

# УКАЗ

## ГУБЕРНАТОРА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

27 апреля 2017 года

№ 57

г. Омск

О Программе развития электроэнергетики в Омской области  
на 2017 – 2021 годы

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, постановляю:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики в Омской области на 2017 – 2021 годы (далее – Программа).
2. Рекомендовать органам местного самоуправления Омской области принять участие в реализации Программы.
3. Признать утратившим силу Указ Губернатора Омской области от 28 апреля 2016 года № 80 «О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2016 – 2020 годы».

Губернатор Омской области

В.И. Назаров

**ПРОГРАММА**  
развития электроэнергетики в Омской области на 2017 – 2021 годы

**1. ПАСПОРТ**

Программы развития электроэнергетики в Омской области на 2017 – 2021 годы

Наименование	Программа развития электроэнергетики в Омской области на 2017 – 2021 годы (далее – Программа)
Цели	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.</li><li>2. Обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.</li><li>3. Формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики</li></ol>
Задачи	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Обеспечение надежного функционирования энергетической системы Омской области в долгосрочной перспективе.</li><li>2. Обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности в энергетической системе Омской области, в том числе предотвращение ограничения пропускной способности электрических сетей.</li><li>3. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.</li><li>4. Информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Омской области при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, инвесторов.</li><li>5. Обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схемы территориального планирования Омской области</li></ol>

Срок реализации	2017 – 2021 годы
Перечень основных разделов	Введение. Основные положения Программы. Схема развития электроэнергетики Омской области. Объемы производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области. Развитие системы теплоснабжения в Омской области. Топливообеспечение энергоисточников

## 2. Введение

### 2.1. Социально-экономическое положение Омской области и реализация в регионе крупных инвестиционных проектов

Омская область расположена на юге Западно-Сибирской равнины и граничит на западе и севере с Тюменской областью, на востоке – с Томской и Новосибирской областями, на юге и юго-западе – с Республикой Казахстан.

Территория Омской области занимает площадь 141,1 тыс. кв.км и простирается с севера на юг более чем на 600 км, с запада на восток – на 300 км. Расстояние от города Москвы до города Омска – 2555 км.

Численность населения Омской области на 1 января 2017 года – 1972,7 тыс. человек. Доля городского населения в общей численности населения – 72,6 процента, в сельской местности проживает 27,4 процента населения.

Национальный состав населения Омской области представлен более чем 120 национальностями, из которых к наиболее многочисленным относятся (по данным Всероссийской переписи населения 2010 года): русские – 85,8 процента, казахи – 4,1 процента, украинцы – 2,7 процента, немцы – 2,6 процента, татары – 2,2 процента, прочие – 2,6 процента.

Население Омской области проживает в 6 городах, 20 рабочих и 1 дачном поселке, 1477 сельских населенных пунктах.

Крупные населенные пункты: административный центр – муниципальное образование городской округ город Омск Омской области (далее – город Омск) (1178,4 тыс. человек), город Тара (28,2 тыс. человек), город Исилькуль (23,1 тыс. человек), город Калачинск (22,8 тыс. человек), город Называевск (11,3 тыс. человек), город Тюкалинск (10,3 тыс. человек).

Основу экономики Омской области традиционно составляют развитые высокотехнологичные обрабатывающие производства, в состав которых входят организации химического и нефтехимического комплекса, нефтепереработки, производства пищевых продуктов, строительных материалов, машиностроения, лесопереработки.

Одним из ведущих секторов экономики Омской области является промышленный комплекс региона, который формирует около 40 процентов объемов валового регионального продукта и налоговых поступлений в консолидированный бюджет. В нем сосредоточено свыше трети региональных

основных фондов, занято более 20 процентов работающего населения Омской области, на развитие промышленности ежегодно направляется около половины объема всех инвестиций в регионе.

Основные промышленные предприятия, обуславливающие специализацию экономики Омской области, сосредоточены в административном центре – городе Омске. Около 90 процентов объемов в промышленности создается крупными и средними организациями (порядка 300 организаций), до 10 процентов приходится на долю малого бизнеса.

Омская область – один из крупнейших центров нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической промышленности в Российской Федерации.

Основа нефтеперерабатывающего комплекса Омской области – Омский нефтеперерабатывающий завод (основан в 1955 году) – один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов в России. Предприятие занимает лидирующее положение по набору технологических процессов и глубине переработке нефти, которая составляет более 90 процентов.

Стратегией развития акционерного общества «Газпромнефть – Омский НПЗ» (далее – АО «Газпромнефть – ОНПЗ») до 2020 года предусматривается реализация нескольких крупных проектов, направленных на достижение мировых показателей по качеству, глубине переработки нефти и снижению уровня эксплуатационных затрат. Это позволит повысить качество выпускаемых нефтепродуктов, снизить трудовые и энергетические затраты на производство продукции, уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду. Рост объема электропотребления предприятием к 2020 году превысит 59 МВт.

Одной из ключевых составляющих обрабатывающих производств Омской области является машиностроительный комплекс, в составе которого около 30 организаций, обладающих высокотехнологичным производством и современной отраслевой наукой. Здесь сосредоточены производства по выпуску значительного объема высокотехнологичной, наукоемкой продукции, а также сконцентрирован наиболее многочисленный слой высококвалифицированных рабочих и специалистов. Предприятия машиностроительного комплекса Омской области создают конкурентоспособную продукцию различного вида, в том числе ракетно-космическую, авиационную, бронетехнику, электронную, транспортную, медицинскую, для сельского хозяйства, топливно-энергетического и жилищно-коммунального комплексов.

Ведущие позиции среди машиностроительных организаций Омского региона занимают государственные предприятия – «Производственное объединение «Полет» – филиал федерального государственного унитарного предприятия «Государственный космический научно-производственный центр им. М.В. Хруничева» (далее – «ПО «Полет» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»), филиал «Омское моторостроительное объединение им. П.И. Баранова» акционерного общества «Научно-производственный центр газотурбостроения «Салют» (далее – филиал «ОМО им. П.И. Баранова» АО «НПЦ газотурбостроения «Салют») и акционерное общество «Омский

завод транспортного машиностроения» (далее – АО «Омский завод транспортного машиностроения»).

Крупнейшие инвестиционные проекты в машиностроении реализуются:

1) акционерным обществом «Омское производственное объединение «Иртыш» (далее – АО «ОмПО «Иртыш»);

2) акционерным обществом «Омский научно-исследовательский институт приборостроения»;

3) «ПО «Полет» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева».

В рамках развития нефтегазодобывающей промышленности Омской области ведется разработка и добыча углеводородного сырья на Тевризском газоконденсатном месторождении (далее – ТГКМ).

В 2011 году Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра) утвердила запасы природного газа и газового конденсата ТГКМ в количестве 526 млн. куб.м и 10 тыс. тонн соответственно. Обустройство и промышленная добыча природного газа на ТГКМ позволили газифицировать три северных района Омской области – Тевризский, Знаменский, Тарский – с опережением на несколько лет до строительства магистрального трубопровода природного газа «Саргатское – Большеречье – Тара».

Инновационный потенциал промышленности Омской области в последние годы растет не только за счет освоения новых видов продукции на действующих производствах и начавшегося технического перевооружения предприятий, но и за счет строительства и ввода в эксплуатацию новых предприятий с современными технологиями.

Организованы производства лифтов нового поколения, низковольтной аппаратуры, стекольной продукции, ремонта вагонно-колесных пар, глубокой переработки древесины и изготовление высококачественных заготовок для мебели.

Создана инновационная, конкурентоспособная продукция – вездеход на воздушной подушке «Арктика», интеллектуальные системы добычи нефти и газа «Сократ», ресурсосберегающая система учета и управления энергоресурсами, сверхлегкая многоцелевая авиация (дельталеты), элементная база с микро- и нанотехнологиями для использования в радиотехнических устройствах и системах, уникальные изделия из техуглерода, а также катализаторы для нефтепереработки.

Введены в эксплуатацию завод по производству шпона и фанеры, первый в России завод по производству медицинской хирургической гигроскопичной ваты из льноволокна, завод по производству полипропилена, завод по изготовлению котельного и вспомогательного теплотехнического оборудования торговой марки «LAVART», а также нестандартного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Планируется дальнейшее внедрение крупных технологических инноваций в нефтеперерабатывающее и шинное производство, создание промышленных и сельскохозяйственных парков.

## 2.2. Энергетическая система Омской области

Энергетическая система Омской области является инфраструктурной основой региональной экономики, не только обеспечивающей жизнедеятельность всех отраслей, но и во многом определяющей формирование параметров социально-экономического развития Омской области.

Доля энергетики в общем объеме промышленной продукции Омской области составляет более 12 процентов.

Крупнейшими предприятиями и организациями, составляющими основу энергетической системы Омской области, являются:

- 1) акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 11» (далее – АО «ТГК-11»);
- 2) акционерное общество «ОмскРТС» (далее – АО «ОмскРТС»);
- 3) филиал публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей;
- 4) филиал публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» (далее – ПАО «МРСК Сибири») – «Омскэнерго»;
- 5) филиал акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Омской области» (далее – филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Омской области»);
- 6) муниципальное предприятие города Омска «Тепловая компания» (далее – МП города Омска «Тепловая компания»);
- 7) акционерное общество «Омскэлектро» (далее – АО «Омскэлектро»);
- 8) акционерное общество «Электротехнический комплекс» (далее – АО «Электротехнический комплекс»);
- 9) общество с ограниченной ответственностью «Теплогенерирующий комплекс» (далее – ООО «Теплогенерирующий комплекс»).

В 2013 году Министерством энергетики Российской Федерации проведен конкурс в отношении зоны деятельности гарантирующего поставщика Омской области. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10 декабря 2013 года № 884 «О признании заявителя победителем конкурса на присвоение статуса гарантирующего поставщика на территории Омской области» победителем конкурса на присвоение статуса гарантирующего поставщика на территории Омской области признано акционерное общество «Петербургская сбытовая компания» (далее – АО «Петербургская сбытовая компания»). В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 февраля 2014 года № 76 «О присвоении статуса гарантирующего поставщика» к исполнению обязанностей гарантирующего поставщика АО «Петербургская сбытовая компания» приступило с 1 марта 2014 года. Единственным акционером АО «Петербургская сбытовая компания»

является публичное акционерное общество «Интер РАО ЕЭС» (далее – ПАО «Интер РАО»).

Обслуживание потребителей электрической энергии на территории Омской области осуществляет общество с ограниченной ответственностью «Омская энергосбытовая компания» (далее – ООО «Омская энергосбытовая компания»), действующее на основании агентского договора от имени и по поручению АО «Петербургская сбытовая компания». ООО «Омская энергосбытовая компания» зарегистрировано как юридическое лицо 11 февраля 2014 года по решению единственного учредителя – закрытого акционерного общества «Петрозлектросбыт», являющегося дочерним обществом АО «Петербургская сбытовая компания».

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 декабря 2016 года № 1399 «Об утрате статуса гарантирующего поставщика» акционерное общество «Оборонэнергосбыт» (далее – АО «Оборонэнергосбыт») признано утратившим статус гарантирующего поставщика в границах всех зон деятельности, расположенных на территории соответствующих субъектов Российской Федерации (в том числе Омской области), с 1 января 2017 года (в связи с исключением АО «Оборонэнергосбыт» из реестра субъектов оптового рынка).

Потребители, расположенные на территории Омской области и входившие в границы зоны деятельности АО «Оборонэнергосбыт», в соответствии с положениями постановления Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» перешли на обслуживание к гарантирующему поставщику АО «Петербургская сбытовая компания», договоры электроснабжения от имени которого заключаются ООО «Омская энергосбытовая компания» на основании агентского договора.

Кроме того, на территории Омской области действуют независимые энергосбытовые компании, которыми осуществляется поставка электрической энергии крупным потребителям:

1) акционерное общество «Межрегионэнергосбыт» – осуществляет поставку для АО «Газпромнефть – ОНПЗ»;

2) общество с ограниченной ответственностью «Русэнергосбыт» – осуществляет поставку для Омского отделения Западно-Сибирской железной дороги – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги» (далее – ОАО «РЖД»), Свердловской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области, а также акционерного общества «САН ИнБев» (далее – АО «САН ИнБев»);

3) общество с ограниченной ответственностью «МАРЭМ +» – осуществляет поставку для открытого акционерного общества «ОмскВодоканал» (далее – ОАО «ОмскВодоканал»);

4) общество с ограниченной ответственностью «Русэнергоресурс» – осуществляет поставку для акционерного общества «Транснефть – Сибирь»,

акционерного общества «Транснефть – Западная Сибирь», акционерного общества «Транснефть – Урал»;

5) общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго» – осуществляет поставку для акционерного общества «Транснефтепродукт»;

6) общество с ограниченной ответственностью «Лукойл-Энергосервис» – осуществляет поставку для публичного акционерного общества «Омский каучук» (далее – ПАО «Омский каучук»);

7) закрытое акционерное общество «Система» – осуществляет поставку для закрытого акционерного общества «Сибкриопродукт»;

8) общество с ограниченной ответственностью «Русэнерго» – осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Омский стекольный завод»;

9) общество с ограниченной ответственностью «МагнитЭнерго» – осуществляет поставку для акционерного общества «Тандер»;

10) публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» – осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Метро Кэш энд Керри»;

11) общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «Сбыт Трейдинг Инновации» – осуществляет поставку для АО «Омский завод транспортного машиностроения»;

12) общество с ограниченной ответственностью «Центрэнерго» – осуществляет поставку для публичного акционерного общества «Омкшина» (далее – ПАО «Омкшина»);

13) общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» – осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Омский завод трубной изоляции».

Электроснабжение потребителей в Омской области осуществляется на 60 – 70 процентов от теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) АО «ТГК-11» и блок-станций промышленных предприятий, а также на 30 – 40 процентов за счет перетока из Единой энергетической системы России. Межсистемный переток осуществляется через подстанции 500 кВ Таврическая и Иртышская по линиям электропередачи 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ, Омскую ТЭЦ-4 по линии электропередачи 220 кВ и подстанцию 110 кВ Валерино по двум линиям электропередачи 110 кВ.

Подстанция 500 кВ Таврическая является основным питающим центром в Омской области, обеспечивающим около 70 процентов межсистемного перетока электрической энергии. Выход из строя трансформаторов на подстанции 500 кВ Таврическая или отключение шин 220 кВ может привести к отключению большого числа потребителей в городе Омске и Омской области, что является недопустимым (особенно в зимний период).

Негативные последствия возможной аварии могут иметь место и в летний период, когда зависимость энергетической системы Омской области от внешних источников электрической энергии может возрасти до 50 процентов.



В настоящее время существует ограничение допустимого перетока электрической энергии из Единой энергетической системы России в энергетическую систему Омской области.

В целях развития собственных генерирующих мощностей энергетической системы Омской области на омских ТЭЦ АО «ТГК-11» проводятся мероприятия по замене (модернизации) действующего энергетического оборудования.

Загрузка омских ТЭЦ АО «ТГК-11» (и, соответственно, динамика доли выработки электрической энергии омскими электростанциями в общем объеме электропотребления) определяется механизмами оптового рынка электрической энергии и мощности, а также режимами работы энергетической системы Омской области и объединенной энергетической системы Сибири.

Так, в 2014 году омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий выработано 7061,1 млн. кВт.ч электрической энергии при уровне электропотребления 10992,5 млн. кВт.ч (доля собственной выработки – 64,2 процента).

В 2015 году омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий выработано 7194,6 млн. кВт.ч электрической энергии при уровне электропотребления 10880,8 млн. кВт.ч (доля собственной выработки увеличилась до 66,1 процента).

В 2016 году произошло снижение (по сравнению с 2015 годом) объема электрической энергии, выработанной омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий, который составил 6876,4 млн. кВт.ч при снижении общего уровня электропотребления на 0,2 процента – до 10862,4 млн. кВт.ч (доля собственной выработки снизилась до 63,3 процента).

В настоящее время в Омской области продолжается реализация целого ряда энергоемких инновационных проектов, в частности строительство Красногорского водоподъемного гидроузла, строительство комплекса глубокой переработки сельскохозяйственной продукции «Биокомплекс», создание фермы по разведению осетровых видов рыб. Кроме того, продолжается реализация проектов на предприятиях оборонно-промышленного комплекса региона.

Темпы развития промышленного потенциала, жилищного комплекса Омской области в настоящее время требуют опережающего развития энергетической инфраструктуры.

Приоритетным проектом по развитию магистральных электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС» является строительство подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 500 кВ и 220 кВ, которая позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей в Омской области, усилить существующие связи с Единой энергетической системой России, увеличить объем электроэнергии, поставляемой в Омскую область из соседних энергетических систем.

Проект по строительству подстанции 500 кВ Восход поддержан Министерством энергетики Российской Федерации, объект включен в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС». В 2010 году ПАО «ФСК ЕЭС»

начаты проектные работы, определен генеральный подрядчик по строительству подстанции.

Строительство подстанции 500 кВ Восход начато во втором квартале 2011 года. 20 июля 2015 года введено в эксплуатацию открытое распределительное устройство 500 кВ строящейся подстанции 500 кВ Восход с автотрансформатором 500/220 кВ, к подстанции подключена новая линия электропередачи 500 кВ Восход – Витязь, которая соединяет объединенные энергетические системы Сибири и Урала по территории России, а также выполнен заход линии электропередачи ВЛ 500 кВ Барабинская – Таврическая на подстанцию Восход.

Однако в условиях отсутствия распределительного устройства 220 кВ и заходов линий электропередачи 220 кВ на подстанцию 500 кВ Восход режимно-балансовая ситуация для энергетической системы Омской области не изменилась. Для увеличения максимально допустимого перетока (далее – МДП) из Единой энергетической системы России в энергетическую систему Омской области и снижения рисков отключения потребителей в энергетической системе Омской области необходимо завершение реализации проекта в части сооружения распределительного устройства 220 кВ на подстанции 500 кВ Восход и заходов линий электропередачи ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка и ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская.

Основным проблемным вопросом при строительстве подстанции 500 кВ Восход является недостаточное финансирование проекта со стороны ПАО «ФСК ЕЭС», а также сложное финансовое положение генерального подрядчика проекта – акционерного общества «Инженерно-строительная компания «Союз-Сети».

Одним из крупнейших проектов, реализация которого была предусмотрена для дальнейшего развития энергетической системы Омской области, являлась реконструкция Омской ТЭЦ-3.

Основной вариант реконструкции Омской ТЭЦ-3 – внедрение парогазовой установки с последующей модернизацией оборудования второй очереди станции. Запуск в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 85,2 МВт на Омской ТЭЦ-3 осуществлен 18 июля 2013 года.

В 2014 – 2015 годах выполнена модернизация оборудования второй очереди Омской ТЭЦ-3.

Запланированные этапы модернизации Омской ТЭЦ-3 завершены в 2016 году. 26 декабря 2016 года введен в эксплуатацию турбоагрегат мощностью 120 МВт (взамен демонтированного турбоагрегата станционный номер (далее – ст. №) 10).

В части развития распределительной электросетевой инфраструктуры в Омской области с 2009 года ведется постоянная работа по формированию, утверждению и корректировке инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго».

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2015 года № 1043 «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2016 – 2020 годы» утверждена инвестиционная программа

электросетевой компании, которая была скорректирована в 2016 году (приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2016 года № 1471) и положения которой учитывались при формировании Программы.

### 3. Основные положения Программы

Программа определяет основные направления строительства, реконструкции и модернизации генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры в Омской области на 2017 – 2021 годы, обеспечивающие стабильное функционирование электроэнергетического комплекса Омской области в условиях реформирования энергетических рынков и жилищно-коммунального комплекса, реализации программ жилищного строительства и объектов социально-культурной сферы, развития промышленного комплекса Омской области.

Программа разработана в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», с учетом положений схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 1 марта 2016 года № 147 (далее – Схема и программа развития ЕЭС России), схемы теплоснабжения города Омска до 2030 года, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25 ноября 2015 года № 882 (далее – Схема теплоснабжения города Омска).

При разработке Программы использованы материалы Комплексной программы развития электрических сетей 35 кВ и выше на территории Омской области на пятилетний период (2017 – 2021 годы), разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» в 2016 году.

Основными принципами формирования Программы являются:

1) экономическая эффективность решений, основанная на оптимизации режимов работы энергетической системы Омской области, в том числе:

- использовании парогазовых циклов при производстве электрической энергии;

- сокращении удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии;

- повышении коэффициента полезного действия имеющегося энергетического оборудования;

- снижении потерь в электрических и тепловых сетях;

2) применение новых технологических решений;

3) скоординированное развитие в Омской области магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры, генерирующих мощностей, соответствующее инвестиционным программам развития субъектов электроэнергетики, расположенных на территории Омской области;

4) публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

#### 4. Схема развития электроэнергетики Омской области

##### 4.1. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Основу электросетевого комплекса Омской области (110 кВ и выше) составляют линии электропередачи и подстанции филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей и филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго».

Карта-схема электросетевого комплекса Омской области с перспективой развития до 2021 года приведена в приложениях № 1 – 4 к Программе.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей является структурным подразделением ПАО «ФСК ЕЭС» (город Москва), осуществляющим эксплуатацию и централизованное техническое обслуживание линий электропередачи и подстанций напряжением 110 – 220 – 500 кВ.

Открытое акционерное общество «ФСК ЕЭС» (далее – ОАО «ФСК ЕЭС») образовано 25 июня 2002 года в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью с целью ее сохранения и развития.

Созданные в 1997 году Межсистемные электрические сети Сибири в 2002 году были преобразованы в филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Сибири с формированием филиалов, в том числе филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Омское предприятие магистральных электрических сетей.

26 июня 2015 года организационно-правовая форма предприятия изменена с открытого акционерного общества на публичное акционерное общество (с ОАО «ФСК ЕЭС» на ПАО «ФСК ЕЭС»).

В 2016 году ПАО «ФСК ЕЭС» проведены структурные изменения в составе филиалов компании, в результате которых филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Омское предприятие магистральных электрических сетей был объединен с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей. Центр управления предприятием перенесен в город Барнаул Алтайского края.

В итоге структурных преобразований в зону обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей включены Алтайский край, Новосибирская и Омская области.

На территории Омской области к объектам филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей относятся:

- 1) три подстанции 500 кВ – Таврическая, Иртышская, Восход;
- 2) пять подстанций 220 кВ – Лузино, Московка, Ульяновская, Называевская, Загородная;

- 3) две подстанции 110 кВ – Юбилейная, Полтавская;
- 4) семь воздушных линий электропередачи напряжением 500 кВ (ВЛ 500 кВ) общей протяженностью 838,839 км;
- 5) восемнадцать воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ (ВЛ 220 кВ) общей протяженностью 793,656 км;
- 6) три воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ (ВЛ 110 кВ) общей протяженностью 68,87 км.

Перечень существующих линий электропередачи и подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с техническими характеристиками оборудования приведен в приложениях № 5, 6 к Программе.

ПАО «МРСК Сибири» – крупнейшая распределительная сетевая компания на территории Сибирского федерального округа, осуществляющая транспортировку электрической энергии по распределительным сетям на территориях республик Алтай, Бурятия, Хакасия и Тыва, Алтайского, Забайкальского, Красноярского краев, Кемеровской и Омской областей.

Компания образована в 2005 году в целях эффективного управления распределительным электросетевым комплексом Сибири.

Основными функциями филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» являются транспортировка электрической энергии от электростанций и с оптового рынка потребителям, техническое обслуживание электрических сетей и подстанций 32 муниципальных районов Омской области.

В состав филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» входят 3 технических центра:

- 1) Западные электрические сети (Называевский, Саргатский, Крутинский, Тюкалинский, Мариановский, Исилькульский, Москаленский, Любинский, Шербакульский, Полтавский, Омский и городской районы электрических сетей (далее – РЭС));

- 2) Восточные электрические сети (Калачинский, Кормиловский, Черлакский, Нижнеомский, Оконешниковский, Горьковский, Нововаршавский, Павлоградский, Одесский, Русско-Полянский, Азовский и Таврический РЭС);

- 3) Северные электрические сети (Тарский, Знаменский, Тевризский, Екатерининский, Усть-Ишимский, Большеуковский, Большереченский, Муромцевский, Колосовский РЭС).

В обслуживании филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» находится:

- 1) 5207,451 км линий электропередачи напряжением 110 кВ;
- 2) 123 подстанции напряжением 110 кВ с общей мощностью трансформаторов 2972,5 МВА.

Перечень существующих линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» с техническими характеристиками оборудования приведен в приложениях № 7, 8 к Программе.

По существующим линиям электропередачи филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных

электрических сетей, филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» энергетическая система Омской области связана с энергетической системой Республики Казахстан, объединенной энергетической системой Сибири и объединенной энергетической системой Урала:

- 1) с энергетической системой Республики Казахстан:
  - по трем линиям электропередачи 500 кВ (параллельная работа):  
 ЕЭК (акционерное общество «Евроазиатская энергетическая корпорация») – Иртышская;  
 Таврическая – Аврора;  
 Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая;
  - по трем линиям электропередачи 110 кВ (раздельная работа):  
 Юбилейная – Булаево I цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино (С-125);  
 Юбилейная – Булаево II цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино (С-126);  
 Горьковская – Полтавская (С-5);
- 2) с энергетической системой Новосибирской области:
  - по одной линии электропередачи 500 кВ (параллельная работа) –  
 Барабинская – Восход;
  - по трем линиям электропередачи 220 кВ (параллельная работа):  
 Мынкуль – Иртышская (224);  
 Валиханово – Иртышская (225);  
 Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246);
  - по двум линиям электропередачи 110 кВ (параллельная работа):  
 Валерино – Каратканск с отпайками (3-15);  
 Валерино – Колония с отпайкой на подстанцию Илюшкино (3-16);
- 3) с энергетической системой Тюменской области:
  - по одной линии электропередачи 500 кВ (параллельная работа) –  
 Восход – Витязь;
  - по трем линиям электропередачи 110 кВ (раздельная работа):  
 Мангут-Т – Выстрел с отпайкой на подстанцию Мангут-С (С-135);  
 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на подстанцию Мангут-С (С-136);  
 Орехово – Каргалы (С-80).

#### 4.1.1. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области

Энергоузлы («энергорайоны») на территории Омской области, которые характеризуются повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- «энергорайон подстанции 500 кВ Таврическая», к которому относится территория всей Омской области;
- «южный энергорайон», к которому относятся следующие энергетические объекты: подстанции 110 кВ Новоуральская, Нововаршавская, Одесская, Память Тельмана, Павлоградская, Русская поляна, Стрела, Шербакульская;

- «энергорайон тягового транзита Лузино – Юбилейная», к которому относятся следующие энергетические объекты: подстанции 110 кВ Юбилейная, Исилькуль, Москаленки, Мариановка, Полтавская.

Основные «узкие места» энергетической системы Омской области:

1. Недостаточная пропускная способность электросетевых элементов энергетической системы Омской области, обеспечивающих допустимый переток из ЕЭС России в энергетическую систему Омской области (далее – сечение «Сальдо Омска») в ремонтных схемах.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение автотрансформаторов (далее – АТ) АТ-1 (АТ-2) подстанции 500 кВ Таврическая в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) подстанции 500 кВ Таврическая в летний период при среднемесячной температуре наружного воздуха.

В данной схемно-режимной ситуации в послеаварийной схеме с учетом действия противоаварийной автоматики на отключение нагрузки в объеме 288,5 МВт в контролируемом сечении «Сальдо Омска» величина перетока составит 71,4 МВт (МДП для послеаварийной схемы – 203 МВт). В связи с отсутствием резервов генерирующих мощностей на омских ТЭЦ нагрузка, отключенная действием противоаварийной автоматики, может быть включена только при условии ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в объеме 156,9 МВт.

В настоящее время в качестве схемно-режимного мероприятия, направленного на ликвидацию недопустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотрен превентивный перенос разделов по сети 110 кВ с энергетической системой Тюменской области на подстанции 220 кВ Называевская и 110 кВ Тара с переводом питания нагрузок потребителей подстанций 110 кВ Усть-Ишим, Большая Тава, Утьма, Тевриз, Бакшеево, Шухово, Новоягодная, Большие Уки, Радищева, Знаменка, 2529 км, Выстрел, Магнут-С, Магнут-Т, 2546 км от энергетической системы Тюменской области (16 МВт).

После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия становится возможным включить 147,6 МВт потребителей, отключенных действием противоаварийной автоматики (ожидаемая величина перетока мощности – 203 МВт, МДП для послеаварийной схемы – 203 МВт). Возможность включения оставшейся части потребителей (140,9 МВт), отключенной действием противоаварийной автоматики, будет отсутствовать до ввода в работу одного из АТ на подстанции 500 кВ Таврическая.

В целях обеспечения возможности работы в послеаварийной схеме с перетоком мощности в сечении «Сальдо Омска» не выше МДП необходим ввод графиков аварийного ограничения режима потребления в объеме 140,9 МВт.

В случае ввода в работу распределительного устройства 220 кВ подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 220 кВ необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в данной схемно-режимной ситуации будет исключена.

2. Недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана и токовая перегрузка трансформаторов тока линии электропередачи ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки, токовая перегрузка трансформаторов тока линии электропередачи ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Мариановка.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение второй системы шин (далее – СШ) 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино в осенне-зимнем периоде, которое приводит:

- к превышению номинального тока трансформаторов тока в ячейке ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки;

- к превышению номинального тока трансформаторов тока в ячейке ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Мариановка;

- к снижению напряжения ниже минимально допустимого на подстанциях 110 кВ «южного энергорайона»: Павлоградская, Одесская, Память Тельмана, Азово, Сосновская (1СШ-110), Шербакульская (1СШ-110).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- превентивный перевод питания нагрузки потребителей (второй трансформатор подстанции 110 кВ Сельская и первый трансформатор подстанции 110 кВ Тумановская) на питание от подстанции 220 кВ Называевская по линии электропередачи 110 кВ Называевская – Покровская (С-35) (12,6 МВт), а также превентивный перевод питания нагрузки с линии электропередачи 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) на линию электропередачи 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63) (26,5 МВт);

- включение батареи статических конденсаторов (БСК) на подстанции 110 кВ Новоуральская;

- превентивное изменение положения регулирования под нагрузкой (РПН) на АТ-1, АТ-2, АТ-3 подстанции 220 кВ Лузино (переключение из 6 в 12 положение);

- превентивное изменение положения РПН на АТ-1, АТ-2 подстанции 500 кВ Иртышская (переключение из 6 в 10 положение);

- изменение эксплуатационного состояния и технологического режима работы реакторов на подстанции 500 кВ Таврическая;

- загрузка по реактивной мощности до максимума генераторов омских ТЭЦ.

В послеаварийном режиме действием автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на подстанции 110 кВ Одесская будет отключено 6,8 МВт потребителей.



После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий:

- перегрузка трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки составит 41 процент (452 А при длительно допустимом токе 320 А);

- перегрузка трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Мариановка составит 20 процентов (502 А при длительно допустимом токе 420 А);

- напряжение на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана поднимается до 90,6 кВ, что соответствует минимально допустимому значению, но при этом нагрузка потребителей (6,8 МВт, отключенных АОСН подстанции 110 кВ Одесская) останется отключенной до ввода в работу 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино или перевода присоединений 2СШ-110 на 1СШ-110 кВ подстанции 220 кВ Лузино.

В целях исключения указанной перегрузки и недопустимого снижения напряжения на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана необходим ввод графиков аварийного ограничения режима потребления в объеме до 22 МВт на подстанциях тягового транзита Лузино – Юбилейная, а также отключение потребителей действием противоаварийной автоматики в объеме 6,8 МВт на подстанции 110 кВ Одесская для повышения уровня напряжения до минимально допустимого значения.

Возможным мероприятием для исключения схемно-режимной ситуации, характеризующейся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является установка секционного выключателя на подстанции 110 кВ Сосновская и реконструкция подстанции 110 кВ Москаленки с увеличением пропускной способности трансформаторов тока.

3. Недопустимая перегрузка ряда подстанций 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» в послеаварийном режиме:

- подстанция 110 кВ Амурская – 122 процента ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 25 МВА,  $S_{факт}$  – 30,5 МВА, где  $S$  – мощность (номинальная, фактическая), Т – трансформатор (первый, второй), перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);

- подстанция 110 кВ Советская – 136 процентов ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 16 МВА,  $S_{факт}$  – 21,8 МВА, перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);

- подстанция 110 кВ Сургутская – 131 процент ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 16 МВА,  $S_{факт}$  – 21,0 МВА, перегрузка зафиксирована 17 декабря 2014 года);

- подстанция 110 кВ Кировская – 128 процентов ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 25 МВА,  $S_{факт}$  – 32,0 МВА, перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);

- подстанция 110 кВ Энтузиастов – 114 процентов ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 40 МВА,  $S_{факт}$  – 45,5 МВА, перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);

- подстанция 110 кВ Западная – 114 процентов ( $S_{ном}$  1, 2 Т – 25 МВА,  $S_{факт}$  – 28,4 МВА, перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);

- подстанция 110 кВ Куйбышевская – 111 процентов (Sном 1, 2 Т – 40 МВА, Sфакт – 44,5 МВА, перегрузка зафиксирована 19 декабря 2012 года);
- подстанция 110 кВ Новотроицкая – 249 процентов (Sном 1 Т – 10 МВА, 2 Т – 16 МВА, Sфакт – 24,9 МВА, перегрузка зафиксирована 17 декабря 2014 года);
- подстанция 110 кВ Центральная – 118 процентов (Sном 1 Т – 25 МВА, 2 Т – 40 МВА, Sфакт – 29,55 МВА, перегрузка зафиксирована 21 декабря 2016 года);
- подстанция 110 кВ Октябрьская – 113 процентов (Sном 1 Т – 40,5 МВА, 2 Т – 40,5 МВА (выведен из эксплуатации в связи с несоответствием техническим требованиям), 3 Т – 40 МВА, Sфакт – 45,1 МВА, перегрузка зафиксирована 17 декабря 2013 года).

По информации собственника указанных подстанций (филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго») в соответствии со стандартом организации «Определение резерва мощности на центрах питания» (регламентирующий внутренний документ ПАО «МРСК Сибири») перегрузка трансформаторов не выше 105 процентов возможна в течение неограниченного времени, выше 105 процентов – не допускается.

4. Ликвидация недопустимого повышения напряжения (до 128 кВ, что выше величины наибольшего рабочего напряжения) в летний минимум электропотребления на подстанциях 110 кВ «северного энергорайона» при существующей точке раздела с энергетической системой Тюменской области на секционном выключателе 110 кВ подстанции 110 кВ Усть-Ишим.

Мероприятия по изменению топологии сети 110 кВ с целью снижения напряжения на шинах подстанций «северного энергорайона» путем отключения выключателей 110 кВ на подстанциях Тара и Большеречье не приводят к значительному снижению напряжения в данном узле нагрузок. Исключением является перенос раздела с энергетической системой Тюменской области на подстанцию 110 кВ Знаменка. В данном случае напряжение на шинах 110 кВ подстанций «северного энергорайона» снижается до 124 кВ.

Однако в случае возникновения послеаварийного режима, связанного с отключением линий электропередачи 110 кВ С-80, С-79 или одной из питающих данный узел нагрузок линий электропередачи 110 кВ в энергетической системе Тюменской области, в летний минимум нагрузок напряжение на шинах 110 кВ подстанций «северного энергорайона» достигает 128 кВ. Недопустимое повышение напряжения на шинах 110 кВ подстанций «северного энергорайона» связано главным образом с выработкой протяженными малонагруженными линиями электропередачи 110 кВ дополнительной величины реактивной мощности в условиях снижения нагрузки подстанций «северного энергорайона».

В качестве мероприятия для нормализации и плавного регулирования уровней напряжения предлагается установка управляемого шунтирующего реактора УШР-25 Мвар на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Тара, при участии которого напряжения фиксируются на уровне допустимых – от 117 до 120 кВ.

5. Невозможность выполнения ремонта линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5) без ограничения режима потребления потребителей, запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская. Погашение потребителей Полтавского муниципального района Омской области, запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская, при аварийном отключении единственной питающей линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5).

Организация питания потребителей по сети 35 кВ от подстанции 110 кВ Юбилейная неэффективна, так как результатами расчетов электроэнергетических режимов выявлено недопустимое снижение уровней напряжения (19,1 – 29 кВ) в послеаварийном режиме в электрической сети 35 кВ, прилегающей к подстанции 110 кВ Полтавская. Вариант питания подстанции 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от подстанции 110 кВ Юбилейная с установкой батарей статических конденсаторов также неэффективен.

Расчет послеаварийного режима при отключении линии электропередачи 110 кВ Сельская – Полтавская (С-5) и установке батарей статических конденсаторов на подстанциях 35 кВ в рассматриваемом узле нагрузок показал стабилизацию уровней напряжения в электрической сети 35 кВ, прилегающей к подстанции 110 кВ Полтавская, но недопустимое повышение уровней напряжения (40,75 – 40,95 кВ) в электрической сети 35 кВ, прилегающей к подстанции 110 кВ Юбилейная.

Для исключения необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 5,1 МВт (нагрузки, запитанной от подстанции 110 кВ Полтавская) в период ремонта линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5), а также в случае ее аварийного отключения, рекомендуется строительство линии электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская.

В целях решения вышеуказанных проблем текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области, ликвидации «узких мест» энергетической системы Омской области, а также развития электросетевой инфраструктуры в Омской области в 2017 – 2021 годах планируется строительство и реконструкция линий электропередачи и подстанций напряжением 110 – 220 – 500 кВ.

В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России, одним из путей решения проблем в электроснабжении Омской области является строительство в Кормиловском муниципальном районе Омской области подстанции 500 кВ Восход с дальнейшим развитием сети 220 кВ.

Подстанция 500 кВ Восход – новый центр питания города Омска и Омской области, отправной узел для формирования передачи электрической энергии между объединенными энергетическими системами Сибири и Урала.

Строительство и ввод в эксплуатацию распределительного устройства 220 кВ подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход, Восход – Татарская, Восход – Ульяновская, Восход – Московка:

- 1) позволит увеличить перетоки электрической энергии из ЕЭС России в энергетическую систему Омской области;
- 2) создаст возможность для подключения новых потребителей;
- 3) повысит энергобезопасность энергетической системы Омской области;
- 4) обеспечит возможность проведения комплексной реконструкции подстанции 500 кВ Таврическая и работ по ремонту оборудования подстанции в летний период.

С целью увеличения потребляемой мощности на 55 МВт и обеспечения надежности электроснабжения электроустановок АО «Газпромнефть – ОНПЗ» запланирована реконструкция подстанций 220 кВ Нефтезаводская и Ароматика с увеличением трансформаторной мощности (заменой силовых трансформаторов).

В 2017 – 2021 годах также планируется осуществить следующие мероприятия:

- 1) строительство линии электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская.

Реализация мероприятия позволит исключить прекращение электроснабжения потребителей, запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская в период ремонта линии электропередачи 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5), а также в случае ее аварийного отключения;

- 2) реконструкция подстанции 110/10 кВ Сургутская с заменой двух силовых трансформаторов мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый для обеспечения электроснабжения Красногорского водоподъемного гидроузла на реке Иртыш, а также в связи с выявленной перегрузкой трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Сургутская превышала 105 процентов в течение трех лет:

- в 2012 году – в диапазоне 115 – 129 процентов в течение 22 часов;
- в 2014 году – в диапазоне 108 – 131 процент в течение 14 часов;
- в 2016 году – в диапазоне 113 – 128 процентов в течение 18 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Сургутская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 4,67 МВт;

- 3) реконструкция подстанции 110/10 кВ Чунаевская с заменой двух силовых трансформаторов мощностью по 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Проведение мероприятия позволит обеспечить электроснабжение строительных площадок в районе поселков Магистральный, Мелиораторов,

деревни Луговое, села Ребровка, деревень Зеленое поле и Верхний Карбуш в Омском муниципальном районе Омской области.

Кроме того, мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 15,55 МВт) может составить 223 процента;

4) реконструкция подстанции 110/10 кВ Октябрьская с заменой силового трансформатора 2 Т мощностью 40,5 МВА (1959 года выпуска) на трансформатор аналогичной мощности с форсированной системой охлаждения и оснащенного системой регулирования под напряжением.

В настоящее время трансформатор 2 Т выведен из эксплуатации из-за его несоответствия техническим требованиям.

Мероприятие выполняется для ликвидации перегрузки трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме – по результатам зимнего контрольного замера 2013 года максимальная нагрузка подстанции 110/10 кВ Октябрьская при отключении одного из трансформаторов составила 107 – 113 процентов в течение 6 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Октябрьская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 5,1 МВт.

Также выполнение мероприятия позволит поддерживать необходимый уровень напряжения в сети 10 кВ при различных режимах работы электрической сети;

5) реконструкция подстанции 110/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ, которая позволит исключить недопустимое снижение уровней напряжения на подстанциях 110 кВ «южного энергорайона» Омской области, а также исключить перегрузку трансформаторов тока на подстанции 110 кВ Мариановка в послеаварийных режимах при отключении 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино;

6) реконструкция подстанции 110/10 кВ Новотроицкая с заменой силового трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силового трансформатора подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Новотроицкая превышала 105 процентов в течение двух лет:

- в 2014 году – в диапазоне 186 – 249 процентов в течение 22 часов;
- в 2015 году – в диапазоне 108 – 120 процентов в течение 16 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Новотроицкая с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 14,9 МВт;

7) реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Тара с установкой управляемого шунтирующего реактора, который позволит исключить превышение наибольшего рабочего напряжения и поддерживать в допустимых пределах напряжение на подстанциях северных муниципальных районов Омской области;

8) реконструкция подстанции 110/10 кВ Советская, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 16 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА каждый.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки указанных силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Советская превышала 105 процентов в течение трех лет:

- в 2012 году – в диапазоне 118 – 136 процентов в течение 15 часов;
- в 2015 году – в диапазоне 106 – 108 процентов в течение 3 часов;
- в 2016 году – в диапазоне 107 – 108 процентов в течение 3 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Советская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 5,8 МВт;

9) реконструкция подстанции 110/10 кВ Амурская, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 25 МВА на два трансформатора мощностью по 40 МВА каждый.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации выявленной перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам зимнего контрольного замера 2012 года максимальная нагрузка подстанции 110/10 кВ Амурская при отключении одного из трансформаторов составила 106 – 122 процента в течение 15 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Амурская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 5,6 МВт;

10) реконструкция подстанции 110/10 кВ Западная, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 25 МВА на два трансформатора мощностью по 40 МВА каждый.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации выявленной перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам зимнего контрольного замера 2012 года максимальная нагрузка подстанции 110/10 кВ Западная при отключении одного из трансформаторов составила 109 – 114 процентов в течение 4 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Западная с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведёт к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 3,8 МВт;

11) реконструкция подстанции 110/10 кВ Сибзавод, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 32 МВА на два трансформатора мощностью по 40 МВА каждый.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 21,15 МВт, в том числе физкультурно-оздоровительного сооружения (хоккейной академии «Авангард»), микрорайонов жилой застройки «Академический» и «Изумрудный берег») может составить 123 процента;

12) реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Власть труда с установкой повышающих трансформаторов 6/10 кВ.

Проведение мероприятия позволит:

- разгрузить подстанцию 35/10 кВ Омская за счет перевода части нагрузки на подстанцию 110/35/6 кВ Власть труда. Загрузка подстанции 35/10 кВ Омская в послеаварийном режиме с учетом выданных технических условий составляет 185 процентов;

- эффективно загрузить подстанцию 110/35/6 кВ Власть труда, загрузка трансформаторов которой в послеаварийном режиме составляет 46 процентов;

13) реконструкция подстанции 110/10 кВ ТПК Надеждинский, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 16 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА каждый, а также перевод подстанции на класс напряжения 110/35/10 кВ.

Реализация мероприятия позволит обеспечить поддержание необходимого уровня напряжения в сети 35 кВ в узле подстанций 35/10 кВ Пушкино, Солнечная долина, Андреевка, Степная, Надеждино в послеаварийном режиме.

В послеаварийном режиме при отключении фидера 35 кВ 84Ц с подстанции 110 кВ Восточная произойдет недопустимое снижение напряжения на шинах 35 кВ подстанций 35 кВ Степная, Андреевка, Пушкино (21,04 кВ,

20,8 кВ, 21,34 кВ соответственно). Перевод нагрузки на подстанцию 110 кВ Новотроицкая приведет к перегрузке трансформаторов данной подстанции до 125 процентов.

Также в послеаварийном режиме при отключении фидера 35 кВ 34Ц произойдет недопустимое снижение напряжения на шинах 35 кВ подстанций 35 кВ Надеждино и Солнечная долина (21,05 кВ, 21,76 кВ соответственно). Перевод нагрузки на подстанцию 110 кВ Восточная приведет к перегрузке трансформаторов данной подстанции до 200 процентов.

Перевод нагрузки рассматриваемого участка сети 35 кВ на другие подстанции невозможен;

14) строительство подстанции 110/10 кВ Кристалл (со строительством двух КЛ-110 кВ от линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Омская ТЭЦ-4 до подстанции 110/10 кВ Кристалл) с установкой силовых трансформаторов 2 x 40 МВА и переводом нагрузки с подстанции 110/10 кВ Энтузиастов.

Проведение мероприятия позволит ликвидировать перегрузку в послеаварийном режиме трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов, реконструкция которой (замена трансформаторов 2 x 40 МВА на 2 x 63 МВА) не представляется возможной поскольку существующие камеры трансформаторов по габаритным размерам не рассчитаны на установку трансформатора мощностью 63 МВА.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Энтузиастов превышала 105 процентов в течение двух лет:

- в 2012 году – в диапазоне 108 – 114 процентов в течение 11 часов;
- в 2016 году – в диапазоне 106 – 112 процентов в течение 10 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Энтузиастов с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по строительству подстанции 110/10 кВ Кристалл приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 5,5 МВт.

Кроме того, мероприятие обеспечит возможность поддерживать необходимый уровень напряжения в электрической сети 10 кВ;

15) строительство (реконструкция) подстанции 110/10 кВ Семиреченская (вместо подстанции 110 кВ Кировская) с установкой силовых трансформаторов 2 x 40 МВА, с переводом нагрузки от подстанции 110/10 Кировская.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Кировская превышала 105 процентов в течение пяти лет:

- в 2012 году – в диапазоне 106 – 128 процентов в течение 18 часов;
- в 2013 году – в диапазоне 110 – 118 процентов в течение 15 часов;
- в 2014 году – в диапазоне 107 – 118 процентов в течение 15 часов;
- в 2015 году – в диапазоне 108 – 111 процентов в течение 10 часов;



- в 2016 году – в диапазоне 107 – 124 процента в течение 14 часов.

Реконструкция подстанции 110 кВ Кировская с заменой силовых трансформаторов 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА и основного электротехнического оборудования подстанции, установкой выключателей на линиях электропередачи 110 кВ С-63, С-64 и на трансформаторах, а также реализация мероприятий по приведению технического состояния строительных конструкций подстанции в соответствие с требованиями законодательства, в том числе по восстановлению целостности и несущей способности элементов здания, требуют значительных капиталовложений, соизмеримых со строительством новой подстанции.

Решением проблемы в рассматриваемом узле нагрузок является строительство новой подстанции 110/10 кВ Семиреченская.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Кировская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по строительству подстанции 110/10 кВ Семиреченская приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 7,15 МВт;

16) реконструкция шести подстанций 110/10 кВ.

В рамках мероприятия выполняется реконструкция следующих подстанций:

- реконструкция подстанции 110 кВ Левобережная с установкой третьего силового трансформатора.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 8,8 МВт) может составить 121 процент;

- реконструкция подстанции 110 кВ Карбышево с заменой силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на трансформаторы большей мощности.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 4,4 МВт) может составить 124 процента;

- реконструкция подстанции 110 кВ Северо-Западная с установкой третьего силового трансформатора.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 22,185 МВт) может составить 146 процентов;

- реконструкция подстанции 110 кВ Новая с заменой силовых трансформаторов мощностью 40 МВА на трансформаторы большей мощности.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 11,23 МВт) может составить 112 процентов;

- реконструкция подстанции 110/10 кВ Центральная с заменой силового трансформатора мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки указанного силового трансформатора подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам контрольных замеров в 2012 – 2016 годах при отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанции 110/10 кВ Центральная превышала 105 процентов в течение двух лет:

- в 2012 году – в диапазоне 106 – 108 процентов в течение 5 часов;

- в 2016 году – в диапазоне 106 – 118 процентов в течение 11 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Центральная с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 4,6 МВт;

- реконструкция подстанции 110/10 кВ Куйбышевская, которая предполагает замену существующих силовых трансформаторов 2 x 40 МВА на два трансформатора мощностью по 63 МВА каждый.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме.

По результатам зимнего контрольного замера 2012 года максимальная нагрузка подстанции 110/10 кВ Куйбышевская при отключении одного из трансформаторов составила 106 – 111 процентов в течение 5 часов.

Альтернативное мероприятие по переводу нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможно в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/10 кВ Куйбышевская с другими центрами питания.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 4,55 МВт;

17) реконструкция подстанции 110/10 кВ Москаленки (ОАО «РЖД») с увеличением пропускной способности трансформаторов тока, что позволит исключить перегрузку трансформаторов тока на подстанции 110 кВ Москаленки в послеаварийном режиме при отключении 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино;

18) реконструкция подстанции 110/10 кВ Кислородная, которая предполагает реконструкцию закрытого распределительного устройства подстанции (увеличение количества ячеек). Реализация мероприятия запланирована АО «Электротехнический комплекс».

Оценка объемов капитальных вложений в электросетевые объекты выполнена с учетом материалов Схемы и программы развития ЕЭС России, Комплексной программы развития электрических сетей 35 кВ и выше на территории Омской области на пятилетний период (2017 – 2021 годы), разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго», инвестиционных программ электросетевых компаний, а также данных инвесторов (исполнителей проектов).

4.1.2. Перечень планируемых в 2017 – 2021 годах к строительству и реконструкции линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
1	Строительство распределительного устройства 220 кВ подстанции 500 кВ Восход с заходами ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская и ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка. Исполнитель: ПАО «ФСК ЕЭС»	Завершение реализации проекта планируется в 2017 году	5606,72
2	Реконструкция подстанции 220 кВ Нефтезаводская с заменой силового трансформатора 1 х 40 МВА на трансформатор 1 х 63 МВА. Исполнитель: АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	Завершение реализации проекта планируется в 2018 году	476
3	Реконструкция подстанции 220 кВ Ароматика с заменой силового трансформатора 1 х 40 МВА на трансформатор 1 х 63 МВА. Исполнитель: АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	Завершение реализации проекта планируется в 2018 году	476
4	Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2019 – 2020 годах	266,04

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
5	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сургутская с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2017 году	242,69
6	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Чунаевская с заменой трансформаторов 2 x 10 МВА на 2 x 16 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2019 – 2021 годах	70,22
7	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Октябрьская с заменой трансформатора 2 Т 40,5 МВА и реконструкцией компенсирующих устройств. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2017 году	37,18
8	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2017 году	29,34
9	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новотроицкая с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	125,68
10	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Тара с установкой управляемого шунтирующего реактора. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта до 2018 года	164,4

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
11	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Советская с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2018 году	89,64
12	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Амурская с заменой трансформаторов 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	117,6
13	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Западная с заменой трансформаторов 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2021 году	191,1
14	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сибзавод с заменой трансформаторов 2 x 32 МВА на 2 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	230,34
15	Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Власть труда с установкой повышающих трансформаторов 6/10 кВ. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	25,9
16	Реконструкция подстанции 110/10 кВ ТПК Надеждинский с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА и переводом подстанции на класс напряжения 110/35/10. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2018 – 2021 годах	383,611

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
17	Строительство подстанции 110/10 кВ Кристалл (2 x 40 МВА). Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2017 – 2021 годах	455,85
18	Строительство двух КЛ-110 кВ от линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Омская ТЭЦ-4 до подстанции 110/10 кВ Кристалл. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2017 – 2021 годах	270,82
19	Строительство (реконструкция) подстанции 110/10 кВ Семиреченская 2 x 40 МВА (с переводом нагрузки от подстанции Кировская). Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2017 – 2021 годах	431,27
20	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Левобережная с установкой третьего трансформатора 1 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2019 – 2021 годах	202,172
21	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Карбышево с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2018 – 2020 годах	133,18
22	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Северо-Западная с установкой третьего трансформатора 1 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2019 – 2021 годах	202,172

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
23	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая с заменой трансформаторов 2 х 40 МВА на 2 х 63 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2018 – 2021 годах	317,27
24	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Центральная с заменой трансформатора 1 х 25 МВА на 1 х 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2017 – 2021 годах	383,39
25	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Куйбышевская с заменой трансформаторов 2 х 40 МВА на 2 х 63 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Реализация проекта в 2018 – 2021 годах	317,269
26	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Москаленки с увеличением пропускной способности трансформаторов тока Исполнитель: ОАО «РЖД»	Реализация проекта в 2017 году	110,2
27	Реконструкция закрытого распределительного устройства подстанции 110/10/6 кВ Кислородная (с увеличением количества ячеек). Исполнитель: АО «Электротехнический комплекс»	Реализация проекта в 2019 – 2021 годах	106,0

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

Установленная мощность электрических станций энергетической системы Омской области составляет 1607,2 МВт.

На долю ТЭЦ, расположенных в городе Омске, приходится 97,4 процента установленной мощности электрических станций энергетической системы Омской области (1565,2 МВт).

Оставшиеся 2,6 процента установленной мощности (42 МВт) электрических станций энергетической системы Омской области составляют генерирующие мощности (блок-станции) промышленных предприятий: общества с ограниченной ответственностью «Омсктехуглерод» (далее – ООО «Омсктехуглерод»), общества с ограниченной ответственностью «ГринЛайт» (далее – ООО «ГринЛайт»), ПАО «Омскшина», ООО «Теплогенерирующий комплекс».

Омские ТЭЦ входят в состав АО «ТГК-11».

АО «ТГК-11» создано в 2005 году в ходе реформирования энергетической системы Российской Федерации (с организационно-правовой формой открытого акционерного общества).

5 ноября 2014 года в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись об изменении наименования ОАО «ТГК-11» – на АО «ТГК-11».

В 2007 году на основании решения Совета директоров АО «ТГК-11» был создан Омский филиал АО «ТГК-11».

По итогам проведения годового общего собрания акционеров, состоявшегося 14 мая 2010 года, АО «ТГК-11» вошло в группу компаний ПАО «Интер РАО». АО «ТГК-11» является дочерним обществом ПАО «Интер РАО», которому в настоящее время принадлежат 100 процентов акций АО «ТГК-11».

В соответствии со Стратегией развития теплового бизнеса, обеспечения надежности и безопасности ПАО «Интер РАО», утвержденной Правлением ПАО «Интер РАО» 18 марта 2015 года, проведена реорганизация АО «ТГК-11», целью которой являлось выделение из имущественного комплекса компании теплосетевых, теплосбытовых и теплогенерирующих (включая котельные) активов при сохранении контроля АО «ТГК-11» над обособленными активами.

В рамках реорганизации АО «ТГК-11» 20 декабря 2013 года общим собранием акционеров компании принято решение о выделении АО «ОмскРТС» и открытого акционерного общества «ТомскРТС» (далее – ОАО «ТомскРТС»).

1 апреля 2014 года Межрайонной инспекцией Федеральной налоговой службы № 12 по Омской области в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о создании следующих юридических лиц путем реорганизации в форме выделения: АО «ОмскРТС» и АО «ТомскРТС».

1 декабря 2014 года внеочередным общим собранием акционеров АО «ТГК-11» принято решение о дальнейшей реорганизации компании в форме выделения АО «Томская генерация».

С 1 апреля 2015 года упразднены филиалы (Омский и Томский) АО «ТГК-11». Главный офис компании перенесен из города Новосибирска в город Омск.

В состав АО «ТГК-11» с 1 апреля 2015 года вошли следующие генерирующие источники – действующие омские ТЭЦ:

1) Омская ТЭЦ-3 – основное топливо – природный газ (в качестве растопочного и резервного топлива используется мазут). Введена в



эксплуатацию в 1954 году, установленная мощность – 445,2 МВт / 1006,24 Гкал/час;

2) Омская ТЭЦ-4 – основное топливо – экибастузский каменный уголь (в качестве топлива используются также природный газ, растопочное топливо – мазут). Введена в эксплуатацию в 1965 году, установленная мощность – 385 МВт / 900 Гкал/час;

3) Омская ТЭЦ-5 – основное топливо – экибастузский каменный уголь (в качестве растопочного топлива используется мазут). Введена в эксплуатацию в 1980 году, установленная мощность – 735 МВт / 1763 Гкал/час.

Установленная мощность омских ТЭЦ АО «ТГК-11» составила 1565,2 МВт / 3669,24 Гкал/час.

В состав АО «ОмскРТС» с 1 апреля 2015 года вошли:

1) Омская ТЭЦ-2 – работает в режиме котельной, основное топливо – природный газ (в качестве топлива используется также кузнецкий уголь, мазут). Введена в эксплуатацию в 1941 году, установленная мощность – 378 Гкал/час;

2) Кировская районная котельная (далее – КРК) – основное топливо – природный газ (в качестве топлива используется также мазут). Ввод в эксплуатацию первого агрегата состоялся в 1969 году, установленная мощность 585 Гкал/час.

Установленная тепловая мощность омских ТЭЦ АО «ОмскРТС» составила 963 Гкал/час. Общая установленная мощность омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» составляет 1565,2 МВт / 4632,24 Гкал/час.

В 2009 году на Омской ТЭЦ-3 выведен из эксплуатации турбоагрегат Р-25-90/18, ст. № 3 мощностью 25 МВт. Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 снизилась с 375 МВт до 350 МВт, а после реконструкции турбоагрегата ст. № 11 в 2010 году и турбоагрегата ст. № 9 в 2011 году (с увеличением мощности по 10 МВт на каждом турбоагрегате) увеличилась до 370 МВт.

В 2013 году на Омской ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию парогазовая установка (ПГУ) с установленной мощностью 85,2 МВт, реконструирован турбоагрегат ст. № 12, установленная мощность которого увеличена до 60 МВт. При этом в 2013 году (после завершения строительства ПГУ) выведены из эксплуатации два турбоагрегата Омской ТЭЦ-3 общей мощностью 75 МВт – турбоагрегат ВПТ-50-3 (ст. № 10) и ПТ-25-90/10М (ст. № 6). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2014 года составила 390,2 МВт.

В 2014 году завершена реконструкция турбоагрегата ст. № 13 (Р-50-130-1) Омской ТЭЦ-3 с увеличением установленной мощности до 60 МВт (на 10 МВт). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2016 года составила 400,2 МВт.

В 2016 году на Омской ТЭЦ-3 завершено строительство турбины мощностью 120 МВт, которая заменила демонтированный агрегат ст. № 10. С учетом ввода новой мощности на Омской ТЭЦ-3 АО «ТГК-11» осуществлен вывод из эксплуатации трех турбоагрегатов общей мощностью 75 МВт – турбоагрегатов Р-25-90/18 (ст. № 4), ПТ-25-90/10М (ст. № 7) и

Р-25-90/18 (ст. № 8). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2017 года по электрической энергии составила 445,2 МВт, при этом тепловая мощность станции снизилась до 1006,24 Гкал/час (на 164,76 Гкал/час).

При реконструкции Омской ТЭЦ-3 в 2010 – 2011 годах проведен демонтаж трех котлоагрегатов ст. № 1 – 3. Электрогенерирующее оборудование первой очереди Омской ТЭЦ-3 (турбоагрегаты ст. № 4 – 9), установленное в период с 1956 по 1958 год на параметры острого пара 90 атмосфер, достигло паркового ресурса.

Турбоагрегат первой очереди ст. № 9 по заключению соответствующей организации получил продление индивидуального ресурса, который истекает в 2017 году.

Турбоагрегаты второй очереди Омской ТЭЦ-3 (турбоагрегаты ст. № 11 – 13), установленные в период с 1962 по 1964 годы, также достигли паркового ресурса, но по заключениям соответствующих организаций их индивидуальный ресурс продлен до 2025 – 2040 годов.

В 2010 году на Омской ТЭЦ-2 выведен из эксплуатации котлоагрегат ст. № 1 мощностью 38,7 Гкал/час. Установленная мощность Омской ТЭЦ-2 снизилась с 416,7 Гкал/час до 378 Гкал/час.

На Омской ТЭЦ-4 парковый ресурс отработали турбоагрегаты ст. № 4, 6, 7, 9. Индивидуальный ресурс турбоагрегата ст. № 4 истекает в 2024 году, ст. № 6 – в 2019 году, ст. № 7 – в 2021 году, ст. № 9 – в 2018 году.

В 2011 году на Омской ТЭЦ-4 выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 8 (Р-100-130), находившийся ранее на консервации в связи со снижением потребления пара промышленными потребителями. Демонтаж указанного турбоагрегата АО «ТГК-11» не планируется. Вместе с тем мощность агрегата при подсчете общей установленной электрической мощности станции не учитывается с 1 ноября 2011 года. Аналогичная ситуация на Омской ТЭЦ-4 сложилась с котлоагрегатом ст. № 6 (БКЗ-320-140), в связи с чем общая тепловая мощность станции также снижена.

В 2015 году на Омской ТЭЦ-4 выведены из эксплуатации турбоагрегат Р-50-130/13 ст. № 5, а также котлоагрегаты БКЗ-320-140 ст. № 5 и БКЗ-420-140 ст. № 10. Мощность станции снизилась с 435 МВт до 385 МВт по электрической энергии, с 1095 Гкал/час до 900 Гкал/час – по тепловой энергии.

Турбоагрегаты Омской ТЭЦ-5 (ст. № 1 – 5) имеют парковый ресурс до 2017 – 2021 годов.

В 2014 году на Омской ТЭЦ-5 выполнено техническое перевооружение (реконструкция) турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. № 1 с увеличением установленной мощности до 100 МВт (на 20 МВт). Маркировка турбоагрегата ст. № 1 изменена на ПТ-98/108-12,8/1,28.

В 2015 году на Омской ТЭЦ-5 выполнено техническое перевооружение (реконструкция) турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. № 2 с увеличением установленной мощности до 100 МВт (на 20 МВт). Маркировка турбоагрегата ст. № 2 изменена на ПТ-98/110-130/13-1М. Мощность Омской ТЭЦ-5 увеличилась с 695 МВт до 735 МВт по электрической энергии, с 1735 Гкал/час до 1763 Гкал/час – по тепловой энергии.

Состав оборудования омских ТЭЦ АО «ТГК-11» приведен в приложении № 9 к Программе.

#### 4.2.1. Структура установленной мощности омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС»

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Электрическая мощность		Тепловая мощность	
		МВт	В процентах от общего объема	Гкал/час	В процентах от общего объема
<b>АО «ТГК-11»</b>					
1	Омская ТЭЦ-3	445,2	28,4	1006,24	21,7
2	Омская ТЭЦ-4	385	24,6	900	19,4
3	Омская ТЭЦ-5	735	47,0	1763	38,1
	Итого по АО «ТГК-11»	1565,2	100,0	3669,24	79,2
<b>АО «ОмскРТС»</b>					
4	Омская ТЭЦ-2	–	–	378	8,2
5	КРК	–	–	585	12,6
	Итого по АО «ОмскРТС»	–	–	963	20,8
	<b>ВСЕГО</b>	<b>1565,2</b>	<b>100,0</b>	<b>4632,24</b>	<b>100,0</b>

#### 4.2.2. Вывод из эксплуатации мощностей, вырабатывающих электрическую энергию, на существующих омских ТЭЦ в 1984 – 2016 годах

Тип и ст. № агрегата	Установленная мощность, МВт	Год списания
<b>Омская ТЭЦ-1</b>		
Итого по станции	21	1986
<b>Омская ТЭЦ-2</b>		
Р-4-13/1,2, ст. № 1	4	1984
ПТ-12-39, ст. № 2	12	1986
ПТ-25-39, ст. № 3	25	1992
Сименс-шукерт, ст. № 4	25	1988
Итого по станции	66	
<b>Омская ТЭЦ-3</b>		
Р-10-15/1,2, ст. № 5	10	1995
ПТ-25-90-10М, ст. № 1	25	2004
ПТ-25-90-10М, ст. № 2	25	2006
Р-25-90/18, ст. № 3	25	2009
ПТ-25-90/10М, ст. № 6	25	2013
ВПТ-50-3, ст. № 10	50	2013
Р-25-90/18, ст. № 4	25	2016

Тип и ст. № агрегата	Установленная мощность, МВт	Год списания
ПТ-25-90/10М, ст. № 7	25	2016
Р-25-90/18, ст. № 8	25	2016
Итого по станции	235	
<b>Омская ТЭЦ-4</b>		
ПТ-50-130, ст. № 1	50	1989
ПТ-50-130, ст. № 2	50	1991
ПТ-50-130, ст. № 3	50	1993
Р-100-130, ст. № 8	100	2011
Р-50-130/13, ст. № 5	50	2015
Итого по станции	300	

Блок-станции промышленных предприятий представлены четырьмя электростанциями, подключенными на параллельную работу к энергетической системе Омской области:

- 1) теплоэлектростанция ООО «Омсктехуглерод»:
  - установленная электрическая мощность – 18 МВт;
  - установленная тепловая мощность – 38,4 Гкал/час;
- 2) газотурбинная электростанция ООО «ГринЛайт»:
  - установленная электрическая мощность – 6 МВт;
  - установленная тепловая мощность – 12 Гкал/час;
- 3) теплоэлектростанция ПАО «Омскшина» установленной электрической мощностью 12 МВт;
- 4) теплоэлектростанция ООО «Теплогенерирующий комплекс»:
  - установленная электрическая мощность – 6 МВт;
  - установленная тепловая мощность – 5,9 Гкал/час.

Газотурбинная электростанция, принадлежащая ООО «ГринЛайт», законсервирована в 2011 году, запуск электростанции в работу в настоящее время не планируется.

#### 4.2.3. Состав оборудования существующих электростанций (блок-станций) промышленных предприятий

№ п/п	Наименование и тип агрегата	Количество единиц оборудования (шт.)	Производительность (тонн/час, МВт)	Вид топлива
<b>ООО «Омсктехуглерод»</b>				
1	Паровая турбина ПР-6-1,2/0,5	3	6 МВт	Технологический газ, получаемый в процессе производства техуглерода
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	3	6 МВт	

№ п/п	Наименование и тип агрегата	Количество единиц оборудования (шт.)	Производительность (тонн/час, МВт)	Вид топлива
<b>ООО «ГринЛайт»</b>				
1	Паровой котел БЭМ-16/1,4-225ГМ	1	16 тонн/час	Газ
2	Котел-утилизатор КГТ 20/1,3-300	1	17 тонн/час	Газ
3	Газотурбинный агрегат ГТА-6РМ	1	6 МВт	Газ
<b>ПАО «Омскшина»</b>				
1	Паровая турбина Р-6-3,4/1,0М-1	2	6 МВт	Газ
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	2	6 МВт	Газ
<b>ООО «Теплогенерирующий комплекс»</b>				
1	Газопоршневой агрегат корпорации «Caterpillar»	3	2 МВт	Газ

В целях развития в Омской области генерирующих мощностей в 2017 – 2021 годах АО «ТГК-11» планирует выполнить следующие мероприятия, направленные на обновление производственных мощностей омских ТЭЦ:

1) реконструкция паровой турбины ст. № 6 типа Т-100-130 на Омской ТЭЦ-4 со сроком ввода в 2019 году;

2) реконструкция паровой турбины ст. № 7 типа Т-100-130 на Омской ТЭЦ-4 со сроком ввода в 2022 году.

Величина мощности турбогенераторов ст. № 6 и ст. № 7 Омской ТЭЦ-4 после реконструкции не определена. Технические условия на увеличение мощности по указанным объектам генерации отсутствуют.

Рост генерирующих мощностей блок-станций промышленных предприятий в перспективе может быть осуществлен за счет ввода в промышленную эксплуатацию теплоэлектростанции мощностью 36 МВт в ПАО «Омский каучук», однако сроки проведения указанного мероприятия не определены, в связи с чем объект не включается в перечень планируемых к строительству и реконструкции электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Одним из перспективных проектов по созданию генерирующих объектов в Омской области является строительство акционерным обществом «Группа компаний «Титан» (далее – АО «ГК «Титан») парогазовой установки мощностью 125 МВт для обеспечения энергоснабжения комплекса глубокой переработки сельскохозяйственной продукции «Биокомплекс».

В настоящее время ведется проектирование энергообъекта.

По предварительным данным реализация проекта планируется АО «ГК «Титан» в рамках трех пусковых комплексов: первый пусковой комплекс мощностью 25 МВт (паротурбинная установка) предполагается ввести в эксплуатацию в 2017 году, второй пусковой комплекс мощностью 50 МВт (газотурбинная установка) предполагается ввести в эксплуатацию до 2018 года, третий пусковой комплекс мощностью 50 МВт (газотурбинная установка) предполагается ввести в эксплуатацию до 2020 года.

Так как проект по строительству АО «ГК «Титан» генерирующих мощностей в объеме 125 МВт находится на начальной стадии, мероприятие не включается в перечень планируемых к строительству и реконструкции станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Оценка объемов капитальных вложений в энергогенерирующие объекты приведена по данным инвесторов (исполнителей проектов).

#### 4.2.4. Перечень планируемых в 2017 – 2021 годах к строительству и реконструкции электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Реконструкция и модернизация действующих ТЭЦ (Исполнитель: АО «ТГК-11»)			
Омская ТЭЦ-4			
Реконструкция паровой турбины ст. № 6 типа Т-100-130	Определяется дополнительно	Реализация проекта планируется в 2017 – 2019 годах	715,4
Реконструкция паровой турбины ст. № 7 типа Т-100-130	Определяется дополнительно	Реализация проекта планируется в 2017 – 2022 годах	925,8

#### 4.3. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Основу электросетевого комплекса Омской области напряжением ниже 110 кВ составляют линии электропередачи и подстанции филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» и АО «Омскэлектро».

Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» обслуживает на территории города Омска и в муниципальных районах Омской области:

1) 36871,26 км линий электропередачи напряжением 0,4 кВ, 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ;

2) 190 подстанций напряжением 35 кВ с общей мощностью трансформаторов 955,76 МВА;

3) 9845 трансформаторных подстанций напряжением 6 – 10(35)/0,4 кВ с общей мощностью трансформаторов 2118,722 МВА.

Муниципальное производственно-эксплуатационное предприятие «Омскэлектро» (далее – МПЭП «Омскэлектро») создано в 1993 году.

С 2002 года МПЭП «Омскэлектро» было преобразовано в муниципальное унитарное производственно-эксплуатационное предприятие «Омскэлектро», а с 2011 года функционировало в виде муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро» (далее – МПЭП города Омска «Омскэлектро»). МПЭП города Омска «Омскэлектро» преобразовано в ОАО «Омскэлектро» с 29 марта 2013 года на основании решения Омского городского Совета от 24 октября 2012 года № 67 «О преобразовании муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро» в открытое акционерное общество» и распоряжения Администрации города Омска от 27 декабря 2012 года № 452-р «Об условиях приватизации Муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро». В соответствии с гражданским законодательством ОАО «Омскэлектро» с 27 марта 2015 года переименовано в АО «Омскэлектро».

АО «Омскэлектро» обслуживает более 60 процентов электрических сетей на территории города Омска напряжением 0,4 – 10 кВ (с учетом бесхозяйных объектов недвижимого имущества электросетевого комплекса), а также линии электропередачи 110 кВ, в том числе:

- 1) кабельные линии электропередачи напряжением 110 кВ – 13,88 км;
- 2) кабельные линии электропередачи напряжением 6 – 10 кВ – 2029,78 км;
- 3) кабельные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1596,92 км;
- 4) воздушные линии электропередачи напряжением 6 – 10 кВ – 326,15 км;
- 5) воздушные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1315,68 км;
- 6) кабельные и воздушные линии электропередачи наружного освещения напряжением 0,4 кВ – 988,9 км;
- 7) трансформаторные подстанции и распределительные пункты – 1602 шт.

Оценка объемов капитальных вложений в электросетевые объекты приведена по данным инвесторов (исполнителей проектов).

#### 4.3.1. Сводные данные по развитию в Омской области в 2017 – 2021 годах электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»		
Реконструкция подстанций 35 кВ с увеличением трансформаторной мощности (Надеждино, Пушкино, Красноярская)	3 шт. / 52,6 МВА	75,81

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Строительство кабельных линий (0,4, 10, 35 кВ)	38,23 км	146,88
Строительство воздушных линий (0,4, 10, 35 кВ)	547,73 км	548,96
Строительство распределительных пунктов (0,4 – 10 кВ)	1 шт. / 2 МВА	55,00
Строительство трансформаторных подстанций (0,4 – 10 кВ)	152,2 МВА	501,06
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ, 10 кВ, в том числе с заменой голого провода на самонесущий изолированный провод	119,35 км	89,00
Реконструкция трансформаторных подстанций и распределительных пунктов 10 кВ	1,18 МВА	3,61
Исполнитель: АО «Омскэлектро»		
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ	32,14 км	33,64
Реконструкция воздушных линий 10 кВ	16 км	23,43
Замена масляных выключателей на вакуумные выключатели в распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях	10 шт.	13,33
Замена силовых трансформаторов ТМ-10/0,4 кВ в трансформаторных подстанциях и распределительных пунктах (мощностью 100 кВА, 250 кВА, 400 кВА, 630 кВА)	7,11 МВА	25,84
Строительство кабельных линий 10 кВ	13,16 км	55,65
Монтаж приборов технического учета в трансформаторных подстанциях и на воздушных линиях электропередачи	111 шт.	13,00
Строительство блочных распределительных трансформаторных пунктов (ЗБРТП-630-10/0,4 кВ)	2,52 МВА	33,72
Строительство сетей электроснабжения, в том числе взамен существующих	8 МВА / 27,25 км	318,68



Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Реконструкция сетей электроснабжения для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии	19,92 км	452,51

#### 4.4. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных электросетевых организаций

Постановлением Правительства Омской области от 2 ноября 2011 года № 212-п «Об утверждении Положения о Региональной энергетической комиссии Омской области» определено, что уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг) для электросетевых организаций в соответствии с законодательством устанавливается Региональной энергетической комиссией Омской области.

Основой для установления показателей уровня надежности оказываемых услуг в отношении территориальных электросетевых организаций являются положения, закрепленные постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 года № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», а также приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 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».

В Программе приводится оценка плановых значений показателя уровня надежности оказываемых услуг для крупнейших территориальных электросетевых организаций – филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» и АО «Омскэлектро»:

1) филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго».

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 27 мая 2014 года № 74/21 «О фактических значениях показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций на территории Омской области за 2013 год» установлены следующие показатели уровня надежности оказываемых услуг:

Наименование показателя	Значение показателя (по годам)					
	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Плановый показатель уровня надежности оказываемых услуг	0,0136	0,0134	0,0132	0,0130	0,0128	0,0126

## 2) АО «Омскэлектро».

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 24 декабря 2014 года № 655/77 «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории Омской области в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2015 – 2019 годы и 2015 – 2017 годы» установлены следующие показатели уровня надежности оказываемых услуг:

Наименование показателя	Значение показателя (по годам)				
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Плановый показатель уровня надежности оказываемых услуг	0,0238	0,0235	0,0231	0,0228	0,0224

#### 4.5. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии

Правительством Омской области совместно с обществом с ограниченной ответственностью «Хевел» (далее – ООО «Хевел») и обществом с ограниченной ответственностью «Авелар Солар Технолоджи» (далее – ООО «Авелар Солар Технолоджи») прорабатываются варианты размещения объектов солнечной генерации на территории Русско-Полянского, Нововаршавского и Одесского муниципальных районов Омской области.

Между Правительством Омской области, ООО «Хевел» и ООО «Авелар Солар Технолоджи» подписано соглашение от 25 февраля 2014 года № 10-С о сотрудничестве в вопросах перспективного развития солнечной электроэнергетики.

Развитие солнечной электроэнергетики планируется в рамках реализации постановления Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

##### 4.5.1. Перечень планируемых в 2017 – 2021 годах к строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта
Исполнитель: ООО «Авелар Солар Технолоджи»		
Строительство солнечной электростанции в Одесском муниципальном районе Омской области	10	Завершение реализации проекта планируется в 2017 году

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта
Строительство солнечной электростанции в Нововаршавском муниципальном районе Омской области	15	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году
Строительство солнечной электростанции в Русско-Полянском муниципальном районе Омской области	15	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году
Всего увеличение установленной мощности энергетической системы Омской области до 2021 года	40	

В Омской области запланировано также развитие малой (распределенной) энергетики. Конкретные проекты по мере их проработки будут включаться в Программу.

## 5. Объемы производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области

### 5.1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Омской области

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на территории Омской области в 2017 – 2021 годах сформирован на основе официальных прогнозов АО «СО ЕЭС», с учетом положений Схемы и программы развития ЕЭС России, а также анализа отчетной динамики и структуры потребления электрической энергии в Омской области в 2012 – 2016 годах, динамики изменения максимума нагрузки в энергетической системе Омской области и реализации крупных инвестиционных проектов по созданию новых промышленных производств, объектов инфраструктуры.

В 2000 – 2008 годах в Омской области прослеживался устойчивый рост спроса на электрическую энергию. Среднегодовой темп роста потребления электрической энергии составлял около 1,6 процента.

В 2009 году в связи с кризисными явлениями в экономике объем электропотребления снизился на 3,5 процента к уровню 2008 года и составил 10184 млн. кВт.ч.

В 2010 году объем электропотребления вновь начал расти и составил 10392 млн. кВт.ч (102 процента к уровню 2009 года).

Рост электропотребления продолжался в 2011 – 2012 годах: в 2011 году – 101 процент к уровню 2010 года, в 2012 году – 104 процента к уровню 2011 года. В 2013 году произошло незначительное снижение объема электропотребления, который составил 10888,1 млн. кВт.ч (99,9 процента к уровню 2012 года – 10902,4 млн. кВт.ч).

В 2014 году объем электропотребления в Омской области составил 10992,5 млн. кВт.ч (рост к уровню 2013 года на 1 процент).

В 2015 году объем электропотребления в Омской области составил 10880,8 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2014 года на 1 процент).

В 2016 году продолжилось снижение объема электропотребления в Омской области, который составил 10862,4 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2015 года на 0,2 процента).

В структуре потребления электрической энергии на территории Омской области традиционно высокую долю занимает промышленность – в 2012 – 2016 годах – до 44,1 процента.

При этом в структуре промышленного производства наибольшая доля относится к обрабатывающим отраслям промышленности (нефтехимической, машиностроительной) – до 29,7 процента от общего объема электропотребления в Омской области.

Основными (крупными) потребителями, составляющими не менее 1 процента от общего объема электропотребления в Омской области, традиционно являются АО «Газпромнефть – ОНПЗ», ОАО «РЖД», ПАО «Омский каучук», ПАО «Омкшина», ОАО «ОмскВодоканал».

#### 5.1.1. Перечень основных (крупных) потребителей электрической энергии

Наименование потребителя	млн. кВт.ч				
	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	1495,6	1518,5	1518,5	1483,6	1531,6
ОАО «РЖД»	968,9	958,4	975,6	920,3	1125,1
ПАО «Омский каучук»	261,7	300,4	290,8	290,8	324,7
ПАО «Омкшина»	177,4	167,5	160,3	151,0	149,5
ОАО «ОмскВодоканал»	156,3	148,9	146,8	140,2	189,45
АО «Омский завод транспортного машиностроения»	82,4	86,5	101	112,1	130,5
Филиал «ОМО им. П.И. Баранова» АО «НПЦ газотурбостроения «Салют»	46,4	46,5	48,1	35,6	55,9
«ПО «Полет» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»	43,9	43,5	49,3	42,6	37,9
Общество с ограниченной ответственностью «ИКЕА МОС (Торговля и Недвижимость)»	41,8	40,5	40,8	41,1	39,9
АО «САН ИнБев»	40,8	37	36,2	36,2	32,7
АО «ОмПО «Иртыш»	20,2	15,9	19,7	17,2	17,1
Акционерное общество «Высокие технологии»	16,6	16,6	16,8	15,4	14,8

5.1.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощности в Омской области  
в 2017 – 2021 годах

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	10924	10979	11032	11111	11149
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, МВт	1831	1840	1849	1857	1868

5.1.3. Структура потребления электрической энергии в Омской области  
в 2012 – 2016 годах по видам экономической деятельности

Наименование показателя	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год	
	млн. кВт.ч	про- цент от общего объема потре- блен- ной элек- три- ческой энер- гии	млн. кВт.ч	про- цент от общего объема потре- блен- ной элек- три- ческой энер- гии	млн. кВт.ч	про- цент от общего объема потре- блен- ной элек- три- ческой энер- гии	млн. кВт.ч	про- цент от общего объема потре- блен- ной элек- три- ческой энер- гии	млн. кВт.ч	про- цент от общего объема потре- блен- ной элек- три- ческой энер- гии
Сельское хозяйство	316	2,9	310	2,9	327	3,0	326,4	3,0	325,8	3,0
Промышленность, в том числе	4633	42,5	4801,1	44,1	4616,5	42,1	4624,3	42,5	4638,3	42,7
1) обрабатывающие производства	3238	29,7	3206,1	29,5	3080,5	28,1	3090,1	28,4	3095,8	28,5
2) производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1395	12,8	1595	14,6	1536	14,0	1534,2	14,1	1542,5	14,2
Добыча полезных ископаемых	87	0,8	87	0,8	89	0,8	87	0,8	86,9	0,8
Строительство	163	1,5	157	1,4	153	1,4	130,6	1,2	141,2	1,3
Транспорт и связь	1309	12,0	1307	12,0	1255	11,4	1207,8	11,1	1216,6	11,2

Наименование показателя	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год	
	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной энергии
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	87	0,8	91	0,8	91	0,8	141,5	1,3	108,6	1,0
Потреблено населением	1702	15,6	1680	15,4	1694	15,4	1675,6	15,4	1672,8	15,4
Прочие виды экономической деятельности	1635	15,0	1545	14,2	1587	14,4	1599,5	14,7	1596,8	14,7
Потери в электрических сетях	970,4	8,9	910	8,4	1180	10,7	1088,1	10,0	1075,4	9,9
Потреблено электрической энергией, всего	10902,4	100,0	10888,1	100,0	10992,5	100,0	10880,8	100,0	10862,4	100,0

## 5.2. Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области

Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области на 2017 – 2021 годы сформирован на основе анализа баланса и структуры выработки электрической энергии в 2012 – 2016 годах, с учетом реализации мероприятий по вводу генерирующих мощностей в энергетической системе Омской области:

1) ввод на Омской ТЭЦ-3 генерирующих мощностей в объеме 120 МВт (турбоагрегата Т-120/130-12,8) – объем мощности учитывается в балансе с 2016 года;

2) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Одесском муниципальном районе Омской области (мощностью 10 МВт) – объем мощности учитывается в балансе с 2017 года;

3) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Нововаршавском муниципальном районе Омской области (мощностью 15 МВт) – объем мощности 15 МВт учитывается в балансе с 2019 года;

4) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Русско-Полянском муниципальном районе Омской области (мощностью 15 МВт) – объем мощности учитывается в балансе с 2019 года.

В 2012 – 2016 годах доля электрической энергии, вырабатываемой омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и блок-станциями промышленных предприятий, в общем балансе электрической энергии в энергетической системе Омской области составляла от 63 до 67 процентов.

В структуре выработки электрической энергии электростанциями энергетической системы Омской области основную долю занимает электрическая энергия омских ТЭЦ АО «ТГК-11» – в 2012 – 2016 годах от 97,1 процента до 97,7 процента от общего объема вырабатываемой электрической энергии.

Доля выработки электрической энергии блок-станциями промышленных предприятий в 2012 – 2016 годах составляла не более 2,9 процента.



## 5.2.1. Баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год
Баланс электрической энергии										
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, млн. кВт.ч	10902,4	10888,1	10992,5	10880,8	10862,4	10924	10979	11032	11111	11149
Выработка электрической энергии, всего, млн. кВт.ч, в том числе	7342,6	6842,1	7061,1	7194,6	6876,4	6952	5804	6480	7535	7599
1) выработка электрической энергии омскими ТЭЦ	7170,5	6669,5	6886,7	6994,6	6675,3	6750,9	5602,9	6278,2	7333,2	7397,2
2) выработка электрической энергии блок-станциями промышленных предприятий, источниками в муниципальных районах Омской области	172,1	172,6	174,4	200	201,1	201,1	201,1	201,8	201,8	201,8
Сальдо-переток электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	3559,8	4046	3913,4	3686,2	3986	3972	5175	4552	3576	3550
Доля выработки электрической энергии электростанциями, расположенными на территории Омской области, в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	67	63	64	66	63	64	53	59	68	68

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Доля сальдо-перетока в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	33	37	36	34	37	36	47	41	32	32
Баланс мощности										
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, МВт	1921	1812	1802	1782	1818	1831	1840	1849	1857	1868
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт, в том числе	1536	1562,2	1572,2	1562,2	1607,2	1617,2	1617,2	1647,2	1647,2	1647,2
1) установленная электрическая мощность омских ТЭЦ	1500	1520,2	1530,2	1520,2	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2
2) установленная электрическая мощность блочных станций промышленных предприятий, источников в муниципальных районах Омской области	36	42	42	42	42	52	52	82	82	82
Генерация мощности электростанциями энергетической системы Омской области, всего, МВт, в том числе	1209	1160	1076	1065	1208	1222	1120	1226	1235	1251
1) генерация мощности Омской ТЭЦ-3, МВт	252	240	241	262	366	368	320	367	368	375

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
2) генерация мощности Омской ТЭЦ-4, МВт	300	280	251	220	247	250	225	252	255	257
3) генерация мощности Омской ТЭЦ-5, МВт	638	619	562	561	570	579	550	580	585	592
4) генерация мощности блок-станциями промышленных предприятий, источниками в муниципальных районах Омской области, МВт	19	21	22	22	25	25	25	27	27	27
Сальдо-переток мощности в энергетической системе Омской области, МВт	712	652	726	717	610	609	720	623	622	617
Доля сальдо-перетока в максимуме потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, процентов	37	36	40	40	34	33	39	34	33	33

## 6. Развитие системы теплоснабжения в Омской области. Топливообеспечение энергоисточников

### 6.1. Основные характеристики системы теплоснабжения Омской области

Объемы потребления тепловой энергии в Омской области за последние пять лет составляли:

- 1) 2012 год – 24889 тыс. Гкал;
- 2) 2013 год – 24409 тыс. Гкал;
- 3) 2014 год – 24329 тыс. Гкал;
- 4) 2015 год – 22973 тыс. Гкал.
- 5) 2016 год – 23484 тыс. Гкал.

Всего в Омской области отапливается более 5 млн. объектов, из них в городе Омске – свыше 4,6 млн. объектов.

### 6.2. Система теплоснабжения города Омска

Централизованная система теплоснабжения города Омска сложилась, в основном, в 1960 – 1980 годы.

Теплоснабжение части города Омска, расположенной на правом берегу реки Иртыш, осуществляется системами от омских ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 АО «ТГК-11» и Омской ТЭЦ-2 АО «ОмскРТС», от котельных МП города Омска «Тепловая компания» и от ведомственных котельных.

Теплоснабжение части города Омска, расположенной на левом берегу реки Иртыш, осуществляется системами от КРК (АО «ОмскРТС») и Омской ТЭЦ-3 (АО «ТГК-11»), от котельных МП города Омска «Тепловая компания» и от ведомственных котельных.

Всего на территории города Омска функционирует 172 теплоисточника суммарной установленной мощностью 9187,43 Гкал/час, в том числе:

1) 3 теплоисточника АО «ТГК-11» (омские ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5) установленной тепловой мощностью 3669,24 Гкал/час (39,9 процента установленной тепловой мощности теплоисточников, расположенных в городе Омске);

2) 2 теплоисточника АО «ОмскРТС» (Омская ТЭЦ-2, КРК) установленной тепловой мощностью 963 Гкал/час (10,5 процента);

3) 27 отопительных котельных МП города Омска «Тепловая компания» установленной мощностью 581,76 Гкал/час (6,3 процента);

4) 140 ведомственных и производственных котельных установленной мощностью 3973,43 Гкал/час (43,3 процента).

АО «ОмскРТС» обслуживает около 100 процентов магистральных участков тепловых сетей, включая ответвления от магистралей непосредственно к потребителям, и около 10 процентов от общей протяженности тепловых сетей в городе Омске.

Средний срок службы трубопроводов магистральных сетей АО «ОмскРТС» составляет 16 – 20 лет. Длина всех тепловых сетей от источников тепла при надземной прокладке составляет 26,6 процента,

остальные тепловые сети выполнены в подземной прокладке, в том числе 71 процент – в железобетонных непроходных каналах.

В среднем по всем омским ТЭЦ соотношение открытых и закрытых систем теплоснабжения составляет 50 процентов.

МП города Омска «Тепловая компания» объединяет более 60 процентов распределительных тепловых сетей и ответвлений от них к потребителям. Передача тепловой энергии осуществляется не только от собственных котельных, но и от 12 ведомственных котельных.

На обслуживании МП города Омска «Тепловая компания» находятся 53 центральных тепловых пункта, 11 тепловых насосных станций. Тепловые сети от котельных, в основном, двухтрубные. Системы отопления подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. При необходимости снижение температуры в системах отопления потребителей осуществляется через индивидуальный тепловой пункт («элеватор») или от группового центрального теплового пункта.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей МП города Омска «Тепловая компания»:

1) подземная в непроходных железобетонных сборных каналах – 77 процентов;

2) надземная на низких опорах – 23 процента.

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении от теплоисточников МП города Омска «Тепловая компания», ведомственных и производственных котельных составляет 962,1 км, в том числе:

1) от магистральных тепловых сетей АО «ОмскРТС» – 694,7 км;

2) от собственных котельных МП города Омска «Тепловая компания» – 179,2 км;

3) от ведомственных котельных – 88,2 км.

#### 6.2.1. Перечень основных (крупных) потребителей тепловой энергии АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» в 2013 – 2016 годах

Потребители	Теплоисточники	Объем потребления, Гкал			
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	ТЭЦ-3,4	2522643	2442701	2362823	2303351
ПАО «Омский каучук»	ТЭЦ-3	139921	138882	137445	161669
Акционерное общество «Первая грузовая компания»	ТЭЦ-3	109425	110452	126605	109065
Открытое акционерное общество Омское производственное объединение «Радиозавод имени А.С. Попова»	ТЭЦ-5	26852	27868	25020	28123

Потребители	Теплоис- точники	Объем потребления, Гкал			
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина»	ТЭЦ-3, 5	42113	38715	35140	35529
Акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление»	ТЭЦ-2, 3, 5	25299	24168	22768	22190
Акционерное общество «Центральное конструкторское бюро автоматики»	ТЭЦ-5	25266	25637	22137	20500

## 6.2.2. Динамика и структура потребления тепловой энергии, вырабатываемой АО «ТЭК-11» и АО «ОмскРТС»

Показатель	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год	
	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе	10159757	100,00	10302774	100,00	10076325	100,00	9662508	100,00	9679995	100,00
1) промышленность	2857467	28,13	2927069	28,4	2768924	27,48	2656366	27,49	2619002	27,06
2) строительство	101273	0,99	88714	0,9	84915	0,84	77872	0,81	65432	0,68
3) транспорт и связь	260605	2,56	244050	2,4	248806	2,47	256322	2,65	231185	2,39
4) жилищно-коммунальный комплекс	25930	0,26	52027	0,5	28975	0,29	20688	0,21	23259	0,24
5) население	4620512	45,48	4630981	44,9	4472273	44,38	4409681	45,64	4434658	45,81
6) бюджетные потребители	832223	8,19	938535	9,1	874770	8,68	797713	8,26	833367	8,60
7) потери	674462	6,64	559355	5,4	655974	6,51	579968	6,00	646215	6,68
транспортировщиков										
8) прочие	787285	7,75	862043	8,4	941688	9,35	863898	8,94	826877	8,54

### 6.3. Система теплоснабжения муниципальных районов Омской области

Теплоснабжение потребителей в муниципальных районах Омской области осуществляется от котельных, использующих в качестве топлива природный газ, уголь, мазут, дрова.

Всего на территориях муниципальных районов Омской области действуют 3026 котельных, отапливающих в том числе жилищный фонд и объекты социального назначения, из них 695 котельных – на балансе предприятий жилищно-коммунального комплекса, 557 котельных – на балансе областных учреждений, 1274 котельные – на балансе сельских администраций, 500 котельных, находящихся на балансе прочих предприятий (ведомственных).

### 6.4. Динамика выработки и потребления тепловой энергии в Омской области в 2017 – 2021 годах

С учетом анализа потребления тепловой энергии в Омской области в 2012 – 2016 годах, планируемых к реализации инвестиционных проектов, а также намечаемых к проведению мероприятий по сокращению потерь в тепловых сетях в рамках государственной программы Омской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Омской области», утвержденной постановлением Правительства Омской области от 16 октября 2013 года № 263-п, потребление тепловой энергии в Омской области в 2017 – 2021 годах прогнозируется на уровне 23000 – 24000 тыс. Гкал в год с сохранением имеющейся региональной структуры теплоснабжения (доля города Омска около 60 процентов, села – 40 процентов).

Доля выработки тепловой энергии омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» (крупнейшими производителями тепловой энергии на территории Омской области) планируется в объеме около 46 процентов от общего теплоснабжения (порядка 11000 тыс. Гкал).

#### 6.4.1. Прогноз выработки тепловой энергии омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» в 2017 – 2021 годах, тыс. Гкал

Наименование	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
<b>АО «ТГК-11»</b>					
Омская ТЭЦ-3	3371,20	3371,20	3371,20	3371,20	3371,20
Омская ТЭЦ-4	2026,20	2026,20	2026,20	2026,20	2026,20
Омская ТЭЦ-5	3436,60	3436,60	3436,60	3436,60	3436,60
Итого по АО «ТГК-11»	8834,00	8834,00	8834,00	8834,00	8834,00
<b>АО «ОмскРТС»</b>					
Омская ТЭЦ-2	782,50	782,50	782,50	783,18	783,18
КРК	1137,20	1137,20	1137,20	1109,55	1109,55
Итого по АО «ОмскРТС»	1919,70	1919,70	1919,70	1892,73	1892,73
<b>ВСЕГО</b>	<b>10753,70</b>	<b>10753,70</b>	<b>10753,70</b>	<b>10726,73</b>	<b>10726,73</b>



## 6.5. Направления развития системы теплоснабжения Омской области в 2017 – 2021 годах

Стратегия развития системы теплоснабжения Омской области в 2017 – 2021 годах должна быть направлена на:

- 1) обеспечение спроса на тепловую энергию;
- 2) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 3) первоочередную загрузку существующих источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 4) вывод из работы малоэффективных (нерентабельных) котельных;
- 5) повышение эффективности использования тепловой энергии потребителями, в том числе в части снижения потерь при ее использовании;
- 6) организацию учета получаемых, производимых и отпускаемых энергетических ресурсов;
- 7) совершенствование технической политики в сфере теплоснабжения (внедрение инновационных технологий, повышение энергетической эффективности, оптимизация топливообеспечения и т.д.).

Стратегия развития системы теплоснабжения должна быть реализована путем разработки и исполнения схем теплоснабжения муниципальных образований.

В связи с этим тепловые нагрузки по всем теплоисточникам, расположенным в Омской области, с перечнями мероприятий по развитию теплосетевых комплексов муниципальных районов Омской области отражены в утвержденных схемах теплоснабжения муниципальных районов Омской области (в рамках Программы не приводятся).

Администрацией города Омска совместно с АО «ТГК-11», МП города Омска «Тепловая компания» с привлечением специализированной научной организации разработана Схема теплоснабжения города Омска. В 2015 году проведена ее корректировка, в соответствии с которой сценарий развития системы теплоснабжения на территории города Омска предполагает:

- 1) строительство теплотрассы от Омской ТЭЦ-4 на левый берег реки Иртыш в зоны перспективного роста тепловой нагрузки;
- 2) строительство перекачивающей насосной станции (далее – ПНС) ПНС-5а;
- 3) строительство подающего трубопровода Центрального луча Омской ТЭЦ-3 диаметром 1000 мм от Омской ТЭЦ-3 до тепловой камеры (далее – ТК) ТК-III-B-33/1;
- 4) строительство второй очереди теплотрассы «Релеро»;
- 5) строительство теплотрассы диаметром 600 мм от Омской ТЭЦ-4 до ТК-III-Ю-9 (связь между Омской ТЭЦ-4 и Омской ТЭЦ-3) для переключения нагрузки с Южного луча Омской ТЭЦ-3 на Омскую ТЭЦ-4 (113,2 Гкал/час);
- 6) переключение потребителей Северного луча Омской ТЭЦ-5 (от ТК-V-C-29) на Омскую ТЭЦ-3 (52 Гкал/час);
- 7) переключение потребителей Восточного луча Омской ТЭЦ-2 (от ТК-II-B-20) на Омскую ТЭЦ-5 (59,2 Гкал/ч);

8) строительство ПНС-13, ПНС-13а, ПНС-15, ПНС-17, реконструкция ПНС-8 на Западном луче Омской ТЭЦ-5;

9) строительство подающего трубопровода Северного луча Омской ТЭЦ-3 диаметром 1000 мм от Омской ТЭЦ-3 до ТК-III-C-39;

10) строительство теплотрассы диаметром 800 мм вдоль улицы Окружная дорога в городе Омске от ТК-V-5-2/1г до ТК-V-Ю-11 (Октябрьский луч Омской ТЭЦ-5);

11) строительство теплотрассы диаметром 700/500 мм от ТК-V-Ю-15/2 до ТК-II-B-22-3 вдоль улиц 3-я Молодежная – 4-ая Транспортная в городе Омске.

## 6.6. Топливообеспечение энергоисточников

### 6.6.1. Топливо-энергетический баланс Омской области

Топливо-энергетический баланс Омской области представляет собой документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию Омской области и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов. Топливо-энергетический баланс Омской области составляется Министерством экономики Омской области в целях реализации Федерального закона «О теплоснабжении» на основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливо-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

### 6.6.2. Топливообеспечение омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» – крупнейших производителей электрической и тепловой энергии на территории Омской области

В 2016 году омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» потреблены следующие объемы топлива:

Энергоисточник	Газ, млн. куб. м	Мазут, тыс. тонн	Уголь, тыс. тонн
Омская ТЭЦ-3	902,970	1,230	–
Омская ТЭЦ-4	101,810	6,100	1210,920
Омская ТЭЦ-5	–	14,760	2903,340
Омская ТЭЦ-2	87,262	0,196	26,619
КРК	159,398	0,011	–
ВСЕГО	1251,440	22,297	4140,879

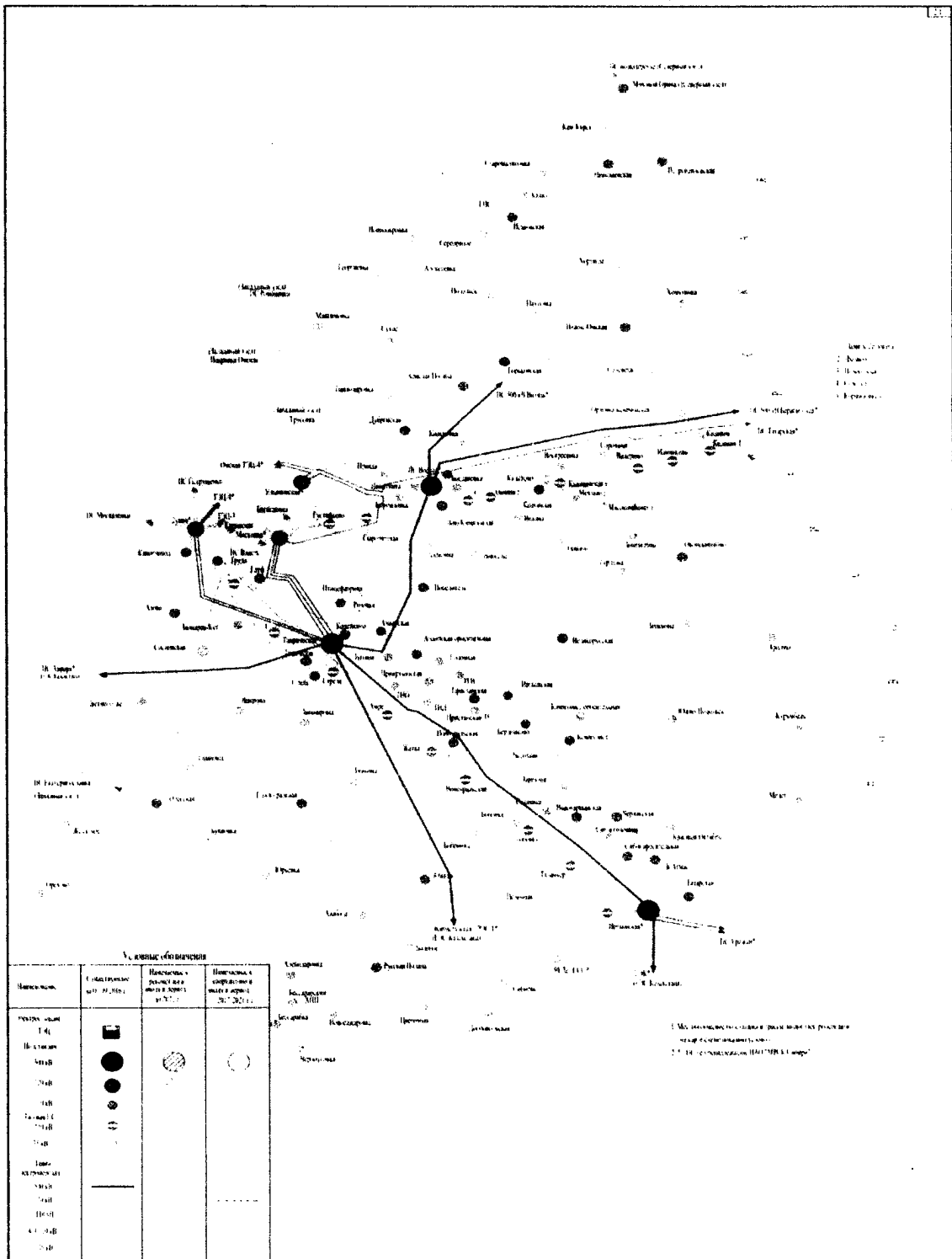
Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» для обеспечения производства электрической энергии в

соответствии с перспективным балансом сформирована на основе прогнозных показателей выработки тепловой и электрической энергии в 2017 – 2021 годах.

### 6.6.3. Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» на 2017 – 2021 годы

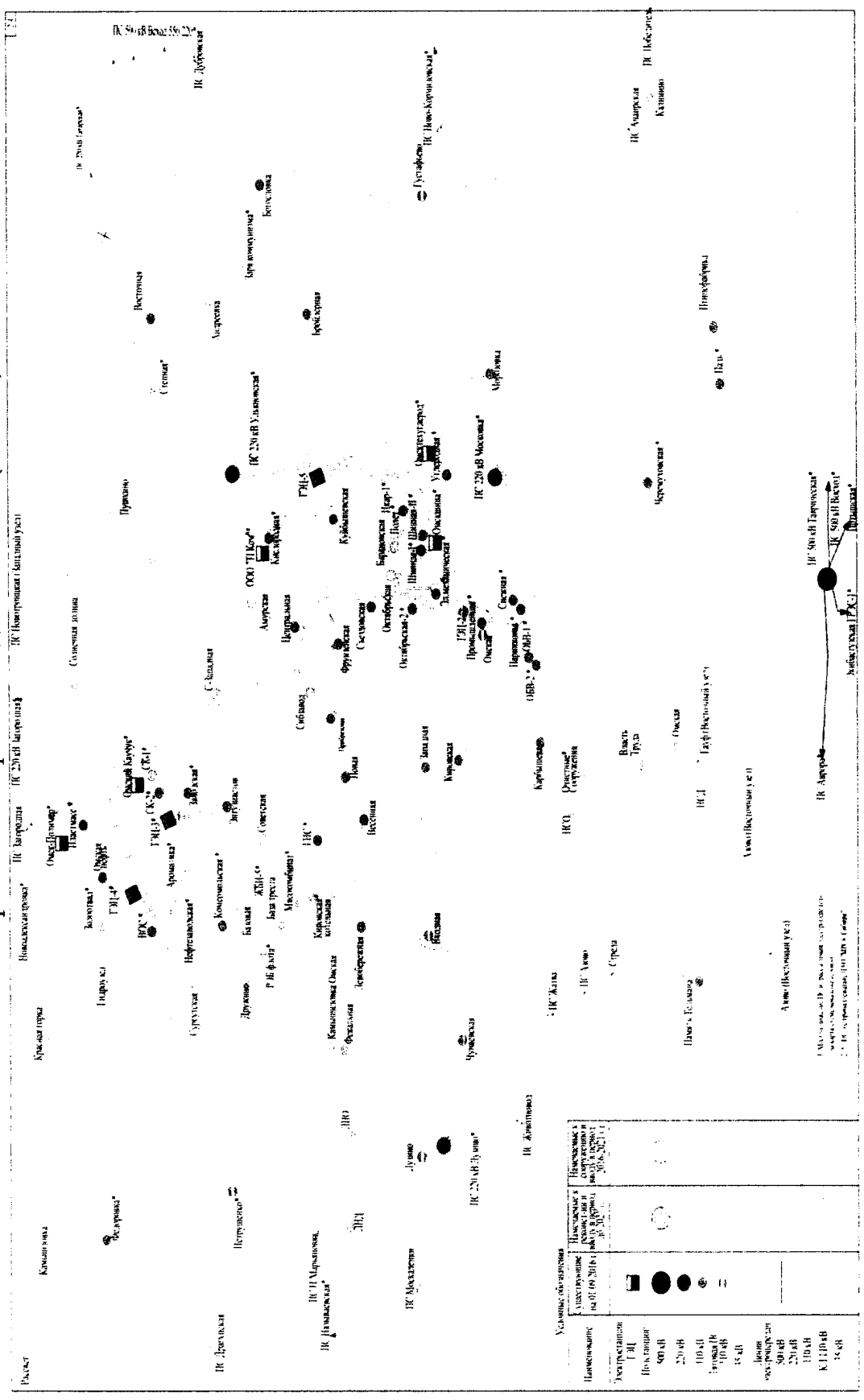
Наименование показателя и единицы измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
<b>АО «ТГК-11»</b>					
<b>Омская ТЭЦ-3</b>					
Газ, млн. куб.м	887,84	897,42	896,54	872,41	896,54
Мазут, тыс. тонн	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
<b>Омская ТЭЦ-4</b>					
Газ, млн. куб.м	101,70	101,70	101,70	101,70	101,70
Мазут, тыс. тонн	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30
Уголь, тыс. тонн	1339,53	1293,35	1297,63	1302,62	1297,63
<b>Омская ТЭЦ-5</b>					
Мазут, тыс. тонн	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70
Уголь, тыс. тонн	2832,21	2836,98	2843,25	2846,13	2843,25
<b>Итого по АО «ТГК-11»</b>					
Газ, млн. куб.м	989,54	999,12	998,24	974,11	998,24
Мазут, тыс. тонн	19,98	19,98	19,98	19,98	19,98
Уголь, тыс. тонн	4171,74	4130,33	4140,88	4148,75	4140,88
<b>АО «ОмскРТС»</b>					
<b>Омская ТЭЦ-2</b>					
Газ, млн. куб.м	84,77	84,77	84,77	89,03	89,03
Мазут, тыс. тонн	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Уголь, тыс. тонн	29,81	29,81	29,81	29,81	29,81
<b>Кировская районная котельная</b>					
Газ, млн. куб.м	154,67	154,67	154,67	150,91	150,91
<b>Итого по АО «ОмскРТС»</b>					
Газ, млн. куб.м	239,44	239,44	239,44	239,94	239,94
Мазут, тыс. тонн	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Уголь, тыс. тонн	29,81	29,81	29,81	29,81	29,81
<b>ВСЕГО по АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС»</b>					
Газ, млн. куб.м	1228,98	1238,56	1237,68	1214,05	1238,18
Мазут, тыс. тонн	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16
Уголь, тыс. тонн	4201,55	4160,14	4170,69	4178,56	4170,69

**КАРТА-СХЕМА**  
электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного  
общества «Межрегиональная распределительная компания  
Сибири» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ  
филиала публичного акционерного общества «Федеральная  
сетевая компания Единой энергетической системы» –  
Западно-Сибирское предприятие магистральных  
электрических сетей с перспективой  
развития до 2021 года (часть 1)



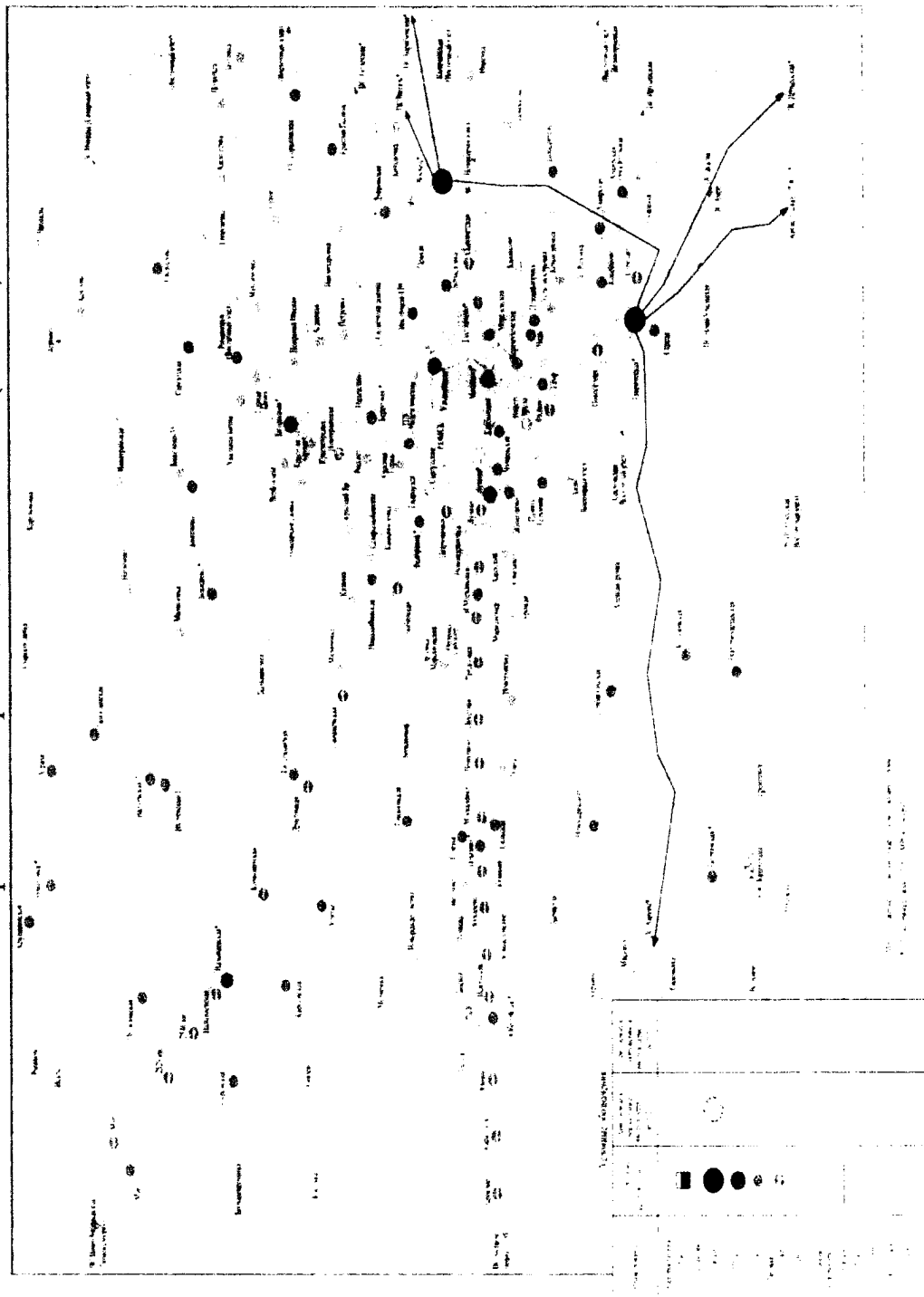
КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная компания Сибири» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2021 года (часть 2)



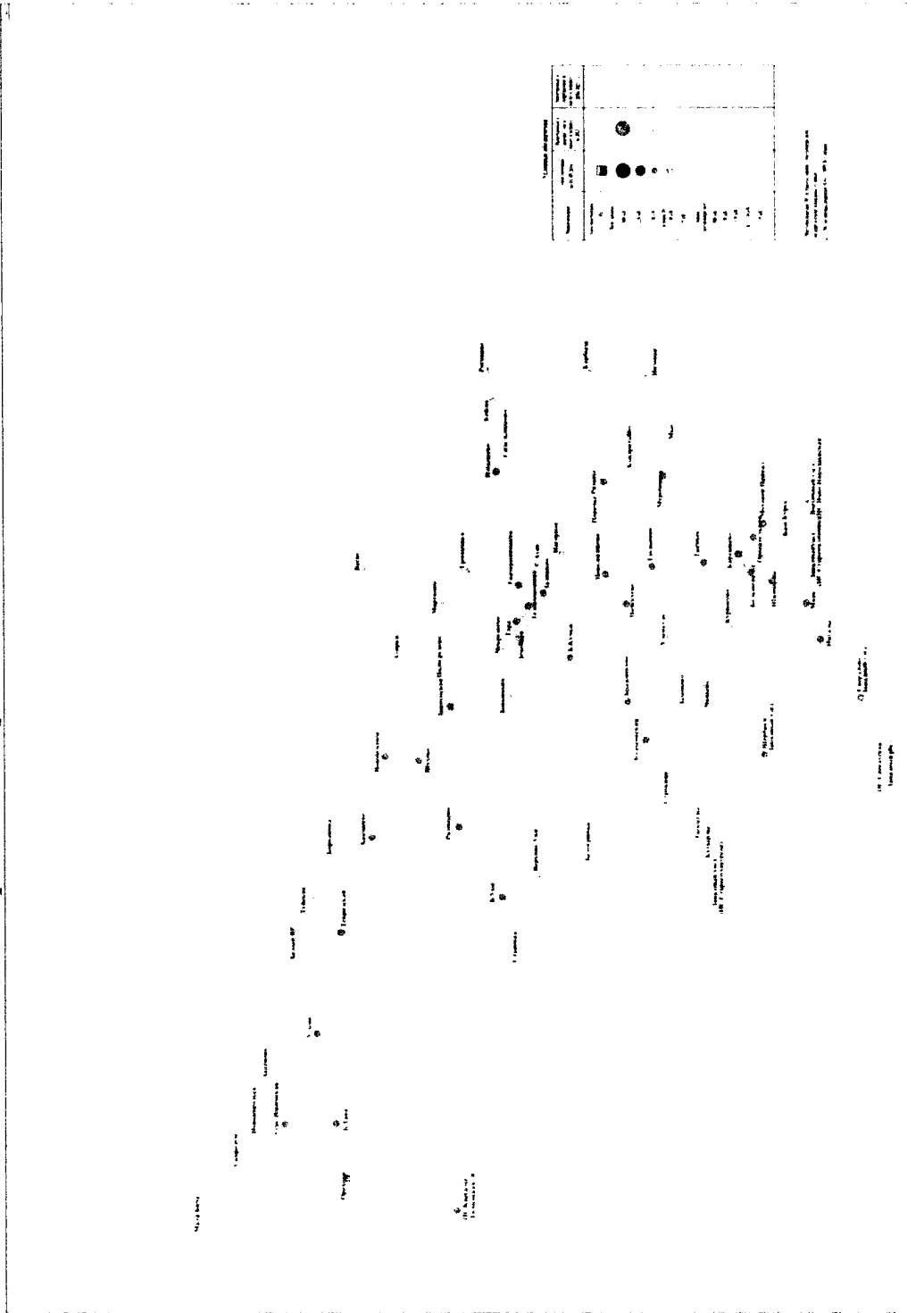
### КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная компания Сибири» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2021 года (часть 3)



КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная компания Сибири» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2021 года (часть 4)



### ПЕРЕЧЕНЬ

существующих линий электропередачи филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей

№ п/п	Наименование линии электропередачи	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
1	ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход	500	76,158
2	ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	500	73,094
3	ВЛ 500 кВ ЕЭК (акционерное общество «Евроазиатская энергетическая корпорация») – Иртышская	500	9,9
4	ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	500	117,3
5	ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора	500	165,5
6	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	500	133,4
7	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	500	263,487
8	ВЛ 220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1)	220	60,046
9	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (Д-5)	220	5,89
10	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (Д-6)	220	5,85
11	ВЛ 220 кВ Лузино – Ароматика (Д-7)	220	27,1
12	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Лузино (Д-8/18)	220	28,71
13	ВЛ 220 кВ Лузино – Называевская (Д-9)	220	136,8
14	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино I цепь (Д-11)	220	57,2
15	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино II цепь (Д-12)	220	57,2
16	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка I цепь (Д-13)	220	44,25
17	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка II цепь (Д-14)	220	44,25
18	ВЛ 220 кВ Ульяновская – Московка (Д-15)	220	64,49



№ п/п	Наименование линии электропередачи	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
19	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка (Д-16)	220	47,32
20	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Ароматика (Д-17)	220	4,41
21	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Нефтезаводская (Д-19)	220	7,56
22	ВЛ 220 кВ Нефтезаводская – Ульяновская (Д-29)	220	29,64
23	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)	220	18,46
24	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225)	220	18,53
25	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246)	220	135,95
26	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево I цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино	110	24,77
27	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево II цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино	110	24,77
28	ВЛ 110 кВ Горьковское – Полтавская	110	19,33
	Общая протяженность линий электропередачи		1701,365









№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения	Силовой автотрансформатор, трансформатор, реактор, трансформатор собственных нужд		Воздушные и элегазовые выключатели*		Масляные выключатели*		Отделитель с короткозамыкателем		Выключатель нагрузки, 1 – 20 кВ		
			Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	
8	Загородная	220	АТДЦТН-125000/220/110/6	2	ВЭБ-220	2	-	-	-	-	-	-	
		110	-	-	-	-	МКП-110	7	-	-	-	-	
		6	ТМ-400/6/0,4	2	-	-	ВМП-10	31	-	-	-	-	-
		6	РБСДГ-10-2х2500-0,2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Юбилейная	110	ТДТН-16000/110/35/10	1	-	-	-	У-110	1	-	-	-	
		110	ТДТН-25000/110/35/10	1	-	-	-	МКП-110	6	-	-	-	
		35	-	-	-	-	-	ВМК-35	2	-	-	-	
		35	-	-	-	-	-	ВТ-35	3	-	-	-	
		35	-	-	-	-	-	МКП-35	3	-	-	-	
		10	ТМ-630/10/0,4	2	ВВЭ-М-10	2	ВМПЭ-10	19	-	-	-	-	-
10	Полтавская	110	ТДТН-10000/110/35/10	2	ВЭБ-110	2	-	МКП-110	1	-	-	-	
		35	-	-	-	-	-	ВМ-35	4	-	-	-	
		35	-	-	-	-	-	С-35	3	-	-	-	
		10	ТМ-100/10-0,23	2	-	-	-	ВМПЭ-10	11	-	-	-	

\* количество указано с учетом с учетом фаз (1 единица оборудования – 3 фазы).

ПЕРЕЧЕНЬ

существующих линий электропередачи напряжением 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» – «Омскэнерго»

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Итого		Протяженность по трассам		
			Одноцепные, с учетом материала опор	Железобетон	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская теплоэлектротрентраль (далее – ТЭЦ)-3 – СК-1 (С-1), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2)	1961	АС-480/43	0,95	–	0,95	–	1,9
ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3), ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1964	АС-240/39	12,5	–	–	12,5	25
ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3), ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1975	АС-240/39	1,22	–	–	1,22	2,44

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двучепоного исполнения			
			Протяженность по трассам							
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Итого				
Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5), ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1980	АЖ-120	31,8	–	–	31,8	–	–	–	31,8
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5), ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1980	АЖ-120	35,58	–	–	35,58	–	–	–	35,58
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1972	АС-120/19	1,7	–	–	–	–	–	1,7	3,4
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1973	АС-95/16	31,381	–	–	31,381	–	–	–	31,381
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5)	1974	АЖ-120	1,3	–	–	1,3	–	–	–	1,3



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Материал	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1969	АС-120	49,1	–	–	–	49,1
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), КВЛ 110 кВ Москва-ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1973	АС-120	17,651	–	–	–	17,651
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), КВЛ 110 кВ Москва-ОБВ-1 с отпайками	1978	АС-120	7,427	–	–	–	7,427
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1979	АС-120	1,3	–	–	1,3	2,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1990	АС-300/48	17,84	–	–	–	17,84

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7), ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1977	АС-120	11,4	–	–	11,4	22,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7), ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1985	АС-300/48	5,928	–	–	5,928	11,856
ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1977	АС-300/48	19,115	–	–	–	19,115
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8)	1981	АС-300	4	–	–	4	4
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1977	АС-300/48	8,348	–	–	8,348	16,696

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1973	АС-300/48	6,93	–	6,93	–	13,86
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1961	АС-300/48	3,468	–	3,468	–	6,936
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1961	АС-480/43	2,96	–	2,96	–	5,92
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1979	АС-300/39	2,65	–	2,65	–	5,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1967	АС-300/39	3,53	–	3,53	–	7,06

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11), КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1981	АС-70	0,897	–	–	0,897	1,794
КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11), КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1955	АС-150/24	13,44	–	13,44	–	26,88
ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13), ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь (С-14)	1955	АС-150/24	40,1	–	40,1	–	80,2
ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13), ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь (С-14)	1981	АС-150	1,27	–	0,67	0,6	2,54

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1983	АС-95	2,68	–	–	2,68	5,36
	Отпайка на ПС Богословка						
С-15, С-16	1967	АС-300/39	4,72	–	4,72	–	9,44
	Омская ТЭЦ-4 (опоры 1 – 17)						
С-15, С-16	1979	АС-300/39	3,65	–	3,65	–	7,3
	Омская ТЭЦ-4 (опоры 17 – 35)						
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	7,902	–	7,902	–	15,804
	Омская ТЭЦ-5 – Густафьево (опоры 35 – 79)						
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	9,474	–	9,474	–	18,948
	Омская ТЭЦ-5 – Густафьево (опоры 79 – 121)						

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	0,173	–	0,173	–	0,346
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	8,475	–	8,475	–	16,95
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	10,6	–	10,6	–	21,2
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-150/24	9,3	–	9,3	–	18,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1970	АС-185/29	3,3	–	–	3,3	–	6,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1983	АС-240/39	1,47	–	–	1,47	–	2,94
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1975	АС-120/19	3,82	–	–	–	3,82	7,64
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1979	АС-150/24	1,782	–	–	–	1,782	3,564

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон		
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1955	АС-150/24	9,49	–	–	9,49	–	18,98
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1965	АС-150/24	1,748	–	–	1,748	–	3,496
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1986	АС-150/24	0,17	–	–	0,17	–	0,34
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Сыздовская (С-20), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Сыздовская с отпайками (С-20)	1954	АС-185/29	2	–	–	2	–	4



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20)	1954	АС-185/29	2,42	–	2,42	–	4,84
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская с отпайками (С-20)	1954	АС-185/29	0,28	–	0,28	–	0,56
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1954	АС-185/29	1,97	–	1,97	–	3,94
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1960	АС-185/29	0,053	–	0,053	–	0,106

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон					
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1954	АС-185/29	2,1	–	–	2,1	–	4,2	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1954	АС-185/29	4,73	–	–	4,73	–	9,46	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская с отпайками (С-20)	1960	АС-300/48	3,576	–	–	3,576	–	7,152	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1978	АС-300/48	4,3	–	–	–	4,3	8,6	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон					
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1991	АС-185/29	0,2	–	–	0,2	–	0,4	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками (С-19), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками (С-20)	1967	АС-185/29	0,95	–	–	0,95	–	1,9	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1971	АС-240/32	2,8	–	–	2,8	–	5,6	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1974	АС-300/48	0,18	–	–	0,18	–	0,36	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1972	АС-70/11	1,9	–	–	1,9	3,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	2,67	–	2,67	–	5,34
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-120/19	1,65	–	1,65	–	3,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	2,54	–	2,54	–	5,08

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Всего с учетом двух-цепного исполнения
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон				
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	БС-185/43	1,68	–	–	1,68	–	3,36
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	0,43	–	–	0,43	–	0,86
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	8,24	–	–	8,24	–	16,48
ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	1,57	–	–	1,57	–	3,14

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Всего с учетом двух-цепного исполнения
Металл	Желе-зобе-тон	Металл		Желе-зобе-тон				
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24)	1956	АС-150/24	73,17	–	–	73,17	–	146,34
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	0,61	–	–	0,61	–	1,22
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-70/11	1,44	–	–	–	1,44	2,88
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	1,119	–	–	1,119	–	2,238

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Итого	Всего с учетом двух-цепного исполнения	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон				
ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1976	АС-150/24	3,47	–	–	–	3,47	6,94
ВЛ 110 кВ Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25), ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25)	1956	АС-120/19	1,215	–	–	1,215	–	2,43
ВЛ 110 кВ Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25)	1980	АС-70/11	1,157	–	–	–	–	1,157
ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25), ВЛ 110 кВ Москаленки – Исылкуль с отпайками (С-26)	1969	АС-120/19	1,71	–	–	–	1,71	3,42
ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25), ВЛ 110 кВ Исылкуль – Юбилейная (С-26)	1976	АС-185/29	1,744	–	–	1,744	–	3,488

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом цепного исполнения
			Протяженность по трассам			Двухцепные, с учетом материала опор			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25), ВЛ 110 кВ Москаленки – Исылкуль с отпайками (С-26)	–	–	1,056	–	–	1,056	–	2,112	
ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25), ВЛ 110 кВ Москаленки – Исылкуль с отпайками (С-26)	1956	АС-120/19	41,01	–	–	41,01	–	82,02	
Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25), ВЛ 110 кВ Москаленки – Исылкуль с отпайками (С-26)	1964	АС-120/19	3,44	–	–	3,44	–	6,88	
ВЛ 110 кВ Москаленки – Исылкуль с отпайками (С-26), ВЛ 110 кВ Исылкуль – Юбилейная (С-26)	1956	АС-120/19	4,387	–	–	4,387	–	8,774	
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27)	1990	АС-185/29	4,92	–	4,92	–	–	4,92	



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27)	1990	АС-300/48	27,72	–	–	27,72	27,72
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27) (опоры 157 – 273)							
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27) (ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7))	1985	АС-300/48	3,632	–	–	3,632	7,264
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1972	АС-70/11	2,8	–	–	2,8	2,8
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1977	АС-300/48	28,766	–	–	28,766	28,766
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28) (опоры 148 – 272)							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон					
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1977	АС-300/48	4,821	3,101	1,72	–	–	4,821	
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1985	АС-300/48	5,94	–	–	–	5,94	11,88	
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1961	АС-240/39	1,994	1,422	–	0,572	–	2,566	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1987	АС-185/29	0,93	–	–	0,93	–	1,86	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон		
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1954	АС-185/29	2,08	–	–	2,08	–	4,16
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,085	–	0,085	–	–	0,085
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,032	0,032	–	–	–	0,032
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,105	–	–	0,105	–	0,21
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1967	АС-240/39	1,445	–	–	1,445	–	2,89

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом цепного исполнения
			Протяженность по трассам			Двухцепные, с учетом материала опор			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2004	АС-240/39	0,415	–	–	0,415	–	0,83	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,084	0,084	–	–	–	0,084	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,024	0,024	–	–	–	0,024	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,172	–	–	0,172	–	0,344	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,039	–	–	0,039	–	0,078	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом цепного исполнения
			Протяженность по трассам		Итого	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Одноцепные, с учетом материала опор	Металл				
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31)	1983	АС-120/19	–	5,906	–	5,906	–	5,906
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	–	–	4,901	4,901	–	9,802
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	–	–	16,457	16,457	–	32,914
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	–	–	24,15	24,15	–	48,3

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	21,48	–	21,48	–	42,96
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	1,537	–	1,537	–	3,074
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	1,29	–	1,29	–	2,58
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1976	АС-120/19	3,77	–	–	3,77	7,54

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1984	АС-120/19	5,875	–	–	5,875	11,75
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1983	АС-120/19	5,89	–	5,89	–	5,89
ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33), ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	АС-120/19	27,536	–	–	27,536	55,072
ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33), ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	АС-120/19	23,016	–	–	23,016	46,032

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Всего с учетом двух-цепного исполнения
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон				
ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33), ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	АС-120/19	1,511	–	–	1,511	–	3,022
ВЛ 110 кВ Называевская – Покровская (С-35)	1980	АС-120/19	30,26	–	30,26	–	–	30,26
ВЛ 110 кВ Называевская – Покровская (С-35)	1980	АС-120/19	0,34	–	0,34	–	–	0,34



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор	
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон			
ВЛ 110 кВ Называевская – Путиловская (С-36)	1970	АС-120/19	53,4	–	–	–	53,4
ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Крутинская (опоры 1 – 208)							
ВЛ 110 кВ Крутинская – Чумановка (С-36)	1971	АС-70/11	10,17	–	–	–	10,17
ПС 110 кВ Крутинская – ПС 110 кВ Чумановка							
ВЛ 110 кВ Называевская – Путиловская (С-36), ВЛ 110 кВ Путиловская – Крутинская (С-36)	1974	АС-120/19	3,7	–	–	3,7	7,4
Отпайка на ПС 110 кВ Путиловская							
ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37), ВЛ 110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1972	АС-70/11	37,38	–	–	–	37,38
ПС 110 кВ Чумановская – ПС 110 кВ Тюкалинская							
ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37), ВЛ 110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1978	АС-70/11	13,95	–	–	–	27,9
Заход на ПС 110 кВ Атрачи							
ВЛ 110 кВ Драгунская – Голубковская (С-38), ВЛ 110 кВ Голубковская – Валувская-1 (С-38)	1970	АС-120/19	45,14	–	–	–	45,14
ПС 110 кВ Драгунская – ПС 110 кВ Валувская-1							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-целного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Валуевская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валуевская-2 (С-38)	1970	АС-120/19	11	–	–	–	11
ВЛ 110 кВ Драгунская – Голубковская (С-38), ВЛ 110 кВ Голубковская – Валуевская-1 (С-38)	1990	АС-120/19	0,6	–	–	0,6	1,2
ВЛ 110 кВ Валуевская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валуевская-2 (С-38)	1982	АС-120/19	0,52	–	–	0,52	0,52
ВЛ 110 кВ Валуевская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валуевская-2 (С-38), ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Бекишево (С-39)	1970	АС-120/19	11,36	–	–	11,36	22,72



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Итого	Протяженность по трассам			
				Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1965	АС-120/19	7,11	–	7,11	–	14,22
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1970	АС-120/19	1,255	–	1,255	–	2,51
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1968	АС-120/19	7	–	–	7	14
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть I цепь (С-45), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть II цепь (С-46)	1977	АС-70/11	2,3	–	2,3	–	4,6
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1955	АС-300/39	2,02	–	2,02	–	4,04

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор	
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон			
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	4,953	–	–	4,953	9,906
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	3,41	–	–	3,41	6,82
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	2,256	–	–	2,256	4,512
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-185/29	0,491	–	0,491	–	0,982

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон		
		Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1971	АС-95/16	2,9	–	–	2,9	–	5,8
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-70/11	0,06	–	–	0,06	–	0,12
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	1,12	–	–	–	–	1,12
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	2,645	–	–	2,645	–	2,645
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	0,24	–	–	0,24	–	0,24

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
		Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-300/204	1,245	1,245	–	–	1,245
ПС 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (опоры 27 – 29)							
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	2,85	–	2,85	–	2,85
ПС 110 кВ Кировская – ПС 110 кВ ОБВ-2 (опоры 29 – 40)							
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1981	АС-185/29	1,12	–	1,12	–	1,12
Отпайка на ПС 110 кВ ОБВ-2 (опоры 40 – 47)							
КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53), КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	2007	АС-240/39	6,237	–	–	6,237	12,474
Заход на ПС 110 кВ Весенняя							
ВЛ 110 кВ Великорусская – Оконешниковская (С-55)	2008	АС-120/19	43,458	–	43,458	–	43,458
ПС 110 кВ Великорусская – ПС 110 кВ Оконешниковская							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Победитель - Великорусская (С-57)	1996	АС-120	44,48	-	44,48	-	-	44,48
ВЛ 110 кВ Новокормиловская - Победитель (С-58)	1985	АС-95	32,1	-	32,1	-	-	32,1
ВЛ 110 кВ Валерино - Оконешниковская (С-59)	1972	АС-95	38,4	-	38,4	-	-	38,4
ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная - Иртышская (С-60)	1969	АС-120	29,0	-	29,0	-	-	29,0



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-целного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1956	АС-240/39	4,49	–	4,49	–	8,98
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/39	1,645	–	1,645	–	3,29
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/204	1,825	–	1,825	–	3,65
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/39	1,35	–	1,35	–	2,7

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-150/24	0,3	–	–	0,3	–	0,6
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1977	АС-240/39	1,94	–	–	–	1,94	3,88
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1970	АС-120/19	2,35	–	–	2,35	–	4,7
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	2007	АС-240/39	0,563	–	–	0,563	–	1,126

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1964	АС-120/19	7,1	–	7,1	–	14,2
ПС 110 кВ Кировская – ПС 220 кВ Лузино (опоры 1 – 30)							
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1964	АС-120/19	5,6	–	5,6	–	11,2
ПС 110 кВ Кировская – ПС 220 кВ Лузино (опоры 30 – 52)							
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1964	АС-120/19	2,61	–	2,61	–	5,22
ПС 110 кВ Кировская – ПС 220 кВ Лузино (опоры 52 – 62)							
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1964	АС-120/19	2,381	–	2,381	–	4,762
Отпайка на ПС 110 кВ Входящая (опоры 30 – 40/30)							
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1979	АЖ-120	6,5	–	–	6,5	13,0
Отпайка на ПС 110 кВ Входящая, ПС 110 кВ Западная (опоры 1 – 30)							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двух-цельного исполнения
			Протяженность по трассам			Двухцепные, с учетом материала опор			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1976	АС-120/19	1,29	-	-	-	1,29	2,58	
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) (опоры 62 – 68)	1980	АС-70	0,05	-	-	-	0,05	0,1	
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-64)	1962	АС-185	61,6	-	-	61,6	-	61,6	
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1972	АС-95	18,6	-	-	18,6	-	18,6	
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1970	АС-70	7,4	-	-	7,4	-	7,4	
ВЛ 110 кВ Стрела – Таврическая-С (С-65)	1969	АС-120	3,46	-	-	3,46	-	3,46	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65), ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1962	АС-185	0,35	–	–	0,35	1,7
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65), ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	АС-120	1,6	–	–	1,6	3,2
ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	АС-150	16,1	–	–	16,1	16,1
ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66), ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1986	АС-150	0,6	–	–	0,6	1,2

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Лузино – Новоселецк (С-67), ВЛ 110 кВ Новоселецк – Амре (С-67), ВЛ 110 кВ Амре – Жатва (С-67), ВЛ 110 кВ Лузино – Фадино (С-68), ВЛ 110 кВ Фадино – Стрела-Т (С-68), ВЛ 110 кВ Стрела-Т – Жатва (С-68)	1979	АС-150	93,85	–	–	93,85	187,7	
ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1976	АС-150	11,0	–	11,0	–	11,0	
ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1995	АС-150	10,83	–	–	10,83	21,66	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Баженово (С-70), ВЛ 110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1970	АС-120/19	59,5	–	59,5	–	59,5	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Баженово (С-70), ВЛ 110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1983	АС-120/19	5,88	–	–	5,88	11,76	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
Металл	Железобетон	Металл		Железобетон					
ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71), ВЛ 110 кВ Щербаки – Колосовка (С-71)	1981	АС-150, АС-120	93,700	5,75	87,95	–	–	93,7	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71), ВЛ 110 кВ Щербаки – Колосовка (С-71)	1994	АпС-150	2,730	–	–	0,73	2	5,46	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Свердловло (С-72), ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72), ВЛ 110 кВ Ингалы – Маяк (С-72), ВЛ 110 кВ Маяк – Шипицино (С-72), ВЛ 110 кВ Шипицино – Большеречье (С-72)	1969	АС-120	93,900	1,4	92,5	–	–	93,9	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Свердловло (С-72), ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72)	1980	АЖ-120	1,260	–	–	0,5	0,76	2,52	
ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72), ВЛ 110 кВ Ингалы – Маяк (С-72)	1977	АС-120	0,260	–	–	0,26	–	0,52	
110 кВ Ингалы – Маяк (С-72), ВЛ 110 кВ Маяк – Шипицино (С-72)	1984	АС-120	0,840	–	–	0,2	0,64	1,68	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Маяк – Шипицино (С-72), ВЛ 110 кВ Шипицино – Большеречье (С-72)	1989	АС-120	0,025	–	0,025	–	0,05
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73), ВЛ 110 кВ Новологиново – Заливино (С-73)	1973	АС-120	33,700	1,5	–	32,2	33,7
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73)	1994	АС-120	1,053	–	0,75	–	2,106
ВЛ 110 кВ Евгашино – Новологиново с отпайкой на ПС Почкуево (С-73)	1984	АС-120	10,380	–	2,5	–	20,76
ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73), ВЛ 110 кВ Новологиново – Заливино (С-73)	1979	АС-120	1,000	–	0,5	–	2
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Тара – Екатеринбургская (С-77)	1971	АС-120	5,800	–	5,8	–	11,6
ВЛ 110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Каргашево (С-74А)	1971	АС-70	53,400	2,5	–	50,9	53,4



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А), ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1975	АС-70	2,020	–	–	0,7	1,32	4,04
Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А), ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	АСУ-185	1,334	–	–	1,334	–	2,668
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	АС-120	12,250	–	12,25	–	–	12,25
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1986	АС-95	0,520	0,26	0,26	–	–	0,52
ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Колосовка – Бражниково (С-75)	1978	АС-120	1,000	0,2	0,8	–	–	1

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Большие Кучки – Тара (С-75)	1971	АС-120	1,800	–	1,8	–	1,8
ВЛ 110 кВ Колосовка – Бражниково (С-75), ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Большие Кучки – Тара (С-75)	1978	АС-120	75,550	15,6	59,95	–	75,55
ВЛ 110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1979	АС-150	0,300	–	0,3	–	0,3
ВЛ 110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1971	АС-150	51,400	–	51,4	–	51,4
ВЛ 110 кВ Тара – Екатеринбургская с переходом через реку Иртыш (С-77)	1971	АС-120, АСУ-185	8,700	–	8,2	0,5	9,2

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам			Итого	
			Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон		
Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Шухово – Бакшеево (С-78)	1973	АС-70	–	39,74	–	–	39,74
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1988	АС-70	0,5	0,54	–	–	1,04
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1985	АС-70	0,24	–	–	–	0,24
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1974	АС-70	–	46,5	–	–	46,5
ВЛ 110 кВ Утьма – Усть-Ишим (С-79)	1979	АС-70	0,4	39,4	–	–	39,8
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Орехово (С-80), ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	АС-95	0,45	0,15	–	–	0,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Орехово (С-80), ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	АС-95	87,150	0,75	86,4	–	87,15
ВЛ 110 кВ Знаменка – Радищева (С-81), ВЛ 110 кВ Радищева – Большие Уки (С-81)	1973	АС-70	0,420	–	–	0,42	0,84
ВЛ 110 кВ Знаменка – Радищева (С-81), ВЛ 110 кВ Радищева – Большие Уки (С-81)	1971	АС-70	88,000	0,25	87,75	–	88
ВЛ 110 кВ Знаменка – Шухово (С-82)	1972	АС-70	28,400	0,5	27,9	–	28,4
ВЛ 110 кВ Екатерининская – Избышева (С-83)	1983	АЖ-120	50,690	0,52	50,17	–	50,69
С-84	1989	АС-120	73,800	3	70,8	–	73,8

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Большееречь – Такмык (С-85), ВЛ 110 кВ Такмык – Евгацино (С-85)	1979	АС-120	56,000	1,8	54,2	–	–	56
ВЛ 110 кВ Большееречь – Такмык (С-85), ВЛ 110 кВ Такмык – Евгацино (С-85)	1976	АС-120	2,800	–	–	0,75	2,05	5,6
ВЛ 110 кВ Шухово – Новоягодное (С-86), ВЛ 110 кВ Шухово – Новоягодное (С-87)	1988	АС-95	16,603	–	–	14	2,603	33,206
ВЛ 110 кВ Бакшеево – Гевриз (С-88)	1973	АС-70	39,300	–	39,3	–	–	39,3
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Большая Тава (С-89)	1988	АС-95, АС-120	25,342	1,62	23,722	–	–	25,342
ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево – Власть Труда (С-90)	1978	АС-120	6,6	–	6,6	–	–	6,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	1974	АС-120	14,53	–	–	–	–	14,53
ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	1979	АС-120	34,3	–	–	–	–	34,3
ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	1969	АС-120	9,2	–	–	–	–	9,2
ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево (С-90)	1978	АС-185	3,9	–	–	–	3,9	7,8
ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1962	АС-185	53,7	–	–	–	–	53,7
ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1985	АС-185	1,24	–	–	–	–	1,24

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам			Итого		
			Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон			
Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Русская Поляна – Южная (С-92)	1978	АС-120	–	33,706	–	33,706	–	33,706
ВЛ 110 кВ Павлоградская – Русская Поляна (С-93)	1978	АС-120	–	70,05	–	70,05	–	70,05
ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	–	34,2	–	34,2	–	34,2
ВЛ 110 кВ Южная – Новоуральская (С-95)	1967	АС-120	–	42,2	–	42,2	–	42,2
ВЛ 110 кВ Шербакульская – Кутузовская (С-96)	1977	АС-120/19	–	19,6	–	19,6	–	19,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская (С-96)	1977	АС-120/19	16,3	–	–	–	16,3
				Металл	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская (С-96)	1980	АС-120/19	42,17	–	–	–	42,17
				Металл	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	1976	АС-150	12,0	–	–	–	12,0
				Металл	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98)	1977	АС-120	45,3	–	–	–	45,3
				Металл	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98), ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	8,4	–	–	8,4	16,8
				Металл	Железобетон	Железобетон	



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1983	АС-240/39	0,2	–	0,2	–	0,4
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1970	АС-185/29	2,2	–	2,2	–	4,4
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1970	АС-120/19	0,4	–	0,4	–	0,8

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1983	АС-240/39	5,15	–	5,15	–	10,3
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Фрунзенская (опоры 11 – 32)							
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I цепь (С-109), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками II цепь (С-110)	1984	АС-500/64	1,6	–	1,6	–	3,2
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Октябрьская (опоры 27 – 37)							
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Выход с Омской ТЭЦ-5	1983	АС-500/64	0,33	–	0,33	–	0,66
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Икар (С-111), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Икар (С-112)	1982	АС-300/39	4,2	–	–	4,2	8,4
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Икар (опоры 1 – 19)							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная II цепь (С-114)	1982	АС-300/39	4,3	–	–	–	4,3	8,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная II цепь (С-114)	1983	АС-95/16	1,9	–	–	1,9	–	3,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Бройлерная (С-115)	1980	АС-150	8	–	–	8	–	8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1989	АпС-400/64	0,475	0,475	–	–	–	0,475
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1979	АпС-400/64	2,291	2,291	–	–	–	2,291

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1979	АпС-400/64	2,603	–	–	–	2,603	2,603
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1979	АпС-400/64	2,024	–	–	–	2,024	2,024
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1979	АпС-400/64	2,832	–	–	–	2,832	2,832
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1979	АпС-400/64	0,65	–	–	0,65	–	1,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (С-117)	1989	АпС-400/64	0,1	–	–	0,1	–	0,2
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118)	1979	АС-150	8,6	–	–	8,6	–	8,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118), ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1979	АС-185	4,66	–	–	–	4,66	9,32
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1982	АС-185, АС-240	29,4	–	29,4	–	–	29,4
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1975	АС-70/11	7,2	–	7,2	–	–	7,2
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1976	АС-70/11	19,6	–	19,6	–	–	19,6
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1980	АС-70/11	0,363	0,363	–	–	–	0,363

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-цепного исполнения
			Итого	Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	
				Одноцепные, с учетом материала опор	Металл		
ВЛ 110 кВ Утичье – Тумановская (С-120)	1981	АЖ-120	34,5	–	–	–	34,5
ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 174)							
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1982	АЖ-120	21,82	–	–	–	21,82
ПС 110 кВ Покровская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 107)							
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1988	АС-120/19	41,1	–	–	–	41,1
ПС 110 кВ Покровская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 215)							
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-Г (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская-Г – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-С (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская-С – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1955	АС-150/24	52,07	–	–	–	104,14
ПС 110 кВ Валерино – ПС 110 кВ Новокормиловская							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
ВЛ 110 кВ Калачинская-Г – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская-С – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1981	АС-150	1,27	–	0,67	0,6	2,54
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-С (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская-С – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1972	АС-150	0,29	–	0,09	–	0,38
ВЛ 110 кВ Горьковская – Исаковская (С-127)	1988	АС-150/24	47,94	–	–	–	47,94
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1982	АС-185, АС-240	37,8	–	–	–	37,8
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1986	АС-185	1,1	–	–	–	1,1

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Итого	Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	
				Одноцепные, с учетом материала опор	Металл		
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1987	АС-185/29	0,3	–	0,3	–	0,6
ВЛ 110 кВ Горьковская – Нижнеомская (С-129)	1983	АЖ-120	45,4	–	45,4	–	45,4
ВЛ 110 кВ Нижнеомская – Петропавловская (С-130)	1985	АПС-120	46,7	–	44,8	1,9	48,6
ВЛ 110 кВ Петропавловская – Николаевская (С-131), ВЛ 110 кВ Николаевская – Моховой Привал (С-132)	1990	АС-120	13,1	–	–	13,1	26,2
ВЛ 110 кВ Николаевская – Моховой Привал (С-132)	1986	АС-120	32,5	–	32,5	–	32,5



Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1987	АС-120/19	0,151	–	0,151	–	0,302
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1956	АС-120/19	0,42	–	0,42	–	0,84
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1956	АС-120/19	0,75	–	0,75	–	1,5
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-135), ВЛ 110 кВ Мангут-Т (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – 2529 км (С-136)	1971	АС-120/19	41,688	–	–	41,688	83,376

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Итого	
	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ 2546 км – Мангут-Г (С-135), ВЛ 110 кВ Майка – Мангут-Г с отпайками (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – 2529 км (С-136), ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут-С (С-136)	1990	АС-120/19	14,012	–	–	14,012	28,024
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1987	АС-120/19	26,127	–	–	26,127	52,254
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1987	АС-120/19	0,326	0,326	–	–	0,326

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двух-ценного исполнения
			Итого		Протяженность по трассам		
			Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1956	АС-120/19	1,69	–	1,69	–	3,38
ВЛ 110 кВ Коммунист – Черлак (С-160)	1969	АС-120	27,7	–	–	–	27,7
ВЛ 110 кВ Черлак – Большой Атмас (С-161), ВЛ 110 кВ Большой Атмас – Татарская (С-161)	1969	АС-120	31,8	–	–	–	31,8
ВЛ 110 кВ Черлак – Большой Атмас (С-161), ВЛ 110 кВ Большой Атмас – Татарская (С-161)	1977	АС-120	1,0	–	–	1,0	2,0
ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1969	АС-120	21,9	–	–	–	21,9

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1981	АС-95	5,7	–	–	–	5,7
ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Т (С-165), ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Т (С-166)	1979	АС-150	1,704	–	–	1,704	3,408
ВЛ 110 кВ Жатва – Новоуральская – Т (С-167), ВЛ 110 кВ Новоуральская-Т – Талапкер (С-167), ВЛ 110 кВ Талапкер – Иртышская (С-167), ВЛ 110 кВ Жатва – Любовка (С-168), ВЛ 110 кВ Любовка – Иртышская (С-168)	1979	АС-150	85,206	–	–	85,206	170,412
ВЛ 110 кВ Иртышская – Татарская (С-170)	1984	АСУ-300, АС-240	15,5	–	–	–	15,5

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Иртышская – Сибирская оросительная (С-171)	1986	АС-240	10,72	–	–	–	10,72
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Нововаршавская (С-172)	1974	АС-120	51,7	–	–	–	51,7
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Пристанская (С-173)	1991	АС-120	19,3	–	–	0,1	19,4
ВЛ 110 кВ Сибирская оросительная – Нововаршавская (С-174)	1986	АС-240	38,16	–	–	–	38,16
ВЛ 110 кВ Муромцево – Рязаны (С-185), ВЛ 110 кВ Рязаны – Избышева (С-186)	1991	АС-120	76,800	4,5	1,65	2	80,45

Приложение № 8  
к Программе развития электроэнергетики  
в Омской области на 2017 – 2021 годы

**ПЕРЕЧЕНЬ**  
существующих подстанций напряжением 110 кВ филиала публичного  
акционерного общества «Межрегиональная распределительная  
сетевая компания Сибири» – «Омскэнерго»

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
1	Азово	110/35/10	Азовский	2	32000	1994
2	Амурская	110/10	Городской	2	50000	1983
3	Атрачи	110/10	Тюкалинский	2	12600	1978
4	Ачаирская	110/10	Омский	2	12600	1968
5	Ачаирская Оросительная	110/35/10	Омский	2	26000	1979
6	Баженово 110	110/10	Саргатский	1	6300	1983
7	Бакшеево	110/10	Тевризский	2	5000	1973
8	Барановская	110/10	Городской	2	90000	1976
9	Бердниково	110/35/6	Черлакский	1	6300	1981
10	Богословка	110/10	Омский	2	12600	1983
11	Большая Тава	110/10	Усть-Ишимский	1	2500	1988
12	Большеречье	110/35/10	Большереченский	2	26000	1970
13	Большие Кучки	110/10	Тарский	1	2500	1971
14	Большие Уки	110/35/10	Большеуковский	2	16300	1973
15	Большой Атмас	110/10	Черлакский	2	16300	1977
16	Бражниково	110/10	Колосовский	1	2500	1979
17	Бройлерная	110/10	Омский	2	50000	1979
18	Валуевская 1	110/10	Тюкалинский	1	2500	1969
19	Валуевская 2	110/35/10	Тюкалинский	1	6300	1982
20	Великорусская	110/35/10	Калачинский	2	20000	1995
21	Весенняя	110/10	Городской	2	80000	2007
22	Власть труда	110/35/6	Городской	2	26000	1978
23	Восточная	110/35/6	Городской	2	20000	1964
24	Гауф	110/10	Азовский	2	16300	1974

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
25	Голубковская	110/10	Любинский	2	12600	1993
26	Горьковская	110/35/10	Горьковский	2	20000	1983
27	Дубровская	110/35/10	Кормиловский	2	12600	1987
28	Евгацино	110/10	Большереченский	2	5000	1970
29	Екатерининская	110/35/10	Екатерининский	2	20000	1971
30	Екатеринославка	110/35/10	Шербакульский	2	20000	1977
31	Животновод	110/10	Городской	2	20000	1976
32	Жирновская	110/10	Называевский	1	2500	1986
33	Заливино	110/10	Тарский	2	5000	1979
34	Западная	110/10	Городской	2	50000	1979
35	Знаменка	110/10	Знаменский	2	12600	1970
36	Избышева	110/35/10	Екатерининский	2	20000	1983
37	Ингалы	110/10	Большереченский	2	5000	1968
38	Иртышская	110/10	Черлакский	2	12600	1969
39	Исаковская	110/35/10	Горьковский	2	32000	1998
40	Калачинская	110/35/10	Калачинский	2	50000	1973
41	Карбышево	110/10	Городской	2	32000	1976
42	Карташево	110/10	Муромцевский	2	12600	1976
43	Кировская	110/10	Городской	2	50000	1964
44	Колосовка	110/35/10	Колосовский	2	20000	1969
45	Коммунист	110/10	Черлакский	2	12600	1969
46	Копейкино	110/35/10	Таврический	2	20000	1969
47	Красная Поляна	110/10	Горьковский	2	5000	1986
48	Крутинская	110/35/10	Крутинский	2	32000	1970
49	Куйбышевская	110/10	Городской	2	80000	1983
50	Кутузовка	110/10	Шербакульский	1	15000	1977
51	Левобережная	110/10	Городской	2	80000	1971
52	Мангут	110/35/10	Называевский	2	12600	1970
53	Маяк	110/10	Большереченский	1	2500	1984
54	Морозовка	110/10	Омский	2	20000	1981
55	Моховой Привал	110/35/10	Муромцевский	2	12600	1971
56	Муромцево	110/35/10	Муромцевский	2	26000	1971
57	Нижнеомская	110/35/10	Нижнеомский	2	20000	1985
58	Николаевская	110/10	Нижнеомский	2	12600	1990

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
59	Новая	110/10	Городской	2	80000	1983
60	Нововаршавская	110/35/10	Нововаршавский	2	32000	1974
61	Новокормиловская	110/35/10	Кормиловский	2	32000	1982
62	Новологиново	110/10	Большереченский	1	2500	1971
63	Новолюбинская	110/35/10	Любинский	2	50000	1976
64	Новомарьяновская	110/35/10	Марьяновский	2	32000	1987
65	Новотроицкая	110/35/10	Омский	2	26000	1977
66	Новоуральская	110/35/10	Таврический	2	20000	1985
67	Новоцарицино	110/10	Москаленский	2	5000	1972
68	Новоягодное	110/35/10	Знаменский	2	12600	1988
69	Одесская	110/35/10	Одесский	2	20000	1982
70	Оконешниково	110/35/10	Оконешниковский	2	20000	1972
71	Октябрьская	110/10	Городской	3	121000	1953
72	Омская нефть	110/6	Городской	2	50000	1978
73	Орехово	110/10	Усть-Ишимский	2	5000	1972
74	Оросительная	110/10	Муромцевский	1	6300	1985
75	Павлоградская	110/35/10	Павлоградский	2	20000	1977
76	Память Тельмана	110/10	Азовский	2	12600	1986
77	Парниковая	110/10	Омский	2	20000	1983
78	Петропавловская	110/10	Нижнеомский	2	5000	1986
79	Победитель	110/35/10	Кормиловский	2	12600	1985
80	Покровская	110/10	Называевский	2	5000	1981
81	Почекуево	110/10	Большереченский	1	2500	1984
82	Пристанская 110	110/35/10	Таврический	1	16000	1989
83	Птицефабрика	110/35/10	Омский	2	20000	1973
84	Птичья	110/10	Москаленский	2	8800	1980
85	Путиловская	110/10	Называевский	1	2500	1974
86	Радищево	110/10	Большеуковский	2	5000	1973
87	Романенко	110/35/10	Горьковский	2	12600	1973
88	Русская Поляна	110/35/10	Русско-Полянский	2	32000	1988
89	Рязаны	110/10	Муромцевский	2	12600	1990
90	Саргатская	110/35/10	Саргатский	2	26000	1962
91	Свердлово	110/10	Саргатский	1	2500	1980
92	Северо-Западная	110/10	Городской	2	80000	1979



№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
93	Сельская	110/35/10	Москаленский	2	20000	1974
94	Сибзавод	110/10	Городской	2	64000	1967
95	Сибирская Оросительная	110/35/10	Нововаршавский	2	10000	1990
96	Советская	110/10	Городской	2	32000	1973
97	Сосновская	110/35/10	Таврический	2	20000	1965
98	Стрела	110/10	Таврический	2	32000	1976
99	Сургутская	110/35/10	Городской	2	32000	1974
100	Съездовская	110/10	Городской	2	50000	1991
101	Таврическая	110/10	Таврический	1	6300	1963
102	Такмык	110/10	Большереченский	2	5000	1976
103	Тара	110/35/10	Тарский	2	32000	1964
104	Татарская	110/10	Черлакский	2	16300	1969
105	Тевриз	110/35/10	Тевризский	2	12600	1973
106	Телевизионная	110/10	Тарский	2	12600	1994
107	ТПК Надеждинский	110/10	Городской	2	32000	1981
108	Тумановка	110/35/10	Москаленский	2	12600	1975
109	Тюкалинская	110/35/10	Тюкалинский	2	32000	1970
110	Усть-Ишим	110/35/10	Усть-Ишимский	2	20000	1971
111	Утичье	110/10	Называевский	1	2500	1981
112	Утьма	110/10	Тевризский	2	5000	1974
113	Фрунзенская	110/10	Городской	2	80000	1983
114	Центральная	110/10	Городской	2	65000	1959
115	Черлак	110/35/10	Черлакский	2	26000	1969
116	Чунаевка	110/10	Городской	2	20000	1979
117	Шербакуль	110/35/10	Шербакульский	2	20000	1973
118	Шипицино	110/10	Большереченский	1	6300	1990
119	Шухово	110/10	Знаменский	2	5000	1973
120	Щербаки	110/35/10	Саргатский	2	12600	1990
121	Энтузиастов	110/10	Городской	2	80000	2004
122	Южная	110/35/10	Павлоградский	2	12600	1967
123	Прибрежная	110/10	Городской	2	80000	2010

Приложение № 9  
к Программе развития электроэнергетики  
в Омской области на 2017 – 2021 годы

**СОСТАВ**  
оборудования омских теплоэлектростанций (далее – ТЭЦ) акционерного  
общества «Территориальная генерирующая компания № 11»

Стан- цион- ный номер аг- рега- та	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изгото- вления агре- гата	Год ввода агрега- та в эксплу- атацию	Год дости- жения паркового / индиви- дуального ресурса турбоаг- регата
<b>Омская ТЭЦ-3</b>					
<b>Турбоагрегаты</b>					
1	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energie	2012	2013	2033
2	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energie	2012	2013	2034
3	T-20/22-5,5/0,08 (паровая турбина в составе парогазовой установки)	Калужский турбинный завод	2012	2013	2050
9	ПТ-60-90/13	Ленинградский металлический завод	1958	1959	1995 / 2017
10	T-120/130-12,8	Ленинградский металлический завод	2015	2016	2057
11	ПТ-60/65-130/13	Ленинградский металлический завод	1961	1962	1993 / 2025
12	ПТ-60-130/13	Ленинградский металлический завод	1963	1963	1993 / 2025

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
13	P-60-130-1	Ленинградский металлический завод	1963	1963	1995 / 2040
Котлоагрегаты					
1	E-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (котел-утилизатор в составе парогазовой установки)	Таганрогский котельный завод	2013	2013	—
2	E-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (котел-утилизатор в составе парогазовой установки)	Таганрогский котельный завод	2012	2013	—
5	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1955	1956	—
6	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1956	1957	—
7	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1956	1957	—
8	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1956	1957	—
9	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1957	1958	—
10	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1958	1958	—
11	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1958	1961	—
12	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1961	1962	—
13	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1962	1963	—
14	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1964	1964	—

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
<b>Электрические генераторы</b>					
1	Brush типа BDAX 193 ERH (генератор газовой турбины ст. № 1)	BRUSH Electrical Machines Ltd.	2012	2013	–
2	Brush типа BDAX 193 ERH (генератор газовой турбины ст. № 2)	BRUSH Electrical Machines Ltd.	2012	2013	–
3	ТТК-25-2УЗ-П (генератор паровой турбины ст. № 3)	Общество с ограниченной ответственностью «Электротяжмаш-Привод» город Лысьва	2012	2013	–
9	ТВФ-63-2ЕУЗ	Открытое акционерное общество «Элсиб» город Новосибирск	1989	1991	–
10	ТЗФП-130-2УЗ	Открытое акционерное общество «Силовые машины»	2014	2017	
11	ТВФ-63-2ЕУЗ	Открытое акционерное общество «Элсиб» город Новосибирск	1982	1993	–
12	ТВ2-60-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1963	1963	–
13	ТТК-63-2УЗ-П	Общество с ограниченной ответственностью «Электротяжмаш-Привод» город Лысьва	2014	2014	–
<b>Омская ТЭЦ-4</b>					
<b>Турбоагрегаты</b>					
4	Р-50-130/15	Ленинградский металлический завод	1967	1968	2008 / 2024

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
6	T-100-130	Уральский турбомоторный завод	1971	1971	2002 / 2019
7	T-100-130	Уральский турбомоторный завод	1971	1972	2006 / 2021
9	ПТ-135-130	Уральский турбомоторный завод	1978	1978	2018
Котлоагрегаты					
4	БКЗ-320-140	Барнаульский котельный завод	1967	1968	—
7	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1969	1972	—
8	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1972	1973	—
9	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1974	1974	—
11	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1978	1979	—
12	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1979	1982	—
Электрические генераторы					
4	ТВФ-60-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1967	1968	—
6	ТВФ-120-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1971	1971	—
7	ТВФ-120-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1972	1972	—
9	ТВВ-165-2	Ленинградский завод «Электросила»	1978	1978	—
Омская ТЭЦ-5					
Турбоагрегаты					
1	ПТ-98/108-12,8/1,28	Ленинградский металлический завод	1978	1980, 2014 (после реконструкции)	2013 / 2018

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
2	ПТ-98/110-130/13-1М	Ленинградский металлический завод	1980	1980, 2015 (после реконструкции)	2012 / 2018
3	T-175/210	Уральский турбомоторный завод	1981	1982	2017
4	T-175/210	Уральский турбомоторный завод	1983	1984	2021
5	T-185/220	Уральский турбомоторный завод	1985	1988	2023
Котлоагрегаты					
1	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1976	1976	—
2	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1976	1976	—
3	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1978	1979	—
1	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1978	1980	—
2	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1980	1981	—
3	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1981	1982	—
4	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1982	1983	—
5	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1983	1984	—
6	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1984	1985	—
7	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1985	1986	—
8	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1986	1988	—
9	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1987	1989	—

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
Электрические генераторы					
1	ТВФ-120	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1978	1979	—
2	ТВФ-120	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1980	1980	—
3	ТГВ-200-2М	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1981	1982	—
4	ТГВ-200-2М	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1984	1984	—
5	ТГВ-200-2М	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1987	1988	—