжение; водоотведение, организация

сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» на основе данных о динамике производства важнейших товаров-представителей (в натуральном или стоимостном выражении). В качестве весов используется структура валовой добавленной стоимости по видам экономической деятельности 2018 базисного года.

41. Инвестиции в основной капитал.

Данные по инвестициям в основной капитал за последние 5 лет приведены в таблице 40.

Таблица 40

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

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год**
Инвестиции в основной капитал, млн. рублей,	145603,4	194948,1	234073,4	248343,4	150727,5
из них по виду экономической деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха», млн. рублей,	13100,7	14053,8	12992,4	11827,7	7342,3
из них: производство, передача и распределение электроэнергии, млн. рублей	10407,6	10894,7	9995,0	8384,2	6375,1

* Без субъектов малого предпринимательства и объема инвестиций, не наблюдаемых прямыми статистическими методами.

** Данные за январь-сентябрь 2021 года.

42. Реальная начисленная заработная плата.

Данные по реальной начисленной заработной плате (в процентах к предыдущему году) за последние 5 лет приведены в таблице 41.

Таблица 41

Реальная начисленная заработная плата за последние 5 лет

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Реальная начисленная заработная плата, процентов	101,2	106,4	102,4	101,7	

43. 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 42.

Таблица 42

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

Наименование	Показатель
Протяженность ВЛ 500 кВ, километров	1370,684
Протяженность КЛ 500 кВ, километров	1,098
Суммарная протяженность ЛЭП 500 кВ, километров	1371,782
Протяженность ВЛ 220 кВ, километров	1462,811
Протяженность КЛ 220 кВ, километров	5,901
Суммарная протяженность ЛЭП 220 кВ, километров	1468,712
Протяженность ЛЭП 110 кВ (ВЛ), километров	62,472
Протяженность ЛЭП 6 кВ (ВЛ), километров (справочно)	11,954
Суммарная протяженность ЛЭП 6-500 кВ, километров	2914,92
Количество ПС 500 кВ, штук	8
Мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях 500 кВ, МВА	8620
Количество ПС 220 кВ, штук	7
Мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях 220 кВ, МВА	2012
Суммарная мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях, МВА	10632

Южно-Уральское ПМЭС осуществляет эксплуатацию следующих объектов, отнесенных к ЕНЭС:

- 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 Исеть – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;
- КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;
- КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-9;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС 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;
 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 – ПС 90 № 1;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;
 ВЛ 220 кВ Хромова – Новометаллургическая I цепь;
 ВЛ 220 кВ Хромова – Новометаллургическая II цепь;
 КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
 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 Очистные сооружения;
 ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС 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 Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково;
 ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;
 ВЛ 110 кВ Бускуль-т - Саламат-т;
 ВЛ 110 кВ Карталы районная - Кара-Оба;
 ВЛ 110 кВ Магнай-т - Саламат-т;
 ВЛ 110 кВ Пригородная - Восточная;
 ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ;
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;
 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 220 кВ ЧФЗ и ПС 220 кВ Хромова, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат АО «Челябинский электрометаллургический комбинат».

ПС 220 кВ Цинковая, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Челябинский цинковый завод».

ПС 220 кВ Конверторная и ПС 220 кВ ГПП-9, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Челябинский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Очистные сооружения, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит филиалу ОАО «МРСК Урала» – Челябинэнерго.

ПС 220 кВ Амет, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Ашинский металлургический завод».

ПС 220 кВ 86, ПС 220 кВ 90, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ 77, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогажительная, ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогажительная и ВЛ 220 кВ Обогажительная – Михеевский ГОК, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат и обслуживаются АО «Михеевский ГОК».

ПС 220 кВ Медная, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит АО «Томинский ГОК».

Данные по электрическим сетям напряжением 0,4-220 кВ, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябинэнерго (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 43.

Таблица 43

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

Наименование	Показатель
Протяженность ВЛ 110 кВ, километров	7615,17
Протяженность КЛ 110 кВ, километров	4,93
Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	7620,1
Протяженность ВЛ 35 кВ, километров	2955,37
Протяженность КЛ 35 кВ, километров	13,93
Суммарная протяженность ЛЭП 35 кВ, километров	2969,3
Протяженность ЛЭП 6-10 кВ, километров	18384
Протяженность ЛЭП 0,4 кВ, километров	15951
Количество ПС 220 кВ, штук	1
Количество трансформаторов на ПС 220 кВ, штук	2
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, МВА	64
Количество ПС 110 кВ, штук	186
Количество трансформаторов на ПС 110 кВ, штук	326
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 110 кВ, МВА	5385,67
Количество ПС 35 кВ, штук	126
Количество трансформаторов на ПС 35 кВ, штук	221
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 35 кВ, МВА	1034,76

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).

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (километров) представлен в таблице 44.

Таблица 44

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

Наименование	Длина линий электропередач, километров				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ВЛ (КЛ) 500 кВ					
-	-	-	-	-	-
ВЛ (КЛ) 220 кВ					
ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогащительная	33,5	-	-	-	-
Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная	-	-	-	6,3 (1х3,1, 1х3,2)	-
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	-	-	-
КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	-	-	20 (10+10)	-	-
Отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	-	-	2 (1+1)	-	-
Заходы ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками на ПС 110 кВ Новый Курасан	-	-	-	-	58,18 (29,09+ 29,09)
Итого по ВЛ (КЛ) 500 кВ	-	-	-	-	-
Итого по ВЛ (КЛ) 220 кВ	33,5	-	-	6,3	-
Итого по ВЛ (КЛ) 110 кВ	0,8	11,658	22	-	58,18

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (МВА) представлен в таблице 45.

Таблица 45

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

Наименование	Мощность, МВА				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Объекты 500 кВ					
-	-	-	-	-	-
Объекты 220 кВ					
ПС 220 кВ Обогащительная (новый ввод)	160	-	-	-	-
ПС 220 кВ 86 (демонтаж Т5 мощностью 63 МВА, ввод Т5 мощностью 63 МВА)	-	63	-	-	-
ПС 220 кВ Медная (новый ввод)	-	-	-	200	-
ПС 220 кВ 86 (демонтаж Т1 мощностью 63 МВА, ввод Т1 мощностью 100 МВА)	-	-	-	-	100
Объекты 110 кВ					

ПС 110 кВ 41 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)	80	-	-	-	-
ПС 110 кВ 66 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)	80	-	-	-	-
ПС 110 кВ 11 (новый ввод)	160	-	-	-	-
ПС 110 кВ 68 (новый ввод)	160	-	-	-	-
ПС 110 кВ РЭД (новый ввод)	-	25	-	-	-
ПС 110 кВ Верхнеуральская (замена Т2 мощностью 10 МВА на 16 МВА)	-	-	16	-	-
ПС 110 кВ Агрокомплекс (новый ввод)	-	-	126	-	-
ПС 110 кВ Периклаз (новый ввод)	-	-	80	-	-
ПС 110 кВ 87 (демонтаж Т2 мощностью 80 МВА, ввод Т2 мощностью 63 МВА)	-	-	63	-	-
ПС 110 кВ Новый Курасан (новый ввод)	-	-	-	-	32
Итого по объектам 500 кВ	-	-	-	-	-
Итого по объектам 220 кВ	160	63	-	200	100
Итого по объектам 110 кВ	480	25	285	-	32

44. 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 Башкирия, энергосистемой Оренбургской области и объединенной энергосистемой Республики Казахстан (рисунок 17):

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 Башкирия:

ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель 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 Бускуль-т – Саламат-т;
 ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т;
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная – нормальный разрыв на ЛР на Троицкой ГРЭС;

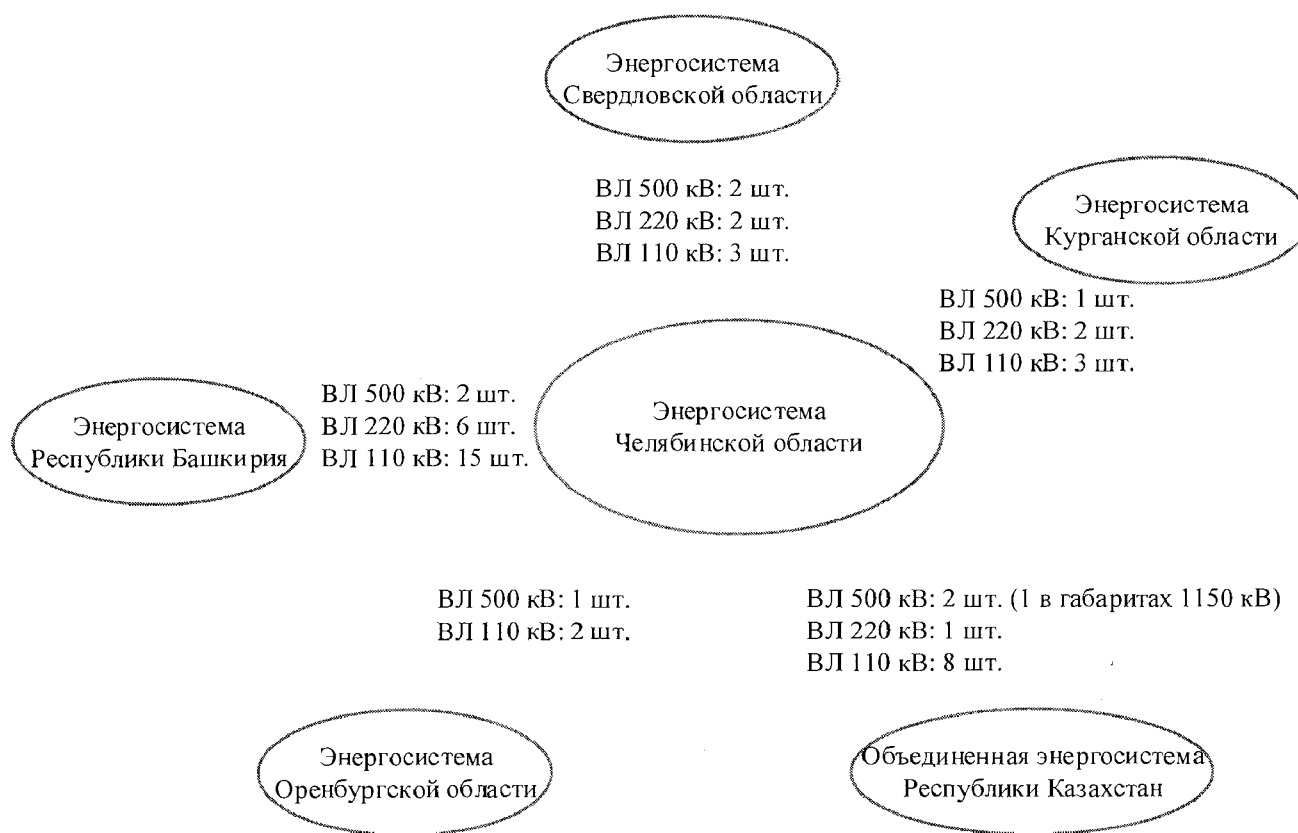
ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная – нормальный разрыв на ЛР на ПС 110 кВ Пригородная;

ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т – нормальный разрыв на ЛР на ПС 110 кВ Карталы районная;

ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ – нормальный разрыв на ЛР на ПС 110 кВ Ракитная.

Рисунок 17

Внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области



45. 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 2017 по 2021 годы представлена таблице 46.

Таблица 46

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе	13230	13595	13815	14311	14847
на выработку электроэнергии, в том числе:	9142	9540	9683	9699	10426
газ природный	6489	6833	6994	7062	7652
уголь	1943	1984	1971	1932	2033
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	108	108	107	106	111
газ доменный	602	615	611	599	630
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии, в том числе:	4088	4055	4131	4612	4421
газ природный	2642	2642	2716	3100	2997

уголь	787	767	765	848	796
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	234	234	234	236	231
газ доменный	425	412	416	428	397
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
Расход топлива на котельных, в том числе:	2643	2595	2711	2567	2394
газ природный	1955	1931	2040	1940	1815
уголь	585	561	575	531	482
нефтетопливо	77	77	70	70	70
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	15873	16190	16525	16878	17241
газ природный	11086	11407	11749	12102	12465
уголь	3315	3311	3311	3311	3311
нефтетопливо	77	77	70	70	70
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), существует несколько причин, которые приводят к росту расхода топлива на источниках тепловой энергии:

снижение величины сальдо-перетока и большая выработка электрической энергии собственными (расположенными на территории Челябинской области) источниками электрической мощности;

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.

46. Единый топливно-энергетический баланс Челябинской области за последние пять лет.

Единый топливно-энергетический баланс (далее именуется – ЕТЭБ) Челябинской области за 2017-2021 годы приведен в таблицах 47 – 51. ЕТЭБ Челябинской области приведен в форматах, установленных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

Анализ данных по среднему КИТТ выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области при выработке теплоты на ТЭЦ показывает, что он (КИТТ) изменялся с 70 процентов в 2017 году до 85 процентов в 2021 году, а на котельных КИТТ изменялся с 79 процентов в 2017 году до 81 процента в 2021 году.

Общая эффективность выработки тепловой энергии с учетом ее относительных долей выработки в комбинированном цикле на ТЭЦ и в котельных составила около 83 процентов.

Таблица 47

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	0	47	0	0	0	405
Ввоз (импорт)	11570	7	1692	18493	203	0	0	100	0	0	983	0	33047
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	983	0	33431
Невязка баланса	369	0	19	0	0	0	-6	1	0	0	-30	-539	-186
Преобразование всего	-10465	-7	-70	-11075	-203	1585	4197	0	-26	0	2973	4793	-8297
Преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-11075	0	-342	-1027	0	-26	0	2973	4793	-8095
Преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0	0	0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1943	0	0	-6489	0	-108	-602	0	0	0	3357	0	-5784
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-896	0	0	-2994	0	0	0	0	0	0	1568	0	-2322
ТЭЦ	-1046	0	0	-3496	0	-108	-602		0	0	1789	0	-3462
Тепловая энергия, всего	-1372	-7	-70	-4585	0	-234	-425		-26	0	0	5500	-1220
ТЭЦ	-787	0	0	-2630	0	-234	-425	0	0	0	0	3270	-807
Котельные, всего	-585	-7	-70	-1955	0	0	0	0	-26	0	0	2230	-413
Преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0	0	0	0	-203
Коксохимическое производство	-7150				5224	1926	0	0	0	0	0	0	0
Доменное производство	0	0	0	0	-5427	0	5224	0	0	0	0	0	-203

Собственные нужды	0	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	0	3985	5332	27336
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	36	0	0	0	1	0	0	47	145	331
Рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Промышленность	528	0	447	6490	0	0	4197	4	0	0	2904	2312	16881
Строительство	2	0	70	20	0	0	0	0	0	0	28	90	210
Транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	0	370	85	663
Прочие виды деятельности	323	0	123	23	0	0	0	4	0	0	267	571	1311
Население	12	0	685	823	0	0	0	88	0	0	370	2129	4106
Неэнергетические нужды	222	0	0	0	0	1585	6	1	0	0	0	0	1814

Таблица 48

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	0	47	0	0	0	401
Ввоз (импорт)	11528	7	1703	18882	203	0	0	100	0	0	829	0	33252
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	829	0	33631
Невязка баланса	365	0	15	0	0	0	-6	1	0	0	-27	-549	-200
Преобразование всего	-10399	-7	-70	-11407	-203	1575	4144	0	-26	0	3162	4731	-8499
Преобразование в другие виды энергии	-3311	-7	-70	-11407	0	-342	-1027	0	-26	0	3162	4731	-8296
Преобразование в другие виды топлива	-7088	0	0	0	-203	1917	5171	0	0	0	0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1984	0	0	-6833	0	-108	-615	0	0	0	3547	0	-5993
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-938	0	0	-3232	0	0	0	0	0	0	1657	0	-2514
ТЭЦ	-1045	0	0	-3601	0	-108	-615	0	0	0	1890	0	-3480
Тепловая энергия, всего	-1328	-7	-70	-4574	0	-234	-412	0	-26	0	0	5426	-1223
ТЭЦ	-767	0	0	-2642	0	-234	-412	0	0	0	0	3247	-808
Котельные, всего	-561	-7	-70	-1931	0	0	0	0	-26	0	0	2179	-416
Преобразование в другие виды топлива	-7088	0	0	0	-203	1917	5171	0	0	0	0	0	-203
Коксохимическое производство	-7088	0	0	0	5171	1917	0	0	0	0	0	0	0
Доменное производство	0	0	0	0	-5374	0	5171	0	0	0	0	0	-203

Собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-179	-179
Потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0	0	-384	-516	-901
Конечное потребление	1118	0	1618	7475	0	1575	4150	100	0	0	4017	5279	27350
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0	0	48	143	329
Рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Промышленность	540	0	451	6548	0	0	4144	4	0	0	2928	2307	16922
Строительство	2	0	74	21	0	0	0	0	0	0	28	90	215
Транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	0	373	84	665
Прочие виды деятельности	330	0	123	23	0	0	0	4	0	0	269	566	1314
Население	12	0	692	820	0	0	0	88	0	0	373	2090	4075
Неэнергетические нужды	227	0	0	0	0	1575	6	1	0	0	0	0	1810

ЕТЭБ Челябинской области за 2019 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	350	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	397
Ввоз (импорт)	11388	7	1718	19483	203	0	0	100	0	0	865	0	33764
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	11738	7	1718	19483	203	0	0	100	26	0	865	0	34139
Невязка баланса	361	0	4	0	0	0	-6	1	0	0	-27	-537	-203
Преобразование, всего	-10248	-7	-70	-11749	-203	1476	4093	0	-26	0	3128	4761	-8846
Преобразование в другие виды энергии	-3311	-7	-70	-11749	0	-342	-1027	0	-26	0	3128	4761	-8643
Преобразование в другие виды топлива	-6937	0	0	0	-203	1818	5120	0	0	0	0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1971	0	0	-6994	0	-107	-611	0	0	0	3512	0	-6171
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-932	0	0	-3306	0	0	0	0	0	0	1640	0	-2598
ТЭЦ	-1039	0	0	-3687	0	-107	-611	0	0	0	1871	0	-3574
Тепловая энергия, всего	-1340	-7	-70	-4755	0	-234	-416	0	-26	0	0	5448	-1401
ТЭЦ	-765	0	0	-2716	0	-234	-416	0	0	0	0	3224	-907
Котельные, всего	-575	-7	-70	-2040	0	0	0	0	-26	0	0	2223	-494
Преобразование в другие виды топлива	-6937	0	0	0	-203	1818	5120	0	0	0	0	0	-203
Коксохимическое производство	-6937	0	0	0	5120	1818	0	0	0	0	0	0	0
Доменное производство	0	0	0	0	-5323	0	5120	0	0	0	0	0	-203

Собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-179	-179
Потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0	0	-384	-507	-892
Конечное потребление	1128	0	1643	7734	0	1476	4099	100	0	0	4019	5298	27515
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0	0	48	144	329
Рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Промышленность	545	0	469	6810	0	0	4093	4	0	0	2929	2315	17164
Строительство	2	0	75	22	0	0	0	0	0	0	28	90	216
Транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	0	373	84	666
Прочие виды деятельности	333	0	123	23	0	0	0	4	0	0	269	568	1319
Население	12	0	699	817	0	0	0	88	0	0	373	2097	4086
Неэнергетические нужды	229	0	0	0	0	1476	6	1	0	0	0	0	1713

Таблица 50

ЕТЭБ Челябинской области за 2020 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	347	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	394
Ввоз (импорт)	11494	7	1744	19789	203	0	0	100	0	0	1228	0	34565
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	11841	7	1744	19789	203	0	0	100	26	0	1228	0	34938
Невязка баланса	359	0	4	0	0	0	-6	1	0	0	-27	-528	-198
Преобразование всего	-10309	-7	-70	-12102	-203	1588	4042	0	-26	0	2756	4376	-9955
Преобразование в другие виды энергии	-3311	-7	-70	-12102	0	-342	-1027	0	-26	0	2756	4376	-9753
Преобразование в другие виды топлива	-6998	0	0	0	-203	1930	5069	0	0	0	0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1932	0	0	-7062	0	-106	-599	0	0	0	3140	0	-6559
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-908	0	0	-3320	0	0	0	0	0	0	1467	0	-2762
ТЭЦ	-1024	0	0	-3742	0	-106	-599	0	0	0	1673	0	-3798
Тепловая энергия, всего	-1379	-7	-70	-5040	0	-236	-428	0	-26	0	0	5041	-2144
ТЭЦ	-848	0	0	-3100	0	-236	-428	0	0	0	0	3202	-1410
Котельные, всего	-531	-7	-70	-1940	0	0	0	0	-26	0	0	1839	-734
Преобразование в другие виды топлива	-6998	0	0	0	-203	1930	5069	0	0	0	0	0	-203
Коксохимическое производство	-6998	0	0	0	5069	1930	0	0	0	0	0	0	0
Доменное производство	0	0	0	0	-5272	0	5069	0	0	0	0	0	-203

Собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-167	-167
Потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0	0	-384	-498	-883
Конечное потребление	1173	0	1669	7688	0	1588	4048	100	0	0	4011	4904	27200
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	34	0	0	0	1	0	0	48	133	318
Рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Промышленность	566	0	491	6767	0	0	4042	4	0	0	2923	2143	16935
Строительство	2	0	76	22	0	0	0	0	0	0	28	83	211
Транспорт и связь	5	0	176	27	0	0	0	2	0	0	372	78	659
Прочие виды деятельности	346	0	123	23	0	0	0	4	0	0	269	525	1290
Население	12	0	703	815	0	0	0	88	0	0	372	1941	3931
Неэнергетические нужды	239	0	0	0	0	1588	6	1	0	0	0	0	1834

Таблица 51

ЕТЭБ Челябинской области за 2021 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	344	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	0	391
Ввоз (импорт)	11651	0	1770	20133	203	0	0	100	0	0	1085	0	34942
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	11995	0	1770	20133	203	0	0	100	26	0	1085	0	35311
Невязка баланса	356	0	27	0	0	0	-6	1	0	0	110	-543	-54
Преобразование, всего	-10412	0	-70	-12465	-203	1742	3991	0	-26	0	3058	4289	-10095
Преобразование в другие виды энергии	-3311	0	-70	-12465	0	-342	-1027	0	-26	0	3058	4289	-9893
Преобразование в другие виды топлива	-7100	0	0	0	-203	2083	5018	0	0	0	0	0	-203
Электроэнергия, всего	-2033	0	0	-7652	0	-111	-630	0	0	0	3443	0	-6983
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-960	0	0	-3614	0	0	0	0	0	0	1608	0	-2966
ТЭЦ	-1073	0	0	-4038	0	-111	-630	0	0	0	1835	0	-4017
Тепловая энергия, всего	-1279	0	-70	-4813	0	-231	-397	0	-26	0	0	4947	-1867
ТЭЦ	-796	0	0	-2997	0	-231	-397	0	0	0	0	3179	-1242
Котельные, всего	-482	0	-70	-1815	0	0	0	0	-26	0	0	1768	-626
Преобразование в другие виды топлива	-7100	0	0	0	-203	2083	5018	0	0	0	0	0	-203
Коксохимическое производство	-7101	0	0	0	5018	2083	0	0	0	0	0	0	0
Доменное производство	0	0	0	0	-5221		5018	0	0	0	0	0	-203

Собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-165	-165
Потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-493	-878
Конечное потребление	1227	0	1672	7668	0	1742	3997	100	0	0	4034	4832	27291
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	33	0	0	0	1	0	0	49	139	325
Рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Промышленность	592	0	490	6750	0	0	3991	4	0	0	2906	2112	16844
Строительство	2	0	76	23	0	0	0	0	0	0	29	82	212
Транспорт и связь	5	0	176	27	0	0	0	2	0	0	386	77	672
Прочие виды деятельности	362	0	123	23	0	0	0	4	0	0	279	518	1308
Население	13	0	706	812	0	0	0	88	0	0	386	1905	3909
Неэнергетические нужды	249	0	0	0	0	1742	6	1	0	0	0	0	1998

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Челябинской области

47. Общие сведения.

Челябинская область – одна из самых энергоемких в Российской Федерации – потребление электроэнергии составляет 36812,8 млн. кВт·ч в год (по данным за 2021 год).

По производству электроэнергии в 2021 году энергосистема Челябинской области заняла третье место в Уральском федеральном округе (27990,9 млн. кВт·ч или 10,8 процента).

Балансовая ситуация по электрической энергии на текущий период (2022 год) прогнозируется следующей: потребление электроэнергии по территории Челябинской области планируется в объеме 38695 млн. кВт·ч, выработка электроэнергии электрическими станциями, расположенными на территории Челябинской области, ожидается в объеме 29718 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.

В разделе V настоящих СиПР Челябинской области при анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, а также в разделе VI настоящих СиПР Челябинской области рассмотрена необходимость и целесообразность реконструкции электросетевых объектов.

48. Электроснабжение отдельных территорий.

Дополнительно в настоящих СиПР Челябинской области рассмотрены вопросы электроснабжения Челябинской городской агломерации 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 «б», представленного Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в разделе VI настоящих СиПР Челябинской области.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Челябинской области

49. 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.

50. 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 2021 год.

В таблицах 52 и 53 представлено фактическое потребление электроэнергии и мощности в 2021 году по всей территории энергосистемы Челябинской области, а также по наиболее крупным ее энергорайонам и энергоузлам.

Таблица 52

Потребление электроэнергии по энергосистеме Челябинской области за 2021 год

Энергорайон	Электропотребление	
	млн. кВт·ч	процентов
Территория	36812,8	100,0
Всего по энергорайонам,	35013,3	95,1
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4352,6	11,8
Ашинский энергорайон	1049,1	2,8
Карталинский энергорайон	1779,0	4,8
Магнитогорский энергорайон	9224,7	25,1
Челябинский энергорайон,	14057,3	38,2

в том числе:	-	-
Металлургический энергорайон	2763,6	7,5
Сосновский энергорайон	1475,3	4,0
Энергорайон ЧТЭЦ-4	1093,8	3,0
Энергорайон ЧТЭЦ-2	492,5	1,3
Энергорайон ЧТЭЦ-1	2437,3	6,6
Энергорайон ЧЭМК	4176,1	11,3
Северный энергорайон	2685,6	7,3
Троицкий энергорайон	619,1	1,7
Еманжелинский энергорайон	1245,9	3,4

Таблица 53

**Максимальное потребление мощности по энергосистеме
Челябинской области за 2021 год**

Энергорайон	Потребление мощности на час максимума 2021 года	
	зимний максимум 15 января 2021 года, 10-00 (мск)	
	МВт	процентов
Территория	5222,3	100,0
Всего по энергорайонам,	4734,1	90,7
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	559,5	10,7
Ашинский энергорайон	146,7	2,8
Карталинский энергорайон	258,7	5,0
Магнитогорский энергорайон	1281,2	24,5
Челябинский энергорайон,	1908,7	36,5
в том числе:	-	-
Металлургический энергорайон	415,8	8,0
Сосновский энергорайон	201,9	3,9
Энергорайон ЧТЭЦ-4	168,5	3,2
Энергорайон ЧТЭЦ-2	371,9	7,1
Энергорайон ЧТЭЦ-1	102,5	2,0
Энергорайон ЧЭМК	587,1	11,2
Северный энергорайон	322,3	6,2
Троицкий энергорайон	95,3	1,8
Еманжелинский энергорайон	161,7	3,1

В результате анализа данных, представленных в таблицах 52 и 53, выявлено, что наибольшую долю потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Челябинской области составляет Челябинский энергорайон (чуть более 38 процентов от суммарного потребления электроэнергии), за ним следует Магнитогорский энергорайон (чуть более 25 процентов от суммарного потребления электроэнергии).

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 – 2022 год.

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по территории в целом и отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2022 году представлен в таблице 54.

Таблица 54

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по отдельным энергорайонам Челябинской области в 2022 году

Энергорайон	Электрическая энергия, млн. кВт·ч
Территория	38695,0
Процентов по отношению к предыдущему году	5,1
Всего по энергорайонам	32185,5
В том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4249,8
Ашинский энергорайон	1010,1
Карталинский энергорайон	2073,5
Магнитогорский энергорайон	9155,2
Челябинский энергорайон	11226,4
В том числе:	-
Металлургический энергорайон	2631,8
Сосновский энергорайон	1432,7
Энергорайон ЧТЭЦ-4	1070,6
Энергорайон ЧТЭЦ-2	453,6
Энергорайон ЧТЭЦ-1	2349,8
Энергорайон ЧЭМК	4357,9
Северный энергорайон	2535,8
Троицкий энергорайон	712,5
Еманжелинский энергорайон	1222,2
Выработка электроэнергии	29717,7
В том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	29717,7
ВИЭ	0
Сальдо	8977,3

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2022 году представлен в таблице 55.

Таблица 55

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2022 году

Энергорайон	Электрическая мощность, МВт
Территория	5483,0
Процентов по отношению к предыдущему году	5,0
Всего по энергорайонам	4933,6
В том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	602,2
Ашинский энергорайон	143,1

Карталинский энергорайон	293,8
Магнитогорский энергорайон	1297,3
Челябинский энергорайон	1963,7
В том числе:	-
Металлургический энергорайон	372,9
Сосновский энергорайон	203,0
Энергорайон ЧТЭЦ-4	151,7
Энергорайон ЧТЭЦ-1	64,3
Энергорайон ЧТЭЦ-2	333,0
Энергорайон ЧЭМК	617,5
Северный энергорайон	359,3
Троицкий энергорайон	101,0
Еманжелинский энергорайон	173,2
Установленная мощность станций	5982,7
В том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	5982,7
ВИЭ	0

51. 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 2023-2027 годы (прогноз «а») в соответствии с техническим заданием на разработку СиПР Челябинской области составлен на основе СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы, разрабатываемых АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 56.

Таблица 56

**Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы
Челябинской области на 2023-2027 годы**

Наименование показателя, единица измерения	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	За период
Потребление мощности, МВт	5626	5654	5659	5678	5680	-
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	143	28	5	19	2	54
Прирост потребления мощности, процентов	2,6	0,5	0,1	0,3	0,04	1,0
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	39557	39891	39812	39955	39961	-
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн. кВт·ч	862	334	-79	143	6	404
Прирост потребления электроэнергии, процентов	2,2	0,8	-0,2	0,4	0,02	1,0

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется

среднегодовым темпом 0,2 процента в 2023-2027 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2023-2027 годов составляет 54 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 0,3 процента в 2023-2027 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2023-2027 годов составляет 404 млн. кВт·ч.

Прогнозное изменение потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2023-2027 годы в графическом виде представлено на рисунках 18 и 19.

На рисунках 18 и 19 приведена справочная информация о динамике изменения прогноза потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области в соответствии со схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022-2026 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Челябинской области от 30.04.2021 г. № 459-рп «О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022 – 2026 годы и о признании утратившим силу распоряжения Губернатора Челябинской области от 30.04.2019 г. № 561-р». Текущее прогнозное изменение потребления мощности на 2023-2026 годы выше ранее прогнозируемого на 81 – 214 МВт.

Прогнозное потребления электроэнергии выше ранее прогнозируемого на 920-1882 млн. кВт·ч.

Рисунок 18

Прогнозное изменение потребления мощности энергосистемы Челябинской области на 2023-2027 годы

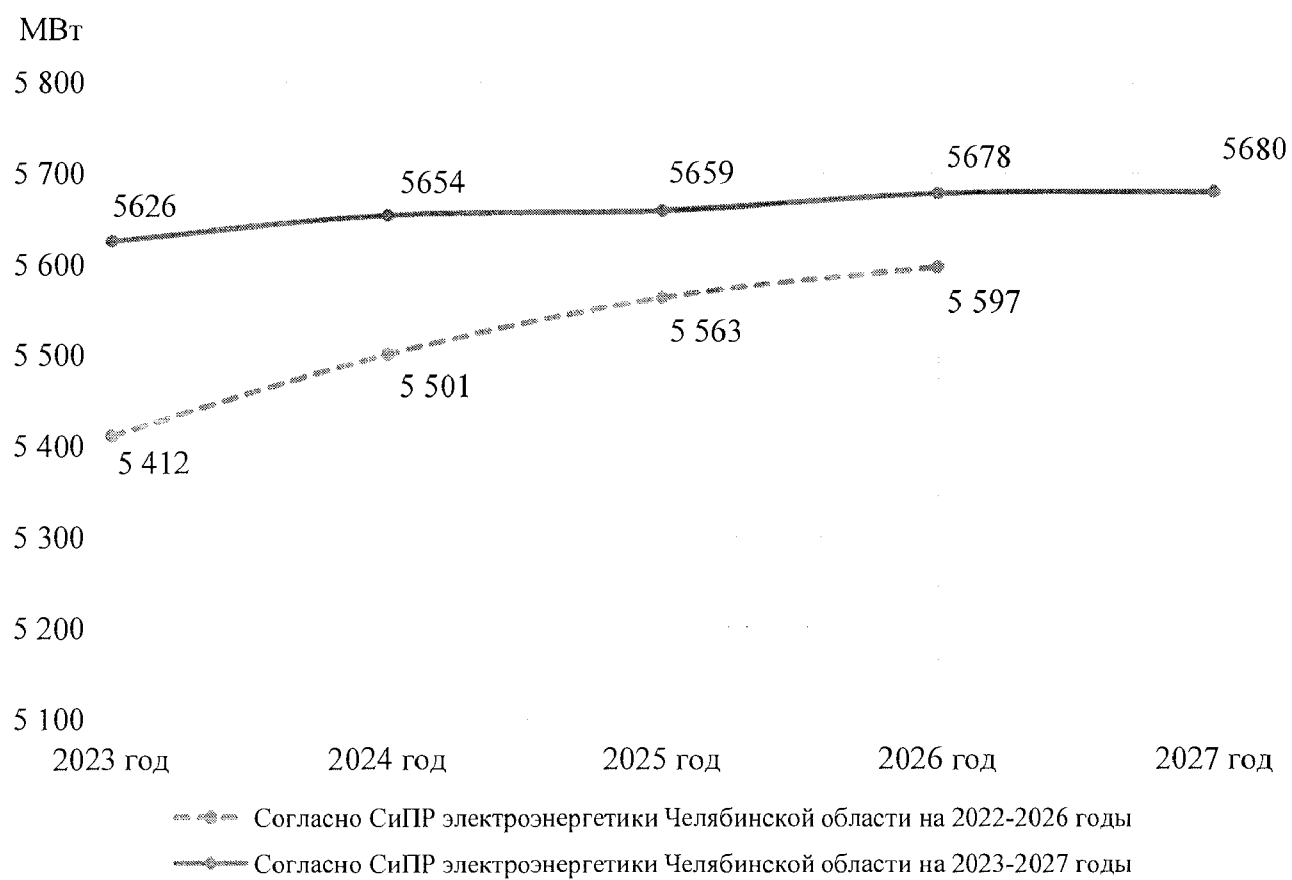
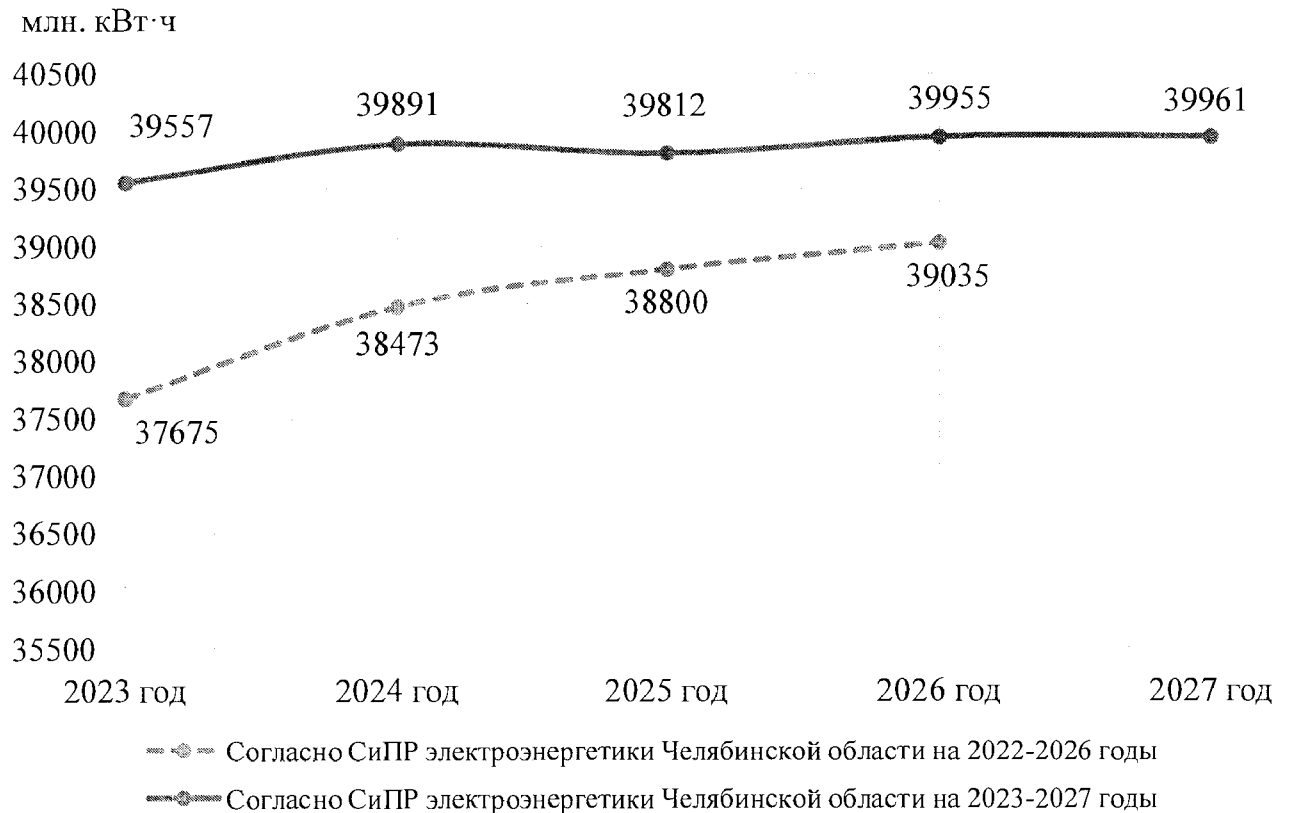


Рисунок 19

Прогнозное изменение потребления электроэнергии энергосистемы
Челябинской области на 2023-2027 годы



На основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области (прогноз «b» в соответствии с техническим заданием к СиПР Челябинской области) по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области на период 2023-2027 годов принят равным прогнозу «а», разрабатываемому АО «СО ЕЭС».

На основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области прогнозируется потребление электроэнергии энергосистемы Челябинской области на текущий период (2022 год) в объёме 37395,86 млн. кВт·ч (в соответствии с приказом ФАС России от 23.11.2021 № 1299/21-ДСП).

Перечень крупных потребителей электрической энергии (существующих и перспективных) энергосистемы Челябинской области с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2022-2027 годы представлен в таблице 57. Дополнительно в таблице указаны прочие перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 57

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области с указанием максимальной мощности на 2022-2027 годы

Наименование потребителя	Максимальная прогнозная мощность, МВт					
	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Существующие потребители						
ПАО «ММК»	1084,0	1080,0	1131,1	1142,2	1151,1	1155,2
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	460	460	460	460	460	460
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	315	315	315	315	315	315
ПАО «Челябинский цинковый завод»	120	120	120	120	120	120
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	30	30	30	30	30	30
ФГУП «ПО «Маяк»	49	49	49	49	49	49
ПАО «Ашинский металлургический завод»	102	102	102	102	102	102
АО «Михеевский ГОК»	134	134	134	134	134	134
ООО «Агропарк Урал»	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65
Томинский ГОК (АО «Томинский ГОК»)	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8
ООО «Троицкий металлургический завод»	50	50	50	50	50	50
АО «Южуралзолото Группа Компаний» (ПС 110 кВ Новый Курасан)	14	14	14	14	14	14
Перспективные потребители						
ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	144	144	144	144	144	144
ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)	-	-	55	55	55	55
Перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона						
ООО «Муллит»	20	20	20	20	20	20
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 15)	0,256	20,335	20,335	20,335	20,335	20,335
ПАО «ММК» (увеличение нагрузки на ПС 110 кВ 96 Магнитогорской ЦЭС)	-	-	38,5	38,5	38,5	38,5
ПАО «ММК» (увеличение нагрузки на Магнитогорской ТЭЦ)	-	0,39	39	39	39	39
ООО «СТИЛ АРМОР» (ПС 110 кВ Литейная)	20	20	20	20	20	20

52. 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 Челябинской области. Структура электропотребления по энергорайонам, крупным городам.

Прогноз потребления электроэнергии по годам с детализацией электропотребления по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) представлен в таблице 58. Прогноз составлен в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2022-2028 годы.

Таблица 58

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Территория	39557	39891	39812	39955	39961
Процентов по отношению к предыдущему году	2,2	0,8	-0,2	0,4	0,02
Всего по энергорайонам	32653,4	33018,4	32954,7	33080,3	33085,9
В том числе:	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4304,3	4258,5	4250,1	4265,7	4266,4
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Златоуст	925,4	915,6	913,8	917,1	917,3
Город Миасс	1140,6	1128,5	1126,3	1130,4	1130,6
Ашинский энергорайон	1027,7	1296,3	1293,7	1298,3	1298,4
Карталинский энергорайон	2082,8	2082,7	2077,7	2081,7	2081,7
Магнитогорский энергорайон	9272,4	9618,2	9598,7	9631,0	9632,3
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Магнитогорск	8669,7	8993,0	8974,7	9005,0	9006,2
Челябинский энергорайон	11421,2	11273,4	11253,3	11302,9	11305,5
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Челябинск	9936,4	9807,8	9790,4	9833,6	9835,8
Город Копейск	596,2	588,5	587,4	590,0	590,1
Металлургический энергорайон	2669,1	2640,8	2635,7	2645,6	2646,1
Сосновский энергорайон	1461,7	1439,3	1437,0	1444,1	1444,6
Энергорайон ЧТЭЦ-4	1091,2	1075,3	1073,5	1078,7	1079,0
Энергорайон ЧТЭЦ-2	456,2	454,4	453,3	454,3	454,3
Энергорайон ЧТЭЦ-1	2392,3	2359,9	2355,8	2366,5	2367,1
Энергорайон ЧЭМК	4436,5	4376,3	4368,7	4388,5	4389,6
Северный энергорайон	2578,7	2545,3	2540,7	2551,8	2552,3
Троицкий энергорайон	721,0	716,5	715,1	717,6	717,7
Еманжелинский энергорайон	1245,3	1227,5	1225,4	1231,3	1231,6
Выработка электроэнергии	30625	30926	31132	30688	30987
В том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	30625	30926	31132	30688	30987

ВИЭ	0	0	0	0	0
Сальдо*	8932	8965	8680	9267	8974

* (–) – выдача электрической энергии,

(+) – получение электрической энергии энергосистемой.

Разбивка прогнозного потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2023-2027 годы выполнена на основе фактического потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2021 год.

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области с детализацией по энергорайонам представлен в таблице 59.

Таблица 59

Прогноз изменения максимального потребления мощности
энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление мощности, МВт				
	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Территория	5626,0	5654,0	5659,0	5678,0	5680,0
Процентов по отношению к предыдущему году	2,6	0,5	0,1	0,3	0,04
Всего по энергорайонам	5023,8	5054,3	5058,8	5077,0	5079,0
В том числе:	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	612,2	603,6	604,1	606,2	606,4
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Златоуст	128,6	126,8	126,9	127,3	127,3
Город Миасс	159,2	156,9	157,1	157,6	157,7
Ашинский энергорайон	146,2	183,7	183,9	184,5	184,6
Карталинский энергорайон	296,2	295,2	295,3	295,8	295,9
Магнитогорский энергорайон	1318,8	1363,3	1364,4	1368,7	1369,1
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Магнитогорск	1226,5	1267,8	1268,9	1272,9	1273,3
Челябинский энергорайон	2004,0	1972,1	1974,2	1982,2	1983,1
В том числе:	-	-	-	-	-
Город Челябинск	1743,5	1715,8	1717,6	1724,5	1725,3
Город Копейск	120,2	118,3	118,5	118,9	119,0
Металлургический энергорайон	379,6	374,3	374,6	376,0	376,1
Сосновский энергорайон	207,9	204,0	204,3	205,2	205,3
Энергорайон ЧТЭЦ-4	155,2	152,4	152,6	153,3	153,4
Энергорайон ЧТЭЦ-2	64,9	64,4	64,4	64,6	64,6
Энергорайон ЧТЭЦ-1	340,2	334,5	334,9	336,3	336,5
Энергорайон ЧЭМК	631,0	620,3	621,0	623,7	623,9
Северный энергорайон	366,8	360,8	361,1	362,6	362,8
Троицкий энергорайон	102,5	101,6	101,6	102,0	102,0
Еманжелинский энергорайон	177,1	174,0	174,2	175,0	175,1
Установленная мощность электростанций	5762,7	5762,7	5762,7	5789,6	5789,6
В том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5762,7	5762,7	5762,7	5789,6	5789,6

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 2023-2027 годы был представлен выше в таблице 57.

53. 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 60. Сводный прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлен на рисунке 20. При формировании перспективных балансов мощности энергосистемы Челябинской области потребность в производстве электроэнергии определялась с учетом сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

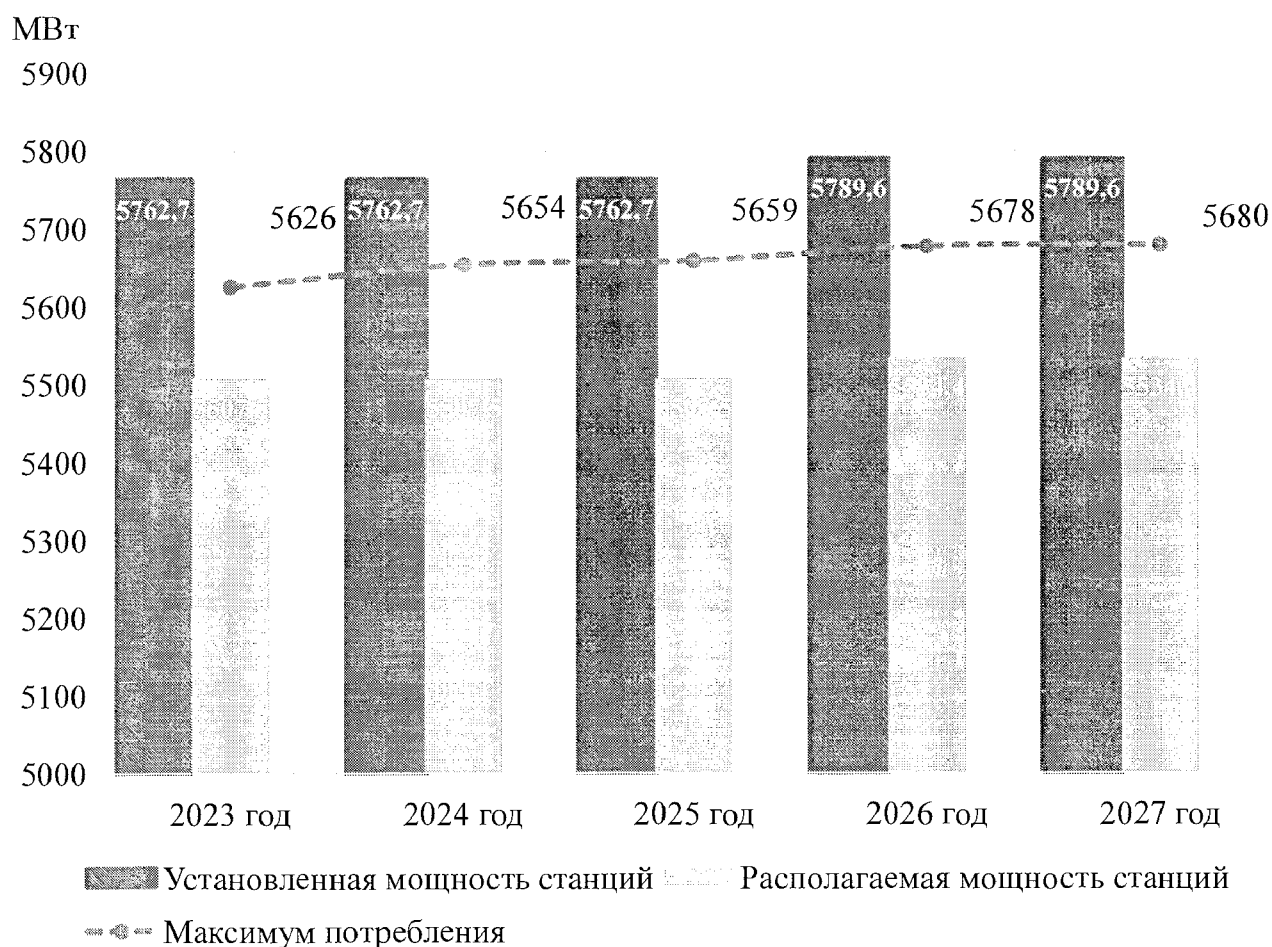
Таблица 60

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности, МВт				
	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Установленная мощность	5762,7	5762,7	5762,7	5789,6	5789,6
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5762,7	5762,7	5762,7	5789,6	5789,6
ВИЭ	0	0	0	0	0
Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2
ВИЭ	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность (1-2)	5507,5	5507,5	5507,5	5534,4	5534,4
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5507,5	5507,5	5507,5	5534,4	5534,4
ВИЭ	0	0	0	0	0
Максимум потребления	5626	5654	5659	5678	5680
Процент прироста по отношению к предыдущему году	2,6	0,5	0,1	0,3	0,04
Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-118,5	-146,5	-151,5	-143,6	-145,6

Рисунок 20

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы



В результате планируемых изменений генерирующей мощности баланс мощности энергосистемы Челябинской области прогнозируется дефицитным в 2023-2026 годах и составляет 118,5-145,6 МВт.

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 5-летний период представлен в таблице 61 и на рисунке 21.

Таблица 61

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребление электроэнергии на территории Челябинской области	39557	39891	39812	39955	39961
Выработка электроэнергии на территории Челябинской области	30625	30926	31132	30688	30987
Сальдо*	8932	8965	8680	9267	8974

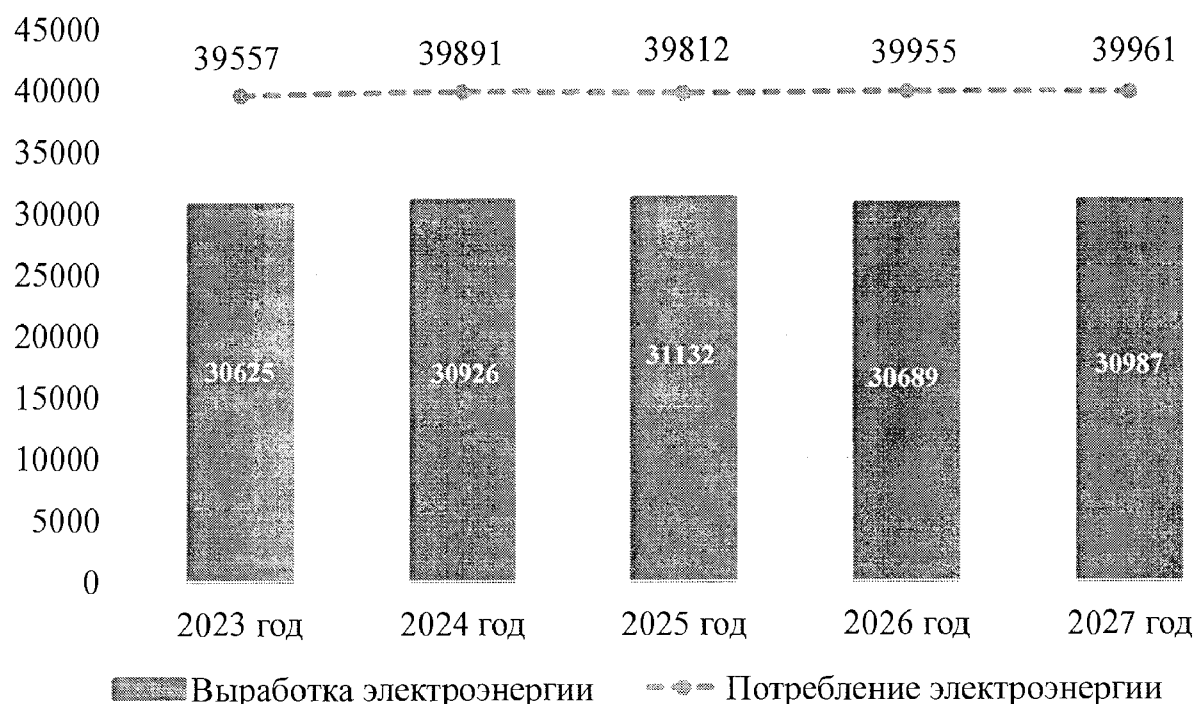
* (-) – выдача электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

(+) – получение электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

Рисунок 21

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

млн кВт·ч



54. 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 62. Он сформирован на базе оценок балансов тепловой энергии по каждому источнику тепловой энергии (за исключением индивидуальных теплогенераторов).

Таблица 62

Перспективный спрос на тепловую энергию на 5-летний период, тыс. Гкал

Городские округа (городские округа с внутригородским делением)/ муниципальные районы	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Верхнеуфалейский городской округ	293	291	293	294	293	292
Златоустовский городской округ	1235	1228	1235	1240	1235	1230
Карабашский городской округ	172	171	172	173	172	171
Копейский городской округ	778	773	778	781	778	775
Кыштымский городской округ	279	277	279	280	279	278
Локомотивный городской округ	35	35	35	35	35	35
Магнитогорский городской округ	5683	5649	5683	5707	5682	5658
Миасский городской округ	2042	2030	2042	2051	2042	2033
Озерский городской округ	1907	1896	1907	1915	1907	1899
Снежинский городской округ	902	897	902	906	902	898
Трехгорный городской округ	469	466	469	471	469	467

Троицкий городской округ	504	501	504	506	504	502
Усть-Катавский городской округ	321	319	321	322	321	320
Чебаркульский городской округ	526	523	526	528	526	524
Челябинский городской округ с внутригородским делением	11964	11892	11963	12014	11962	11911
Южноуральский городской округ	281	279	281	282	281	280
Всего городские округа, в том числе:	27391	27227	27390	27505	27388	27273
Отопление	19448	19331	19447	19529	19445	19364
Вентиляция	1780	1770	1780	1788	1780	1773
Горячее водоснабжение	5204	5173	5204	5226	5204	5182
Технологические цели	959	953	959	963	959	955
Агаповский муниципальный район	255	253	255	256	257	258
Аргаяшский муниципальный район	31	31	31	31	31	31
Ашинский муниципальный район	1061	1055	1061	1066	1071	1076
Брединский муниципальный район	79	79	79	79	79	79
Варненский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
Верхнеуральский муниципальный район	158	157	158	159	160	161
Еманжелинский муниципальный район	497	494	497	499	501	503
Еткульский муниципальный район	17	17	17	17	17	17
Карталинский муниципальный район	263	261	263	264	265	266
Каслинский муниципальный район	225	224	225	226	227	228
Катав-Ивановский муниципальный район	275	273	275	276	277	278
Кизильский муниципальный район	60	60	60	60	60	60
Коркинский муниципальный район	256	254	256	257	258	259
Красноармейский муниципальный район	144	143	144	145	146	147
Кунашакский муниципальный район	124	123	124	125	126	127
Кусинский муниципальный район	172	171	172	173	174	175
Нагайбакский муниципальный район	107	106	107	107	107	107
Нязепетровский муниципальный район	49	49	49	49	49	49
Октябрьский муниципальный район	46	46	46	46	46	46
Пластовский муниципальный район	167	166	167	168	169	170
Саткинский муниципальный район	1002	996	1002	938	939	940
Сосновский муниципальный район	265	263	265	266	267	268
Троицкий муниципальный район	33	33	33	33	33	33
Увельский муниципальный район	151	150	151	152	153	154
Уйский муниципальный район	87	86	87	87	87	87
Чебаркульский муниципальный район	556	553	556	558	560	562
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
Всего по муниципальным районам, в том числе	6144	6107	6144	6169	6194	6219
Отопление	4792	4763	4792	4812	4831	4851
Вентиляция	144	143	144	144	145	146
Горячее водоснабжение	575	572	575	577	580	582
Технологические цели	633	629	633	635	638	641
Всего по Челябинской области	33535	33334	33534	33674	33582	33492
Отопление	24240	24095	24239	24340	24277	24215
Вентиляция	1924	1913	1924	1932	1925	1918
Горячее водоснабжение	5779	5745	5779	5803	5783	5764
Технологические цели	1592	1582	1591	1598	1597	1595

55. 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 2022-2027 годы, сформированный на основе Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы, представлен в таблице 63.

Таблица 63

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2022-2027 годы, сформированный на основе Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы

Электростанция	Изменение установленной мощности, МВт					
	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
ГПС Томинская, В35:40V20AG2	206,8	-	-	-	-	-
Троицкая ГРЭС, 1 Т-85-90-2,5	-	-85	-	-	-	-
Троицкая ГРЭС, 3 Т-85-90-2,5	-	-85	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1, 7 Р-25-29/1,2	-	-25	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1, 8 Р-25-29/1,2	-	-25	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1, 12 ТР-25/32-3,4/0,9	-	-	-	-	26,9	-

V. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области

56. Общие положения.

Расчеты и анализ электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнялись отдельно по каждому из энергорайонов.

Существующие и перспективные балансы мощности и электроэнергии по энергосистеме Челябинской области и отдельно по энергорайонам до 2027 года, а также перспективное развитие энергорайонов описаны выше в разделах II и IV настоящих СиПР Челябинской области.

Перечень основных вводов электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 64.

Таблица 64

Вводы электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенные в расчетных моделях

Электросетевой объект	Параметры объекта	Год	Тип мероприятия	Источник информации
Строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2022	новый ввод	Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	2х1 километр			
Строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2022	новый ввод	Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Муллит».
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра			
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар (1хБСК-60 Мвар)	60 Мвар	2024	новый ввод	Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения

				воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар (1хБСК- 50 Мвар)	50 Мвар	2024	новый ввод	Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар (1хБСК- 95 Мвар)	95 Мвар	2024	новый ввод	Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»

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 65.

Таблица 65

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 ГПП-3	строительство ПС 110 кВ ГПП-3, сооружение КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2024	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Ашинский металлургический завод»
ПС 110 кВ 36	реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»
ПС 110 кВ 15	строительство ПС 110 кВ 15, сооружение заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 1,2 километра +8,85 километра	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»
ПС 110 кВ Дизельная	реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)	2х0,87 километра	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Троицкий металлургический завод»

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/протяженность/ мощность, кВ/километров/МВА	Год	Обоснование необходимости строительства
ПС 110 кВ Литейная	строительство ПС 110 кВ Литейная, сооружение участка отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым (участок ЛЭП 110 кВ в границах земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР» до ПС 110 кВ Литейная)	1х25 МВА, 0,02 километра	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СТИЛ АРМОР»
	сооружение участка ЛЭП 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками до границы земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР»	0,06 километра	2022	
ПС 110 кВ Новая	реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый	2х25 МВА	2024	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Федерального государственного унитарного предприятия «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»
Магнитогорская ТЭЦ	реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора 110/35/6 кВ Т-3 мощностью 60 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	80 МВА	2023	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/протяженность/мощность, кВ/километров/МВА	Год	Обоснование необходимости строительства
ПС 110 кВ 96	реконструкция ПС 110 кВ 96 с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощность 80 МВА каждый, строительством двух ячеек 110 кВ, ошиновки 110 кВ протяженностью 2х0,05 километра	2х80 МВА 2х0,05 километра	2024	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»
ПС 110 кВ Светлинский ГОК	реконструкция ПС 110 кВ Светлинский ГОК (сооружение ячейки 110 кВ, установка второго трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА)	25 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Южуралзолото Группа компаний»
	сооружение отпайки до ПС 110 кВ Светлинский ГОК 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борисовская – Светлинская с отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	0,05843 километра	2022	

Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области выполнены в соответствии с Национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 № 1196-ст (далее именуется – ГОСТ Р 58670-2019).

В соответствии с пунктом 5.3 ГОСТ Р 58670-2019 были сформированы расчетные модели для следующих условий:

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее — правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в приложении А ГОСТ Р 58670-2019;

летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С;

летний режим максимальных и минимальных нагрузок — при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения.

Расчетные температуры, используемые для определения расчетных величин потребления мощности в энергосистеме Челябинской области для указанных выше расчетных условий, были приняты следующими:

среднесуточная температура наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности в энергосистеме Челябинской области в осенне-зимний период принята минус 20,9 °С ($t_{\text{срСИПР}}$);

температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (с округлением до ближайшего целого значения) принята минус 32,0 °С ($t_{\text{зим0,92}}$);

расчетная температура наружного воздуха для расчетов электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных и минимальных нагрузок принята 0 °С ($t_{\text{ГОСТ}}$);

температура воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 (с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С) принята плюс 30 °С ($t_{\text{лет 0,98}}$);

среднемесячная температура воздуха наиболее теплого летнего месяца (с округлением до ближайшего целого значения) принята плюс 19 °С ($t_{\text{лет ср}}$).

Коэффициенты зависимости изменения потребления мощности при изменении температуры наружного воздуха для Челябинской области представлены в таблице 66.

Таблица 66

Коэффициенты зависимости изменения потребления мощности при изменении температуры наружного воздуха для Челябинской области

Температурный диапазон	I	II	III	IV
Нижняя граница диапазона, °С	-45	-10	5	19
Верхняя граница диапазона, °С	-10	5	19	40
Значение коэффициента, процентов / °С	-0,35	-0,47	-0,44	0,32

Также были приняты следующие коэффициенты:

коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки, равный 0,863 ($K_{\text{зим}}^{\text{min/max}}$);

коэффициент соотношения максимального потребления мощности энергосистемы в дни летнего и зимнего контрольных замеров, равный 0,835 ($K_{\text{зим/лет}}^{\text{max}}$);

коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в летние сутки, равный 0,846 ($K_{\text{лет}}^{\text{min/max}}$).

Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Челябинской области на 2022-2027 годы, определенные в соответствии с абзацем 2 пункта 5.5 ГОСТ Р 58670-2019, принятые с учётом представленных выше коэффициентов, представлены в таблице 67.

Таблица 67

**Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме
Челябинской области на 2022-2027 годы**

Наименование показателя	Температура, °С	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Зимний максимум (СиПР)	-20,9	5483	5626	5654	5659	5678	5680
Зимний максимум	-32	5696	5845	5874	5879	5899	5901
Зимний минимум	-32	4916	5044	5069	5074	5091	5093
Зимний максимум	0	5026	5157	5183	5187	5205	5207
Зимний минимум	0	4337	4450	4473	4476	4492	4494
Летний максимум	+30	4542	4661	4684	4688	4704	4705
Летний максимум	+19	4388	4502	4524	4528	4544	4545
Летний минимум	+19	3712	3809	3827	3831	3844	3845

57. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум и минимум, летний максимум и летний минимум нагрузок 2021 года.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок в Карталинском, Златоустовско–Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для отчетного потокораспределения 2021 года.

Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных и минимальных, 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 Карталинском энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и 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 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 Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2021 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 Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
 ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
 ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
 ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
 ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3.

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в рассмотренных схемах, 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 Златоуст – Челябинская, ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево (АДШС «2-х ВЛ 500»). При фиксации в схеме АДШС «2-х ВЛ 500» одновременного отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево и ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская устройство действует на разгрузку (ОН) энергорайона тремя очередями. Разгрузка осуществляется путем деления сети (ДС) с центров питания на ПС 500 кВ Златоуст, на ПС 500 кВ Приваловская и на ПС 500 кВ Кропачево (1, 2 очередь ОН) и отключением тупиковых ВЛ 110 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Златоуст (3 очередь ОН). Предусмотрена возможность восстановления энергоснабжения части потребителей 1, 2 очереди через 20 секунд.

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;

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;

АОПО ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс

АОПО ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ (ШСВ 110 кВ)), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань.

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха).

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском 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 Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2021 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 II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь;
 ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь;
 ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;
 ВЛ 110 кВ ПС 63 – МТЭЦ I цепь;
 ВЛ 110 кВ ПС 63 – МТЭЦ II цепь.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений на данных ВЛ 110 кВ эффективным мероприятием является реализация схемно-режимного мероприятия по переводу питания ПС 110 кВ 64 с Магнитогорской ТЭЦ на питание от Магнитогорской ЦЭС.

Кроме того, на данных ВЛ имеются устройства АОПО.

АОПО на ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I (II) цепь, установленное на ПС 220 кВ 90. Действие АОПО направлено:

на ПС 220 кВ 4 отключение с запретом АПВ ВВ-35 кВ ДСП № 1 и отключение с запретом АПВ ВВ-35 кВ ДСП № 2 (пуск команды № 13 ПРД АКА-512 кГц ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77);

на с запретом АПВ выключателя без пуска УРОВ ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I (II) цепь.

АОПО на ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I (II) цепь, установленное на ПС 220 кВ 77. Действие АОПО направлено:

пуск команды № 4 ПРД АКА-5 (по ОВК) (на ПС 220 кВ 4 отключение ВВ-35 кВ ДСП № 2);

пуск команды № 6 ПРД АКА-5 (по ОВК) (на ПС 220 кВ 4 отключение ВВ-35 кВ ДСП № 1);

отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I (II) цепь.

АОПО на ВЛ 110 кВ ПС 63 – МТЭЦ I (II) цепь, установленное на Магнитогорской ТЭЦ. Действие АОПО направлено:

пуск команды № 20 ПРД АКА-6 (по ОВК), команды № 20 ПРД АКА-7 (по ОВК) (ОН на ПС 110 кВ 68);

пуск команды № 18 ПРД АКА-6 (по ОВК), команды № 18 ПРД АКА-7 (по ОВК) (отключение на ПС 220 кВ 90 выключателя ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II (I) цепь (ОВ 110));

отключение с запретом АПВ без пуска УРОВ выключателя ВЛ 110 кВ ПС 63 – Магнитогорская ТЭЦ I (II) цепь (ОВ 110).

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 и минимальных нагрузок, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2021 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 Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2021 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 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 Тракторозаводская-2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

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

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

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 эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

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 выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

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.

58. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области для каждого года на пятилетний период.

При выполнении расчетов максимально допустимый переток (далее именуется – МДП) мощности в сечении № 13 «Урал» принимался величиной:

в нормальной схеме - 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) - 4000 МВт;

- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская - 4200 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) - 3600 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская - 3600 МВт.
- МДП в сечении № 79 «Малахит» принимался величиной:
- в нормальной схеме – 4500 МВт;
- в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 – 4300 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС – 4000 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская – 4300 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) – 3900 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская – 3900 МВт;
- МДП в сечении № 41 «Север – Юг 2» принимался величиной:
- в нормальной схеме – не контролируется;
- в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 (ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС в работе) – 3850 МВт;
- в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 (ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС отключена) - 4300 МВт;
- в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол (из контроля исключается КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2) – 3800 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская – 4100 МВт;
- в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) – 4100 МВт.

При этом контролировались перетоки в сечениях № 2 (Урал – Запад, 3480 МВт), № 3 (Запад – Урал, 3800 МВт), № 7 (АРС РефтГРЭС, 3900 МВт), № 17 («Север–Юг 1», 4300 МВт), № 35 («Сечение 35», 2700 МВт), № 52 («Волга – Урал», 4400 МВт), № 75 («Сокол», 2100 МВт) на предмет непревышения МДП.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок рабочего дня, летнего минимума нагрузок выходного дня в Карталинском, Троицком, Златоустовско-Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области на этапе 2022 года (текущий период), а также для каждого года на пятилетний период. Результаты проведенного анализа представлены ниже.

Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на

этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Троицкий энергорайон.

В Троицком энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

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

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41 близкими к максимально допустимым с учетом работы противоаварийной автоматики.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка существующей ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС ликвидируется существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС действием на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС. С вводом ПС 220 кВ Берёзовская в 2022 году АОПО будет действовать на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

В Троицком энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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:

АТГ связи Троицкой ГРЭС;

АТ связи Южноуральской ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;
 ВЛ 110 кВ Казачья – Упруг-т;
 ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41, близкими к максимально допустимым с учетом работы противоаварийной автоматики.

Для предотвращения превышения АДТН АТГ связи Троицкой ГРЭС рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская отключать АТГ связи Троицкой ГРЭС и ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная.

Перегрузка АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 ликвидируется действием АОПО АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская на отключение выключателя ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

Для предотвращения перегрузки ВЛ 110 кВ Казачья – Упруг-т при ремонте ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 рекомендуется мероприятие по превентивному делению сети в транзите 110 кВ Казачья – Троицкая районная.

Перегрузка существующей ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС ликвидируется существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС действием на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС. С вводом ПС 220 кВ Берёзовская в 2022 году АОПО будет действовать на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 Таганай – Горная;
 ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
 ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
 ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Тургоряк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
 ВЛ 110 кВ Тургоряк-т – Хребет-т;
 ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
 ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым с учетом работы противоаварийной автоматики.

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;

АОПО ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс;

АОПО ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино (ОВМ 110кВ)), установленной на ПС 220 кВ Чебаркуль;

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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;

ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;

ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;

ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;

ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
 ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
 ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Яхино-т – Кропачево;
 ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая;
 ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т;
 ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 3;
 ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь;
 ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино;
 ВЛ 110 кВ Непряхино – Ильменская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым с учетом работы противоаварийной автоматики.

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 Златоуст – Челябинская, ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево (АДШС «2-х ВЛ 500»). При фиксации в схеме АДШС «2-х ВЛ 500» одновременного отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево и ВЛ 500 кВ

Златоуст – Челябинская устройство действует на разгрузку (ОН) энергорайона тремя очередями. Разгрузка осуществляется путем деления сети (ДС) с центров питания на ПС 500 кВ Златоуст, на ПС 500 кВ Приваловская и на ПС 500 кВ Кропачево (1, 2 очередь ОН) и отключением тупиковых ВЛ 110 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Златоуст (3 очередь ОН). Предусмотрена возможность восстановления энергоснабжения части потребителей 1, 2 очереди через 20 секунд.

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, 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;

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 – Кисегач-т (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс;

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.

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь.

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 АТГ 1 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 – Новый Курасан 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.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 220 кВ Магнитогорская – ПС 90.

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 АТГ 1 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 – Новый Курасан 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.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 устраняется существующей АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 действием на отключение ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90, ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77, ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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 и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
 ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС
 Тракторозаводская-2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапе 2022 года (текущий период), а также на этапах 2023-2027 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:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
 ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь;
 ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
 КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
 ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;
 КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС
 Тракторозаводская-2;

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;
 ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь;
 ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;
 ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;
 ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь;
 ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь.

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 эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

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 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 – 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 ПГУ-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.

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).

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I, II цепь) рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК в данной схемно-режимной ситуации.

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь) рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК и блока 1 Челябинской ТЭЦ-3 в данной схемно-режимной ситуации.

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.

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 (снижение генерации ТЭЦ ЧМК).

59. 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.

С целью выявления требующего замены коммутационного оборудования и разработки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области. Оценка токов КЗ выполнялась для базового варианта развития в Челябинской области распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на год разработки СИПР Челябинской области 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 Челябинской области.

Расчеты токов короткого замыкания проводились с целью выявления возможного превышения токами короткого замыкания отключающей способности выключателей электростанций и подстанций.

При расчетах токов короткого замыкания использовались данные об отключающей способности и типах установленных выключателей на электроэнергетических объектах в энергосистеме Челябинской области.

По результатам расчетов токов короткого замыкания на этапы 2022, 2023-2027 годов установлено следующее.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2027 года выявлено превышение суммарным током трехфазного КЗ (45,4 кА) и суммарным током однофазного КЗ (44,9 кА) отключающей способности существующих выключателей на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол (40, 42 кА). Таким образом, результаты расчетов токов КЗ подтвердили необходимость выполняющейся в рамках комплексной реконструкции ПС 500 кВ Шагол замены 16 выключателей 110 кВ.

Исключение выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 500 кВ Шагол токам КЗ в настоящее время осуществляется путем размыкания ШСВМ 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 ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол составят:

на 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 28,2 кА (39,8 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 27,5 кА (35,8 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме);

на 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 22,9 кА (39,7 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 22,8 кА (35,7 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме).

Выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (33,5 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. Для приведения отключающей способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Магнитогорская в соответствие с токами КЗ в настоящее время применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

1) на всех ВЛ 220 кВ АПВ выполнено с контролем синхронного напряжения для предотвращения подачи напряжения на ВЛ этими выключателями;

2) запрещено опробование напряжением ЛЭП 220 кВ со стороны ПС 500 кВ Магнитогорская (за исключением условий, указанных в подпункте 4);

3) запрещено опробование напряжением систем шин 220 кВ ШСВВ 220 кВ (за исключением условий, указанных в подпункте 4 настоящего пункта);

4) допускается опробование напряжением ЛЭП 220 кВ со стороны ПС 500 кВ Магнитогорская, а также систем шин 220 кВ ШСВВ 220кВ при выполнении одного из следующих условий:

при отключении ВЛ 220 кВ Магнитогорская - ПС 90 с любой из сторон или ВВ1 220 кВ АТГ1 и ВВ2 220 кВ АТГ1 на ПС 500 кВ Магнитогорская, или ВВ1 220 кВ АТГ2 и ВВ2 220 кВ АТГ2 ПС 500 кВ Магнитогорская, или ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская с любой из сторон, или АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская с обеих сторон;

5) отключен ВВ2 220 кВ АТГ1.

Включение ВВ2 220 кВ АТГ1 (при включенном ВВ1 220 кВ АТГ1) допускается при выполнении одного из следующих условий:

при отключении АТГ2 на ПС 500 кВ Магнитогорская с любой из сторон или АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская с обеих сторон, или ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская с любой из сторон, или ВЛ 220 кВ Магнитогорская - ПС 90 с любой из сторон;

6) отключен ВВ1 220 кВ АТГ2.

Включение ВВ1 220 кВ АТГ2 (при включенном ВВ2 220 кВ АТГ2) допускается при выполнении одного из следующих условий:

при отключении АТГ1 на ПС 500 кВ Магнитогорская с любой из сторон или АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская с обеих сторон, или ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская с любой из сторон, или ВЛ 220 кВ Магнитогорская - ПС 90 с любой из сторон;

7) опробование ОСШ 220 кВ производится от ОВВ 220 кВ при выполнении одного из следующих условий:

при отключении ВЛ 220 кВ Магнитогорская - ПС 90 с любой из сторон или ВВ1 220 кВ АТГ1 и ВВ2 220 кВ АТГ1 на ПС 500 кВ Магнитогорская, или ВВ1 220 кВ АТГ2 и ВВ2 220 кВ АТГ2 ПС 500 кВ Магнитогорская, или ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская с любой из сторон, или АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская с обеих сторон.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово токи трёхфазного КЗ (19,4 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 18,4 кА. Требуется замена 2 выключателей на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово на новые с отключающей способностью не менее 25 кА.

С учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» (далее именуется – СТО 56947007-29.240.121-2012)) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2027 года и в ремонтных режимах ПС 500 кВ Шагол на этапе 2023 года (при отключении автотрансформатора АТ1 (АТ2) при совместной работе СШ 110 кВ или при выводе в ремонт 1 (2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол с отключением ВМ 110 кВ АТ1 (ВМ 110 кВ АТ2) и включении ремонтной перемычки на ПС 110 кВ КПД) на шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трёхфазного КЗ (31,1 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 в настоящее время не допускается включение ремонтной перемычки в ремонтной схеме ПС 500 кВ Шагол. Ремонты выключателей необходимо производить с разрывом транзита 110 кВ.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ КПД токам КЗ на этапе 2027 года рекомендуется работа с разомкнутым ШСВМ 110 кВ на ПС 500 кВ Шагол. При разомкнутом ШСВМ 110 кВ на ПС 500 кВ Шагол на шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трёхфазного КЗ (19,4 кА) не превышают отключающую способность выключателей – 25 кА.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2027 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (21,3 кА) отключающей способности выключателей (18,4 кА и 20 кА). Размыкание ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол также не позволяет снизить суммарное значение тока трехфазного КЗ (20,1 кА) ниже отключающей способности выключателей. 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 ток КЗ 20,1 кА может протекать через любой из трех выключателей 110 кВ.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т запрещается включение РП 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т (ремонт выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т производится с разрывом транзита).

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2027 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ СЗК суммарный ток трехфазного КЗ (30,4 кА) превышает существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Проведён дополнительный анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 110 кВ (токов «подпитки») РУ подстанции, выполненной по схеме «мостик с выключателями 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) – на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

С учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.

VI. Развитие электросетевых объектов

60. 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 прогноза «а» – прогноза потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

В рамках прогноза потребления мощности и электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2023-2027 годы (прогноза «b» в соответствии с техническим заданием к СиПР Челябинской области, по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) расчеты электроэнергетических режимов не требуются.

61. 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.

62. Мероприятия по развитию электросетевых объектов сформированы на основании прогноза, разрабатываемого АО «СО ЕЭС», по основным энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Карталинский энергорайон.

Проведение мероприятий по развитию электрической сети Карталинского энергорайона на период 2023-2027 годов не требуется.

Троицкий энергорайон.

Проведение мероприятий по развитию электрической сети Троицкого энергорайона на период 2023-2027 годов не требуется.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

Проведение мероприятий по развитию электрической сети Златоустовско-Миасского энергорайона на период 2023-2027 годов не требуется.

Магнитогорский энергорайон.

Проведение мероприятий по развитию электрической сети Магнитогорского энергорайона на период 2023-2027 годов не требуется.

Северный энергорайон.

ПС 110 кВ Есаулка.

ПС 110 кВ Есаулка построена в 1965 году. На ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Есаулка установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели БДКЗ 110 кВ), имеющие следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пиропроводов; создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Есаулка составляет 2х10 МВА. На ПС 110 кВ Есаулка установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1965 года выпуска, срок эксплуатации – 57 лет) и Т-2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1980 года выпуска, срок эксплуатации – 42 года), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка при различных температурах окружающей среды в соответствии с пунктами 8 - 9 Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 (далее именуются – Требования) представлены в таблице 68.

Таблица 68

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т-1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Т-2	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Есаулка в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 69.

Таблица 69

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка за последние 5 лет

Параметр	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимальная нагрузка Т-1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	6,98	6,98	6,98	6,98	10,28
Максимальная нагрузка Т-2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	8,41	8,41	8,41	8,41	10,42
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	15,40	15,40	15,40	15,40	20,70
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,54	1,54	1,54	1,54	2,07
Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	12	12	11,88	12	11,69

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Есаулка в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 20,7 МВА/2,07 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка недопустима.

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 допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) в допустимое время на ПС 110 кВ Есаулка необходимо по факту приезда бригады ОВБ отключить нагрузку потребителей в объеме 9,01 МВА (8,36 МВт) (20,70 МВА-11,69 МВА=9,01 МВА (8,36 МВт) для предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 117 процентов. На ПС 110 кВ Есаулка возможен перевод части нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ и по электрической сети 35 кВ. Суммарный объем переводимой нагрузки составляет 1 МВА. Время перевода

нагрузки составляет около четырех часов. Объем отключенной нагрузки составит 8,01 МВА.

Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на трансформаторы большей мощности. Обоснование выбора мощности трансформаторов представлено ниже.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Есаулка по заключённым договорам на технологическое присоединение составляет 9,56 МВт (10,33 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. В указанном объеме вновь присоединяемой нагрузки к ПС 110 кВ Есаулка также учтены планируемые технологические присоединения по заключённым договорам на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Долгая и ПС 35 кВ Муслумово в объёме 2,308 МВт (2,48 МВА), получающие питание от ПС 110 кВ Есаулка по сети 35 кВ. С учетом принятых коэффициентов реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт – 0,1, для энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и выше (ООО УК «ГАММА ГРУПП» № 61-ТУ-45096 от 30.08.2021 максимальной мощностью 2500 кВт, раздел Р ОКВЭД2) – 0,2) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 1,3 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключёнными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Есаулка представлена в таблице 70.

Таблица 70

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка

Параметр	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальная нагрузка, МВА	20,70	20,70	20,70	20,70	20,70	20,70
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	7,26	3,07	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,73	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00

Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,73	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	21,43	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.	2,14	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	20,43	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е.	2,04	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 22,0 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Есаулка с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 22,0 МВА /2,2 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 1,0 МВА, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 21,0 МВА/2,1 о.е., что также превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка недопустима.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Есаулка в зимний период при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С величиной 22,0 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки), установки трансформаторов мощностью по 25 МВА каждый будет достаточно.

Учитывая вышеизложенное, для исключения перегрузки трансформаторов свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА.

С учетом распределения прироста нагрузки по годам, а также с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в

соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2024 год.

Челябинский энергорайон.

ПС 110 кВ Кременкуль.

ПС 110 кВ Кременкуль построена в 1956 году. На ОРУ 110 кВ установлена открытая плавкая вставка со стреляющими пиропатронами (быстродействующий короткозамыкатель (БДКЗ) 110 кВ), имеющая следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пиропроводов, создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

В настоящее время на ПС 110 кВ Кременкуль установлен один трансформатор типа ТДНГ-10000/110/10 мощностью 10 МВА, год изготовления трансформатора – 1956, срок эксплуатации – 66 лет, 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, 3,8 километра) к транзитной одноцепной ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками (протяженность 18,4 километра).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 ПС 110 кВ Кременкуль при различных температурах окружающей среды в соответствии с пунктами 8-9 Требований представлены в таблице 71.

Таблица 71

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 ПС 110 кВ Кременкуль

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т-1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Параметры допустимой загрузки Т-1 ПС 110 кВ Кременкуль получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 72.

Таблица 72

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль за последние 5 лет

Параметр	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимальная нагрузка Т-1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	9,39	10,79	9,90	9,39	11,77
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного измерения потокораспределения,	9,39	10,79	9,90	9,39	11,77

МВА					
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	0,94	1,08	0,99	0,94	1,18
Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	12	12	11,88	12	11,69

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, составляет 11,77 МВА/1,18 о.е. и превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка недопустима.

Возможность перевода нагрузки на смежные центры питания отсутствует.

Информация о невозможности перевода нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой в нормальной схеме в текущей ситуации на ПС 110 кВ Кременкуль необходимо увеличение трансформаторной мощности.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Кременкуль по заключенным договорам на технологическое присоединение составляет 9,576 МВт (10,31 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. ТУ на ТП максимальной мощностью 670 кВт и выше отсутствуют. С учетом принятого коэффициента реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт – 0,1) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 0,958 МВт (1,03 МВА).

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль представлена в таблице 73.

Таблица 73

Прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль

Параметр	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальная нагрузка, МВА	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	9,28	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,93	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,93	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	12,70	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.	1,27	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	12,70	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е.	1,27	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28

С учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), расчетная перспективная нагрузка с 2023 года на ПС 110 кВ Кременкуль составит 12,8 МВА/1,28 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка недопустима.

Возможность перевода нагрузки на смежные центры питания отсутствует.

Для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой в нормальной схеме и повреждения трансформатора с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Кременкуль необходимо увеличение трансформаторной мощности.

С учетом перспективной нагрузки подстанции с 2023 года в объеме 12,8 МВА, замены трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА (включая замену БДКЗ 110 кВ на выключатель 110 кВ) на ПС 110 кВ Кременкуль будет достаточно.

В соответствии с действующим договором об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, заключенного между филиалом ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» и заявителем – ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР», имеются технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Кременкуль по II (второй) категории надежности электроснабжения, а именно: ТУ на ТП № 61-ТУ-42774 от 14.04.2021 г., заявитель – ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР», максимальная мощность – 149 кВт (160,5 кВА), категория надежности электроснабжения - II (вторая).

Для обеспечения возможности присоединения нагрузки заявителя – ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР» с категорией надежности электроснабжения – II (вторая), филиалом ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств указанного заявителя предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Кременкуль с установкой второго трансформатора 10 МВА, реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Кременкуль (далее именуется – вариант 1). В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1819 от 14.04.2022 длина существующей отпайки на ПС 110 кВ Кременкуль составляет 3,8 километра и выполнена в двухцепном исполнении с частичным подвесом второго провода. Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ планируется путём реконструкции существующей отпайки 110 кВ и сооружением второго участка ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль с образованием заходов в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль.

В качестве альтернативного варианта для обеспечения II (второй) категории надежности электроснабжения заявителя рассмотрено строительство КЛ 10 кВ протяжённостью 13 км от ПС 110 кВ Шершневская до ПС 110 кВ Кременкуль. Помимо этого, для исключения превышения длительно допустимой нагрузки Т-1 (в соответствии с анализом текущей ситуации, а также с учетом максимальной перспективной нагрузки подстанции с 2023 года в объеме 12,8 МВА) на ПС 110 кВ Кременкуль необходимо предусмотреть замену трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА, а также замену БДКЗ 110 кВ на выключатель 110 кВ (далее именуется – вариант 2).

В качестве третьего варианта рассматривается реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с сохранением существующего трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА и установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА, реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками на ПС 110 кВ Кременкуль, ориентировочной протяженностью 2х3,8 километра (далее именуется – вариант 3). В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022 предложена установка трансформатора мощностью 16 МВА, имеющегося в резервном запасе у филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Технико-экономическое сравнение рассмотренных вариантов развития электрической сети, прилегающей к ПС 110 кВ Кременкуль, приведено в таблице 74.

Таблица 74

Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети, прилегающей к ПС 110 кВ Кременкуль

№ варианта	Мероприятия	Стоимость, млн. рублей (без НДС)
Вариант 1	установка на ПС 110 кВ Кременкуль второго трансформатора мощностью 10 МВА и выполнение сопутствующих работ	50
	замена БДКЗ 110 кВ на выключатели 110 кВ (выключатели элегазовые 110 кВ со встроенными трансформаторами тока – 3 штуки, ОПУ, РЗА ОРУ 110 кВ, ТН 110 кВ - 2 комплекта)	174,115
	реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Кременкуль, протяженностью 2х3,8 километра	29,82
Итого по варианту 1		253,935
Вариант 2	строительство КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Шершневская до заявителя - ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР», протяженностью 13 километров	130
	замена на ПС 110 кВ Кременкуль трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и выполнение сопутствующих работ	50
	замена БДКЗ 110 кВ на выключатель 110 кВ (выключатель элегазовый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока – 1 штука, ОПУ, РЗА ОРУ 110 кВ, ТН 110 кВ - 1 комплект)	98,400
Итого по варианту 2		278,4
Вариант 3	установка на ПС 110 кВ Кременкуль второго трансформатора мощностью 16 МВА и выполнение сопутствующих работ	10*
	замена БДКЗ 110 кВ на выключатели 110 кВ (выключатели элегазовые 110 кВ со встроенными трансформаторами тока – 3 штуки, ОПУ, РЗА ОРУ 110 кВ, ТН 110 кВ - 2 комплекта)	174,115
	реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Кременкуль, протяженностью 2х3,8 километра	29,82
Итого по варианту 3		213,935

* В стоимость не включен трансформатор, так как он имеется в резервном запасе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Технико-экономическое сравнение вариантов показывает экономическую эффективность и целесообразность 3 варианта: реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с установкой второго трансформатора 110 кВ мощностью 16 МВА (имеющегося в резервном запасе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»), реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ, реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль. Дополнительно, в соответствии с представленной филиалом ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» информацией, следует отметить, что за период с 1 января 2021 года по 23 марта 2022 года в «Россети Урал» в едином электронном журнале АСУ ПТП по темам

«надежность» и «качество электроэнергии» зафиксировано 133 жалобы от граждан, проживающих в населенных пунктах, запитанных от ПС 110 кВ Кременкуль (поселок Кременкуль, микрорайон «Родной» поселка Кременкуль, поселок Садовый, СНТ «Чайка»), в том числе 9 жалоб от Министерства энергетики Российской Федерации, Росстандарта и Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

С учетом сравнительного технико-экономического анализа, для исключения превышения длительной допустимой нагрузки Т-1 (в текущей схеме, а также с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) и обеспечения надежности электроснабжения и категорийности потребителей рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль путем установки второго трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА (имеющегося в резервном запасе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») с сооружением захода ВЛ 110 кВ и изменением схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5Н-Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (установка 3 выключателей).

В случае отключения устанавливаемого Т-2 (в случае вывода в ремонт или в результате аварийного отключения) мощностью 16 МВА в работе будет оставаться Т-1 мощностью 10 МВА. При прогнозируемой перспективной нагрузке 12,8 МВА, загрузка данного трансформатора составит 1,28 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о.е. В результате потребуется отключение нагрузки потребителей мощностью в объеме порядка 1,11 МВА (1,03 МВт) (12,8 МВА – 11,69 МВА). С учетом категории надежности электроснабжения потребителей (III категория), возможен перерыв электроснабжения на 72 часа в течении года (в соответствии с ПУЭ).

С учетом распределения прироста нагрузки по годам, а также с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Паклинская, ПС 110 кВ Массивная.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Паклинская составляет 2х25 МВА. На ПС 110 кВ Паклинская установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТРДН-25000/110/10 (1981 года выпуска, срок эксплуатации – 41 год) и Т-2 типа ТРДН-25000/110/10 (1982 года выпуска, срок эксплуатации – 40 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Паклинская при различных температурах окружающей среды в соответствии с пунктами 8-9 Требований представлены в таблице 75.

Таблица 75

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Паклинская

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т-1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Т-2	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Паклинская получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 76.

Таблица 76

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская за последние 5 лет

Параметр	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимальная нагрузка Т-1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	11,48	14,47	10,27	15,42	19,56
Максимальная нагрузка Т-2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	6,92	8,57	8,01	10,28	9,93
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	18,40	23,04	18,28	25,70	29,49*
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	0,74	0,92	0,73	1,03	1,18
Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	30	30	29,7	30	29,225

* Нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года была зафиксирована величиной 35,5 МВА с учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Шершневская на ПС 110 кВ Паклинская в объеме 5,9 МВт (6,01 МВА) (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022). С учетом восстановления нормальной схемы нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день

зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года составила бы 29,49 МВА.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Паклинская в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 29,49 МВА/1,18 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка недопустима.

На ПС 110 кВ Паклинская возможен перевод части нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ. Суммарный объем переводимой нагрузки составляет 1,6 МВА.

Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

С учетом данного перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 27,89 МВА/1,115 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е.

Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Паклинская по итогам 2021 года не требуется.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Паклинская по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 14,96 МВт (16,11 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. С учетом принятых коэффициентов реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт – 0,1, для энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и выше (ООО «Гринфлайт» № 60-ТУ-12685 от 30.07.2021 максимальной мощностью 4234,96 кВт, жилые комплексы) – 0,4; ООО «Трест Магнитострой» № 60-ТУ-09574 от 31.05.2018 (акт об осуществлении технологического присоединения от 31.01.2022 (после проведения зимнего контрольного замера 15 декабря 2021 года) максимальной мощностью 4128,5 кВт, жилые комплексы – 0,4;

ООО «РМК Арена» № 60-ТУ-13182 от 25.10.2021 максимальной мощностью 4900 кВт, спортивно-зрелищный комплекс – 0,4) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 5,89 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Паклинская представлена в таблице 77.

Таблица 77

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская

Параметр	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальная нагрузка, МВА	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	1,82	14,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,00	5,71	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,18	5,71	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	29,67	35,39	35,39	35,39	35,39	35,39
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.	1,19	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	28,07	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е.	1,12	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 35,39 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Паклинская с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 35,39 МВА /1,42 о.е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 1,6 МВА, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 33,79 МВА/1,31 о.е., что также превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения

длительности) при температуре наружного воздуха 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е.

Мероприятием для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Паклинская является замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х25 МВА на трансформаторы большей мощности.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Паклинская в зимний период при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С величиной 33,79 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки), установки двух трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый будет достаточно.

Филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» (письмо № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022, пункт 9.2) предложено осуществить перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

Оценка достаточности установки трансформаторов 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная приведена ниже.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Массивная составляет 2х40 МВА. На ПС 110 кВ Массивная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТРДН-40000/110/10 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 14 лет) и Т-2 типа ТРДН-40000/110/10 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 14 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Массивная при различных температурах окружающей среды в соответствии с пунктами 8-9 Требований представлены в таблице 78.

Таблица 78

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Массивная

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т-1	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
Т-2	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Массивная получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения

СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022 и № ЧЭ/01/21/755 от 15.02.2022.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 79.

Таблица 79

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная за последние 5 лет

Параметр	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимальная нагрузка Т-1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	2,30	1,20	1,60	1,53	2,04
Максимальная нагрузка Т-2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	1,81	1,30	1,92	1,94	2,04
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	4,11	2,50	3,53	3,47	4,08
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	0,10	0,06	0,09	0,09	0,10
Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	50	50	50	50	50

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2017 года при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Массивная в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 4,11 МВА/0,1 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о.е. Данная нагрузка допустима.

На ПС 110 кВ Массивная возможен перевод нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ. Суммарный возможный объем переводимой нагрузки составляет 7,6 МВА (на ПС 110 кВ Спортивная), что превышает максимальную нагрузку подстанции.

Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской

области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022.

Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Массивная по итогам 2021 года не требуется.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Массивная по заключенным договорам на технологическое присоединение, составляет 14,38 МВт (15,48 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. С учетом принятых коэффициентов реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт – 0,1, для энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и выше (Хозяйственное партнерство «Конгресс-Холл» № 60-ТУ-09274 от 26.12.2021 максимальной мощностью 10575 кВт, коммунально-бытовая нагрузка) – 0,4; ООО «Специализированный застройщик «Финансово-строительная компания «Западный луч»» № 60-ТУ-13357 от 25.11.2021 максимальной мощностью 1204,9 кВт, коммунально-бытовая нагрузка) – 0,4) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 5,35 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Массивная представлена в таблице 80.

Таблица 80

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Массивная

Параметр	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальная нагрузка, МВА	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	15,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов реализации, МВА	5,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,28	5,07	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87

реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА						
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Максимальная нагрузка на 2022 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 9,47 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Массивная с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 9,47 МВА/0,24 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о.е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 7,6 МВА, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 1,87 МВА/0,05 о.е., что также не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о.е.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Массивная в зимний период при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С величиной 1,87 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки) выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Массивная в период до 2027 года не требуется.

С учетом рассматриваемого перемещения на ПС 110 кВ Массивная трансформаторов мощностью 2х25 МВА с ПС 110 кВ Паклинская (величина допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 14,2 °С, равна 30,0 МВА/1,2 о.е.) установки трансформаторов мощностью 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная будет достаточно. Таким образом, замена трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Массивная на трансформаторы 2х25 МВА с ПС 110 кВ Паклинская в перспективный период не приводит к перегрузке рекомендуемых к установке трансформаторов 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

Альтернативным мероприятием по обеспечению достаточного объема переводимой нагрузки ПС 110 кВ Паклинская на другие источники питания и устранению перегрузок трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Паклинская является сооружение новых ЛЭП 10 кВ от других центров питания.

Ближайшим центром питания, принадлежащим филиалу ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», является ПС 110 кВ Шершневская.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Шершневская составляет 2х25 МВА. На ПС 110 кВ Шершневская установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТРДН-25000/110/10 (1986 года выпуска, срок

эксплуатации – 36 лет) и Т-2 типа ТРДН-25000/110/10 (1986 года выпуска, срок эксплуатации – 36 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шершневская при различных температурах окружающей среды в соответствии с пунктами 8-9 Требований представлены в таблице 81.

Таблица 81

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шершневская

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т-1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Т-2	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шершневская получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2023-2027 годы письмами № ЧЭ/01/21/7176 от 20.12.2021, № ЧЭ/01/21/516 от 01.02.2022.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Шершневская в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 82.

Таблица 82

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шершневская за последние 5 лет

Параметр	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимальная нагрузка Т-1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	10,69	10,68	7,41	11,35	9,22
Максимальная нагрузка Т-2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	10,58	9,42	9,79	7,43	6,61
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шершневская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	21,28	20,10	17,20	18,78	15,83*
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шершневская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	0,85	0,80	0,69	0,75	0,63
Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о.е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения,	30	30	29,7	30	29,225

МВА					

* Нагрузка ПС 110 кВ Шершневская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года была зафиксирована величиной 15,83 МВА с учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Шершневская на ПС 110 кВ Паклинская в объеме 5,9 МВт (6,01 МВА) (письмо № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022). С учетом восстановления нормальной схемы нагрузка ПС 110 кВ Шершневская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года составила бы 21,84 МВА.

С учетом примечания к таблице 82 максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шершневская зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шершневская (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 21,84 МВА/0,87 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка допустима.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Шершневская по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 4,32 МВт (4,66 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности (tgφ), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. С учетом принятых коэффициентов реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт – 0,1) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 0,47 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Шершневская представлены в таблице 83.

Таблица 83

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Шершневская

Параметр	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальная нагрузка, МВА	21,84	21,84	21,84	21,84	21,84	21,84
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	4,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

учетом коэффициентов реализации, МВА						
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов реализации, МВА	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	22,31	22,31	22,31	22,31	22,31	22,31
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Объем нагрузки, переводимой с других центров питания, МВА	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	28,52	28,52	28,52	28,52	28,52	28,52
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е.	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 22,31 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шершневская с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Шершневская может составить до 22,31 МВА /0,89 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е. Данная нагрузка допустима, увеличение трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Шершневская не требуется.

Для обеспечения возможности перевода нагрузки с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Шершневская потребуется сооружение новой ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Паклинская до ПС 110 кВ Шершневская ориентировочной протяженностью 3,5 километра (КЛ 10 кВ, протяженность 3,5 километра, предварительное сечение АПвПу-400), что позволит обеспечить возможность перевода существующего фидера № 103 с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Шершневская. Максимальная нагрузка фидера № 103 (на основании зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года) составляет 6,21 МВА.

С учетом перевода нагрузки в объеме 6,21 МВА с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Шершневская загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Шершневская может составить до 29,54 МВА/1,18 о.е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е.

С учетом перевода нагрузки в объеме 6,21 МВА с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Шершневская (нагрузка фидера № 103) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 27,58 МВА/1,1 о.е. (33,79 МВА - 6,21 МВА), что не превышает величину

допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при температуре наружного воздуха минус 3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о.е.

Таким образом, сооружение новой КЛ 10 кВ позволит обеспечить возможность отключения одного из трансформаторов и отсутствие превышения величины допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) оставшегося в работе трансформатора как на ПС 110 кВ Паклинская, так и на ПС 110 кВ Шершневская.

В таблице 84 представлено технико-экономическое сравнения рассмотренных вариантов развития электрической сети в районе ПС 110 кВ Паклинская.

Таблица 84

Технико-экономическое сравнение рассмотренных вариантов развития электрической сети в районе ПС 110 кВ Паклинская

№ варианта	Мероприятия	Стоимость, млн. рублей (без НДС)
Вариант 1	замена трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская	116,6
Итого по варианту 1		116,6
Вариант 2	демонтаж трансформаторов ПС 110 кВ Паклинская, монтаж трансформаторов на ПС 110 кВ Массивная, вывоз трансформаторов с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Массивная	4,4
	демонтаж трансформаторов ПС 110 кВ Массивная, монтаж трансформаторов на ПС 110 кВ Паклинская, вывоз трансформаторов с ПС 110 кВ Массивная на ПС 110 кВ Паклинская	3,6
Итого по варианту 2		8,0
Вариант 3	строительство КЛ 10 кВ АПвПУ 400 мм ² (1 цепь КЛ 10 кВ 3,5 километра) от ПС 110 кВ Паклинская до ПС 110 кВ Шершневская	12,6
	устройство траншеи КЛ 10 кВ 3,2 километра	7,4
	выполнение специальных переходов кабельной линии методом ГНБ 0,3 километра	5,5
Итого по варианту 3		25,5

Сравнение капиталовложений показало, что более экономичным является вариант с перемещением трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная (вариант 2).

Учитывая вышеизложенное, а также с учетом проведенного технико-экономического сравнения вариантов, рекомендуется осуществить перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная. Рекомендуемый срок реализации мероприятия с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) – 2023 год.

Обоснование мероприятий по реконструкции ВЛ 110 кВ без увеличения пропускной способности (мощности) в связи с неудовлетворительным техническим состоянием представлено ниже:

ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ.

ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ построена в 1954 году на деревянных опорах, выполнена проводом АС-150, протяженность ВЛ до границы с ООО «Башкирэнерго» - 36,39 километра.

Согласно протоколу технического совещания № 3 от 30.12.2021, утвержденного главным инженером производственного отделения ЗЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» (приложение к письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1819 от 14.04.2022) установлено следующее:

1) элементы деревянных опор ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ за время эксплуатации выработали свой ресурс, провод потерял механическую прочность;

2) в период 2020 – 2021 годов произошло 10 аварийных отключений ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ и 8 аварийных отключений ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (АРТН № 103 от 13.01.2020; АРТН № 105 от 22.01.2020; АРТН № 106 от 22.01.2020; АРТН № 117 от 08.03.2020; АРТН № 119 от 12.03.2020; АРТН № 139 от 23.04.2020; АРТН № 144 от 25.04.2020; АРТН № 153 от 17.05.2020; АРТН № 168 от 28.06.2020; АРТН № 175 от 14.07.2020; АРТН № 185 от 19.07.2020; АРТН № 186 от 19.07.2020; АРТН № 198 от 07.08.2020; АРТН № 106 от 17.09.2020; АРТН № 116 от 17.10.2020; АРТН № 126 от 01.08.2021; АРТН № 127 от 01.08.2021; АРТН № 116 от 23.12.2021);

3) выполненные мероприятия (частичная замена опор, частичная замена провода, частичная замена изоляторов) не принесли достаточного эффекта, поскольку допустимый объём замены составных частей ЛЭП в рамках программ ТОиР ограничен.

На основании протокола технического совещания № 3 от 30.12.2021 требуется:

1) выполнить демонтаж участка ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ (в одноцепном исполнении) протяженностью 32,3 километра (при общей длине участка 36,39 километра), поскольку участок линии от опоры 301 до опоры 326 выполнен на железобетонных опорах и находится в удовлетворительном техническом состоянии (реконструкция не требуется);

2) на участке выполнить строительство новой ВЛ 110 кВ на стальных опорах протяженностью 32,3 километра;

3) выполнить монтаж грозозащитного троса типа: ГТК 20-0/50-9,1/60;

4) выполнить переподключение всех присоединений, отпаяк на реконструируемом участке;

5) выполнить расширение просеки до ширины охранной зоны.

Учитывая вышеизложенное, в связи с неудовлетворительным техническим состоянием рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ без увеличения пропускной способности (мощности) (АС-150, 32,3 километра). Рекомендуемый срок выполнения мероприятия с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ВЛ 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) – 2024 год.

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал.

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал построена в 1949 году на деревянных опорах, выполнена проводом АС-150, М-95 (протяженность 27,7 километра).

Согласно протоколу технического совещания № 4 от 30.12.2021, утвержденного главным инженером производственного отделения ЗЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1819 от 14.04.2022) установлено следующее:

1) существующие элементы деревянных и металлических опор ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал за время эксплуатации выработали свой ресурс, провод на ВЛ потерял механическую прочность, имеет недопустимо много соединений, часты случаи обрывов;

2) ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал проходит по болоту в труднодоступной местности, что сокращает межремонтные интервалы и увеличивает затраты на проведение ремонтов;

3) в период 2020-2021 годов произошло 8 аварийных отключений ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал (АРТН № 127 от 20.03.2020; АРТН № 162 от 09.06.2020; АРТН № 171 от 03.07.2020; АРТН № 177 от 17.07.2020; АРТН № 184 от 19.07.2020; АРТН № 137 от 30.05.2021; АРТН № 175 от 02.07.2021; АРТН № 137 от 01.09.2021).

На основании протокола технического совещания № 4 от 30.12.2021 требуется:

1) выполнить демонтаж ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал протяженностью 27,7 километра;

2) выполнить строительство новой ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал на металлических опорах с проводом АС-150, изоляторами ПС-70Е;

3) на новой ВЛ выполнить монтаж грозозащитного троса типа: ГТК 20-0/50-9,1/60;

4) выполнить расширение просеки до ширины охранной зоны.

Следует отметить, что номинальный ток провода М-95 при температуре плюс 25 °С составляет 422 Ампер. Ближайшим аналогом по пропускной способности является провод АС-150 с номинальным током при температуре плюс 25 °С равным 450 Ампер. Медные провода не рекомендуются к

использованию (в соответствии со СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ).

Учитывая вышеизложенное, в связи с неудовлетворительным техническим состоянием рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал без увеличения пропускной способности (мощности) (АС-150, 27,7 километра). Рекомендуемый срок выполнения мероприятия с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ВЛ 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) – 2027 год.

Отпайка 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь.

Отпайка 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь введена в эксплуатацию в 1969 году.

В соответствии с Актом технического состояния отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I, II цепь (без номера) от 23.02.2017, утвержденного главным инженером производственного отделения ЦЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1819 от 14.04.2022) установлено следующее:

- 1) провод АС 95/16 на I цепи в результате длительной эксплуатации физически (механически) изношен;
- 2) провод и грозозащитный трос эксплуатируются в агрессивной среде (птицефабрика, озеро Синеглазово, озеро Рыбное);
- 3) ремонт ВЛ ежегодно требует больших финансовых затрат и экономически нецелесообразен;
- 4) необходима срочная реконструкция ВЛ.

В соответствии с Актом № 130 расследования технологического нарушения (аварии), произошедшего 16.02.2017 года (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1819 от 14.04.2022) установлено следующее:

1) за время длительной эксплуатации и воздействия токов короткого замыкания сталеалюминевый провод потерял механическую прочность, стальной сердечник имеет сплошную коррозию без уменьшения поперечного сечения, вследствие чего произошел обрыв верхнего провода фазы «С» в пролете опор № 1-2 ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Октябрьская I цепь;

2) требуется выполнить техническое перевооружение отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь, длиной 5,6 километра с заменой существующего провода.

Учитывая вышеизложенное, в связи с неудовлетворительным техническим состоянием рекомендуется выполнить реконструкцию отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь без увеличения пропускной способности (мощности) (АС-95, 5,6 километра). Рекомендуемый срок выполнения мероприятия с учетом нормативного срока на

проектирование и реконструкцию ВЛ 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) – 2023 год.

63. Мероприятия по электросетевому строительству, рассмотренные на основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области о перспективном развитии агломерации 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.

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.

64. Часть территории Челябинской области применительно к главному планировочному узлу города Челябинска (территория Челябинской агломерации).

Площадь Челябинского городского округа с внутригородским делением составляет 500,98 кв. километра. Численность населения составляет 1 196 680 человек. Город основан в 1736 году.

Вопросы электроснабжения части территории Челябинской области применительно к главному планировочному узлу города Челябинска (территории Челябинской агломерации) подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Челябинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Челябинского городского округа с внутригородским делением не поступало.

65. Южная часть Магнитогорского городского округа.

Площадь Магнитогорского городского округа составляет 392,66 кв. километра. Численность населения составляет 413 253 человек. Город основан в 1929 году.

Вопросы электроснабжения Южной части Магнитогорского городского округа подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Магнитогорского энергорайона.

В соответствии с письмом АО «Горэлектросеть» № 03/7840 от 15.12.2021 на территории города Магнитогорска рассматривается мероприятие по сооружению нового центра питания - ПС 110 кВ Захаровская с установкой двух трансформаторов мощностью по 32 МВА каждый с планируемым годом ввода объекта – 2022 год.

66. Локомотивный городской округ.

Площадь Локомотивного городского округа составляет 10,33 кв. километра. Численность населения составляет 8 450 человек. Образован в 1963 году.

Общие вопросы электроснабжения Локомотивного городского округа подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Карталинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Локомотивного городского округа не поступало.

67. Озерский городской округ.

Площадь Озерского городского округа составляет 657,31 кв. километра. Численность населения составляет 89 232 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 данной работе играет ФГУП ПО «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 создана территория опережающего социально-экономического развития (далее именуется – ТОСЭР).

В соответствии с письмом Администрации Озерского городского округа Челябинской области от 15 декабря 2021 года № 01-02-07/83015 в Озерском городском округе реализуется инвестиционный проект «Создание промышленной площадки в поселке Новогорный».

Промышленная площадка расположена в границах ТОСЭР «Озерск», созданной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 6 февраля 2018 г. № 113 «О создании территории опережающего

социально-экономического развития «Озерск», в кадастровых кварталах 74:41:0201001, 74:41:0202001.

Общая площадь территории в границах проекта планировки территории составляет 430499 кв. метров: земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6651, площадью 158512 кв. метров и земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6652, площадью 271987 кв. метров.

К инженерной инфраструктуре проектируемой территории относится существующая ВЛ 110 кВ, расположенная западнее территории проектирования.

Проект предусматривает строительство следующих объектов инфраструктуры:

- центральная распределительная подстанция (ЦРП) - 110/6 кВ;
- новые электросети и трансформаторные пункты (5 ТП 6/0,4кВ) мощностью 25 МВт;
- теплотрасса мощностью 10 Гкал/час;
- водопровод мощностью 500 куб. метров /сутки;
- канализационные сети мощностью 500 куб. метров/сутки;
- канализационно-очистные сооружения мощностью 4,2 тыс. куб. метров/сутки;
- газопровод 1,2 МПА;
- подъездной железнодорожный путь с погрузочной платформой протяженностью 0,7 километра;
- автомобильная дорога объездная IV технической категории протяженностью 3,6 километра с асфальтобетонным покрытием, подъездная дорога протяженностью 2 километра с асфальтобетонным покрытием.

Информация о планируемых сроках реализации проекта, а также о наличии ТУ на ТП отсутствует.

68. Снежинский городской округ.

Площадь Снежинского городского округа составляет 299,13 кв. километра. Численность населения составляет 51 843 человека. 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 создана ТОСЭР.

В соответствии с письмом Муниципального казенного учреждения «Управление городского хозяйства Снежинского городского округа» от 15 декабря 2021 года № 01-14/3110 на территории Снежинского городского округа планируется реализация следующих проектов:

проект № 1 – создание производства быстроразъемных соединений и приборов учета для нефтяной промышленности:

площадка – «Спектр-конверсия»;

максимальная мощность – 0,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;

проект № 2 – создание производства яйцесортировальных машин, комплектующих и запчастей к ним:

площадка – «Агропромавтоматика»;

максимальная мощность – 0,1 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;

проект № 3 – создание производства антикоррозийных и огнезащитных лакокрасочных материалов:

площадка – «Гринфилд 1»;

максимальная мощность – 1,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – нет данных;

проект № 4 – изготовление и реализация рукавов сверхвысокого давления для нефтегазовой промышленности России:

площадка – «Гринфилд 2»;

максимальная мощность – 0,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – нет данных;

проект № 5 – создание нового производства, корпус № 2:

площадка – «Кадастровый квартал ООО «ЗКС»»;

максимальная мощность – 5,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;

проект № 6 – переработка отходов из полистирола и полипропилена толщиной до 10 миллиметров в гранулы для термоформовки:

площадка – «Восток»;

максимальная мощность – 0,2 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция.

Информация о планируемых сроках реализации проектов, а также о наличии ТУ на ТП отсутствует.

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Снежинск осуществляется от пяти ПС 110 кВ (ПС 110 кВ Сосновая, ПС 110 кВ Снежинская, ПС 110 кВ Светлая, ПС 110 кВ Новая и ПС 110 кВ Курчатовская). 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 указанных проектов, 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.

69. Трехгорный городской округ.

Площадь составляет 162,49 кв. километра. Численность населения составляет 32 613 человек. Город основан в 1952 году.

Трехгорный городской округ имеет статус ЗАТО. Наиболее крупным предприятием является ФГУП «Приборостроительный завод» г. Трехгорный, которое является одним из ведущих предприятий Федерального агентства России по атомной энергии. Соответствуя статусу наукограда и реализуя конверсионные программы, предприятия Трехгорного городского округа производят приборы радиационного контроля, медицинскую технику, оборудование для агропромышленного комплекса и нефтеперерабатывающего комплекса, силовые кабели и строительные материалы. В городе действуют более 500 средних и малых предприятий.

Дополнительной информации о перспективном развитии Трехгорного городского округа не поступало.

70. Красноармейский муниципальный район.

Площадь Красноармейского муниципального района составляет 3842,02 кв. километра. Численность населения составляет 41 366 человек. Образован 13 января 1941 года. Административный центр - село Миасское.

Среди крупнейших агропромышленных предприятий Красноармейского муниципального района можно выделить ОАО «Красноармейское» и ОАО ПКЗ «Дубровский». Кроме того, на территории Красноармейского муниципального района располагается свинокомплекс «Родниковский» агрохолдинга «Уралбройлер» – крупнейшего объединения агропромышленного комплекса в Уральском федеральном округе.

Дополнительной информации о перспективном развитии Красноармейского муниципального района не поступало.

71. Саткинский муниципальный район.

Площадь Саткинского муниципального района составляет 2412,07 кв. километра. Численность населения составляет 78 827 человек. Образован 4 ноября 1926 года. Административный центр – город Сатка.

На территории Саткинского муниципального района ведется добыча железной руды, магнезита, кварцита, бокситов, титано-магнетитов, молибдена, известняка, редкоземельных металлов и поделочного камня. Особая ставка сделана на развитие малого бизнеса.

В соответствии с письмом администрации Саткинского муниципального района Челябинской области от 21 декабря 2021 года № 234 на территории Саткинского муниципального района планируется реализация следующих проектов:

проект № 1 – строительство цеха по обжигу огнеупорных материалов в электропечах мощностью 50 тысяч тонн в год;

максимальная мощность – 35 МВт;

проект № 2 – строительство многоподовой печи № 2;

максимальная мощность – 2,35 МВт;

проект № 3 – увеличение объемов добычи сырого магнетита шахты «Магнетитовая»;

максимальная мощность – 9,5 МВт;

проект № 4 – строительство цеха по производству низко- и среднеуглеродистого ферромарганца конверторным способом;

максимальная мощность – 11,3 МВт;

проект № 5 – создание металлургического завода по производству гранулированного чугуна;

максимальная мощность – 19 МВт.

Информация о планируемых сроках реализации проектов, а также о наличии ТУ на ТП отсутствует.

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.

72. Пластовский муниципальный район.

Площадь составляет 1751,76 кв. километра. Численность населения составляет 25 124 человека. Образован 24 июня 2004 года. Центр – город Пласт.

Дополнительной информации о перспективном развитии Пластовского муниципального района не поступало.

73. Сосновский муниципальный район.

Площадь составляет 2071,36 кв. километра. Численность населения составляет 74 956 человек. Образован 20 декабря 1934 года. Центр – село Долгодеревенское.

В 2020 году на территории Сосновского муниципального района Челябинской области реализован проект строительства Томинского ГОК (ЗАО «Русская медная компания»).

В рамках строительства Томинского ГОКа планируется сооружение в 2022 году ГПС Томинская в составе 22 ГПУ мощностью 9,4 МВт каждая суммарной установленной мощностью 206,8 МВт.

Дополнительной информации о перспективном развитии Сосновского муниципального района не поступало.

74. Увельский муниципальный район.

Площадь составляет 2298,89 кв. километра. Численность населения составляет 31 885 человек. Образован 24 мая 1924 года. Центр – поселок Увельский.

В соответствии с письмом администрации Увельского муниципального района Челябинской области от 15 декабря 2021 года № 4067 на территории Увельского муниципального района планируется реализация ряда проектов, наиболее крупным из которых является развитие транспортно-логистического комплекса «Южноуральский» на земельном участке 74:21:0111004:20 максимальной мощностью 5 МВт.

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.

75. Анализ необходимости и мест размещения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В таблице 85 представлен баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области в период 2022-2027 годов.

Таблица 85

Баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области в период 2022-2027 годов

Источник/потребитель реактивной мощности	Режим зимних максимальных нагрузок при температуре минус 32 °С	Режим зимних минимальных нагрузок при температуре минус 32 °С	Режим зимних максимальных нагрузок при температуре 0 (ноль) °С	Режим зимних минимальных нагрузок при температуре 0 (ноль) °С	Режим летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ)	Режим летних максимальных нагрузок при температуре плюс 19 °С	Режим летних минимальных нагрузок при температуре плюс 19 °С
2022 год							
Реактивная мощность нагрузки	2336	2248	2090	1998	2060	1992	1813
Нагрузочные потери	1658	1775	1701	1852	1460	1472	1333
В том числе потери в ЛЭП	938	1079	1027	1185	1005	1026	907
Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	720	695	674	667	455	446	426
Потребление ШР/БСК/СТК	351	348	350	347	343	343	349
Потери холостого хода Т/АТ	77	77	78	78	75	76	77
Суммарное потребление реактивной мощности	4422	4448	4219	4275	3939	3882	3572
Генерация реактивной мощности электростанциями	1756	1688	1543	1512	1321	1264	953
Зарядная мощность ЛЭП	2488	2483	2495	2485	2494	2496	2527
Суммарная генерация реактивной мощности	4244	4171	4038	3997	3815	3760	3480
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-178	-277	-181	-278	-123	-122	-92
2023 год							
Реактивная мощность нагрузки	2393	2301	2142	2047	2108	2039	1853
Нагрузочные потери	1627	1726	1650	1788	1454	1463	1321
В том числе потери в ЛЭП	894	1024	971	1120	993	1012	892

Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	733	702	679	668	461	451	429
Потребление ШР/БСК/СТК	351	348	351	347	343	343	349
Потери холостого хода Т/АТ	77	77	77	77	75	75	76
Суммарное потребление реактивной мощности	4448	4452	4220	4260	3980	3920	3600
Генерация реактивной мощности электростанциями	1796	1709	1566	1520	1362	1304	982
Зарядная мощность ЛЭП	2486	2483	2496	2489	2493	2495	2526
Суммарная генерация реактивной мощности	4282	4192	4062	4009	3855	3799	3508
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-166	-260	-158	-251	-125	-121	-91
2024 год							
Реактивная мощность нагрузки	2424	2313	2168	2056	2128	2058	1862
Нагрузочные потери	1663	1756	1686	1816	1506	1515	1358
В том числе потери в ЛЭП	930	1055	1005	1148	1042	1061	927
Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	733	702	680	668	464	454	431
Потребление ШР/БСК/СТК	121	118	118	115	107	107	109
Потери холостого хода Т/АТ	77	78	78	78	76	76	77
Суммарное потребление реактивной мощности	4285	4265	4049	4066	3817	3756	3406
Генерация реактивной мощности электростанциями	1675	1573	1440	1380	1243	1183	850
Зарядная мощность ЛЭП	2501	2500	2512	2507	2506	2509	2546
Суммарная генерация реактивной мощности	4176	4073	3952	3887	3749	3692	3396
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-109	-192	-97	-179	-67	-64	-10

2025 год							
Реактивная мощность нагрузки	2426	2315	2170	2057	2130	2060	1864
Нагрузочные потери	1663	1756	1685	1816	1505	1515	1357
В том числе потери в ЛЭП	929	1054	1005	1148	1041	1060	926
Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	734	702	681	668	464	454	431
Потребление ШР/БСК/СТК	121	118	118	115	107	107	110
Потери холостого хода Т/АТ	77	78	78	78	76	76	77
Суммарное потребление реактивной мощности	4287	4267	4051	4066	3818	3757	3408
Генерация реактивной мощности электростанциями	1677	1575	1441	1380	1244	1185	851
Зарядная мощность ЛЭП	2501	2500	2512	2507	2506	2509	2546
Суммарная генерация реактивной мощности	4178	4075	3953	3887	3750	3694	3397
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-109	-192	-98	-179	-68	-64	-11
2026 год							
Реактивная мощность нагрузки	2433	2322	2176	2064	2137	2067	1871
Нагрузочные потери	1663	1755	1684	1814	1504	1514	1356
В том числе потери в ЛЭП	928	1052	1002	1145	1039	1058	924
Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	736	703	682	669	465	455	432
Потребление ШР/БСК/СТК	121	119	118	115	107	107	110
Потери холостого хода Т/АТ	77	78	78	78	76	76	77
Суммарное потребление реактивной мощности	4294	4273	4056	4071	3824	3763	3413
Генерация реактивной мощности электростанциями	1684	1580	1446	1385	1250	1191	856
Зарядная мощность ЛЭП	2501	2500	2512	2507	2506	2509	2546

Суммарная генерация реактивной мощности	4185	4080	3958	3892	3756	3700	3402
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-109	-193	-98	-179	-68	-63	-11
2027 год							
Реактивная мощность нагрузки	2434	2323	2177	2065	2137	2067	1871
Нагрузочные потери	1663	1755	1684	1813	1504	1513	1356
В том числе потери в ЛЭП	927	1051	1002	1144	1039	1058	924
Потери в Т/АТ 220 кВ и выше	736	703	682	669	465	455	432
Потребление ШР/БСК/СТК	121	119	118	115	107	107	110
Потери холостого хода Т/АТ	77	78	78	78	76	76	77
Суммарное потребление реактивной мощности	4295	4274	4056	4072	3824	3763	3413
Генерация реактивной мощности электростанциями	1685	1581	1447	1386	1251	1191	856
Зарядная мощность ЛЭП	2501	2500	2512	2507	2506	2509	2546
Суммарная генерация реактивной мощности	4186	4081	3959	3893	3757	3700	3402
Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-110	-193	-98	-179	-67	-63	-11

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.

76. 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.

77. 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) на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

С учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.

78. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Челябинской области.

Для сформированного варианта развития электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области в соответствии с прогнозом, разработанным АО «СО ЕЭС», были проведены расчёты электроэнергетических режимов.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше приняты в соответствии с СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы (таблица 64).

Результаты расчетов электроэнергетических режимов (с учетом реализации рекомендуемых мероприятий) показали сохранения надежности и устойчивости электроэнергетической системы Челябинской области.

79. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 86 содержит перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 86

**Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше,
рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области**

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы		
Строительство ПС 220 кВ Березовская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, трансформатором 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА, трансформатором 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА), сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Березовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	2х16 МВА 1х63 МВА 1х80 МВА 2х1,0 километр	2022
Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар (1хБСК-33 Мвар), сооружение Заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х25 МВА БСК 33 Мвар 2х2,5 километра	2022
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар (1хБСК-60 Мвар)	60 Мвар	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар (1хБСК-50 Мвар)	50 Мвар	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар (1хБСК-95 Мвар)	95 Мвар	2024
Вводы в соответствии с ТУ на ТП		
Строительство ПС 110 кВ ГПП-3, сооружение КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610 километра +2,740 километра	2024
Реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены двух трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2022
Строительство ПС 110 кВ 15, сооружение заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 1,2 километра + 8,85 километра	2022
Реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2)С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)	2х0,87 километра	2022
Строительство ПС 110 кВ Литейная, сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым до ПС 110 кВ Литейная	1х25 МВА, 0,02 километра	2022
Сооружение участка ЛЭП 110 кВ отпайкой от	0,06 километра	2022

ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками до границы земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР»		
Реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены двух трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый	2х25 МВА	2024
Реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора 110/35/6 кВ Т-3 мощностью 60 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	80 МВА	2023
Реконструкция ПС 110 кВ 96 с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 80 МВА каждый, строительством двух ячеек 110 кВ, ошиновки 110 кВ протяженностью 2х0,05 километра	2х80 МВА 2х0,05 километра	2024
Реконструкция ПС 110 кВ Светлинский ГОК (сооружение ячейки 110 кВ, установка второго трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА)	25 МВА	2022
Сооружение отпайки до ПС 110 кВ Светлинский ГОК 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борисовская – Светлинская с отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	0,05843 километра	2022
Рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций		
Северный энергорайон		
Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА)	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	2024
Челябинский энергорайон		
Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль (установка второго трансформатора мощностью 16 МВА* с реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ и изменением схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5Н-Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (установка трех выключателей 110 кВ))	1х16 МВА 2х3,8 километра	2023
Перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная	с 2х40 МВА на 2х25 МВА с 2х25 МВА на 2х40 МВА	2023
Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания		
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шины 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	2 штуки	2023
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции ВЛ		
Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ без увеличения пропускной способности (мощности)	32,3 километра	2024

Реконструкция ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал без увеличения пропускной способности (мощности)	27,7 километра	2027
Реконструкция отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь без увеличения пропускной способности (мощности)	5,6 километра	2023

* В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022 предусмотрена установка трансформатора мощностью 16 МВА, имеющегося в резервном запасе у филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

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 87) с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года) (таблица 88).

Таблица 87

Сводные данные по развитию электрической сети
напряжением 110 кВ и выше

Показатель	Текущий период (2022 год)	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Ввод ВЛ/КЛ 220 кВ, километров	7	0	0	0	0	0
Ввод трансформаторной мощности 220 кВ, МВА	225	0	0	0	0	0
Ввод ВЛ/КЛ 110 кВ, километров	11,92843	5,6	39,85	0	0	27,7
Ввод трансформаторной мощности 110 кВ, МВА	256	146	290	0	0	0
Ввод БСК, Мвар	33	0	205	0	0	0

Таблица 88

Сводные данные по развитию электрической сети
напряжением ниже 110 кВ*

Показатель	Текущий период (2022 год)	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Ввод трансформаторной мощности напряжением ниже 110 кВ, МВА	26,76	22,8	19,3	38,2	-	-
Ввод ВЛ/КЛ напряжением ниже 110 кВ, километров	286,8	273,1	281,1	346,65	-	-

* Таблица сформирована по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Формирование сводных данных о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период.

Ниже представлены сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период (таблица 89).

Таблица 89

Сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период

Показатель	Текущий период (2022 год)	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	Итого за период
Планируемые технологические присоединения объектов до 15 кВт включительно (МВт/штук*)	56,39/ 4347	2,1/ 163	0,06/ 4	0,001/ 1	-	-	58,56/ 4515
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 15 до 150 кВт включительно (МВт/штук*)	98,42/ 987	10,15/ 101	0,57/ 4	-	-	-	109,14/ 1092
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 150 и менее 670 кВт (МВт/штук*)	38,87/ 114	5,9/ 13	0,52/ 2	-	-	-	45,29/ 129
Планируемые технологические присоединения объектов 670 кВт и до 5 МВт включительно (МВт/штук*)	59,05/ 28	40,4/ 18	5,3/ 2	-	-	-	104,75/ 48
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 5 МВт (МВт/штук)	239,256/ 6	20,469/ 2	166,11/ 5	-	-	-	425,835/ 13
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 ТП 6-10 кВ (МВА)	-	-	-	-	-	-	-

Планируемые технологические присоединения ЛЭП 110 кВ (километров)	11,92843	5,6	39,85	-	-	27,7	85,07843
Планируемые технологические присоединения ЛЭП 220 кВ (километров)	7	0	0	0	0	0	7
Планируемые технологические присоединения ПС 110 кВ (МВА)	256	146	290	0	0	0	692
Планируемые технологические присоединения ПС 220 кВ (МВА)	225	0	0	0	0	0	225

* Представлено количество планируемых технологических присоединений, по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». По прочим сетевым компаниям информация о количестве технологических присоединений отсутствует.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее именуется – УНЦ). УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 г. № 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 текущих ценах I квартала 2022 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз), 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 № 380 (таблица 90).

Таблица 90

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы				
			2018	2019	2020	2021	1 кв. 2022
Индекс — дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	—	—	—	—
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	—	106,8	—	—	—
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	—	—	105,6	105,4	101,3

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 91.

Таблица 91

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 2022 года, млн. рублей с НДС	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы			
Строительство ПС 220 кВ Березовская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, трансформатором 220/10/10 кВ	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	1 947,32*	2022

мощностью 63 МВА, трансформатором 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)			
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Березовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	2х1,0 километр	42,40*	2022
Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар (1хБСК-33 Мвар)	2х25 МВА БСК 33 Мвар	1 190,08*	2022
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра	135,56*	2022
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар (1хБСК-60 Мвар)	60 Мвар	221,87*	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар (1хБСК-50 Мвар)	50 Мвар	213,39*	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар (1хБСК-95 Мвар)	95 Мвар	253,56*	2024
Итого по вводам, соответствующим СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы	-	3 999,53*	-
Вводы в соответствии с ТУ на ТП			
Строительство ПС 110 кВ ГПП-3, сооружение КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610 километра +2,740 километра	**	2024
Реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены двух трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	**	2022
Строительство ПС 110 кВ 15, сооружение заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 1,2 километра + 8,85 километра	**	2022
Реконструкция ПС 110 кВ	2х0,87 километра	**	2022

Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2)С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)			
Строительство ПС 110 кВ Литейная, сооружение участка отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым (участок ЛЭП 110 кВ в границах земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР» до ПС 110 кВ Литейная)	1х25 МВА, 0,02 километра	**	2022
Сооружение участка ЛЭП 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками до границы земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР»	0,06 километра	**	2022
Реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый	2х25 МВА	**	2024
Реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора 110/35/6 кВ Т-3 мощностью 60 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	80 МВА	**	2023
Реконструкция ПС 110 кВ 96 с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощность 80 МВА каждый, строительством двух ячеек 110 кВ, ошиновки 110 кВ протяженностью 2х0,05 километра	2х80 МВА 2х0,05 километра	**	2024
Реконструкция ПС 110 кВ Светлинский ГОК (сооружение ячейки 110 кВ, установка второго трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА)	25 МВА	**	2022
Сооружение отпайки до ПС 110 кВ Светлинский ГОК 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борисовская – Светлинская с отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	0,05843 километра	**	2022
Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль (установка второго трансформатора мощностью 16 МВА***** с реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ и изменением	1х16 МВА 2х3,8 километра	213,935	2023

схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5Н-Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (установка трех выключателей 110 кВ))			
Рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций			
Северный энергорайон			
Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА)	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	181,33***	2024
Итого по Северному энергорайону	-	181,33	-
Челябинский энергорайон			
Перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная	с 2х40 МВА на 2х25 МВА с 2х25 МВА на 2х40 МВА	8,0	2023
Итого по Челябинскому энергорайону	-	8,0	-
Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания			
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шины 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	2 штуки	53,19****	2023
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции ВЛ			
Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ без увеличения пропускной способности (мощности)	32,3 километра	399,23	2024
Реконструкция ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал без увеличения пропускной способности (мощности)	27,7 километра	338,33	2027
Реконструкция отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь без увеличения пропускной способности (мощности)	5,6 километра	6,74	2023

* Стоимость указана в прогнозных ценах (с НДС) по данным Схемы и программы развития ЕЭС на 2022-2028 годы.

** 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.

*** Итоговая стоимость мероприятия определяется по результатам разработки проектной документации и может быть скорректирована после утверждения инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2023-2027 годы.

**** Стоимость соответствует предложению по корректировке утвержденного плана по данным проекта корректировки инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2022-2027 годы (предоставлена Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) и указана в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС).

***** В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022 предусмотрена установка трансформатора мощностью 16 МВА, имеющегося в резервном запасе у филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Анализ полученных результатов расчета капитальных затрат предложенных вариантов развития показал, что суммарные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий на период 2022-2027 годов составят:

по мероприятиям, соответствующим Схеме и программе развития ЕЭС на 2022-2028 годы – 3 999,53 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Северном энергорайоне – 181,33 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Челябинском энергорайоне – 8,0 млн. рублей;

по мероприятиям по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания – 53,19 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям по реконструкции ВЛ – 774,3 млн. рублей.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Рекомендуемый к вводу перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Челябинской области приведен в таблице 92.

Таблица 92

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше,
рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

Мероприятие	Объект электроэнергетики	Параметры оборудования	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы					
Строительство ПС 220 кВ Березовская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, трансформатором 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА, трансформатором 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	ПС 220 кВ Берёзовская	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	2022
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Березовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	2х1 километр	ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»		
Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой	ПС 220 кВ Муллит	2х25 МВА БСК 33 Мвар	ООО «Муллит»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств	2022

БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар (1хБСК-33 Мвар)				ООО «Муллит»	
Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	ВЛ 220 кВ Новометаллургичес- кая - ЧФЗ I цепь	2х2,5 километра	ООО «Муллит»		
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар (1хБСК-60 Мвар)	ПС 220 кВ 90	60 Мвар	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар (1хБСК-50 Мвар)	ПС 220 кВ 90	50 Мвар	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»	2024
Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар (1хБСК-95 Мвар)	ПС 220 кВ 90	95 Мвар	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих	2024

				устройств комплекса новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»	
Вводы в соответствии с ТУ на ТП					
Строительство ПС 110 кВ ГПП-3, сооружение КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	ПАО «Ашинский металлургический завод»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Ашинский металлургический завод»	2024
Реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены двух трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	ПС 110 кВ 36	2х63 МВА	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»	2022
Строительство ПС 110 кВ 15, сооружение заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 1,2 километра +8,85 километра	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»	2022
Реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ,	ПС 110 кВ Дизельная	2х0,87 километра	ООО «Троицкий металлургический завод»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств	2022

строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)				ООО «Троицкий металлургический завод»	
Строительство ПС 110 кВ Литейная, сооружение участка отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым (участок ЛЭП 110 кВ в границах земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР» до ПС 110 кВ Литейная)	ПС 110 кВ Литейная	1х25 МВА, 0,02 километра	ООО «СТИЛ АРМОР»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СТИЛ АРМОР»	2022
Сооружение участка ЛЭП 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками до границы земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР»	отпайка от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками	0,06 километра	ОАО «МРСК Урала»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СТИЛ АРМОР»	2022
Реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый	ПС 110 кВ Новая	2х25 МВА	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно- исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Федерального государственного унитарного предприятия «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-	2024

				исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»	
Реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора 110/35/6 кВ Т-3 мощностью 60 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	Магнитогорская ТЭЦ	80 МВА	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»	2023
Реконструкция ПС 110 кВ 96 с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощность 80 МВА каждый, строительством двух ячеек 110 кВ, ошиновки 110 кВ протяженностью 2х0,05 километра	ПС 110 кВ 96	2х80 МВА 2х0,05 километра	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»	2024
Реконструкция ПС 110 кВ Светлинский ГОК (сооружение ячейки 110 кВ, установка второго трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА)	ПС 110 кВ Светлинский ГОК	25 МВА	АО «Южуралзолото Группа компаний»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Южуралзолото Группа компаний»	2022
Сооружение отпайки до ПС 110 кВ Светлинский ГОК 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борисовская – Светлинская с	отпайка до ПС 110 кВ Светлинский ГОК 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борисовская –	0,05843 километра	ОАО «МРСК Урала»		2022

отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	Светлинская с отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК				
Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль (установка второго трансформатора мощностью 16 МВА* с реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ и изменением схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5Н-Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (установка трех выключателей 110 кВ))	ПС 110 кВ Кременкуль	1х16 МВА 2х3,8 километра	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО Специализированный застройщик - «СК ИКАР»	исключение превышения длительно допустимой перегрузки, обеспечение II (второй) категории надежности	2023
Рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций					
Северный энергорайон					
Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА)	ПС 110 кВ Есаулка	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	ОАО «МРСК Урала»	исключение превышения длительно допустимой перегрузки	2024
Челябинский энергорайон					
Перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2х40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2х25 МВА на ПС 110 кВ Массивная	ПС 110 кВ Паклинская ПС 110 кВ Массивная	с 2х40 МВА на 2х25 МВА с 2х25 МВА на 2х40 МВА	ОАО «МРСК Урала»	исключение превышения длительно допустимой перегрузки	2023

Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания					
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	ПС 110 кВ Синеглазово	2 штуки	ОАО «МРСК Урала»	исключение несоответствия отключающей способности выключателей	2023
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции ВЛ					
Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ без увеличения пропускной способности (мощности)	ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ	32,3 километра	ОАО «МРСК Урала»	неудовлетворительное техническое состояние ВЛ	2024
Реконструкция ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал без увеличения пропускной способности (мощности)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	27,7 километра	ОАО «МРСК Урала»	неудовлетворительное техническое состояние ВЛ	2027
Реконструкция отпайки 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь без увеличения пропускной способности (мощности)	отпайка 110 кВ на ПС Октябрьская от ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь	5,6 километра	ОАО «МРСК Урала»	неудовлетворительное техническое состояние ВЛ	2023

* В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1595 от 01.04.2022 предусмотрена установка трансформатора мощностью 16 МВА, имеющегося в резервном запасе у филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

80. 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.

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 29.11.2016 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 29.11.2016 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», 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 29.11.2016 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», принимаемый равным 0,015 (таблица 93).

Таблица 93

Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении
территориальных сетевых организации

№	Наименование ТСО	Плановые значения показателя надежности					
		2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1.	АО «Автомобильный завод «Урал»	4,6361	-	-	-	-	-
2.	АО «Оборонэнерго» - филиал «Уральский»	0,4100	-	-	-	-	-
3.	АО «Горэлектросеть»	0,0083	-	-	-	-	-
4.	АО «Трансэнерго»	0,0566	-	-	-	-	-
5.	АО «Электросеть»	0,0097	-	-	-	-	-
6.	АО «Энергосетевая Компания «ЧТПЗ»	0,0000	-	-	-	-	-
7.	МУП «КОММЕТ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
8.	МУП «Городская управляющая компания»	0,4732	-	-	-	-	-
9.	МУП «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей»	0,0371	-	-	-	-	-
10.	МУП «Электротепловые сети»	0,0550	-	-	-	-	-
11.	АО «Вишневогорский ГОК»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
12.	ОАО «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-Метиз»	0,0000	-	-	-	-	-
13.	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»)	0,0026	-	-	-	-	-
14.	ООО «АТЭК74»	0,0527	0,0519	-	-	-	-
15.	ООО «Златэнерготелеком»	0,0000	-	-	-	-	-
16.	ООО «Интернешенел Билдинг Констракшен»	0,3362	-	-	-	-	-
17.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	1,1006	-	-	-	-	-
18.	ООО «КЕММА»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
19.	ООО «Магнитогорская Сетевая Компания»	2,3028	2,2606	2,1912	-	-	-
20.	ООО «Металлстрой»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
21.	ООО «Механический завод»	0,0106	-	-	-	-	-
22.	ООО «МиассЭнергоСтрой»	0,0000	-	-	-	-	-
23.	ООО «Объединенная электросетевая компания - Челябинск»	0,1769	0,1742	-	-	-	-
24.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	0,3618	0,2823	0,2203	0,1719	-	-

25.	ООО «Региональная сетевая компания»	0,0000	-	-	-	-	-
26.	ООО Сетевая Компания «ЭнергоРесурс»	2,3028	-	-	-	-	-
27.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»	0,6418	0,6322	-	-	-	-
28.	ООО «Терра»	0,0000	-	-	-	-	-
29.	ООО «Трансэнерго»	0,1393	0,1373	-	-	-	-
30.	ООО «Уральская энергетическая сетевая компания»	5,7799	5,6741	5,5000	-	-	-
31.	ООО «ЭДС»	0,0273	-	-	-	-	-
32.	ООО «ЭКМ»	0,0000	-	-	-	-	-
33.	ООО «Энерго Сетевая Компания» (ООО «ЭСК»)	0,0000	-	-	-	-	-
34.	ООО «Электросетевая компания», город Сатка	0,0195	-	-	-	-	-
35.	ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»	0,0000	-	-	-	-	-
36.	ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»	0,0102	-	-	-	-	-
37.	ООО «Энерготехсервис»	0,8557	-	-	-	-	-
38.	ООО «Эффект ТК»	0,3153	-	-	-	-	-
39.	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	0,0000	-	-	-	-	-
40.	ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»	0,0000	-	-	-	-	-
41.	ФГУП «Приборостроительный завод»	0,0853	-	-	-	-	-
42.	ФГУП «ПО «Маяк»	0,0000	-	-	-	-	-
43.	ООО «Донкарб Графит»	0,0000	-	-	-	-	-
44.	ООО ПК «УЭМ»	0,0000	-	-	-	-	-
45.	ООО «ЭРГО»	0,0000	-	-	-	-	-
46.	ООО «ЗлатЭнерго»	0,0000	-	-	-	-	-
47.	ООО «ТЕС»	0,0000	-	-	-	-	-
48.	АО «ЕЭСК»	0,0000	-	-	-	-	-
49.	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	1,9312	1,9023	1,8737	-	-	-

VII. Развитие генерации и источников тепловой энергии

81. 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 в 2021 году составил около 8860 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 6173 МВт(э) (в 2021 году).

К 2027 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 6290 МВт(э).

Для поселений Челябинской области с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час технический потенциал установленной мощности ТЭЦ составит около 1713 МВт(э), для поселений с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – около 860 МВт(э).

Существующая установленная электрическая мощность генерирующего оборудования теплофикационных агрегатов всех ТЭЦ Челябинской области составляла в 2021 году 3531 МВт(э), в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – 2404 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 – 455 МВт(э). В поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час вся установленная мощность генерирующего оборудования расположена на промышленных объектах.

Таким образом, неиспользованный технический потенциал для комбинированной выработки электрической энергии на базе теплового потребления составил в 2021 году около 5300 МВт(э), то есть на базе теплового потребления, обеспеченного в 2021 году от существующих котельных дополнительно можно было бы выработать еще около 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 2021 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 9 процентов от существующего технического потенциала, причем в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – только 11 процентов (490 МВт(э)); в городах с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час – 8 процентов (80 МВт(э)), в городах менее 250 Гкал/час – экономический потенциал равен нулю.

82. Прогноз спроса на тепловую энергию.

Прогноз спроса на тепловую энергию приведен в таблице 94.

Таблица 94

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
2022	34191	1,2	985	1	14942	580	544	3663	13478
2023	33986	-0,6	979	1	14852	576	540	3641	13397
2024	34190	0,6	985	1	14941	580	544	3662	13477
2025	34338	0,4	989	1	15006	582	546	3678	13536
2026	34248	-0,3	986	1	14967	581	545	3669	13500
2027	34077	-0,5	981	1	14892	578	542	3650	13433

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС».

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 0,2 процента в год, в том числе по отраслям:

в промышленном секторе будет снижаться с темпом в 0,07 процента в год;

в бытовом секторе (население) и сфере услуг будет снижаться с темпом 0,02 процента в год;

в строительном секторе снижаться с темпом 0,03 процента в год;

в секторе «транспорт и связь» будет снижаться с темпом 0,04 процента 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 корреляцией потребления тепловой энергии со средней температурой отопительного периода;

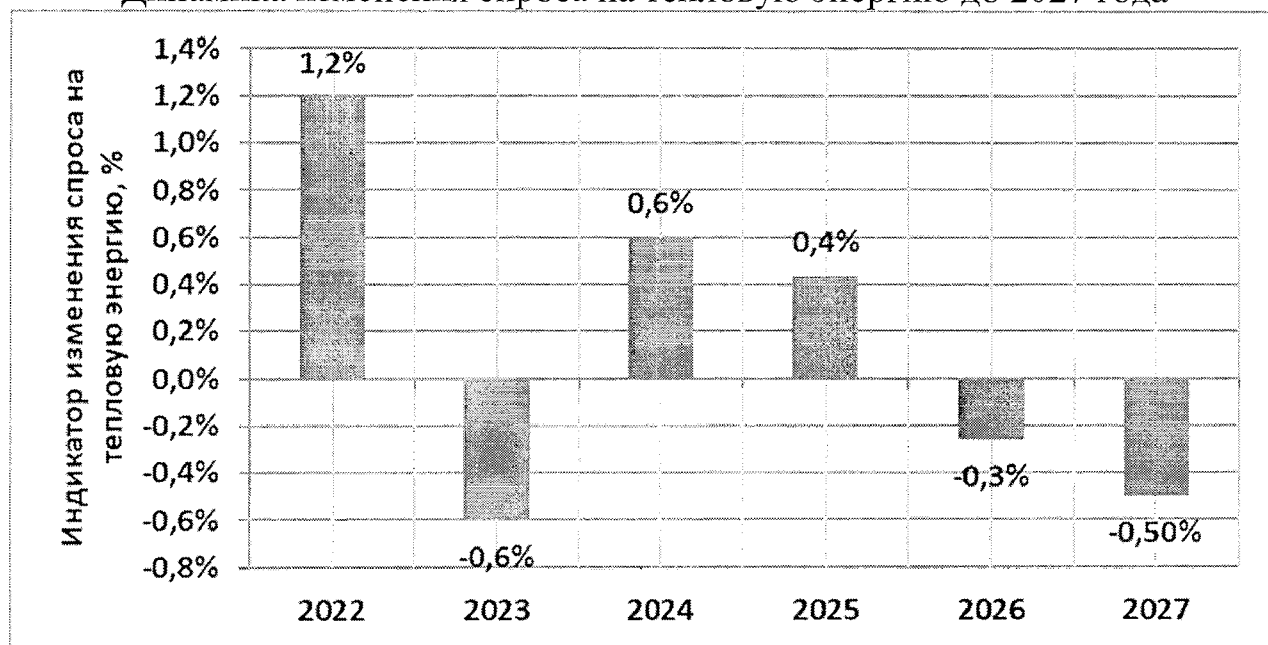
строительством новых зданий с учетом нормативных требований к теплозащите жилых и общественных зданий, а также с учетом автоматизации абонентских вводов (ИТП) отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

выводом из эксплуатации ветхих зданий жилищного фонда;

реализацией программ капитального ремонта зданий жилищного фонда;

использованием современных энергосберегающих технологий в металлургии, строительстве и транспорте.

Динамика изменения спроса на тепловую энергию до 2027 года



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. Эта зависимость будет стохастической. Она создаст ежегодные отклонения спроса от среднего значения в 0,5-1,5 процентного пункта с распределением Гаусса.

83. Прогноз спроса на тепловую мощность.

Прогноз спроса на тепловую мощность (таблица 95) сформирован по данным актуализированных схем теплоснабжения, разработанных для поселений Челябинской области.

Таблица 95

Прогноз спроса на тепловую мощность, Гкал/час

Городской округ/ муниципальный район	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Верхнеуфалейский городской округ	89	89	89	89	89	89
Златоустовский городской округ	614	619	624	629	634	639
Карабашский городской округ	45	45	45	45	45	45
Копейский городской округ	308	308	310	311	313	314
Кыштымский городской округ	109	109	109	109	109	109
Локомотивный городской округ	10	10	11	11	11	11
Магнитогорский городской округ	1249	1259	1269	1279	1289	1299
Миасский городской округ	618	618	618	618	618	618
Озерский городской округ	550	552	555	557	559	561
Снежинский городской округ	316	317	318	319	320	321
Трехгорный городской округ	221	221	221	221	221	221
Троицкий городской округ	162	162	162	162	162	162
Усть-Катавский городской округ	98	98	99	100	101	102
Чебаркульский городской округ	147	147	147	147	147	147

Челябинский городской округ с внутригородским делением	3846	3881	3916	3951	3987	4023
Южноуральский городской округ	152	154	155	156	157	158
Всего городские округа	8534	8589	8646	8703	8760	8819
Темп роста, процентов	0,58	0,64	0,66	0,66	0,66	0,66
Отопление	5206	5239	5274	5309	5344	5468
Вентиляция	517	520	524	527	531	508
Горячее водоснабжение	625	629	633	637	641	656
Технологические цели	2186	2200	2215	2230	2244	2187
Агаповский муниципальный район	50	51	51	51	51	51
Аргаяшский муниципальный район	28	28	28	28	28	28
Ашинский муниципальный район	231	231	231	231	232	232
Брединский муниципальный район	16	16	16	16	16	16
Варненский муниципальный район	12	12	12	12	12	12
Верхнеуфалейский муниципальный район	43	43	43	43	43	43
Еманжелинский муниципальный район	107	107	108	108	108	108
Еткульский муниципальный район	33	33	33	33	33	33
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74	75
Каслинский муниципальный район	61	61	61	62	62	62
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	12	12	12	12	12	12
Коркинский муниципальный район	140	140	140	140	141	141
Красноармейский муниципальный район	36	36	36	36	36	36
Кунашакский муниципальный район	35	35	35	35	35	35
Кусинский муниципальный район	46	46	46	46	46	46
Нагайбакский муниципальный район	30	30	30	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	18	18	18	18	18	18
Октябрьский муниципальный район	13	13	13	13	13	13
Пластовский муниципальный район	41	41	41	41	41	41
Саткинский муниципальный район	228	228	229	229	229	229
Сосновский муниципальный район	73	73	73	73	73	73
Троицкий муниципальный район	6	6	6	6	6	6
Увельский муниципальный район	36	36	36	36	36	36
Уйский муниципальный район	26	26	28	28	28	28
Чебаркульский муниципальный район	159	159	159	159	159	159
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11	11
Всего по муниципальным районам	1620	1622	1625	1627	1629	1630
Отопление	922	916	922	925	929	933
Вентиляция	371	379	376	373	370	367
Горячее водоснабжение	130	130	130	130	130	130
Технологические цели	198	197	198	199	199	200

Темп роста, процентов	0,15	0,10	0,22	0,10	0,10	0,10
Всего тепловая нагрузка Челябинской области	10154	10211	10271	10330	10389	10449
Отопление	6127	6155	6195	6234	6273	6400
Вентиляция	888	900	900	900	901	875
Горячее водоснабжение	754	758	763	767	772	787
Технологические цели	2384	2397	2413	2428	2444	2387

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 в рамках СиПР Челябинской области формировалась модель спроса на тепловую мощность, основанная на данных ретроспективного анализа фактического прироста строительных фондов в поселениях Челябинской области, главных направлений развития территорий поселений, установленных в генеральных планах, и данных прогноза платежеспособного спроса населения на жилищные фонды.

В указанных 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;

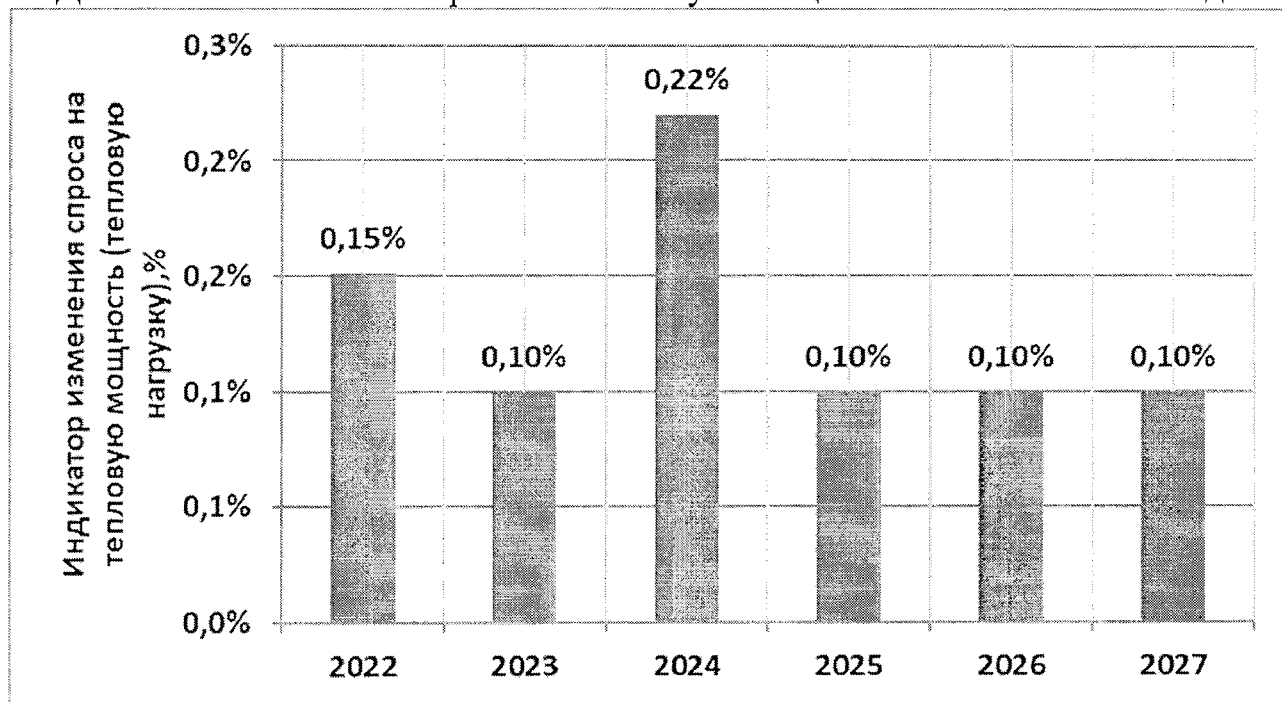
прогноз сноса ветхого жилья;

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 23) составит на последующую пятилетку 0,12 процентных пунктов 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.

Динамика изменения спроса на тепловую мощность на 2022 – 2027 годы



84. 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 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС с установленной мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час планируется в 2023 году;

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-3 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС с установленной мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час планируется в 2023 году;

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-7 (Р-25-29/1,2) на Челябинской ТЭЦ-1 с установленной тепловой мощностью редуцированного отбора пара 105 Гкал/час планируется в 2023 году;

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-8 (Р-25-29/1,2) на Челябинской ТЭЦ-1 с установленной тепловой мощностью редуцированного отбора пара 105 Гкал/час планируется в 2023 году;

ввод в эксплуатацию теплофикационного турбоагрегата № 12 (ТР-25/32-3,4/0,9) на Челябинской ТЭЦ-1 с установленной тепловой мощностью теплофикационного и редуцированного отбора пара 110 Гкал/ч планируется в 2026 году.

Основные характеристики Челябинской ТЭЦ-1 после завершения реконструкции в 2026 года будут учитываться в составе:

двух газотурбинных установок ст. № 10 и 11 типа MS6001B производства GE, котлов – утилизаторов, сетевых подогревателей, включенных в схему выдачи тепловой мощности;

двух водогрейных котлов типа ПТВМ – 100 тепловой мощностью по 100 Гкал/ч;

двух водогрейных котлов типа КВГМ – 100 тепловой мощностью по 100 Гкал/ч;

сетевых подогревателей тепловой мощностью 101,2 Гкал/ч.

В таблице 96 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. Разнесение в некоторых случаях пиковой тепловой мощности по блоковым привязкам не имеет методических обоснований. С учетом всего вышесказанного данные в таблице 96 содержат более подробную информацию по установленной тепловой мощности на действующих станциях Челябинской области.

Таблица 96

Прогноз установленной тепловой мощности ТЭЦ
Челябинской области, Гкал/час

Наименование электростанции	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Троицкая ГРЭС	всего	210,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	турбоагрегаты	210,0	0,0	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	501,2	501,2	501,2	611,2	611,2
	турбоагрегаты	210,0	0,0	0,0	0,0	110,0	110,0
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956,0	956,0	956,0	956,0	956,0	956,0
	турбоагрегаты	596,0	596,0	603,0	603,0	603,0	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	724,6	724,6	724,6	724,6	724,6	724,6
	турбоагрегаты	324,6	324,6	324,6	324,6	324,6	324,6
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 (ТЭЦ АО «ММЗ»)	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 АО «ЭнСер»	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 АО «Комбинат Магnezит»	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
Котельная 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 «Мечел-Энерго» (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
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»	всего	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
	турбоагрегаты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего	всего	9987,1	9567,1	9567,1	9567,1	9677,1	9677,1
	турбоагрегаты	5612,6	5192,6	5199,6	5199,6	5309,6	5309,6

В таблице 97 приведены данные полной установленной тепловой мощности ГРЭС, ТЭЦ, блок-станций и котельных Челябинской области.

Таблица 97

Прогноз установленной тепловой мощности
Челябинской области, Гкал/час

Наименование	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Верхнеуфалейский городской округ	254	254	254	254	254	254
Златоустовский городской округ	1509	1409	1409	1409	1409	1518
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	492	492	492	492	492	492
Кыштымский городской округ	135	135	135	135	135	135
Локомотивный городской округ	20	20	20	20	20	20

Магнитогорский городской округ	2404	2404	2404	2404	2404	2404
Миасский городской округ	1066	1066	1066	1066	1066	1066
Озерский городской округ	869	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	363	363	363	363	363	363
Трехгорный городской округ	335	335	335	335	335	335
Троицкий городской округ	543	333	333	333	333	333
Усть-Катавский городской округ	116	116	116	116	116	116
Чебаркульский городской округ	356	356	356	356	356	356
Челябинский городской округ с внутригородским делением	7871	7661	7661	7661	7771	7771
Южноуральский городской округ	278	278	278	278	278	278
Всего по городским округам	16714	16194	16194	16194	16304	16413
Агаповский муниципальный район	138	138	138	138	138	138
Аргаяшский муниципальный район	45	45	45	45	45	45
Ашинский муниципальный район	394	394	394	394	394	394
Брединский муниципальный район	41	41	41	41	41	41
Варненский муниципальный район	38	38	38	38	38	38
Верхнеуральский муниципальный район	163	163	163	163	163	163
Еманжелинский муниципальный район	193	193	193	193	193	193
Еткульский муниципальный район	76	76	76	76	76	76
Карталинский муниципальный район	160	160	160	160	160	160
Каслинский муниципальный район	113	113	113	113	113	113
Катав-Ивановский муниципальный район	163	163	163	163	163	163
Кизильский муниципальный район	21	21	21	21	21	21
Коркинский муниципальный район	143	143	143	143	143	143
Красноармейский муниципальный район	50	50	50	50	50	50
Кунашакский муниципальный район	67	67	67	67	67	67
Кусинский муниципальный район	80	80	80	80	80	80
Нагайбакский муниципальный район	64	64	64	64	64	64
Нязепетровский муниципальный район	35	35	35	35	35	35
Октябрьский муниципальный район	24	24	24	24	24	24
Пластовский муниципальный район	94	94	94	94	94	94
Саткинский муниципальный район	561	561	561	561	561	582
Сосновский муниципальный район	296	296	296	296	296	296
Троицкий муниципальный район	19	19	19	19	19	19
Увельский муниципальный район	69	69	69	69	69	69
Уйский муниципальный район	28	28	28	28	28	28
Чебаркульский муниципальный район	345	345	345	345	345	345
Чесменский	32	32	32	32	32	32
Всего по муниципальным районам	3452	3452	3452	3452	3452	3473
Всего по Челябинской области	20165	19645	19645	19645	19755	19885

Предполагается, что установленная тепловая мощность в целом по Челябинской области будет оставаться на уровне 2021 года с незначительным сокращением на 210 Гкал/ч в 2023 году. При этом при прогнозировании учитывались следующие факторы:

снижение установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельных, осуществляемое при их реконструкции в соответствии с актуальным спросом на тепловую мощность на основании проектов, вынесенных в утверждаемую часть схем теплоснабжения;

установленная тепловая мощность ТЭС в связи с утвержденными планами по выводу из эксплуатации турбоагрегатов в соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 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 Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы.

85. Прогноз выработки тепловой энергии.

Прогноз выработки тепловой энергии на источниках тепловой мощности Челябинской области приведен в таблице 98.

Таблица 98

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	Прочие электростанции	Котельные, всего	Теплоутилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2022	38769	22078	370	12896	3425	37607	3416	34191
2023	38523	21923	370	12804	3425	37368	3382	33986
2024	38715	21770	370	13151	3425	37555	3365	34190
2025	38850	21617	370	13438	3425	37686	3348	34338
2026	38741	21466	370	13480	3425	37580	3332	34248
2027	38547	21316	370	13436	3425	37392	3315	34077

Источник данных: расчеты АО «НТЦ ЕЭС».

При этом учтены следующие аспекты функционирования источников тепловой мощности:

загрузка по тепловой мощности вновь введенных в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться, но незначительно;

выработка тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться с темпом ее загрузки и к 2027 достигнет 55 процентов от всей выработки тепловой энергии на ТЭЦ;

ежегодный прирост выработки тепловой энергии на ПГУ ТЭЦ составит 3,9 процента в год;

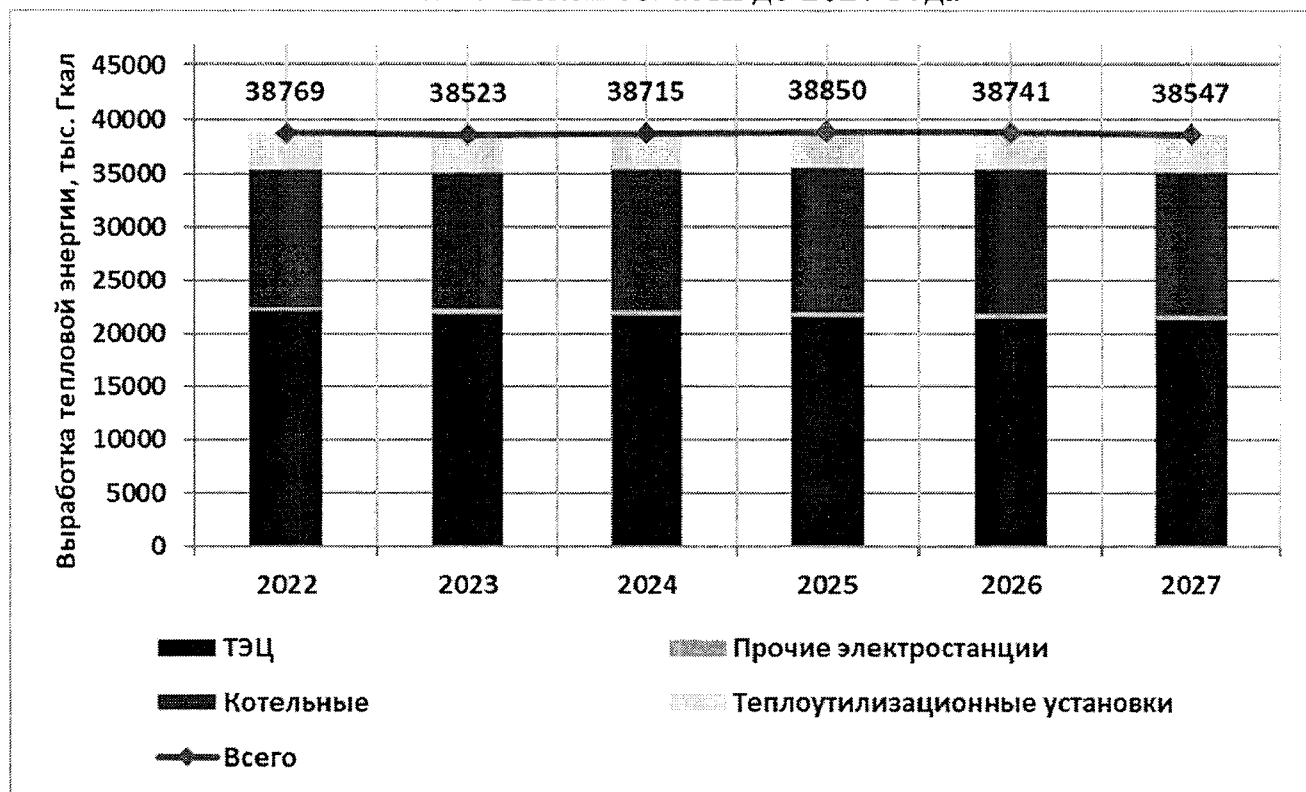
сокращение выработки тепловой энергии на ПТУ ТЭЦ составит около 3,3 процента в год;

выработка тепловой энергии на некомбинированных источниках тепловой энергии (котельных) до 2027 года будет постепенно сокращаться с темпом 0,5 процента в год.

На рисунке 24 приведены прогнозные значения выработки тепловой энергии в Челябинской области на ТЭЦ и котельных.

Рисунок 24

Прогноз выработки тепловой энергии в Челябинской области до 2027 года



Анализ данных, приведенных в таблице и на рисунке выше, показывает, что существенного прироста выработки тепловой энергии в комбинированном цикле вплоть до 2027 года не происходит (снижение с 57 процентов до 55 процентов).

86. 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», с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». Содержащаяся в них информация позволяет установить:

- состав существующего оборудования источников тепловой мощности, его состояние и предложения по его техническому перевооружению и реконструкции;

- перспективные тепловые нагрузки (перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию) разнородных потребителей;

- 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 системе централизованного теплоснабжения;

- показатели энергетической эффективности действующего и проектируемого оборудования источников тепловой мощности и тепловых сетей;

- планы реконструкции существующего оборудования и нового строительства источников и тепловых сетей.

Вместе с тем около 80 процентов схем теплоснабжения не содержат следующих обязательных разделов:

- 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.

87. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Челябинской области.

Анализ схем теплоснабжения поселений Челябинской области в части предложений по модернизации источников систем теплоснабжения показал следующее.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «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.

Практически все проекты схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций и расчетов тарифных последствий.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «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 данном разделе схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций (источников инвестиций) и расчетов тарифных последствий, в связи с чем рассматривать данные проекты в рамках СиПР Челябинской области не представляется возможным до момента их актуализации.

88. 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.

89. Прогноз развития энергетики Челябинской области на основе возобновляемых источников энергии (далее именуются – ВИЭ) и местных видов топлива. Для оценки возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области необходимо оценить технически и экономически потенциалы этих источников. В таблице 99 представлена экспертная оценка потенциала развития ВИЭ в Челябинской области.

Таблица 99

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 того или иного ВИЭ для энергосистемы Челябинской области.

Солнечная энергетика.

По географическому положению Челябинской области 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 характерна и для иных территорий Челябинской области.

На территории Челябинской области выделены следующие зоны потоков солнечной радиации:

1 зона (1200-1150 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) – районы Чебаркульский, Аргаяшский, 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 2022 по 2027 годы не планируется.

Ветровая энергетика.

Анализ потенциала ветровой нагрузки позволил разделить всю территорию Челябинской области 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 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 среднегодовой минимум скорости ветра наступает летом.

Суточный ход скоростей ветра характеризуется усилением в дневные часы. Среднемесячная скорость ветра является относительно стабильной и изменяется, как правило, в пределах 3,4-4,0 метра в секунду. В то же время на основании результатов наблюдений можно отметить повторяемость различных градаций скоростей ветра в разные месяцы года отклоняется от средних расчетных за 10 лет на весьма значительную величину, что может существенно влиять на суммарную выработку электроэнергии ветроагрегатом. Потенциальные ресурсы в данной зоне составляют 3600 МДж/кв. метр за год, а полезная энергия – 1260 МДж/кв. метр.

Ко второй зоне относятся Октябрьский, Троицкий, Чесменский, Варненский, Карталинский, Брединский, Кизильский, Агаповский, Увельский районы, находящиеся в степной зоне Челябинской области, а также Аргаяшский муниципальный район.

К третьей ветровой зоне относятся районы, расположенные в лесостепной зоне и частично в горно-лесной зоне. Здесь среднегодовые скорости 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 усиливается в дневные часы, но 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 оценивается в величину 640 - 650 МДж/кв. метр в год.

К третьей ветровой зоне относятся лесостепные районы: Сосновский, Верхнеуральский, Нагайбакский муниципальные районы, а также муниципальные районы, расположенные в горно-лесной зоне среднего Урала: Каслинский и Нязепетровский муниципальные районы.

К четвертой зоне относятся районы, расположенные внутри Уральских гор (Ашинский, Катав-Ивановский, Саткинский муниципальные районы), где среднегодовые скорости не превышают 2 метров в секунду. В этой зоне отсутствуют перспективы строительства ветроэнергетических агрегатов.

Использование потенциала ветра для производства электроэнергии на крупных ветроустановках в Челябинской области в период с 2022 по 2027 годы не планируется.

Энергия биомассы.

В сельскохозяйственных районах, имеющих развитое животноводство, предприятия по заготовке леса, перерабатывающие предприятия, имеются источники значительного количества биомассы, пригодной для получения биогаза.

Биогаз – это один из продуктов анаэробного (без доступа кислорода) брожения навоза или другого вида биомассы при температуре +30-37 °С. 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 биогаза 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 также для приготовления пищи и теплоснабжения. Его можно компримировать, использовать в двигателях внутреннего сгорания, накапливать и транспортировать.

В Челябинской области имеется достаточный потенциал по производству биогаза (таблица 100).

Таблица 100

Потенциал производства биогаза в Челябинской области на 2022-2027 годы

Год	Количество животных, тысяч голов	Объем биогаза, млн. кубических метров
2022	523,3	1497,8
2023	584,3	1612,4
2024	645,4	1812,6
2025	712,3	1942,4
2026	734,5	2022,9
2027	750,0	2000,0

Использование низкопотенциального тепла земли.

Оценка эффективности использования теплонасосных установок (далее именуются – 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), утверждёнными 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)».

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 организацией теплоснабжения с прямым использованием электроэнергии для производства тепловой энергии. Показатели тепловых насосов улучшаются, если имеется источник вторичного тепла с более высоким потенциалом, чем принятые в расчете. Расчеты эффективности представлены в таблице 101.

Таблица 101

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		$K_{ИУМ}$	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	$ГГ$	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	$З_6$	7300	18980	61320	7300	7300
Расходы на налоги	тыс. рублей	$Н_6$	4980	6618	13008	5360	7681
Расходы по налогу на прибыль	тыс. рублей	$Н_6^n$	3804	5175	10482	3875	5503
Величина расходов на уплату налога на имущество за год	тыс. рублей	$Н_6^{им}$	1154	1386	2342	1463	2156
Величина расходов на уплату земельного	тыс. рублей	$Н_6^3$	22	57	184	22	22

налога за год							
Прочие расходы	тыс. рублей	$ПП_{\bar{o}}$	4752	5141	8933	3913	6983
Прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной	тыс. рублей	$ПП_{\bar{o}}^{проч}$	4384	4659	8016	3574	6370
Расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств	тыс. рублей	$ТО_{\bar{o}}$	1037	1311	2889	720	2304
Расходы на электроэнергию на собственные нужды котельной	тыс. рублей	$РЭ_{\bar{o}}$	1646	1646	2693	1421	1795
Расходы на водоподготовку и водоотведение котельной	тыс. рублей	$РВ_{\bar{o}}$	37	37	55	35	35
Расходы на оплату труда персонала источника и сетей	тыс. рублей	$РП_{\bar{o}}$	1665	1665	2379	1398	2236
Иные прочие расходы	тыс. рублей	$ПП_{\bar{o}}^{иные}$	368	482	917	339	613
Составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на топливо	рублей/ Гкал	$РТ_{\bar{o}}$	758,1	1496,2	292,8	6678,3	2428,5
Составляющая, обеспечивающая возврат капитальных затрат	рублей/ Гкал	$КР_{\bar{o}}$	540,5	713,1	1388,9	672,8	969,6
Составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов	рублей/ Гкал	$H_{\bar{o}}$	166,4	221,1	434,7	179,1	256,7
Составляющая, обеспечивающая компенсацию прочих расходов	рублей/ Гкал	$ПР_{\bar{o}}$	158,8	171,8	298,5	130,8	233,3
Составляющая, обеспечивающая создание резерва по сомнительным долгам	рублей/ Гкал	$РД_{\bar{o}}$	32,5	52,0	48,3	153,2	77,8
Составляющая, обеспечивающая компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных	рублей/ Гкал	$\Delta B_{\bar{o}}$	0	0	0	0	0
Предельная цена на тепловую энергию	рублей/ Гкал	$Ц_{\bar{o}}$	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 реки с мощностью 1,7 тыс. кВт.

Малая гидроэнергетика может стать одним из приоритетных направлений ТЭК по обеспечению Челябинской области самостоятельной энергетической политики. Экономически обоснованным при этом являются как восстановление малых ГЭС (далее именуется – МГЭС), строительство новых МГЭС 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.

В XVIII веке на Урале было построено 157 гидроустановок. По состоянию на 1860-1861 годы на всех уральских гидроустановках действовало около 1640 колес общей мощностью в 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.

На территории Челябинской области также эксплуатируется около 392 прудов и водохранилищ с суммарным полным объемом воды 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. Из всех гидроузлов только на Верхнеуральском (река Урал) и Порожском (река Большая Сатка) водохранилищах используется гидроэнергетический потенциал стока.

В таблице 102 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 102

Возможные МГЭС при водохранилищах Челябинской области

Водохранилище	Назначение	Емкость млн. кубических метров (полная/полезная)	Параметры МГЭС
Магнитогорское, река Урал	ПВ, О, РХ	189/32	2,6-0,5
Верхнеуральское, река Урал	ПВ, О, РХ	601/569	4,4-0,3
Аргазинское, река Миасс	В, РХ	966/781	2,6-0,5
Шершневское, река Миасс	В, О	176/94	0,9-0,2
Нязепетровское, река Уфа	В	153/133	8,7-1,6

Иремельское, река Иремель	В	43/41	0,3-0,1
Миасское, река Миасс	ПВ	13/6	0
Поликарповский пруд, река Миасс	ПВ	11/9	0,1-0,02
Нижне Уфалейское, река Уфалейка	ПВ	17/8	0,1-0,02
Южноуральское, река Увелька	ПВ, В, РХ	76/66	1,6-0,3
Зюраткульское, река Большая Сатка	В	73/58	2,8-1,2
Всего	-	-	24,2-4,6

Среди потенциальных проектов ООО «Центр энергоэффективности Интер РАО ЕЭС» – создание генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии и малой распределенной энергетики. В перспективе планируется строительство более 20 МГЭС в Челябинской области.

Таким образом, обзор имеющихся на территории Челябинской области возобновляемых источников энергии 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.

90. Перспективный спрос на топливо.

Прогноз потребности в органическом топливе для функционирования ТЭС и котельных Челябинской области до 2027 года приведен в таблице 103. В составе ТЭС функционируют ТЭЦ и, таким образом, потребность в органическом топливе учитывает обеспечение выработки электрической энергии на КЭС и ТЭЦ и тепловой энергии на ТЭЦ.

Таблица 103

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Виды топливно-энергетических ресурсов	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе:	15149	15210	15217	15134	15099	15119
На выработку электроэнергии, в том числе	10804	10975	10995	11008	10953	11020
Газ природный	7993	8119	8135	8144	8103	8153
Уголь	2062	2094	2098	2101	2090	2103
Нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
Газ коксовый	110	112	112	112	111	112
Газ доменный	639	649	651	651	648	652
Прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
На выработку тепловой энергии, в том числе:	4344	4236	4222	4126	4146	4099
Газ природный	2961	2884	2884	2799	2812	2778
Уголь	764	744	732	722	725	717
Нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
Газ коксовый	232	230	230	230	230	229

Газ доменный	388	378	376	376	379	375
Прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
Расход топлива на котельных, в том числе	2466	2404	2445	2480	2515	2495
Газ природный	1884	1835	1867	1895	1923	1907
Уголь	486	473	482	489	496	492
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	17615	17615	17662	17614	17614	17614
Газ природный	12839	12839	12886	12839	12839	12839
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	26	26	26	26	26	26

Всего на выработку электроэнергии и тепла в Челябинской области в 2027 году планируется затратить 17614 тыс. тонн условного топлива. При этом на выработку электроэнергии планируется затратить 11020 тыс. тонн условного топлива (или 62,6 процента), на выработку тепловой энергии - 6594 тыс. тонн условного топлива (или 37,4 процента). На выработку тепловой энергии на ТЭС планируется затратить 4099 тыс. тонн условного топлива или 62,2 процента от общего количества топлива, затраченного на выработку тепловой энергии. В котельных на выработку тепловой энергии планируется затратить 2495 тыс. тонн условного топлива, или 37,8 процента, от всего количества топлива, затраченного на выработку тепловой энергии.

На выработку электрической и тепловой энергии в 2027 году в Челябинской области планируется использовать:

природного газа – 12839 тыс. тонн условного топлива (или 72,9 процента);

угля (различных марок) – 3311 тыс. тонн условного топлива (или 18,8 процента);

нефтетоплива – 70 тыс. тонн условного топлива (или 0,4 процента);

газа коксового – 342 тыс. тонн условного топлива (или 1,9 процента);

газа доменного – 1027 тыс. тонн условного топлива (или 5,8 процента);

прочих видов топлива – 26 тыс. тонн условного топлива (или 0,1 процента).

При этом можно отметить следующие тенденции:

расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ в целом будет снижаться в связи с сокращением тепловой нагрузки, обеспечиваемой мощностями ряда ТЭЦ (Троицкая ГРЭС, Челябинская ТЭЦ-1, Южноуральская ГРЭС);

удельный расход топлива на ТЭЦ на выработку тепловой энергии в связи с отнесением эффекта от комбинированной выработки на выработку

электрической энергии будет изменяться незначительно и в целом останется постоянным по годам прогнозного периода;

расход топлива на котельных будет увеличиваться, несмотря на снижение полезного отпуска тепловой энергии потребителям по следующим причинам:

увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях (компенсирует снижение потребления за счет энергосбережения);

увеличение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии на котельных (старение оборудования).

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	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
ГОЭЛРО	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
ГРП	газораспределительный пункт
ГРЭС	городская районная электростанция
Гкал/час	гигакалорий в час
ГТ ТЭЦ	газотурбинная ТЭЦ
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДКЗ	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	Златоустовский металлургический завод
ЗСО	Завод имени Серго Орджоникидзе
ЗЭМЗ	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	Катав-Ивановский цементный завод
КИЛМЗ	Катав-Ивановский литейно-механический завод
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КЛ	кабельная линия электропередачи
КМЭЗ	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	Калужский турбинный завод
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
КТПБ	комплектная трансформаторная подстанция блочная
КЭС	конденсационная электростанция
кВт	киловатт
кВ	киловольт
кВА	киловольт-ампер
кВт·ч	киловатт-час
л.с.	лошадиная сила
ЛМЗ	Ленинградский металлический завод
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
ММК	Магнитогорский металлургический комбинат
МММЗ	Миньярский метизно-металлургический завод
МРСК	межрегиональная сетевая компания
МТЭЦ	Магнитогорская ТЭЦ
МЦЭС	Магнитогорская ЦЭС
н/д	данные не предоставлены собственником
НН	низкое напряжение
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
ПСЦ	паросиловой цех
ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей
Правила ТП	Правила технологического присоединения
ПТУ	паротурбинная установка
ПУРГ	пункт учета расхода газа
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 автоматика
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	Таганрогский котельный завод
ТМЗ	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-паровоздуходувная 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	ООО «Уфалейский завод металлоизделий»
УКВЗ	Усть-Катавский вагоностроительный завод
УНЦ	укрупненные нормативы цен
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд

УПК-Ц	устройство передачи команд противоаварийной автоматики
УТЗ, УТМЗ	Уральский турбинный завод, 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	Харьковский турбинный завод, Харьковский турбогенераторный завод
ЦРП	центральный распределительный пункт
ЦСПА	централизованная система противоаварийного управления
ЦЭС	Центральные электрические сети
ЧАМЗ	Челябинский автомеханический завод
ЧМК	Челябинский металлургический комбинат
ЧТЗ	Челябинский тракторный завод
ЧТЭЦ	Челябинская тепловая электроцентраль
ЧФЗ	Челябинский ферросплавный завод
ЧЭМК	Челябинский электрометаллургический комбинат
ЧЭРЗ	Челябинский электровозремонтный завод
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