

# УКАЗ

## ГУБЕРНАТОРА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

28 апреля 2018 года

№ 51

г. Омск

### О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 годы (далее – Программа).
2. Рекомендовать органам местного самоуправления Омской области принять участие в реализации Программы.
3. Признать утратившим силу Указ Губернатора Омской области от 27 апреля 2017 года № 57 «О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2017 – 2021 годы».

Исполняющий обязанности  
Губернатора Омской области

В.П. Бойко

ПРОГРАММА  
развития электроэнергетики в Омской области на 2018 – 2022 годы

1. ПАСПОРТ  
Программы развития электроэнергетики в Омской области на 2018 – 2022 годы

Наименование	Программа развития электроэнергетики в Омской области на 2018 – 2022 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	2018 – 2022 годы

Перечень основных разделов	<p>Введение.</p> <p>Основные положения Программы.</p> <p>Схема развития электроэнергетики Омской области.</p> <p>Объемы производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области.</p> <p>Развитие системы теплоснабжения в Омской области.</p> <p>Топливообеспечение энергоисточников</p>
----------------------------	---

## 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 2018 года – 1960,1 тыс. человек. Доля городского населения в общей численности населения – 72,7 процента, в сельской местности проживает 27,3 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) (1172,0 тыс. человек), город Тара (28,2 тыс. человек), город Исилькуль (22,9 тыс. человек), город Калачинск (22,7 тыс. человек), город Называевск (11,1 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 переработки 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, 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 «Петроэлектросбыт», 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 «Мосэнергообит» осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Метро Кэш энд Керри», публичного акционерного общества «Сбербанк России», филиала общества с ограниченной ответственностью «Юнилевер Русь»;

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 «Омскшина» (далее – ПАО «Омскшина»);

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.

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 2017 году доля выработки электрической энергии омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий (собственная выработка) увеличилась до 64,4 процента по сравнению с 2016 годом и составила 6956,5 млн. кВт.ч. (при снижении общего уровня электропотребления в Омской области до 10806,9 млн. кВт.ч.).

В настоящее время в Омской области продолжается реализация ряда энергоемких инновационных проектов, в том числе 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», включенным в схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы, утвержденную приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 1 марта 2017 года № 143 (далее – Схема и программа развития ЕЭС России), является строительство подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 500 кВ и 220 кВ, реализация которого позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей в Омской области, усилить существующие связи с Единой энергетической системой России.

Проект по строительству подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 500 кВ и 220 кВ 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 500 кВ Восход.

Однако в условиях отсутствия распределительного устройства 220 кВ и заходов линий электропередачи 220 кВ на подстанцию 500 кВ Восход вопрос обеспечения надежного электроснабжения потребителей в Омской области не может быть решен.

Основным проблемным вопросом при строительстве подстанции 500 кВ Восход является недостаточное финансирование проекта со стороны ПАО «ФСК ЕЭС».

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 целях обеспечения схемы выдачи мощности Омской ТЭЦ-3, с учетом вновь введенного турбоагрегата мощностью 120 МВт филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» в 2017 году завершена работа по строительству и вводу в эксплуатацию двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3. Оставшиеся вопросы финансирования по данному титулу будут урегулированы в 2018 году в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири».

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».

В 2017 году завершены работы по реконструкции подстанции 110 кВ Центральная с заменой вышедшего из строя силового трансформатора мощностью 1 x 31,5 МВА на трансформатор мощностью 1 x 40 МВА, объект введен в эксплуатацию. Оставшиеся вопросы финансирования по данному

титулу инвестиционной программы (далее – титул) будут урегулированы в 2018 году в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири».

В 2017 году завершены работы по реконструкции подстанции 110 кВ Северо-Западная с заменой трансформаторов мощностью 2 x 25 МВА на трансформаторы мощностью 2 x 40 МВА, объект введен в эксплуатацию. Оставшиеся вопросы финансирования по данному титулу будут урегулированы в 2018 году в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири».

В 2017 году завершены работы по титулу «Реконструкция подстанции 110/10 кВ Октябрьская с заменой одного силового трансформатора 40 МВА, реконструкцией закрытого распределительного устройства (далее – ЗРУ) 10 кВ с заменой 5 шт. масляных выключателей на вакуумные» в части замены трансформатора. Работы по реконструкции ЗРУ 10 кВ с заменой 5 шт. масляных выключателей на вакуумные выключатели по данному титулу будут выполнены в 2018 году в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири».

В 2017 году завершены работы по титулу «Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сибзавод с заменой трансформаторов 2 x 32 МВА на 2 x 40 МВА» в части реконструкции распределительного устройства 10 кВ. Замена трансформаторов не выполнялась в связи с тем, что нагрузка трансформаторов подстанции находится в допустимых пределах, заявки на технологическое присоединение аннулированы. Оставшиеся вопросы финансирования по данному титулу будут урегулированы в 2018 году в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири».

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2017 года № 30@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2018 – 2022 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2015 № 1043» утверждена инвестиционная программа электросетевой компании, 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 2018 – 2022 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 ЕЭС России, схемы теплоснабжения города Омска до 2032 года, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26 октября 2017 года № 1016 (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 (2018 – 2022 годы), разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» в 2017 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 2022 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, Екатеринбургский, 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 2992 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 двум линиям электропередачи 220 кВ (параллельная работа):

Мынкуль – Иртышская (224);

Валиханово – Иртышская (225);

- 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 – Полтавка (С-5);

2) с энергетической системой Новосибирской области:

- по одной линии электропередачи 500 кВ (параллельная работа) – Барабинская – Восход;
- по одной линии электропередачи 220 кВ (параллельная работа): Омская ТЭЦ-4 – Татарская (246);
- по двум линиям электропередачи 110 кВ (параллельная работа): Валерино – Каратканск с отпайками (З-15); Валерино – Колония с отпайкой на подстанцию Илюшкино (З-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): Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на подстанцию Мангут (С-135); 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на подстанцию Мангут (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:

- «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, Пикетное, Полтавская.

Основные «узкие места» энергетической системы Омской области:

1. Недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ подстанций 110 кВ «южного энергорайона», токовая перегрузка трансформаторов тока линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки и линии электропередачи 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на подстанцию Помурино (С-24) 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 линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки;

- к превышению номинального тока трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 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, Шербакульская, Русская Поляна.

При отключении 1СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино (или линии электропередачи 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23)) из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий также имеет место недопустимая токовая перегрузка трансформаторов тока линии электропередачи 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на подстанцию Помурино (С-24) на подстанции 110 кВ Москаленки.

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, первый трансформатор подстанции 110 кВ Тумановская и первый трансформатор подстанции 110 кВ Птичья) на питание от подстанции 220 кВ Называевская по линии электропередачи 110 кВ Называевская – Покровская (С-35) (12,2 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) (25,5 МВт);

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

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

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

- загрузка генерирующего оборудования Омских ТЭЦ по реактивной мощности.

С учетом выполнения вышеуказанных схемно-режимных мероприятий в послеаварийном режиме действием автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанции 110 кВ Одесская будет отключено 6,9 МВт потребителей.

При этом в случае аварийного отключения 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино в осенне-зимнем периоде:

- перегрузка трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки составит 43 процента (457 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 23 процента (515 А при длительно допустимом токе 420 А);

- напряжение на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана поднимается до 85,2 кВ, что ниже минимально допустимых значений и при этом нагрузка потребителей (6,9 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 22,3 МВт на подстанциях тягового транзита Лузино – Юбилейная и до 5 МВт в «южном энергорайоне», а также отключение потребителей действием противоаварийной автоматики в объеме 6,9 МВт на подстанции 110 кВ Одесская.

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.

2. Недопустимая нагрузка трансформаторов ряда подстанций 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго», приводящая к перегрузке трансформаторов в послеаварийном режиме (при отключении одного из трансформаторов):

- подстанция 110 кВ Советская – 126 процентов (Sном 1, 2 Т – 16 МВА, Sфакт – 20,21 МВА, зафиксирована 20 декабря 2017 года);

- подстанция 110 кВ Сургутская – 131 процент (Sном 1, 2 Т – 16 МВА, Sфакт – 21,0 МВА, перегрузка зафиксирована 17 декабря 2014 года);

- подстанция 110 кВ Кировская – 123 процента (Sном 1, 2 Т – 25 МВА, Sфакт – 30,84 МВА, зафиксирована 21 декабря 2016 года);

- подстанция 110 кВ Энтузиастов – 112 процентов (Sном 1, 2 Т – 40 МВА, Sфакт – 44,97 МВА, зафиксирована 21 декабря 2016 года);

- подстанция 110 кВ Западная – 106 процентов (Sном 1, 2 Т – 25 МВА, Sфакт – 26,41 МВА, зафиксирована 20 декабря 2017 года);

- подстанция 110 кВ Куйбышевская – 106 процентов (Sном 1, 2 Т – 40 МВА, Sфакт – 42,31 МВА, зафиксирована 20 декабря 2017 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 Карбышево – 107 процентов (Sном 1 Т – 16 МВА, 2 Т – 16 МВА, Sфакт – 17,1 МВА, зафиксирована 20 декабря 2017 года).

Проектные решения о необходимости замены трансформаторного оборудования в работе рассматривались с учетом решения собственника о допустимой перегрузочной способности трансформаторов (Стандарт организации ОКС 03.100.50/СО 5.145/0-00 ПАО «МРСК Сибири» «Определение резерва мощности на центрах питания»).

3. Ликвидация недопустимого повышения напряжения (до 127,5 кВ, что выше величины наибольшего рабочего напряжения) в летний минимум электропотребления в нормальной схеме 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 Усть-Ишим – Орехово (С-80), Утьма – Усть-Ишим (С-79) или одной из питающих данный узел нагрузок линий электропередачи 110 кВ в энергетической системе Тюменской области, возникает необходимость обеспечения электроснабжения потребителей данного энергорайона от электрических сетей энергетической системы Омской области, что приводит к тому, что в летний минимум нагрузок напряжение на шинах 110 кВ подстанций «северного энергорайона» достигает 127 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 на шинах 110 кВ подстанций «северного энергорайона» предлагается установка управляемого шунтирующего реактора мощностью 25 Мвар на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Тара, при использовании которого напряжения фиксируются на уровне допустимых – от 117,8 до 120,9 кВ.

4. Отсутствие второго источника электроснабжения для потребителей II категории по надежности электроснабжения (Акт разграничения балансовой принадлежности от 7 апреля 2014 года № СО 6.595/0), запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская при выполнении ремонтных или аварийно-восстановительных работ на линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5), в условиях отсутствия возможности включения линии электропередачи 110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны единой энергетической системы Республики Казахстан.

Организация электроснабжения всех потребителей подстанции 110 кВ Полтавская по электрической сети 35 кВ от подстанции 110 кВ Юбилейная невозможна в связи с выявленным недопустимым снижением уровней напряжения до 18,98 кВ в электрической сети 35 кВ, прилегающей к подстанции 110 кВ Полтавская и подстанциям 35 кВ Еремеевка, Вольное, Ольгино.

Для компенсации недопустимого снижения напряжения была рассмотрена установка батарей статических конденсаторов (БСК), суммарной мощностью 19 Мвар на шинах 10 кВ подстанций 35 кВ Ольгино, Еремеевка, Вольное, Мясники. Расчет послеаварийного режима при отключении линии электропередачи 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская (С-5) с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5) и установке батарей статических конденсаторов на подстанциях 35 кВ в рассматриваемом энергорайоне 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 прекращения 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 рекомендуется строительство линии электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская. Данное мероприятие включено в технические условия на технологическое присоединение подстанции 110 кВ Екатеринославская ПАО «МРСК Сибири» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения от 1 апреля 2016 года № 53/15-ТП-М2/48.4000.56.16).

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 2018 – 2022 годах планируется строительство и реконструкция ряда линий электропередачи и подстанций напряжением 110 – 220 – 500 кВ.

В целях увеличения потребляемой мощности и обеспечения надежности электроснабжения электроустановок АО «Газпромнефть – ОНПЗ» в марте 2018 года осуществлена реконструкция подстанции 220 кВ Ароматика с увеличением трансформаторной мощности (с заменой силовых трансформаторов). В 2018 году завершается проект по реконструкции подстанции 220 кВ Нефтезаводская.

В 2018 – 2022 годах 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 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;

3) 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 (1СШ-110) подстанции 220 кВ Лузино;

4) 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;

5) для исключения прекращения электроснабжения потребителей II категории по надежности электроснабжения (Акт разграничения балансовой принадлежности от 24 декабря 2014 года № 1), запитанных от подстанции 110 кВ Большие Уки, в период ремонта линии электропередачи 110 кВ Знаменка – Большие Уки (С-81), а также в случае ее аварийного отключения рекомендуется установка на подстанции 110/35/10 кВ Большие Уки резервных источников электроснабжения – двух дизельных электростанций суммарной мощностью 2 x 2 МВА, подключенных к секциям шин 10 кВ.

Организация электроснабжения всех потребителей подстанции 110 кВ Большие Уки от других источников питания по электрической сети 10 кВ невозможна в связи с отсутствием линий электропередачи 10 кВ, связывающих подстанцию 110/35/10 кВ Большие Уки с другими центрами питания;

б) 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;

- допустимые токовые нагрузки линий электропередачи 35 кВ в послеаварийном режиме при отключении одной из линий электропередачи 312Ц, 84Ц, 34Ц;

- допустимую загрузку силовых трансформаторов подстанций 110/35/10 кВ Восточная, Новотроицкая.

Невыполнение мероприятия по реконструкции данной подстанции приведет к тому, что 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 Солнечная долина, Андреевка, Пушкино (21,81 кВ, 20,12 кВ, 20,49 кВ соответственно) и токовая перегрузка оставшихся линий электропередачи 35 кВ 34Ц, 312Ц (113 процентов, 133 процента 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, Солнечная долина, Аграрная, Петровка (20,3 кВ, 24,5 кВ, 20,32 кВ, 20,53 кВ соответственно) и токовая перегрузка оставшихся линий электропередачи 35 кВ 84Ц, 312Ц (121 процент, 133 процента соответственно). Перевод нагрузки на подстанцию 110 кВ Восточная приведет к перегрузке трансформаторов данной подстанции до 200 процентов.

Альтернативные мероприятия по увеличению трансформаторной мощности с заменой основного оборудования 110 кВ подстанций 110/35/10 кВ Восточная, Новотроицкая, увеличению сечения провода с частичной заменой опор линий электропередачи 35 кВ, строительство новых линий электропередачи 35 кВ, установка батареи статических конденсаторов 35 кВ не снимают вышеперечисленные ограничения и значительно превышают по стоимости мероприятия по реконструкции подстанции 110 кВ ТПК Надеждинский.

Перевод нагрузки рассматриваемого участка сети 35 кВ на другие подстанции невозможен из-за значительной удаленности иных центров питания от рассматриваемого узла нагрузок.

Реконструкция подстанции 110 кВ ТПК Надеждинский со строительством новых линий электропередачи 35 кВ длиной 3,5 км позволяет привести электроэнергетический режим рассматриваемого участка сети 35 кВ в допустимую область и является наиболее экономически целесообразным решением;

7) реконструкция подстанции 110/10 кВ Сургутская в части замены первого силового трансформатора мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА (замена второго трансформатора выполнена в 2017 году) 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 2013 – 2017 годах при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора превышала бы 105 процентов:

- в 2014 году в диапазоне 108 – 131 процент в течение 14 часов непрерывно;

- в 2016 году в диапазоне 113 – 128 процентов в течение 18 часов непрерывно.

Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

С учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 2,98 МВт) при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора может составить 153 процента. Мероприятие по замене силовых трансформаторов мощностью 2 x 16 МВА на трансформаторы мощностью 2 x 25 МВА подстанции 110/10 кВ Сургутская включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

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;

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

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

По результатам контрольных замеров в 2013 – 2017 годах при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора превышала бы 105 процентов:

- в 2014 году в диапазоне 186 – 249 процентов в течение 22 часов непрерывно;

- в 2015 году в диапазоне 108 – 120 процентов в течение 16 часов непрерывно.

Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

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;

9) 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 2013 – 2017 годах при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора превышала бы 105 процентов:

- в 2015 году в диапазоне 106 – 108 процентов в течение 3 часов непрерывно;

- в 2016 году в диапазоне 107 – 108 процентов в течение 3 часов непрерывно;

- в 2017 году в диапазоне 106 – 126 процентов в течение 15 часов непрерывно.

С учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 2,12 МВт) при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора может составить 141 процент. Мероприятие по замене силовых трансформаторов мощностью 2 x 16 МВА на трансформаторы мощностью 2 x 25 МВА подстанции 110/10 кВ Советская включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

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 3,4 МВт;

10) строительство подстанции 110/10 кВ Кристалл (со строительством двух КЛ-110 кВ от двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 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 или установка третьего трансформатора) не представляется возможной поскольку:

- существующее ЗРУ 110 кВ по габаритным размерам не рассчитано на установку трансформаторов мощностью 63 МВА или установку третьего трансформатора;

- отсутствует возможность расширения ЗРУ 110 кВ из-за нахождения подстанции в зоне интенсивной жилой застройки.

Кроме того, увеличение мощности трансформаторов или их количества не решает проблему обеспечения допустимых уровней напряжения у конечного потребителя, запитанного от подстанции 110/10 кВ Энтузиастов и территориально удаленного от нее. Для указанного потребителя подстанция

110/10 кВ Энтузиастов территориально является самым ближайшим центром питания.

По результатам контрольных замеров в 2013 – 2017 годах при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора превышала бы 105 процентов:

- в 2016 году в диапазоне 106 – 112 процентов в течение 10 часов непрерывно.

Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

С учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 9,26 МВт) при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора может составить 138 процентов. Мероприятие по строительству подстанции 110/10 кВ Кристалл (со строительством двух кабельных линий 110 кВ от двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 до подстанции 110/10 кВ Кристалл) с установкой силовых трансформаторов 2 x 40 МВА включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

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.

Проект реализуется с учетом мероприятий по «цифровизации» электросетевого комплекса;

11) 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 2013 – 2017 годах при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора превышала бы 105 процентов:

- в 2013 году в диапазоне 110 – 118 процентов в течение 15 часов непрерывно;

- в 2014 году в диапазоне 107 – 118 процентов в течение 15 часов непрерывно;

- в 2015 году в диапазоне 108 – 111 процентов в течение 10 часов непрерывно;

- в 2016 году в диапазоне 107 – 124 процентов в течение 14 часов непрерывно;

- в 2017 году в диапазоне 106 – 120 процентов в течение 15 часов непрерывно.



Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

С учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 3,39 МВт) при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора может составить 139 процентов. Мероприятие по строительству подстанции 110/10 кВ Семиреченская (вместо подстанции 110 кВ Кировская) с установкой силовых трансформаторов 2 x 40 МВА включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

Выполнение реконструкции подстанции 110 кВ Кировская с заменой силовых трансформаторов 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА и основного электротехнического оборудования подстанции, 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;

12) 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 за 2016 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 106 процентов в течение 5 часов непрерывно, а с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 2 МВт) может составить 112 процентов. Мероприятие по замене существующих силовых трансформаторов 2 x 40 МВА на два трансформатора мощностью по 63 МВА каждый включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

Указанная выше длительность перегрузки трансформаторов превышает допустимую собственником оборудования длительность перегрузки.

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 2,3 МВт;

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

По результатам зимнего контрольного замера за 2016 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 106 процентов менее 1 часа, что допустимо.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 4 МВт) может составить 123 процента. Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение.

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 приведет к необходимости ввода графиков аварийного ограничения режима потребления на величину до 1,5 МВт;

14) реконструкция подстанции 110/10 кВ Карбышево с заменой силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА каждый.

По результатам зимнего контрольного замера за 2016 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 107 процентов менее 1 часа, что допустимо.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 1,6 МВт) может составить 119 процентов.

Мероприятие по замене силовых трансформаторов на подстанции 110/10 кВ Карбышево рекомендуется включить в указанные технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям;

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

По результатам зимнего контрольного замера за 2016 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 102 процента, что не превышает 105 процентов.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 5,3 МВт) может составить 127 процентов.

Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение;

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

По результатам зимнего контрольного замера за 2014 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 83 процента, что не превышает 105 процентов.

Проведение мероприятия позволит обеспечить электроснабжение строительных площадок в районе поселков Магистральный, Мелинаторов, 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 утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 10,77 МВт) может составить 203 процента.

Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение;

17) реконструкция подстанции 110 кВ Левобережная с установкой третьего силового трансформатора.

По результатам зимнего контрольного замера за 2014 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 99 процентов, что не превышает 105 процентов.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 8,16 МВт) может составить 123 процента.

Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение;

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

По результатам зимнего контрольного замера за 2014 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 91 процентов, что не превышает 105 процентов.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к

электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 9,15 МВт) может составить 116 процентов.

Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение;

19) реконструкция подстанции 110 кВ Новая с заменой силовых трансформаторов мощностью 40 МВА на два трансформатора мощностью по 63 МВА каждый. По результатам зимнего контрольного замера за 2014 – 2017 годы при отключении одного из трансформаторов подстанции нагрузка другого трансформатора составила бы 87 процентов, что не превышает 105 процентов.

Мероприятие выполняется в целях ликвидации перегрузки силовых трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме, которая с учетом утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (общий объем мощности, планируемой к присоединению – 6,93 МВт) может составить 106 процентов.

Данное мероприятие включено в указанные технические условия на технологическое присоединение;

20) строительство участка двухцепной линии электропередачи 110 кВ в обход территории производственного комплекса акционерного общества «Омское моторостроительное конструкторское бюро» (далее – АО «ОМКБ») длиной 0,9 км, с последующим выносом существующей линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская I, II цепь (С-109, С-110) с территории АО «ОМКБ». Мероприятие по выносу с территории АО «ОМКБ» участка существующей линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская I, II цепь (С-109, С-110) выполняется для обеспечения возможности развития производственных площадей АО «ОМКБ» со строительством нового испытательного комплекса, способного обеспечить потребность в наращивании объемов выпуска продукции в рамках государственного оборонного заказа Российской Федерации.

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 (2018 – 2022 годы), разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго», инвестиционных программ электросетевых компаний, а также данных инвесторов (исполнителей проектов).

#### 4.1.2. Перечень планируемых в 2018 – 2022 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
Мероприятия, включенные в Схему и программу развития ЕЭС России			

№ 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 2018 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
Мероприятия, направленные на ликвидацию «узких мест» в энергосистеме Омской области			
4	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	29,34
5	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Москаленки с увеличением пропускной способности трансформаторов тока. Исполнитель: ОАО «РЖД»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	62,18
6	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Тара с установкой управляемого шунтирующего реактора. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	164,4

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
7	<p>Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Большие Уки с установкой двух дизельных электростанций суммарной мощностью 2 x 2 МВА, подключенных к секциям шин 10 кВ.</p> <p>Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»</p>	<p>Завершение реализации проекта планируется в 2020 году</p>	108,875
8	<p>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.</p> <p>Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»</p>	<p>Завершение реализации проекта планируется в 2023 году</p>	383,611
9	<p>Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новотроицкая с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 25 МВА.</p> <p>Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»</p>	<p>Завершение реализации проекта планируется в 2021 году</p>	125,68
10	<p>Реконструкция подстанции 110/10 кВ Советская с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА.</p> <p>Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»</p>	<p>Завершение реализации проекта планируется в 2020 году</p>	89,64
11	<p>Реконструкция подстанции 110/10 кВ Куйбышевская с заменой трансформаторов 2 x 40 МВА на 2 x 63 МВА.</p> <p>Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»</p>	<p>Завершение реализации проекта планируется в 2020 году</p>	317,269

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
12	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 2024 году	191,1
13	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Карбышево с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2 x 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2026 году	133,18
14	Строительство участка двухцепной линии электропередачи 110 кВ в обход территории производственного комплекса АО «ОМКБ» с последующим выносом существующей линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская I, II цепь (С-109, С-110) с территории АО «ОМКБ» Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	18,31
<b>Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения</b>			
15	Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2022 году	266,04
16	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Сургутская с заменой трансформатора 1Т 16 МВА на 25 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2019 году	242,69

№ 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) с частичным переводом нагрузки с подстанции 110/10кВ «Энтузиастов». (реализация проекта «Цифровая подстанция») Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2023 году	455,85
18	Строительство двух КЛ-110 кВ от линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 до подстанции 110/10 кВ Кристалл. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2022 году	270,82
19	Строительство (реконструкция) подстанции 110/10 кВ Семиреченская 2 x 40 МВА (с переводом нагрузки от подстанции 110/10 кВ Кировская). Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2024 году	431,27
20	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 2020 году	117,6
21	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Чунаевская с заменой трансформаторов 2 x 10 МВА на 2 x 16 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2023 году	70,22
22	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Левобережная с установкой третьего трансформатора 1 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	202,172



№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
23	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Северо-Западная с установкой третьего трансформатора 1 x 40 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2021 году	202,172
24	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая с заменой трансформаторов 2 x 40 МВА на 2 x 63 МВА. Исполнитель: филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	317,27

#### 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 1601,2 МВт.

На долю ТЭЦ, расположенных в городе Омске, приходится 97,8 процента установленной мощности электрических станций энергетической системы Омской области (1565,2 МВт).

Оставшиеся 2,2 процента установленной мощности (36 МВт) электрических станций энергетической системы Омской области составляют генерирующие мощности (блок-станции) промышленных предприятий: общества с ограниченной ответственностью «Омсктехуглерод» (далее – ООО «Омсктехуглерод»), ООО «Теплогенерирующий комплекс», ПАО «Омскшина».

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 2022 году.

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

В 2017 году на Омской ТЭЦ-3 выведены из эксплуатации два котлоагрегата марки ТП-230 ст. № 5 и ст. № 6, в феврале 2018 года выведен из эксплуатации котлоагрегат марки ТП-230 ст. № 7, тепловая мощность станции осталась без изменений.

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 2018 году, ст. № 7 – в 2020 году, ст. № 9 – в 2019 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 2018 – 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
АО «ТГК-11»					
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

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Электрическая мощность		Тепловая мощность	
		МВт	В процентах от общего объема	Гкал/час	В процентах от общего объема
	Итого по АО «ТГК-11»	1565,2	100,0	3669,24	79,2
АО «ОмскРТС»					
4	Омская ТЭЦ-2	–	–	378	8,2
5	КРК	–	–	585	12,6
	Итого по АО «ОмскРТС»	–	–	963	20,8
	ВСЕГО	1565,2	100,0	4632,24	100,0

4.2.2. Вывод из эксплуатации мощностей, вырабатывающих электрическую энергию, на существующих омских ТЭЦ в 1984 – 2017 годах

Тип и ст. № агрегата	Установленная мощность, МВт	Год списания
Омская ТЭЦ-1		
Итого по станции	21	1986
Омская ТЭЦ-2		
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	
Омская ТЭЦ-3		
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
ПТ-25-90/10М, ст. № 7	25	2016
Р-25-90/18, ст. № 8	25	2016
Итого по станции	235	
Омская ТЭЦ-4		
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 тремя 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) теплоэлектростанция ПАО «Омскшина» установленной электрической мощностью 12 МВт;
  - 3) теплоэлектростанция ООО «Теплогенерирующий комплекс»:
    - установленная электрическая мощность – 6 МВт;
    - установленная тепловая мощность – 5,9 Гкал/час.
- Газотурбинная электростанция, принадлежащая ООО «ГринЛайт», выведена из эксплуатации.

#### 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
ООО «Омсктехуглерод»				
1	Паровая турбина П-6-1,2/0,5	3	6 МВт	Технологический газ, получаемый в процессе производства техуглерода
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	3	6 МВт	
ПАО «Омскшина»				
1	Паровая турбина Р-6-3,4/1,0М-1	2	6 МВт	Газ
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	2	6 МВт	Газ
ООО «Теплогенерирующий комплекс»				
1	Газопоршневой агрегат корпорации G3520E	3	2 МВт	Газ

В части реконструкции объектов генерации энергетической системы Омской области АО «ТГК-11» планирует выполнить техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 7 на Омской ТЭЦ-4 со сроком ввода в 2021 году. Основанием для выполнения проекта являются выводы по техническому состоянию турбины.

В соответствии с ранее проводимыми обследованиями турбоагрегата в нижней части цилиндра высокого давления турбины обнаружены дефекты металла литых корпусных деталей. При обследовании цилиндра высокого давления в 2016 году был зафиксирован рост ранее обнаруженных трещин. Учитывая наработку и фактическое состояние узлов турбины, в соответствии с рекомендациями экспертной организации планируется выполнить техническое перевооружение турбины с заменой в сборе новым модернизированным цилиндром высокого давления.

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 покрытия существующей потребности в мощности ПАО «Омский каучук» и собственной перспективной нагрузки АО «ГК «Титан» (договор на технологическое присоединение от 7 апреля 2015 года №09/03ТП). Мероприятие включено в Схему и программу развития ЕЭС России. В настоящее время ведется проектирование энергообъекта.

Реализация проекта планируется АО «ГК «Титан» в рамках трех пусковых комплексов: первый пусковой комплекс мощностью 25 МВт (паротурбинная установка) и второй пусковой комплекс мощностью 50 МВт (газотурбинная установка) предполагается ввести в эксплуатацию в 2018 году, третий пусковой комплекс мощностью 50 МВт (газотурбинная установка) – в 2020 году.

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

#### 4.2.4. Перечень планируемых в 2018 – 2022 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			

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 7 типа Т-100-130	0	Реализация проекта планируется в 2018 – 2021 годах	735,5
<b>Строительство теплоэлектростанции (Исполнитель: АО «ГК «Титан»)</b>			
Строительство паротурбинной установки ПТ-25-35	25	Реализация проекта планируется в 2018 году	Не определена (ведется проектирование объекта)
Строительство газотурбинной установки ГТ-50 (Т)	50	Реализация проекта планируется в 2018 году	Не определена (ведется проектирование объекта)
Строительство газотурбинной установки ГТ-50 (Т)	50	Реализация проекта планируется в 2020 году	Не определена (ведется проектирование объекта)
Всего увеличение установленной мощности энергетической системы Омской области до 2022 года	125		

#### 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) 37064,89 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) 10038 трансформаторных подстанций напряжением 6 – 10(35)/0,4 кВ с общей мощностью трансформаторов 2179,607 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 – 2067,17 км;
- 3) кабельные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1652,11 км;
- 4) воздушные линии электропередачи напряжением 6 – 10 кВ – 335,23 км;
- 5) воздушные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1365,79 км;
- 6) кабельные и воздушные линии электропередачи наружного освещения напряжением 0,4 кВ – 988,9 км;
- 7) трансформаторные подстанции и распределительные пункты – 1613 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 2018 – 2022 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 подстанции 110/10 кВ Октябрьская с реконструкцией ЗРУ 10 кВ с заменой 5 масляных выключателей на вакуумные	5 шт.	11,786

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Власть труда с установкой повышающих трансформаторов 6/10 кВ (2 x 2,5 МВА) для перевода нагрузки с подстанции 35/10 кВ Омская	1 шт. / 5 МВА	25,9
Строительство трансформаторных подстанций (0,4 – 10 кВ)	43,8 МВА	204,5
Реконструкция подстанций 35 кВ с увеличением трансформаторной мощности (Надеждино (замена трансформаторов 1 x 1,8 МВА, 1 x 2,5 МВА на 2 x 6,3 МВА), Омская (замена трансформаторов 2 x 6,3 МВА на 2 x 10 МВА (проект «Цифровая подстанция»)), Красноярская (замена трансформаторов 2 x 5,6 МВА на 2 x 10 МВА))	3 шт. / 52,6 МВА	202,5
Строительство кабельных линий (0,4, 10, 35 кВ)	13,7 км	51,6
Строительство воздушных линий (0,4, 10, 35 кВ)	573,1 км	687,7
Строительство распределительных пунктов (0,4 – 10 кВ)	1 шт. / 2 МВА	77,0
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ, 10 кВ, в том числе с заменой голого провода на самонесущий изолированный провод	867,8 км	770,9
Реконструкция трансформаторных подстанций и распределительных пунктов 10 кВ	1,63 МВА	4,20
Исполнитель: АО «Омскэлектро»		
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ	28,53 км	30,51
Замена масляных выключателей на вакуумные выключатели в распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях	53 шт.	14,51

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Замена силовых трансформаторов ТМ-10/0,4 кВ в трансформаторных подстанциях и распределительных пунктах (мощностью 100 кВА, 250 кВА, 400 кВА, 630 кВА)	4,51 МВА	4,53
Реконструкция трансформаторных подстанций и распределительных пунктов	8 шт.	23,21
Строительство кабельных линий 10 кВ (взамен существующих)	22,3 км	147,32
Монтаж приборов технического учета в трансформаторных подстанциях и на воздушных линиях электропередачи	111 шт.	13,00
Строительство блочных распределительных трансформаторных пунктов (2БРТП-630-10/0,4 кВ) (взамен существующих)	6,3 МВА	56,66
Строительство сетей электроснабжения, в том числе взамен существующих	5,26 МВА / 14,9 км	118,23
Строительство комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	0,8 МВА / 1,82 км	8,19
Строительство сетей электроснабжения для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии		296,32
Исполнитель: АО «Электротехнический комплекс»		
Реконструкция подстанции 110/10/6 кВ Кислородная в части распределительного устройства 6 кВ (замена оборудования в ячейках)		106,0

#### 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 26 декабря 2017 года № 613/82 «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории Омской области в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2018 – 2020 годы и 2018 – 2022 годы» установлены следующие показатели уровня надежности оказываемых услуг:

Наименование показателя	Значение показателя (по годам)				
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки	0,6195	0,6102	0,601	0,592	0,5831
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки	0,4411	0,4345	0,428	0,4216	0,4153

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

Между Правительством Омской области, обществом с ограниченной ответственностью «Хевел» и обществом с ограниченной ответственностью «Авелар Солар Технолоджи» подписано соглашение от 25 февраля 2014 года № 10-С о сотрудничестве в вопросах перспективного развития солнечной электроэнергетики (далее – Соглашение).

В рамках Соглашения планируется строительство дочерним обществом с ограниченной ответственностью «ГринЭнерджиРус» (далее – ООО «ГринЭнерджиРус») объектов солнечной генерации на территории Русско-Полянского, Нововаршавского, Одесского и Павлоградского муниципальных районов Омской области.

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 2018 – 2022 годах к строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта
Исполнитель: ООО «ГринЭнерджиРус»		
Строительство солнечной электростанции в Одесском муниципальном районе Омской области	20	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году
Строительство солнечной электростанции в Нововаршавском муниципальном районе Омской области	15	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта
Строительство солнечной электростанции в Русско-Полянском муниципальном районе Омской области	15	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году
Строительство солнечной электростанции в Павлоградском муниципальном районе Омской области	20	Завершение реализации проекта планируется в 2022 году
Всего увеличение установленной мощности энергетической системы Омской области до 2022 года	70	

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 2018 – 2022 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 2013 – 2017 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 2017 году сохранилась тенденция снижения общего уровня электропотребления в Омской области, который составил 10806,9 млн. кВт.ч. (снижение к уровню 2016 года на 0,5 процента).

В структуре потребления электрической энергии на территории Омской области традиционно высокую долю занимает промышленность – в 2013 – 2017 годах – до 44,1 процента.

При этом в структуре промышленного производства наибольшая доля относится к обрабатывающим отраслям промышленности (нефтехимической, машиностроительной) – до 29,5 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 «Омскшина», ОАО «ОмскВодоканал».

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

млн. кВт.ч

Наименование потребителя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	1518,5	1518,5	1483,6	1531,6	1501,5
ОАО «РЖД»	958,4	975,6	920,3	1125,1	1051,9
ПАО «Омский каучук»	300,4	290,8	290,8	324,7	312,9
ПАО «Омскшина»	167,5	160,3	151,0	149,5	161,7
ОАО «ОмскВодоканал»	148,9	146,8	140,2	189,45	127,0
АО «Омский завод транспортного машиностроения»	86,5	101	112,1	130,5	97,7
Филиал «ОМО им. П.И. Баранова» АО «НПЦ газотурбостроения «Салют»	46,5	48,1	35,6	55,9	55,2
«ПО «Полет» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»	43,5	49,3	42,6	37,9	32,7
Общество с ограниченной ответственностью «ИКЕА МОС (Торговля и Недвижимость)»	40,5	40,8	41,1	39,9	38,4
АО «ОмПО «Иртыш»	15,9	19,7	17,2	17,1	18,2

5.1.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощности в Омской области  
в 2018 – 2022 годах

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	10904	10967	11062	11124	11191
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, МВт	1804	1815	1826	1841	1854



5.1.3. Структура потребления электрической энергии в Омской области  
в 2013 – 2017 годах по видам экономической деятельности

Наименование показателя	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 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	310	2,9	327	3,0	326,4	3,0	305,7	2,8	302,6	2,8
Промышленность, в том числе	4801,1	44,1	4616,5	42,1	4624,3	42,5	4516,5	41,6	4517,3	41,8
1) обрабатывающие производства	3206,1	29,5	3080,5	28,1	3090,1	28,4	2986,7	27,5	2982,7	27,6
2) производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1595	14,6	1536	14,0	1534,2	14,1	1529,8	14,1	1534,6	14,2
Добыча полезных ископаемых	87	0,8	89	0,8	87	0,8	82,2	0,8	86,5	0,8
Строительство	157	1,4	153	1,4	130,6	1,2	108,0	1,0	118,9	1,1
Транспорт и связь	1307	12,0	1255	11,4	1207,8	11,1	1190,9	10,9	1188,8	11,0

Наименование показателя	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год	
	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	91	0,8	91	0,8	141,5	1,3	131,4	1,2	108,1	1,0
Потреблено населением	1680	15,4	1694	15,4	1675,6	15,4	1700,2	15,6	1728,9	16,0
Прочие виды экономической деятельности	1545	14,2	1587	14,4	1599,5	14,7	1733,7	16,0	1675,1	15,5
Потери в электрических сетях	910	8,4	1180	10,7	1088,1	10,0	1093,8	10,1	1080,7	10,0
Потреблено электрической энергии, всего	10888,1	100,0	10992,5	100,0	10880,8	100,0	10862,4	100,0	10806,9	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 2018 – 2022 годы сформирован на основе анализа баланса и структуры выработки электрической энергии в 2013 – 2017 годах, с учетом реализации мероприятий по вводу генерирующих мощностей в энергетической системе Омской области:

1) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Одесском муниципальном районе Омской области (мощностью 20 МВт) – объем мощности учитывается в балансе с 2020 года;

2) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Нововаршавском муниципальном районе Омской области (мощностью 15 МВт) – объем мощности 15 МВт учитывается в балансе с 2020 года;

3) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Русско-Полянском муниципальном районе Омской области (мощностью 15 МВт) – объем мощности учитывается в балансе с 2020 года;

4) ввод в эксплуатацию солнечной электростанции в Павлоградском муниципальном районе Омской области (мощностью 20 МВт) – объем мощности учитывается в балансе с 2022 года.

В 2013 – 2017 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 66 процентов.

В структуре выработки электрической энергии электростанциями энергетической системы Омской области основную долю занимает электрическая энергия омских ТЭЦ АО «ТГК-11» – в 2013 – 2017 годах от 96,9 процента до 97,5 процента от общего объема вырабатываемой электрической энергии.

Доля выработки электрической энергии блок-станциями промышленных предприятий в 2013 – 2017 годах составляла не более 3,1 процента.

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

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, млн. кВт.ч	10888,1	10992,5	10880,8	10862,4	10806,9	10904	10967	11062	11124	11191
Выработка электрической энергии омскими ТЭЦ, блок-станциями промышленных предприятий, источниками в муниципальных районах Омской области, всего, млн. кВт.ч	6842,1	7061,1	7194,6	6876,4	6956,5	7454,7	6256,8	7002,5	7587,1	7652,7
Сальдо-переток электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	4046	3913,4	3686,2	3986	3850,4	3449,3	4710,2	4059,5	3536,9	3538,3
Доля выработки электрической энергии электростанциями, расположенными на территории Омской области, в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	63	64	66	63	64	68	57	63	68	68
Доля сальдо-перетока в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	37	36	34	37	36	32	43	37	32	32

## 5.2.2. Баланс производства и потребления мощности в Омской области

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, МВт	1812	1802	1782	1818	1786
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт, в том числе	1536,0	1556,2	1542,2	1682,2	1607,2
1) установленная электрическая мощность омских ТЭЦ	1500,0	1520,2	1500,2	1640,2	1565,2
2) установленная электрическая мощность блок-станций промышленных предприятий, источников в муниципальных районах Омской области	36	36	42	42	42
Генерация мощности электростанциями энергетической системы Омской области, всего, МВт, в том числе	1160	1076	1065	1208	1052
1) генерация мощности Омской ТЭЦ-3, МВт	240	241	262	365	305
2) генерация мощности Омской ТЭЦ-4, МВт	280	251	220	248	216
3) генерация мощности Омской ТЭЦ-5, МВт	619	562	561	570	505
4) генерация мощности блок-станциями промышленных предприятий, источниками в муниципальных районах Омской области, МВт	21	22	22	25	26
Сальдо-переток мощности в энергетической системе Омской области, МВт	652	726	717	610	734
Доля сальдо-перетока в максимуме потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, процентов	36	40	40	34	41

## 5.2.3. Прогнозный баланс производства и потребления мощности в Омской области

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, МВт	1804	1815	1826	1841	1854
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт, в том числе	1601,2	1601,2	1651,2	1651,2	1671,2
1) установленная электрическая мощность омских ТЭЦ	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2
2) установленная электрическая мощность блок-станций промышленных предприятий, источников в муниципальных районах Омской области	36	36	86	86	106

Наименование показателя		2018	2019	2020	2021	2022
		год	год	год	год	год
Располагаемая мощность электростанций энергетической системы Омской области, всего, МВт, в том числе		1551	1551	1551	1551	1551
1) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-3, МВт		445	445	445	445	445
2) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-4, МВт		346	346	346	346	346
3) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-5, МВт		734	734	734	734	734
4) располагаемая мощность блок-станций промышленных предприятий, источников в муниципальных районах Омской области, МВт		26	26	26	26	26
Дефицит / избыток мощности в энергетической системе Омской области, МВт		253	264	275	290	303
Доля сальдо-перетока в максимуме потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, процентов		14	15	15	16	16

## 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) 2013 год – 24409 тыс. Гкал;
- 2) 2014 год – 24329 тыс. Гкал;
- 3) 2015 год – 22973 тыс. Гкал.
- 4) 2016 год – 23484 тыс. Гкал;
- 5) 2017 год – 22776 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 168 теплоисточников суммарной установленной мощностью 9164,17 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 (40 процентов 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) 23 отопительных котельных МП города Омска «Тепловая компания» установленной мощностью 558,5 Гкал/час (6,1 процента);
- 4) 140 ведомственных и производственных котельных установленной мощностью 3973,43 Гкал/час (43,4 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 967,1 км, в том числе:

- 1) от магистральных тепловых сетей АО «ОмскРТС» – 696,7 км;
- 2) от собственных котельных МП города Омска «Тепловая компания» – 181,2 км;
- 3) от ведомственных котельных – 89,2 км.

#### 6.2.1. Перечень основных (крупных) потребителей тепловой энергии АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» в 2013 – 2017 годах

Потребители	Теплоисточники	Объем потребления, Гкал				
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
АО «Газпром-нефть – ОНПЗ»	ТЭЦ-3,4	2522643	2442701	2362823	2303351	2250181
ПАО «Омский каучук»	ТЭЦ-3	139921	138882	137445	161669	145171
Открытое акционерное общество Омское производственное объединение «Радиоавтомобильная станция имени А.С. Попова»	ТЭЦ-5	26852	27868	25020	28123	27793



		Объем потребления, Гкал				
Акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление»	ТЭЦ-2, 3, 5	25299	24168	22768	22190	22194
Акционерное общество «Первая грузовая компания»	ТЭЦ-3	109425	110452	126605	109065	110775
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина»	ТЭЦ-3, 5	42113	38715	35140	35529	35184
Акционерное общество «Центральное конструкторское бюро автоматики»	ТЭЦ-5	25266	25637	22137	20500	19102

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

Показатель	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год	
	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент	Гкал	Процент
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе	10302774	100,00	10076325	100,00	9662508	100,00	9679995	100,00	9621996	100,00
1) промышленность	2927069	28,4	2768924	27,48	2656366	27,49	2619002	27,06	2546534	26,5
2) строительство	88714	0,9	84915	0,84	77872	0,81	65432	0,68	64812	0,7
3) транспорт и связь	244050	2,4	248806	2,47	256322	2,65	231185	2,39	222333	2,3
4) жилищно-коммунальный комплекс	52027	0,5	28975	0,29	20688	0,21	23259	0,24	51237	0,5
5) население	4630981	44,9	4472273	44,38	4409681	45,64	4434658	45,81	4462639	46,4
6) бюджетные потребители	938535	9,1	874770	8,68	797713	8,26	833367	8,60	827179	8,6
7) потери транспортировщиков	559355	5,4	655974	6,51	579968	6,00	646215	6,68	616537	6,4
8) прочие	862043	8,4	941688	9,35	863898	8,94	826877	8,54	830725	8,6

### 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 2018 – 2022 годах

С учетом анализа потребления тепловой энергии в Омской области в 2013 – 2017 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 2018 – 2022 годах прогнозируется на уровне 23000 – 24000 тыс. Гкал в год с сохранением имеющейся региональной структуры теплопотребления (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 теплопотребления (порядка 11000 тыс. Гкал).

#### 6.4.1. Прогноз выработки тепловой энергии омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» в 2018 – 2022 годах, тыс. Гкал

Наименование	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
АО «ТГК-11»					
Омская ТЭЦ-3	3371,20	3499,20	3552,40	3552,40	3552,40
Омская ТЭЦ-4	2026,20	2256,10	2351,60	2351,60	2351,60
Омская ТЭЦ-5	3527,58	3548,92	3570,10	3605,80	3641,52
Итого по АО «ТГК-11»	8924,98	9304,22	9474,10	9509,80	9545,52
АО «ОмскРТС»					
Омская ТЭЦ-2	786,03	786,03	786,03	786,03	786,03
КРК	1185,10	1185,10	1185,10	1185,10	1185,10
Итого по АО «ОмскРТС»	1971,13	1971,13	1971,13	1971,13	1971,13
<b>ВСЕГО</b>	<b>10896,11</b>	<b>11275,35</b>	<b>11445,23</b>	<b>11480,93</b>	<b>11516,65</b>

## 6.5. Направления развития системы теплоснабжения Омской области в 2018 – 2022 годах

Стратегия развития системы теплоснабжения Омской области в 2018 – 2022 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 2017 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 подающего трубопровода Центрального луча Омской ТЭЦ-3 диаметром 1000 мм от Омской ТЭЦ-3 до тепловой камеры (далее – ТК) ТК-III-B-33/1;
- 3) переключение потребителей Северного луча Омской ТЭЦ-5 (от ТК-V-C-29) на Омскую ТЭЦ-3 (52 Гкал/час);
- 4) строительство второй очереди теплотрассы «Релеро»;
- 5) строительство перекачивающей насосной станции (далее – ПНС) ПНС-15 на Северном луче Омской ТЭЦ-5;
- 6) техническое перевооружение теплотрассы 2 луча КРК по улице Дмитриева от К-II-34 до К-II-34/1 с увеличением диаметра до 720 мм;
- 7) закрытие котельной ФКУ ИК-3 УФСИН России по Омской области с подключением потребителей к Омской ТЭЦ-3;

8) закрытие котельной публичного акционерного общества «Сатурн» с подключением потребителей к Омской ТЭЦ-5;

9) переключение потребителей котельной «ПО «Полет» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» к Омской ТЭЦ-5;

10) строительство теплотрассы диаметром 400 мм от луча ТПК (II-T-12) до ТК-II-T-13с-1 протяженностью 1600 м.

## 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 2017 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	850,030	1,060	–
Омская ТЭЦ-4	32,290	3,580	1423,450
Омская ТЭЦ-5	–	13,630	2818,430
Омская ТЭЦ-2	90,299	0,225	19,837
КРК	160,725	0,028	–
ВСЕГО	1133,344	18,523	4261,717

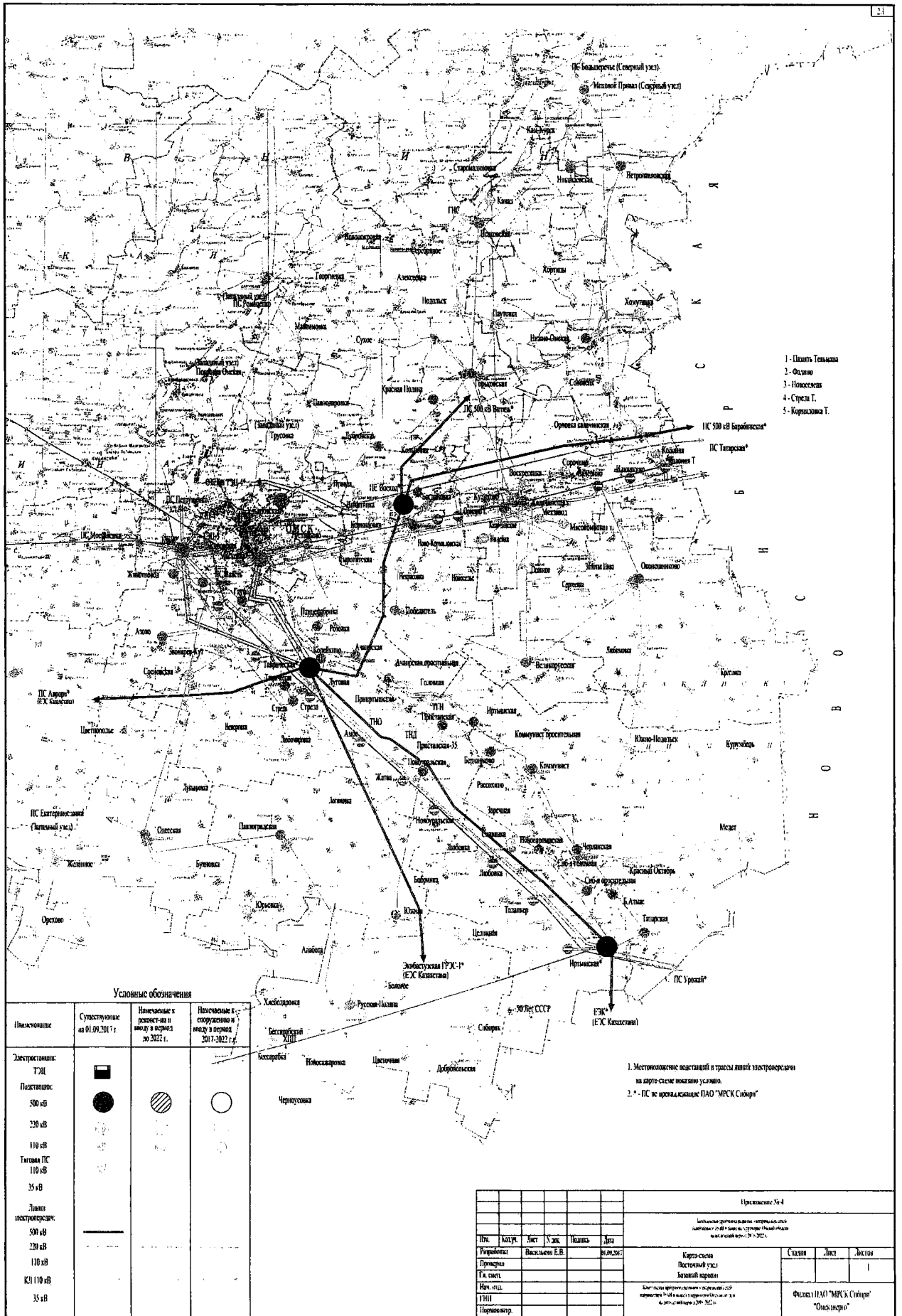
Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» для обеспечения производства электрической энергии в соответствии с перспективным балансом сформирована на основе прогнозных показателей выработки тепловой и электрической энергии в 2018 – 2022 годах.

6.6.3. Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС» на 2018 – 2022 годы

Наименование показателя и единицы измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>АО «ТГК-11»</b>					
<b>Омская ТЭЦ-3</b>					
Газ, млн. куб.м	870,90	902,48	907,85	906,12	904,27
Мазут, тыс. тонн	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
<b>Омская ТЭЦ-4</b>					
Газ, млн. куб.м	101,00	101,00	101,00	101,00	101,00
Мазут, тыс. тонн	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
Уголь, тыс. тонн	1297,86	1327,81	1366,77	1364,33	1363,70
<b>Омская ТЭЦ-5</b>					
Мазут, тыс. тонн	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Уголь, тыс. тонн	2770,38	2585,48	2629,61	2643,14	2658,14
<b>Итого по АО «ТГК-11»</b>					
Газ, млн. куб.м	971,90	1003,48	1008,85	1007,12	1005,27
Мазут, тыс. тонн	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Уголь, тыс. тонн	4068,24	3913,29	3996,38	4007,47	4021,84
<b>АО «ОмскРТС»</b>					
<b>Омская ТЭЦ-2</b>					
Газ, млн. куб.м	87,05	87,05	87,05	87,05	87,05
Мазут, тыс. тонн	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Уголь, тыс. тонн	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12
<b>Кировская районная котельная</b>					
Газ, млн. куб.м	161,33	161,33	161,33	161,33	161,33
Мазут, тыс. тонн	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
<b>Итого по АО «ОмскРТС»</b>					
Газ, млн. куб.м	248,38	248,38	248,38	248,38	248,38
Мазут, тыс. тонн	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Уголь, тыс. тонн	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12
<b>ВСЕГО по АО «ТГК-11» и АО «ОмскРТС»</b>					
Газ, млн. куб.м	1220,28	1251,86	1257,23	1255,50	1253,65
Мазут, тыс. тонн	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76
Уголь, тыс. тонн	4094,36	3939,41	4022,50	4033,59	4047,96

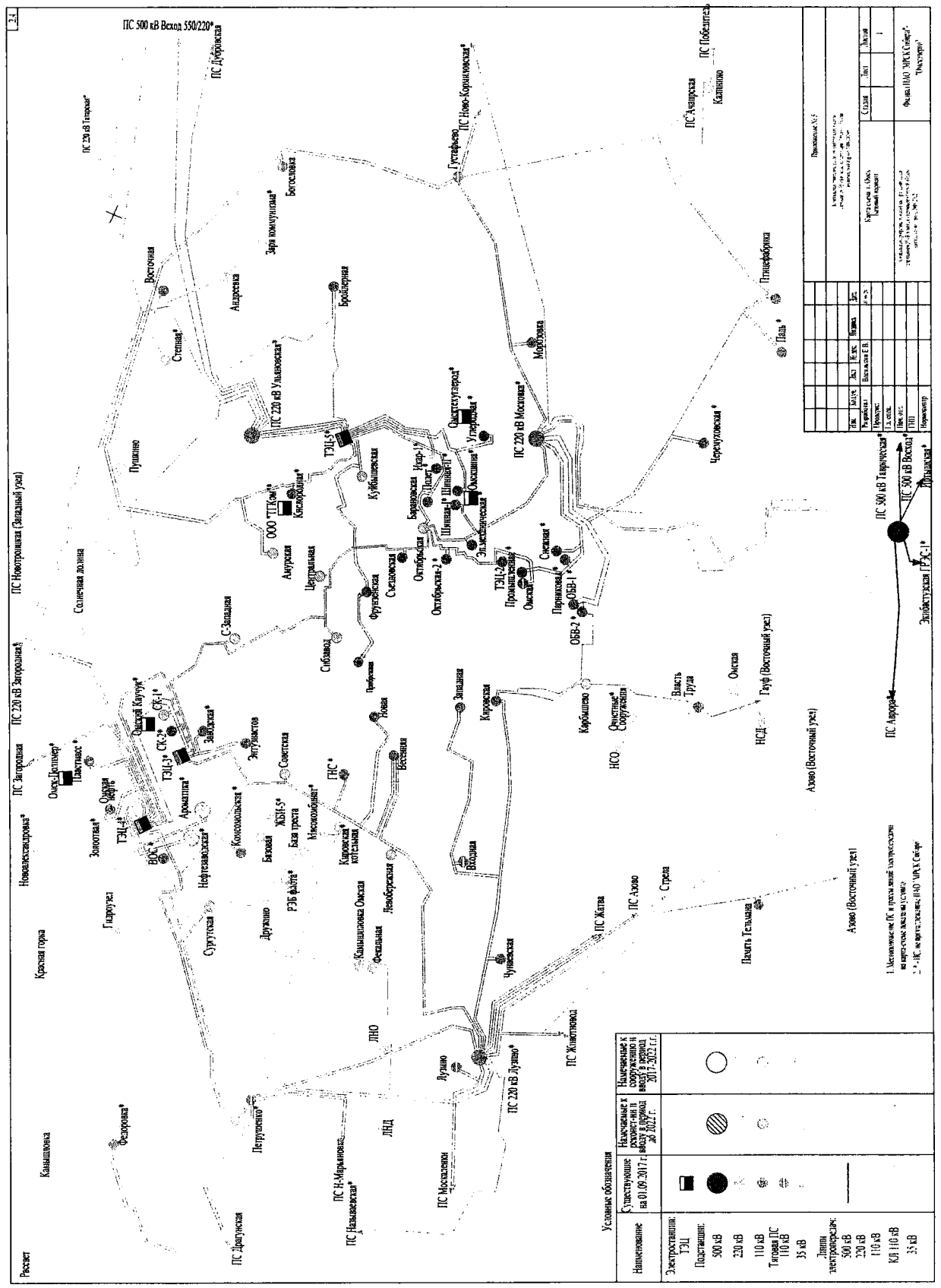
КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая 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 2022 года (часть 1)



КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая 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 2022 года (часть 2)



Условные обозначения

Наименование	Существующие	Намеченные к реализации в период 2017-2022 гг.	Намеченные к сооружению в период 2017-2022 гг.
Электростанция:	ТЭЦ	ТЭЦ-2	ТЭЦ-2
Подстанции:	500 кВ	220 кВ	110 кВ
Трансформаторные подстанции:	110 кВ	110 кВ	110 кВ
Линии электропередачи:	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	35 кВ	35 кВ	35 кВ

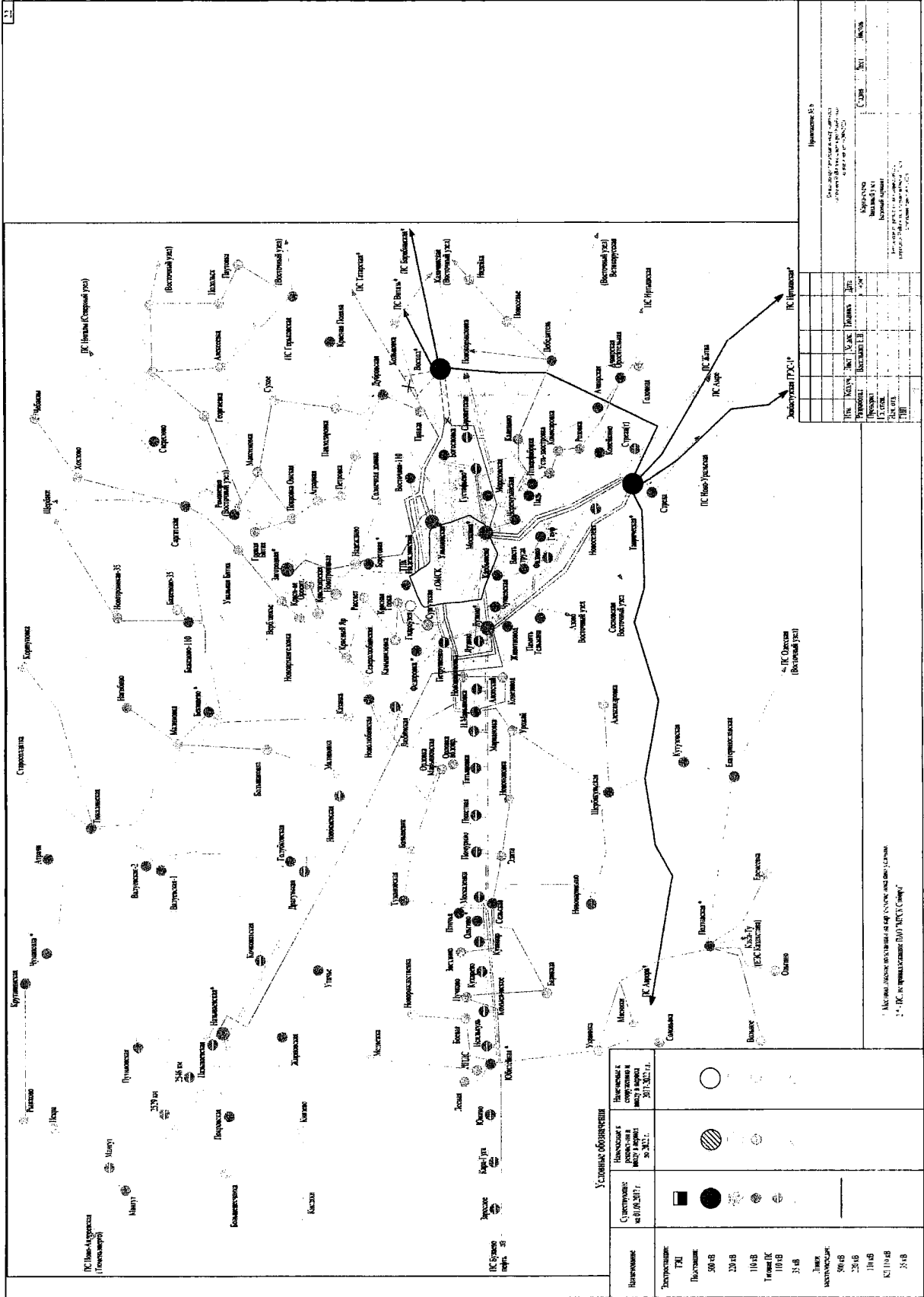
Исполнитель: ООО «Сибирская энергетическая компания»		Получатель: ООО «Сибирская энергетическая компания»	
Дата: 2018 г.	Лист: 1	Дата: 2018 г.	Лист: 1
Масштаб: 1:100000		Масштаб: 1:100000	
Состав: 1 лист		Состав: 1 лист	
Итого: 1 лист		Итого: 1 лист	
Итого: 1 лист		Итого: 1 лист	

1 - Местонахождение подстанции, не входящей в состав магистральных электрических сетей.  
2 - PS - филиалы Западно-Сибирского предприятия магистральных электрических сетей.



КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая 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 2022 года (часть 3)



**Условные обозначения**

Назначение	Символы в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
Эксплуатационная	■	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
ТЭЦ	●	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
Пос. 500 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
220 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
110 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
Трансформаторная подстанция	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
35 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
Трансформаторная подстанция	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
500 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
220 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
110 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ
35 кВ	○	Назначение в соответствии с требованиями ФСТ КЭТ к ФСТ КЭТ

И.О. Фамилия	И.И. Имя	И.В. Отчество	Должность
С.И. Иванов	И.И. Петров	И.В. Сидоров	Инженер
С.И. Иванов	И.И. Петров	И.В. Сидоров	Инженер
С.И. Иванов	И.И. Петров	И.В. Сидоров	Инженер

1 - Акция, объект учета на балансе Омского филиала  
2 - К. в. филиала ООО «Омскэнерго»



**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 Горьковская – Полтавка	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.	
2	Восход	500	АОДЦН-167000/500/220/10	1	GL-317	10	-	-	-	-	-	-	
		500	РОМБС-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		500	РОДУ-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		500	РОМ-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		35	-	-	-	-	-	ВВУ-27,5	1	-	-	-	-
		35	-	-	-	-	-	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1600	1	-	-	-	-
		10	ТТН-А-1000/10,5/0,4	3	-	-	-	ВВН-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000	2	-	-	-	-
		10	РТСТГ-10-400-0,7	1	-	-	-	ВВ/ТЕЛ-10-20/1000	11	-	-	-	-







№ 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	Ко-личество, тво, шт.	Тип	Ко-личество, тво, шт.	Тип	Ко-личество, тво, шт.	Тип	Ко-личество, тво, шт.	Тип	Ко-личество, тво, шт.	
8	Загородная	220	АТДЦН-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	ТДГН-16000/110/35/10	1	–	–	У-110	1	–	–	–	–	
		110	ТДГН-25000/110/35/10	1	–	–	МКП-110	6	–	–	–	–	
		35	–	–	–	–	ВМК-35	2	–	–	–	–	
10	Полтавская	35	–	–	–	–	ВТ-35	3	–	–	–	–	
		35	–	–	–	–	МКП-35	3	–	–	–	–	
		10	ТМ-630/10/0,4	2	ВВЭ-М-10	2	ВМПЭ-10	19	–	–	–	–	
		110	ТДГН-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 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
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская теплоэлектроцентраль (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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	Металл	
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
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
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1972	АС-120/19	1,7	–	–	–	–	1,7
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1973	АС-95/16	31,381	–	–	–	–	31,381
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5)	1974	АЖ-120	1,3	–	–	–	–	1,3



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	Металл	Железобетон	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	–	–	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	Металл	Железобетон	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				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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			Протяженность по трассам			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Итого	Железобетон	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	
С-15, С-16	1967	АС-300/39	4,72	–	–	4,72	–	9,44	
С-15, С-16	1979	АС-300/39	3,65	–	–	3,65	–	7,3	
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	
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	



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 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					
			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-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				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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 – Съездовская (С-20), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская 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		Протяженность по трассам		Железобетон		
			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 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					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Всего с учетом двухцепного исполнения
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					
			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 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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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)	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					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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				Всего с учетом двухцепного исполнения		
			Протяженность по трассам		Итого	Железобетон			
			Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор					
Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон		
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 – Мариановка 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					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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	–	–	–	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					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Всего с учетом двух-цепного исполнения
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
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
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

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 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
			Итого	Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	
				Одноцепные, с учетом материала опор	Металл		
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 двух-цепного 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	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 двухцепного исполнения		
			Итого	Протяженность по трассам					
				Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон			
			Металл	Железобетон	Металл	Железобетон			
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 двухцепного 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					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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 цепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Валуевская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валуевская-2 (С-38)	1970	АС-120/19	11	–	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
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Бекишево (С-39)	1972	АС-120/19	41,3	–	–	41,3	41,3
Тюкалинская – ПС 110 кВ Бекишево (опоры 1 – 159, первый цепной участок)							
ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками I цепь (С-40), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками II цепь (С-41)	1953	АС-120/19	4,427	–	4,427	–	8,85
Октябрьская – Омская ТЭЦ-2							
ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками I цепь (С-40), ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками II цепь (С-41)	1976	АС-120/19	0,073	–	0,073	–	0,146
Отпайка на ПС 110 кВ Октябрьская-2							
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1970	АС-185/29	4,43	–	4,43	–	8,86
ПС 220 кВ Москва – ПС 110 кВ ОБВ-1 (опоры 1 – 14)							
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1965	АС-185/29	3,305	–	3,305	–	6,61
ПС 220 кВ Москва – ПС 110 кВ ОБВ-1 (опоры 14 – 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	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 – Пластмас с отпайкой на ПС Омская нефть I цепь (С-45), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмас 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 двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Итого	
	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					
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор		Всего с учетом двух-цепного исполнения
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	-	-	-	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	
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-300/204	1,245	1,245	–	–	1,245
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	2,85	–	2,85	–	2,85
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1981	АС-185/29	1,12	–	1,12	–	1,12
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
ВЛ 110 кВ Великорусская – Оконешниковская (С-55)	2008	АС-120/19	43,458	–	43,458	–	43,458

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	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 двухцепного 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
Омская ТЭЦ-3 – опора 27							
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
Омская ТЭЦ-3 – ПС 110 кВ Весенняя (опоры 27 – 35)							
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/204	1,825	–	1,825	–	3,65
Омская ТЭЦ-3 – ПС 110 кВ Весенняя (опоры 35 – 38)							
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
Омская ТЭЦ-3 – ПС 110 кВ Весенняя (опоры 38 – 43, до ПС 110 кВ ГНС)							

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-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
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
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
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
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

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 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)	1980	АС-70	0,05	–	–	0,05	0,1
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	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	
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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор		Двухцепные, с учетом материала опор	
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-Г (С-68), ВЛ 110 кВ Стрела-Г – 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), ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	
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	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 Евгачино – Новологиново с отпайкой на ПС Почекуево (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	–	–	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	–	2,668
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	АС-120	–	12,25	–	–	12,25
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1986	АС-95	0,26	0,26	–	–	0,52
ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Колосовка – Бражниково (С-75)	1978	АС-120	0,2	0,8	–	–	1

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

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 Шухово – Бакшеево (С-78)	1973	АС-70	39,740	–	39,74	–	–	39,74
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1988	АС-70	1,040	0,5	0,54	–	–	1,04
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1985	АС-70	0,240	0,24	–	–	–	0,24
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1974	АС-70	46,500	–	46,5	–	–	46,5
ВЛ 110 кВ Утьма – Усть-Ишим (С-79)	1979	АС-70	39,800	0,4	39,4	–	–	39,8
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Орехово (С-80), ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	АС-95	0,600	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		Двухцепные, с учетом		Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Материала опор		
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 двух-цепного 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 – Тевриз (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 (С-90), ВЛ 110 кВ 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		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	1974	АС-120	14,53	–	14,53	–	–	14,53
ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	1979	АС-120	34,3	–	34,3	–	–	34,3
ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	1969	АС-120	9,2	–	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	–	–	53,7
ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1985	АС-185	1,24	–	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	Металл	
ВЛ 110 кВ Русская Поляна – Южная (С-92)	1978	АС-120	33,706	–	–	–	33,706
ВЛ 110 кВ Павлоградская – Русская Поляна (С-93)	1978	АС-120	70,05	–	–	–	70,05
ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	34,2	–	–	–	34,2
ВЛ 110 кВ Южная – Новоуральская (С-95)	1967	АС-120	42,2	–	–	–	42,2
ВЛ 110 кВ Шербакульская – Кутузовская (С-96)	1977	АС-120/19	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	Двухцепные, с учетом материала опор	
			Одноцепные, с учетом материала опор	Металл			
ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская (С-96)	1977	АС-120/19	–	16,3	16,3	–	16,3
ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская (С-96)	1980	АС-120/19	–	42,17	42,17	–	42,17
ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	1976	АС-150	–	12,0	12,0	–	12,0
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98)	1977	АС-120	–	45,3	45,3	–	45,3
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98), ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	–	8,4	8,4	–	16,8

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	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	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				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	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
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
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)	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

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	Металл	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	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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
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 целного исполнения
			Протяженность по трассам						
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	
ВЛ 110 кВ Утичье – Тумановская (С-120)	1981	АЖ-120	34,5	–	34,5	–	–	–	34,5
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье (опоры 1 – 174)									
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1982	АЖ-120	21,82	–	21,82	–	–	–	21,82
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1988	АС-120/19	41,1	–	41,1	–	–	–	41,1
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-Т (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская-Т – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1955	АС-150/24	52,07	–	–	52,07	–	–	104,14

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	Металл	Железобетон	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Калачинская-Г – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1981	АС-150	1,27	–	–	0,67	0,6	2,54	
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1972	АС-150	0,29	–	0,2	0,09	–	0,38	
ВЛ 110 кВ Горьковская – Исаковская (С-127)	1988	АС-150/24	47,94	–	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	–	–	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	–	–	1,1	

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 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	48,6
ВЛ 110 кВ Петропавловская – Николаевская (С-131), ВЛ 110 кВ Николаевская – Моховой Привал (С-132)	1990	АС-120	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 двух-цепного 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 – 2546 км (С-135), ВЛ 110 кВ 2546 км – 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 цепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ 2546 км – Мангут-Т (С-135), ВЛ 110 кВ Выстрел – Майка (С-135), ВЛ 110 кВ Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на ПС Мангут (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – 2529 км (С-136), ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут (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 двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
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 Петрушенко – Петрушенко – ПС 110 кВ Новомарьяновская (опоры 1 – 8)							
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 отгайкой 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 двух-цепного исполнения
			Протяженность по трассам		Итого	Двухцепные, с учетом материала опор	
			Одноцепные, с учетом материала опор	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1981	АС-95	–	5,7	–	–	5,7
ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Г (С-165), ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Г (С-166)	1979	АС-150	–	1,704	–	1,704	3,408
ВЛ 110 кВ Жатва – Новоуральская – Г (С-167), ВЛ 110 кВ Новоуральская-Г – 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		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
ВЛ 110 кВ Иртышская – Сибирская оросительная (С-171)	1986	АС-240	10,72	–	10,72	–	10,72
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Нововаршавская (С-172)	1974	АС-120	51,7	–	51,7	–	51,7
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Пристанская (С-173)	1991	АС-120	19,3	–	19,2	–	19,4
ВЛ 110 кВ Сибирская оросительная – Нововаршавская (С-174)	1986	АС-240	38,16	–	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	68,65	1,65	80,45



Приложение № 8  
к Программе развития электроэнергетики  
в Омской области на 2018 – 2022 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	1997
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	110/35/10	Саргатский	1	6300	1983
7	Бакшеево	110/10	Тевризский	2	5000	1973
8	Барановская	110/10	Городской	2	80000	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	110/35/10	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	1981
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	110/10	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	120500	1953
72	Омская нефть	110/6	Городской	2	50000	1978
73	Орехово	110/10	Усть-Ишимский	2	5000	1971
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	32000	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	41000	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	80000	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 2018 – 2022 годы

**СОСТАВ**  
оборудования омских теплоэлектростанций (далее – ТЭС) 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 ТЭС-3</b>					
<b>Турбоагрегаты</b>					
1	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energy	2011	2013	2033
2	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energy	2011	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	1958	1995 / 2022
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	1964	1995 / 2040
<b>Котлоагрегаты</b>					
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	—
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	—
<b>Электрические генераторы</b>					
1	Brush типа BDAX 193 ERH (генератор газовой турбины ст. № 1)	BRUSH Electrical Machines Ltd.	2012	2013	—

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
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	2016	
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	—
Омская ТЭЦ-4					
Турбоагрегаты					
4	Р-50-130/15	Ленинградский металлический завод	1967	1968	2008 / 2024
6	Т-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1971	2002 / 2018
7	Т-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1972	2006 / 2020
9	ПТ-135/165-130/15	Уральский турбомоторный завод	1978	1978	2019

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
<b>Котлоагрегаты</b>					
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	–
<b>Электрические генераторы</b>					
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	–
<b>Омская ТЭЦ-5</b>					
<b>Турбоагрегаты</b>					
1	ПТ-98/108-12,8/1,28	Ленинградский металлический завод	1979	1980	2013 / 2018
2	ПТ-98/110-130/13-1М	Ленинградский металлический завод	1980	1980	2012 / 2018
3	Т-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1981	1982	2019
4	Т-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1983	1984	2019
5	Т-185/220-130	Уральский турбомоторный завод	1985	1988	2021
<b>Котлоагрегаты</b>					
1	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1976	1976	–



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
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	—
Электрические генераторы					
1	ТВФ-120-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1978	1979	—
2	ТВФ-120-2	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	—