



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

30 апреля 2021 года

№ 63

г. Омск

О Схеме и программе развития электроэнергетики Омской области
на 2021 – 2025 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 прилагаемые Схему и программу развития электроэнергетики Омской области на 2021 – 2025 годы.
2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Омской области от 21 октября 2020 года № 154 «О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы».

Губернатор Омской области

А.Л. Бурков

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Омской области на 2021 – 2025 годы

1. ПАСПОРТ

Программы развития электроэнергетики Омской области на 2021 – 2025 годы

Наименование	Программа развития электроэнергетики в Омской области на 2021 – 2025 годы (далее – Программа)
Цели	1. Развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. 2. Обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность. 3. Формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики. 4. Создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры. 5. Эффективное использование энергетических ресурсов на территории Омской области
Задачи	1. Обеспечение надежного функционирования энергетической системы Омской области в долгосрочной перспективе. 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. 3. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. 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 5. Обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной

	инфраструктуры, Схемы территориального планирования Омской области
Срок реализации	2021 – 2025 годы
Перечень основных разделов	Общая характеристика региона. Анализ существующего состояния электроэнергетики Омской области за прошедший пятилетний период. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области. Основные направления развития электроэнергетики Омской области. Основные направления развития теплоэнергетики Омской области. Схема размещения электрических сетей 110 кВ и выше с развитием на 2021 – 2025 годы. Принципиальная схема электрических соединений 110 кВ и выше с развитием на 2021 – 2025 годы

2. Перечень сокращений и обозначений

А – ампер

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка

АОСН – система автоматического ограничения снижения напряжения

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования

АТ – автотрансформатор

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

БСК – батарея статических конденсаторов

ВИЭ – возобновляемый источник электрической энергии

ВЭУ – ветроэнергетическая установка

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВРП – валовый региональный продукт

ГАО – график аварийного ограничения

ГВС – горячее водоснабжение

Гкал – гигакалория

ГЭС – гидроэлектростанция

ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка

ЕЭС – Единая энергетическая система

ЗАО – закрытое акционерное общество

ИТС – индекс технического состояния

кВ – киловольт

КВЛ – кабельно-воздушная линия

кВт·ч – киловатт в час

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

км – километр

ЛЭП – линия электропередачи

МВА – мегавольтампер

Мвар – мегавар
 МВт – мегаватт
 МДП – максимально допустимый переток (мощности)
 мкр – микрорайон
 млн. – миллион
 млрд. – миллиард
 МО – муниципальное образование
 МП – муниципальное предприятие
 МУП – муниципальное унитарное предприятие
 АО – акционерное общество
 ОАО – открытое акционерное общество
 ООО – общество с ограниченной ответственностью
 ОРУ – открытое распределительное устройство
 ОЭЗ – особая экономическая зона
 ОЭС – объединенная энергосистема
 ПА – противоаварийная автоматика
 ПАО – публичное акционерное общество
 ПАР – послеаварийный режим
 ПП РФ № 861 – постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
 Проект СиПР ЕЭС России 2021 – 2027 – проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы
 ПС – подстанция
 РАСП – регистратор аварийных событий и процессов
 РДУ – региональное диспетчерское управление
 РЗ – релейная защита
 РМ – расчетная модель
 РУ – распределительное устройство
 СА – сетевая автоматика
 СВ – секционный выключатель
 СНЭЭ – система накопления электрической энергии
 СРС – схемно-режимная ситуация
 СРМ – схемно-режимное мероприятие
 СТК – статический тиристорный компенсатор

СП – система шин

СЭС – солнечная электростанция

Т – трансформатор

ТП – технологическое присоединение

ТУ – технические условия

т.у.т. – тонны условного топлива

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УНР – управляемый пунтирующий реактор

ЦП – центр питания

ЭС – энергетическая система

$I_{дтн}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки в нормальной (ремонтной схеме)

$I_{adtн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях

$I_{ном}$ – номинальный ток

$U_{ном}$ – номинальное напряжение

$S_{ном}$ – номинальная мощность

3. Общая характеристика региона

Омская область – субъект Российской Федерации, расположенный на юго-западе Сибири. Входит в состав Сибирского федерального округа. Имеет границы с Казахстаном на юге, с Тюменской областью на западе и севере, Новосибирской и Томской областями на востоке. Омская область образована в 1934 году.

Площадь территории Омской области составляет 141,1 кв. км. Территория простирается на 600 км с юга на север и на 300 км с запада на восток.

Главная водная артерия – река Иртыш и ее притоки: Ишим, Омь, Оша, Тара. Область расположена на юге Западно-Сибирской равнины в среднем течении реки Иртыш, который, пересекая территорию области с юга на север, делит ее на левобережную и правобережную части.

На левобережье выделяется Ишимская равнина, большая часть которой занята плоскозападинным рельефом, местами плоским (высотой до 140 м). Из-за отсутствия речной сети поверхность равнины слабо расчленена. Выделяется лишь древняя долина – Камышловский лог, пересекающий равнину с запада на восток и занятый цепочкой озер. Характерны многочисленные западины (незначительные понижения), нередко занятые озерами или болотами. Интересны по форме рельефа гривы – плоские грядообразные повышения высотой до 5 – 6 м, длиной 2 – 4 км, редко 10 км. Гривный рельеф наиболее выражен в Саргатском Прииртышье и на Тюкалинском участке. К северу от Ишимской равнины рельеф местности постепенно понижается, минимальная отметка здесь – урез воды на реке Иртыш – 41 м близ поселка Малая Бича – самая низкая точка на территории

области. На самом юге левобережья выделяется Северо-Казахская равнина (высотой до 142 м).

На правобережье реки Иртыш расположена Барабинская низменность, пересеченная долиной реки Омь. Рельеф низменности в восточной части плоско-западинный (высота более 120 м). В северной части низменности распространены заболоченные участки. Южная часть правобережья реки Иртыш изобилует понижениями, занятыми озерами и солончаками. В западной части Барабинской низменности вдоль реки Иртыш тянется Прииртышский увал (высота до 146 м). Западный склон увала круто обрывается к реке Иртыш, местами высота обрывов 50 – 60 м. Отдельные участки увала пересекают овраги и лога, характерны оползни. Севернее реки Тары по правобережью реки Иртыш расположена юго-западная окраина Васюганской равнины. Рельеф местности здесь пологоувалистый, расчленен довольно густой речной сетью. Многочисленны овраги, балки. Наибольшая высота – 150 м близ села Нагорное – самая высокая точка на территории области. Для северной части области характерны плоскозаболоченные поверхности – возвышенность Тобольский Материк (высота более 130 м в восточной части и менее 90 м – в западной).

Климат Омской области континентальный и резко континентальный. Средняя температура января – минус 17,5°C, июля – плюс 19,4°C. Распределение осадков происходит неравномерно: на севере – 400 – 500 мм, на крайнем юге области – менее 300 мм.

Насчитывается более 10 тысяч озер, из них 245 соленых, минерализация которых свыше 280 г/л (например, озеро Эбейты). Из пресных озер наиболее крупные – Салтаим, Тенис, Ик. Подъем уровня воды в озерах отмечается в период весеннего снеготаяния, летом их площадь резко сокращается, мелкие озера нередко полностью высыхают. Бальнеологическую ценность представляют грязи озера Ульжай. Болота занимают 25,7 процента территории Омской области, самые крупные из них – Урнинское, Имгытское, Килейное, Яровское, а также Орловское Займище. На севере преобладают сфагновые верховые болота, на границе с лесостепями – осоково-гипновые, южнее – низинные тростниковые болота (займища), сменяющиеся в степях в бессточных котловинах засоленными низинными травяными болотами.

Полезные ископаемые Омской области: торф, мергель, стекольные и строительные пески, бентонитовые, кирпичные, керамзитовые, черепичные глины и суглинки, минеральные воды, лечебные грязи, сапропель. С 1998 года в области началось освоение месторождений природного газа. Разведаны месторождения бурого угля, железных руд, циркон-ильменитовых россыпей, в соленых озерах – минеральные соли (поваренная, глауберова и другие).

Численность населения Омской области на 1 января 2021 года составляла 1904,3 тыс. человек, плотность населения – 13,49 человек/кв. км, удельный вес городского населения – 73,77 процента.

Административный центр области – город Омск (численность населения на 2021 год – 1154,1 тыс. человек) расположен на юге Западно-Сибирской равнины. Количество муниципальных образований (на 2021 год) – 422, в том числе:

- городской округ – город Омск – 1;
- муниципальных районов – 32;
- городские поселения – 26;
- сельские поселения – 363.

Географическое положение городских округов и муниципальных районов Омской области представлено на рисунке 1. Наименования районов и округов, соответствующих цифрам, с указанием административного центра, площади и населения представлены в таблице № 1.

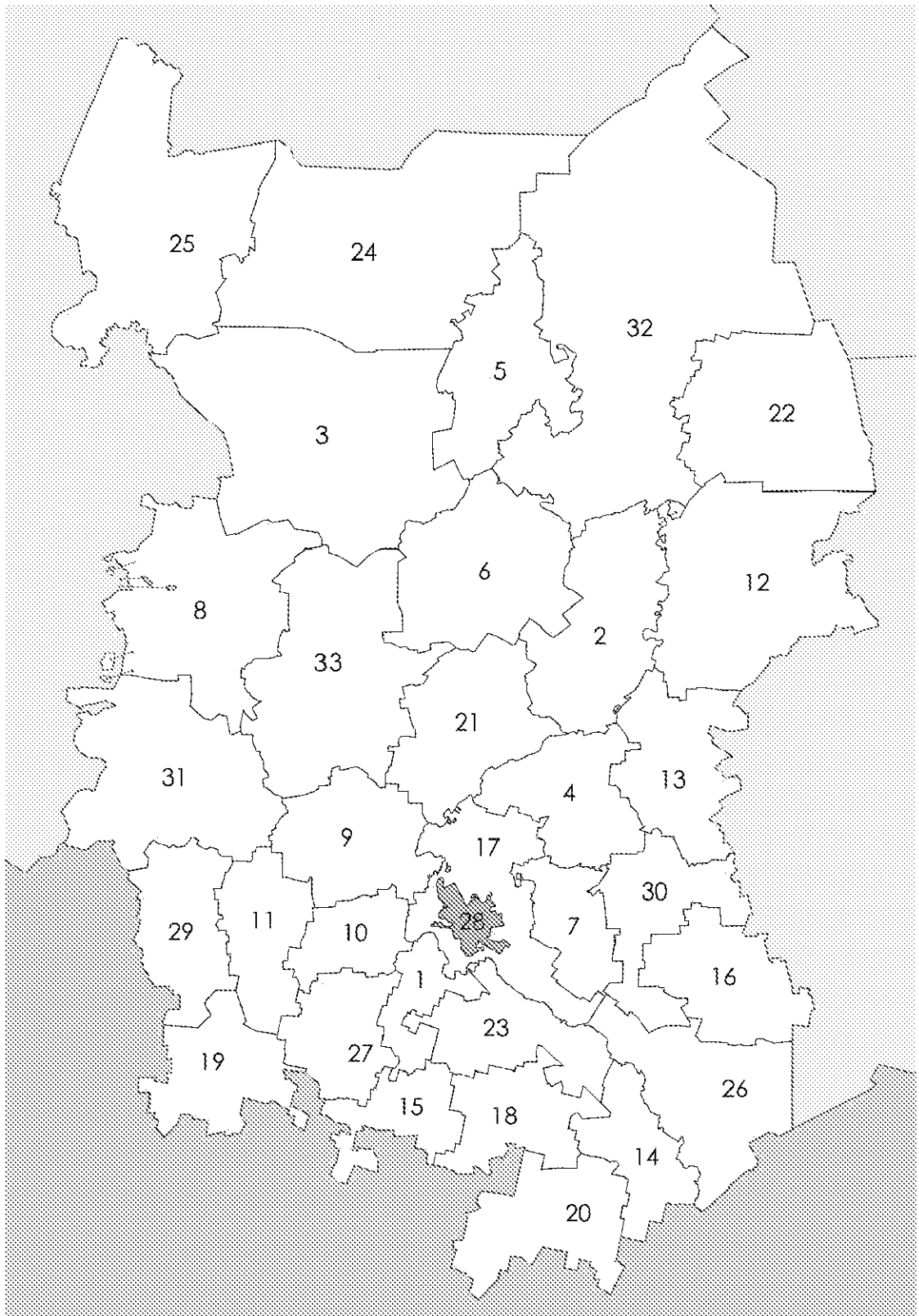


Рисунок 1 – Административно-территориальное деление Омской области

Таблица № 1

Территория и население административных единиц Омской области
на 1 января 2021 года

№	Наименование района	Административный центр	Площадь, кв.км	Население, человек
Муниципальные районы				
1	Азовский немецкий национальный	село Азово	1 399,7	25 317
2	Большереченский	пгт Большеречье	4 332	25 737
3	Большеуковский	село Большие Уки	9 500,1	7 360
4	Горьковский	пгт Горьковское	2 990,4	20 082
5	Знаменский	село Знаменское	3 650	11 475
6	Колосовский	село Колосовка	4 752,9	11 286
7	Кормиловский	пгт Кормиловка	1908,2	25 367
8	Крутинский	пгт Крутинка	5 721,3	15 666
9	Любинский	пгт Любинский	3 280,8	38 186
10	Марьяновский	пгт Марьяновка	1 651,9	27 602
11	Москаленский	пгт Москаленки	2 478,0	28 303
12	Муромцевский	пгт Муромцево	6 660,8	21 740
13	Нижнеомский	село Нижняя Омка	3 354,0	14 218
14	Нововаршавский	пгт Нововаршавка	2 218,0	22 924
15	Одесский	село Одесское	1 800,0	17 721
16	Оконешниковский	пгт Оконешниково	3 084,7	13 497
17	Омский	пгт Ростовка	3 590,7	100 694
18	Павлоградский	пгт Павлоградка	2 494,3	18 778
19	Полтавский	пгт Полтавка	2 803,6	20 598
20	Русско-Полянский	пгт Русская Поляна	3 320,8	18 183
21	Саргатский район	пгт Саргатское	3 730,1	18 742
22	Седельниковский район	село Седельниково	5 221,4	10 299
23	Таврический	пгт Таврическое	2 735,9	35 676
24	Тевризский	пгт Тевриз	9 814,6	14 335
25	Усть-Ишимский	село Усть-Ишим	7 886,0	11 601
26	Черлакский	пгт Черлак	4 279,2	28 905
27	Шербакульский	пгт Шербакуль	2 321,8	20 031
29	Исилькульский	город Исилькуль	2 788,6	40 298
30	Калачинский	город Калачинск	2840,2	39 767
31	Называевский	город Называевск	5 873,9	21 179
32	Тарский	город Тара	15 700	45 145
33	Тюкалинский	город Тюкалинск	6 389,6	23 579
Городской округ				
28	Омск	город Омск	566,9	1 154 507

3.1. Промышленность

Ведущее место в структуре хозяйственного комплекса Омской области занимает промышленное производство. Основная часть промышленной продукции приходится на обрабатывающую промышленность (93,1 процента), на добычу полезных ископаемых — 0,5 процента, на производство и распределение электроэнергии газа и воды — 6,3 процента.

Структура обрабатывающей промышленности области (основные отрасли): нефтепереработка и химическая промышленность (75,7 процента), пищевая промышленность (12,0 процента), машиностроение (6,0 процента), промышленность стройматериалов (1,4 процента), металлургия (1,4 процента).

3.1.1. Нефтеперерабатывающая и химическая промышленность

Омская область является крупным центром нефтепереработки и химической промышленности.

АО «Газпромнефть – ОНПЗ» – один из лидеров в России по объему нефтепереработки (21 млн. тонн в год) и по ее глубине (92 процента).

АО «Омскшина» является одним из крупнейших в России предприятий по производству шин, АО «Омский каучук» – по производству синтетического каучука.

ООО «Омсктехуглерод» – крупнейший в России и один из крупнейших в мире производителей технического углерода. Завод ООО «Полиом» (введен в эксплуатацию в 2013 году) входит в тройку крупнейших российских производителей полипропилена.

3.1.2. Пищевая промышленность

Омская область – крупный центр пищевой промышленности, имеющий развитую сырьевую базу.

В городе Омске расположено множество предприятий пищевой промышленности, в их числе такие известные, как ООО «Инмарко-Трейд», АО «Омский бекон», ликеро-водочный завод «Омсквинпром», завод ООО «Манрос М», ЗАО «Завод розлива минеральной воды «Омский», выпускающее минеральную воду «Омская 1», и другие.

В городе Таре расположены маслозавод, хлебозавод и мясокомбинат, в городе Исилькуле – мясокомбинат, в городе Называевске – маслодельный завод и мясокомбинат. В городе Тюкалинске действует маслосырдельный комбинат.

3.1.3. Машиностроение

В аэрокосмической промышленности наиболее крупным предприятием является производственное объединение «Полет» (далее – ПО «Полет»),

которое осуществляет выпуск ракет-носителей «Рокот» и «Протон-М», производство узлов для российских ракет-носителей нового поколения «Ангара». В 2015 году АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева» принято решение об организации в Омске на производственных мощностях ПО «Полет» полного цикла производства универсального ракетного модуля ракеты-носителя «Ангара».

АО «Радиозавод имени А.С. Попова» – крупный разработчик и производитель многонаправленных подвижных защищенных систем связи и управления специального и общетехнического назначения. АО «Омский агрегатный завод» выпускает гидросистемы для военной авиации, различные типы насосного оборудования. АО «Омсктрансмаш» производит и ремонтирует танки типа Т-80. ООО «Сибзавод» специализируется на сельскохозяйственном машиностроении.

3.2. Строительство

В 2020 году на территории Омской области введено в эксплуатацию 524,2 тыс. кв. м жилой площади, что составляет 97,5 процента к 2019 году.

3.3. Транспорт

Омская область является крупным транспортным центром. Через нее проходят магистральные автомобильные трассы и Транссибирская железная дорога.

Транспорт области представлен автомобильным, железнодорожным, речным, авиационным, трубопроводным, а также городским электрическим (трамвайным и троллейбусным) транспортом в областном центре – городе Омске. В Омске находится аэропорт международного значения. В 1992 году в Омске началось строительство метро, однако на текущий момент строительство метрополитена окончательно прекращено, существующие объекты планируется использовать для развития транспортной системы города.

Важнейшей железнодорожной магистралью является Транссибирская магистраль, которая соединяется со Средне-Сибирской железной дорогой.

По территории Омской области проходят автомагистрали:

- Р254 «Иртыш» (бывшая М51) – часть европейского маршрута Е30 и азиатского маршрута АН6;
- М38 – часть европейского маршрута Е127 и азиатского маршрута АН60;
- Р402.

3.4. Сфера обслуживания

На территории города Омска осуществляют деятельность более 3500 объектов сферы услуг. Однако не все направления сферы услуг развиваются равномерно.

Результаты исследования позволяют сделать вывод, что больше всего обеспечены услугами жители Центрального и Кировского административных округов, менее – Октябрьского административного округа.

Большинство предприятий, связанных с автомобильным бизнесом, сосредоточено в Центральном и Кировском административных округах. Также на территории Омска осуществляют деятельность более 260 предприятий по изготовлению и ремонту мебели.

Более 500 предприятий оказывают услуги по ремонту и изготовлению швейных меховых и кожаных изделий, головных уборов, изделий текстильной галантереи, ремонту, пошиву и вязанию трикотажных изделий; ремонту, окраске и пошиву обуви.

Рынок прачечных услуг и услуг химической чистки является составной частью сферы бытового обслуживания населения города Омска. В настоящее время прачечные и химчистки переживают кризис и спад объемов производства, обусловленный высокой степенью «самообслуживания» населения.

4. Анализ существующего состояния электроэнергетики Омской области за прошедший пятилетний период

4.1. Характеристика энергосистемы

4.1.1. Общая характеристика энергосистемы

Энергосистема субъекта Российской Федерации охватывает территорию Омской области, которая входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» Омское РДУ.

Энергосистема Омской области связана с энергосистемами:

- Новосибирской области (операционная зона филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): одна ВЛ-500 кВ, одна КВЛ-220 кВ, две ВЛ-220 кВ (каждая из которых пересекает границу Республики Казахстан), две ВЛ-110 кВ;

- Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (операционная зона филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): одна ВЛ-500 кВ, три ВЛ-110 кВ (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Майка, ПС 110 кВ Новоандреевская);

- Республики Казахстан (операционная зона АО «KEGOC»): три ВЛ-500 кВ, три ВЛ-110 кВ (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Юбилейная и ПС 110 кВ Полтавская).

В таблице № 2 представлены основные показатели работы ОЭС Сибири и энергосистемы Омской области за 2020 год.

Основные показатели работы ОЭС Сибири и энергосистемы Омской области
за 2020 год

Показатель	ОЭС Сибири	Энергосистема Омской области	Доля энергосистемы Омской области, в процентах
Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	209368,7	10350,4	4,94
Максимальное потребление энергосистемы, МВт*	30852,0	1694,0	5,49
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт**	52139,9	1631,2	3,13
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	207014,2	5817,2	2,81

*- потребление на час максимума ОЭС Сибири в 2020 году;

** - установленная электрическая мощность электростанций на 1 января 2021 года с учетом ввода Нововаршавской СЭС.

Из представленных данных следует, что на долю энергосистемы Омской области приходится:

- 4,94 процента потребления электрической энергии ОЭС Сибири;
- 5,49 процента участия в максимуме потребления ОЭС Сибири;
- 3,13 процента установленной мощности электростанций ОЭС Сибири;
- 2,81 процента общей выработки электрической энергии по ОЭС Сибири.

4.1.2. Характеристика генерирующих компаний

1. АО «Территориальная генерирующая компания № 11» (далее – АО «ТГК-11»).

АО «ТГК-11» создано в ходе реформирования энергетической отрасли России и объединяет крупнейшие генерирующие мощности Омской области. АО «ТГК-11» входит в состав группы «Интер РАО», является одной из крупнейших теплогенерирующих компаний Сибири. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов – 1565,2 МВт, тепловая – 3669,24 Гкал/ч.

На территории Омской области расположены следующие эксплуатируемые электростанции АО «ТГК-11»:

- Омская ТЭЦ-3, установленной электрической мощностью 445,2 МВт, тепловой – 1006,24 Гкал/час;
- Омская ТЭЦ-4, установленной электрической мощностью 385 МВт, тепловой – 900 Гкал/час;

- Омская ТЭЦ-5, установленной электрической мощностью 735 МВт, тепловой – 1763 Гкал/час.

2. ООО «Грин Энерджи Рус».

ООО «Грин Энерджи Рус» занимается производством электроэнергии, получаемой из возобновляемых источников энергии, включая выработанную солнечными, ветровыми, геотермальными электростанциями, в том числе деятельностью по обеспечению их работоспособности.

С 1 января 2021 года на территории Омской области эксплуатируемая ООО «Грин Энерджи Рус» Нововаршавская СЭС установленной электрической мощностью 30 МВт (2 очереди по 15 МВт) осуществляет обязательства по поставке электрической энергии (мощности) на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

4.1.3. Характеристика электростанций промышленных предприятий

1. АО «Омскшина».

АО «Омскшина» осуществляет производство шин для грузовых автомобилей, автобусов и троллейбусов, а также для специальной техники. ТЭС АО «Омскшина» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства. Установленная электрическая мощность ТЭС АО «Омскшина» составляет 12 МВт.

2. ООО «Омсктехуглерод».

ООО «Омсктехуглерод» ведет производство технического углерода. ТЭС ООО «Омсктехуглерод» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства. Установленная электрическая мощность ТЭС ООО «Омсктехуглерод» составляет 18 МВт.

3. ООО «Теплогенерирующий комплекс».

Основным видом деятельности ООО «Теплогенерирующий комплекс» является производство и реализация тепловой энергии в поселке Амурский Центрального административного округа города Омска.

В состав ООО «Теплогенерирующий комплекс» входит 4 тепловых источника (отопительных котельных), тепловые сети и мини-ТЭС. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов – 6 МВт, тепловая – 369,97 Гкал/ч. В качестве основного топлива в работе ТЭС используется природный газ.

4.1.4. Характеристика электросетевых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Омской области и оказывающим услуги по передаче электроэнергии на напряжении 110 кВ и выше, относятся следующие компании:

- филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей – осуществляет передачу электрической энергии по сетям 500 – 220 кВ энергосистемы Омской области;

- филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» – в настоящее время отвечает за распределение, транспорт электрической энергии по территории Омской области;

- АО «Омскэлектро»;
- АО «Электротехнический комплекс».

4.1.5. Характеристика сбытовых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Омской области и являющимся поставщиками электрической энергии, относятся следующие компании:

- ООО «Омская энергосбытовая компания» – гарантирующий поставщик электрической энергии на территории Омской области;

- ООО «Русэнергосбыт»;
- АО «Газпром энергосбыт»;
- ООО «МАРЭМ+»;
- АО «Система»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «Центрэнерго»;
- ООО «Лукойл-Энергосервис»;
- ООО «ЭК СТИ»;
- ООО «Магнитэнерго»;
- АО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- АО «Петроэлектросбыт»;
- ООО «ЕЭС-Гарант»;
- ООО «Русэнерго»;
- АО «ЭСК РусГидро».

4.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Омской области за последние 5 лет

Отчетная динамика потребления электрической энергии в Омской области за последние 5 лет приведена в таблице № 3.

Динамика потребления электрической энергии в Омской области
за последние 5 лет

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	10862,4	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-18,4	-55,5	208,1	-333,8	-330,8
Прирост, в процентах	-0,2	-0,5	1,9	-3,0	-3,1

Потребление электрической энергии энергосистемой Омской области за 2020 год составило 10350,4 млн. кВт·ч, что на 330,8 млн. кВт·ч и на 3,1 процента меньше, чем в 2019 году.

Потребление электрической энергии в Омской области в 2020 году снизилось относительно 2016 года на 512 млн. кВт·ч, или на 4,7 процента.

На рисунке 2 в графическом виде представлена динамика потребления электрической энергии в Омской области за последние 5 лет.

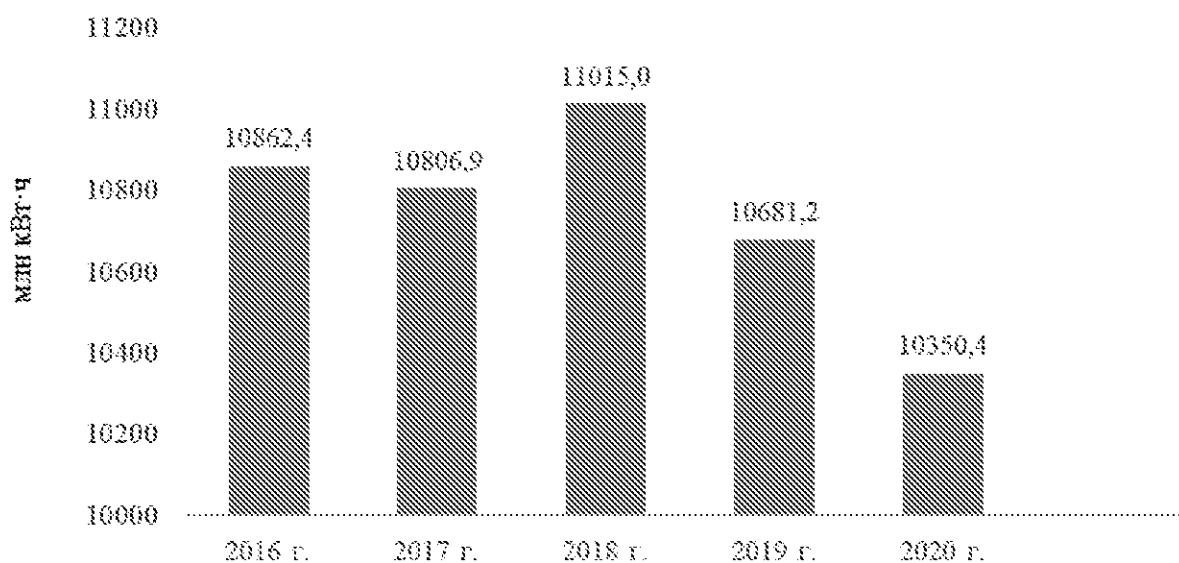


Рисунок 2 – Динамика потребления электрической энергии в Омской области
за последние 5 лет

4.3. Структура электропотребления энергосистемы Омской области по основным группам потребителей за последние 5 лет

Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за последние 5 лет представлена в таблице № 4.

Таблица № 4

Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за период 2016 – 2020 годов, млн. кВт·ч

Отрасль	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	278,0	220,8	268,9	246,4	212,7
Добыча полезных ископаемых	1,4	1,5	1,2	2,0	1,2
Обрабатывающие производства	2717,4	2969,6	2918,7	2962,2	2854,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2584,3	2693,2	2905,3	2755,3	2548,2
Строительство	93,6	60,6	74,2	78,3	57,7
Транспорт, хранение и связь	1085,2	1298,8	1362,5	1326,0	1234,7
Другие виды экономической деятельности	2422,9	1707,6	1539,6	1418,7	1522,6
Население	1679,6	1854,8	1944,6	1892,3	1918,4

Как видно из представленной диаграммы, доминирующими потребителями Омской области являются население и отрасль обрабатывающего производства.

Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за последние 5 лет представлена на рисунке 3.

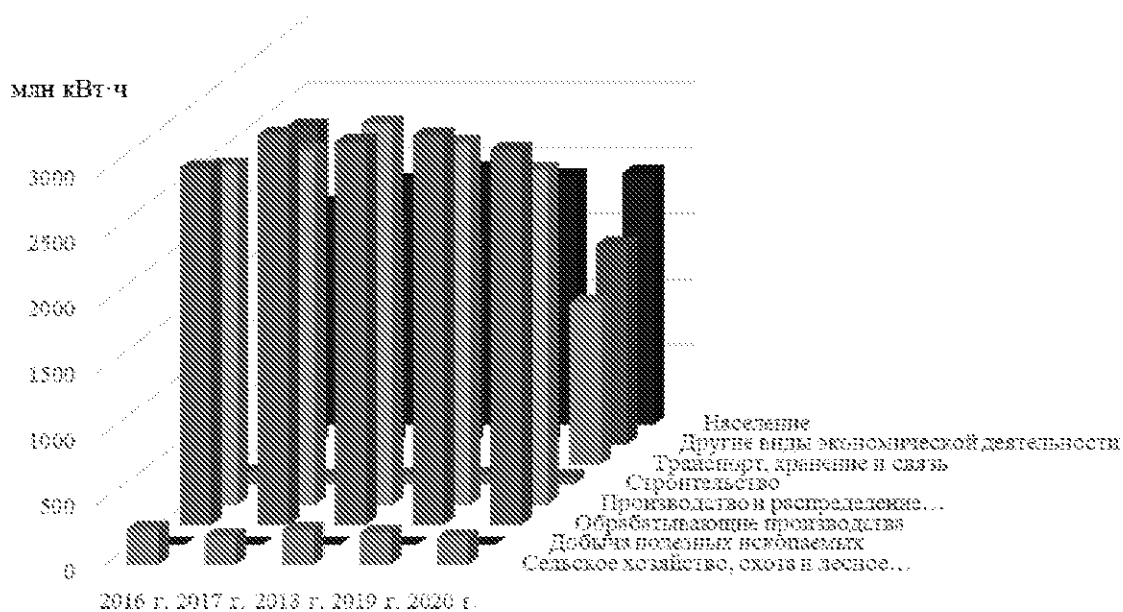


Рисунок 3 – Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за период 2016 – 2020 годов

4.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Перечень основных потребителей электрической энергии энергосистемы Омской области с указанием отчетных данных за 2016 – 2020 годы приведен в таблице № 5.

Основные потребители электрической энергии и мощности Омской области

№	Наименование потребителя	Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	АО «Газпронофть-ОМПЗ»	млн. кВт·ч	1484,8	1501,5	1528,0	1492,8	1565,8
		МВт	195,4	192,6	215,1	192	192
2	АО «Омский каучук»	млн. кВт·ч	302,9	312,9	305,3	313,0	371,6
		МВт	57,8	54,6	53,2	47	47
3	АО «Омский научно-исследовательский институт приборостроения (Иртыш)»	млн. кВт·ч	12,46	11,502	12,07	9,45	14,781
		МВт	4,50	4,88	5,24	5,02	3,204
4	АО «ОмскВодоканал»	млн. кВт·ч	133,6	127,0	125,5	122,6	111,2
		МВт	18,3	17,9	18,5	18,0	18,0
5	АО «Омсктрансмаш»	млн. кВт·ч	111,65	97,72	94,51	93,70	75,4
		МВт	35,2	32,7	32,7	23,0	23,0
6	АО «Омскшина»	млн. кВт·ч	159,7	161,7	163,1	157,9	149,8
		МВт	30,6	28,0	30,7	28,0	28,0
7	Филиал АО «ОДК» «Омское моторостроительное объединение имени П.И. Баранова»	млн. кВт·ч	56,07	54,65	54,36	49,94	56,24
		МВт	15,61	15,56	12,35	12,84	12,79
8	Филиал ПАО «ОДК-Сатурн» – Омское моторостроительное конструкторское бюро (далее – ОМКБ)	млн. кВт·ч	9,13	10,45	12,00	10,06	12,054
		МВт	5,23	5,74	4,52	5,21	5,5
9	Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	млн. кВт·ч	925,6	1034,1	1098,7	1075,6	1003,5
		МВт	183,4	178,0	192	199	193
10	ООО «Омсктехуглерод»	млн. кВт·ч	163,65	163,92	153,38	155,09	146,069
		МВт	2,4	2,2	2,4	2,4	4,4

В энергосистеме Омской области до 2025 года в рамках реализации заключенных договоров на ТП планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице № 6 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности энергосистемы на территории Омской области согласно проекту СиПР ЕЭС России 2021 – 2027.

Таблица № 6

Планируемая к вводу электрическая нагрузка согласно заключенным договорам на ТП в рамках разработки базового прогноза потребления мощности

№ п/п	Наименование заявителя	Максимальная заявленная мощность, МВт	Точка привязки (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации (ссылка на ТУ, договора)
1	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	10,5	Омская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ	2021	Договор от 29 сентября 2017 года
2	АО «Омскшина»	8,1	ПС 110 кВ Шинная-1	2021	Договор от 8 апреля 2013 года № 20.5500.1307.13. Дополнительное соглашение № 1 от 12 июля 2017 года № 20.5500.1307.13 дс1 к договору от 8 апреля 2013 года № 20.5500.1307.13
3	Филиал ООО «Газпромнефть – Смазочные материалы» «Омский завод смазочных материалов»	7	Омская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ	2021	Договор от 3 июля 2019 года № 07.120.604.19
4	ОАО «РЖД»	5,9	ПС 110 кВ Фадино	2021	Договор от 25 октября 2018 года № 20.5500.3118.18
5	ООО «СКА Арена»	5,18	ПС 110 кВ Новая	2022	Договор от 15 октября 2020 года № 696/20

№ п/п	Наименование заявителя	Максимальная заявленная мощность, МВт	Точка привязки (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации (ссылка на ТУ, договора)
6	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	1,8	Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ	2021	Договор от 29 сентября 2017 года № 07.120.764.17. Дополнительное соглашение № 2 от 1 сентября 2020 года № 07.120.764.17/дс к договору от 29 сентября 2017 года № 07.120.764.17
7	ЖСК «Рубин-2»	0,857	ПС 110 кВ Электромехани- ческая	2021	Договор от 28 июня 2012 года № 20.55.2673.12

4.5. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии Омской области

Перечень основных потребителей тепловой энергии с указанием отчетных данных за 2016 – 2020 годы приведен в таблице № 7. Информация об объемах потребления предоставлена непосредственно потребителями тепловой энергии.

В таблице № 8 представлена структура и динамика установленной тепловой мощности источников тепловой энергии города Омска.

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии Омской области, Гкал/ч

Потребитель	Источник	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	ТЭЦ-3, 4	2135,3	2098,5	2364,5	2389,9	2540,0
АО «ГК «Титан» (АО «Омский каучук»)	ТЭЦ-3	1293,4	1317,6	1378,6	1499,3	2021,5
ООО «Омсктехуглерод»	Собственный источник	775,6	853,3	833,5	883,8	900,5
АО «Омкшина»	Собственный источник	549,1	520,8	544,0	557,9	546,1
АО «ОмскТрансмаш»	Собственный источник	196,9	168,4	199,0	194,0	190,0
Филиал АО «ОДК» «Омское моторостроительное объединение имени П.И. Баранова»	Собственный источник	171,8	166,7	173,8	163,0	173,8
АО «Омский научно-исследовательский институт приборостроения» (Иртыш)	ТЭЦ-2	160,3	161,9	154,5	157,9	161,2
ФГБОУ ВО «Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина»	ТЭЦ-3, 5	35,5	35,2	38,6	34,1	33,1
АО «ОмскВодоканал»	Котельные, ТЭЦ	29,6	28,9	31,8	33,8	26,2
УФК по Омской области (ОмГТУ)	Кировская районная котельная (далее – КРК), ТЭЦ-3, 5	27,5	27,0	28,4	25,8	23,1
ООО Омское производственное объединение «Радиозавод имени А.С. Попова» (РЕЛЕРО)	ТЭЦ-5	28,1	27,7	32,7	31,3	30,2
АО «Центральное конструкторское бюро автоматики»	ТЭЦ-5	20,5	19,6	20,6	19,7	17,3
УФК по Омской области (ФКУ ИК-7 УФСИН России по Омской области)	ТЭЦ-3	17,6	19,3	3,2	0,0	0,0
ФГБОУ ВО СибГУФК	ТЭЦ-5	14,7	14,8	18,1	16,3	11,9
АО «Высокие технологии»	Котельная МП города Омска «Тепловая	15,3	13,9	16,3	16,1	20,3

Потребитель	Источник	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	компания», ул. 4-я Северная, 180					
ФБУ Центра реабилитации Фонда социального страхования Российской Федерации «Омский»	ТЭЦ-5	14,4	15,2	16,1	11,1	9,5
ООО «Икеа МОС»	КРК	14,2	15,4	17,2	15,0	13,3
БУЗОО «КОД»	Котельная ООО «Теплогенерирующий комплекс», ул. Завертяева, 9/4	11,5	12,3	12,7	12,5	11,6
Филиал ПАО «ОДК-Сатурн» – ОМКБ	ТЭЦ-5	7,5	7,2	8,1	7,0	7,8
ФГБОУ ВО «Ульяновский институт гражданской авиации имени Главного маршала авиации Б.П. Бугаева»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Авиагородок, 9а	7,0	7,3	8,1	7,2	7,4
Бюджетное учреждение здравоохранения Омской области «Медико-санитарная часть 4»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Красной звезды, 49	5,3	5,1	5,6	5,0	4,8
АО «Омский агрегатный завод»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. 4-я Северная, 180	4,7	4,4	5,7	5,3	9,1
ОАО «Омский аэропорт»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Авиагородок, 9а	3,7	4,2	5,1	4,2	4,7

Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии города Омска, Гкал/ч

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «ТГК-11»	3834,0	3669,24	3669,24	3669,24	3669,24
ТЭЦ-3	1171,0	1006,24	1006,24	1006,24	1006,24
ТЭЦ-4	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0
ТЭЦ-5	1763,0	1763,0	1763,0	1763,0	1763,0
АО «Омск РТС»	963,0	963,0	963,0	963,0	963,0
ТЭЦ-2	378,0	378,0	378,0	378,0	378,0
КРК	585,0	585,0	585,0	585,0	585,0
МП города Омска «Тепловая компания»	618,98	618,98	618,98	618,98	618,98
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	4083,9	4083,9	4083,9	4083,9	4083,9
ВСЕГО по Омску	9499,9	9334,9	9334,9	9334,9	9334,9

На рисунке 4 представлено распределение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии города Омска на конец отчетного периода.

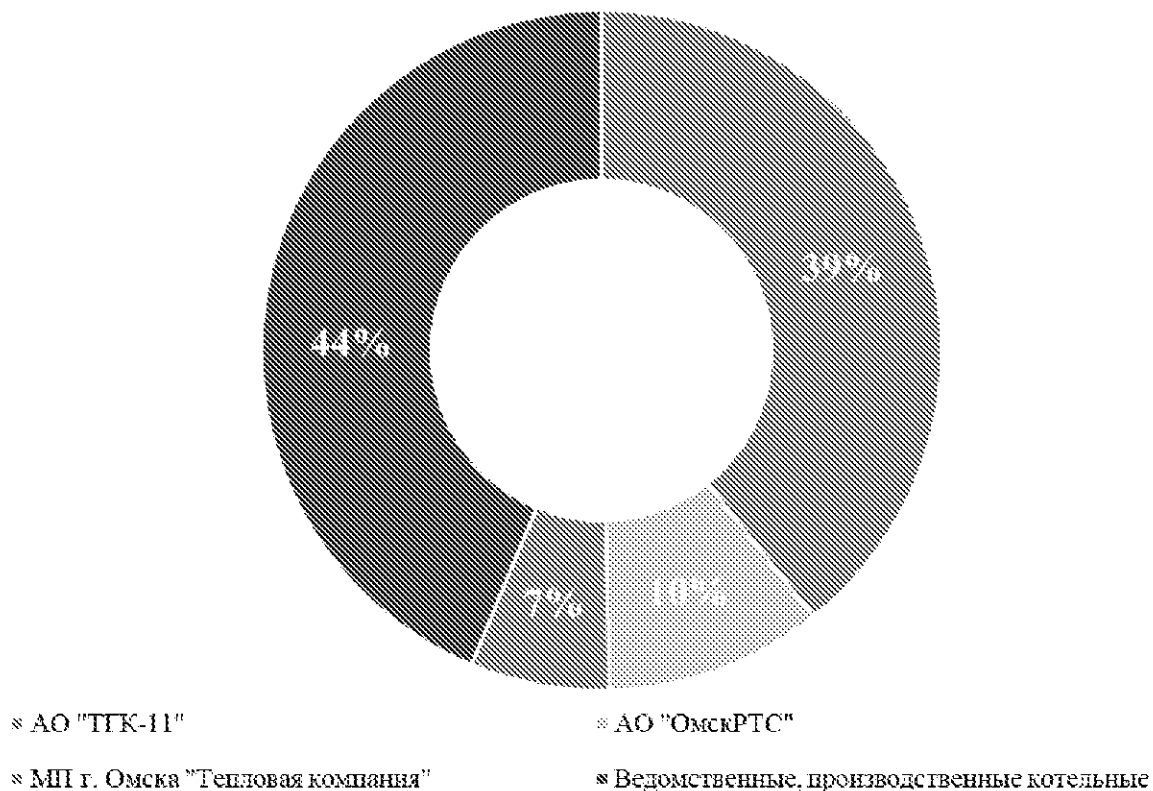


Рисунок 4 – Распределение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии города Омска

Установленная электрическая мощность основных объектов генерации Омской области на 1 января 2021 года составляет 1631,2 МВт:

- Омская ТЭЦ-3 – 445,2 МВт;
- Омская ТЭЦ-4 – 385,0 МВт;
- Омская ТЭЦ-5 – 735 МВт;
- ТЭС ООО «Омсктехуглерод» – 18 МВт;
- ТЭС АО «Омскшина» – 12 МВт;
- ТЭС ООО «Теплогенерирующий комплекс» – 6 МВт;
- Нововаршавская СЭС – 30 МВт.

Общее число источников тепловой энергии города Омска составляет 177 (на отчетный период):

- АО «ТГК-11» – 3;
- АО «Омск РТС» – 2;
- МУП города Омска «Тепловая компания» – 28;
- котельные ведомственных теплоснабжающих организаций – 144.

Ниже в таблицах № 9, № 10, № 11 приведены типы используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой мощности и года ввода в эксплуатацию соответственно для АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС».

Таблица № 9

Установки тепловой генерации АО «ТГК-11»

Ст. №	Тип агрегата	Изготовитель	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
Омская ТЭЦ-3					
Турбоагрегаты					
1	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	General Electric	2011	2013	17,24
2	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	General Electric	2011	2013	
3	T-20/22-5,5/0,08 (паровая турбина в составе парогазовой установки)	Калужский турбинный завод	2012	2013	
9	ПТ-60-90/13	Ленинградский металлический завод	1958	1958	150
10	T-120/130-12,8	Ленинградский металлический завод	2015	2016	160
11	ПТ-60/65-130/13	Ленинградский металлический завод	1961	1962	150
12	ПТ-60-130/13	Ленинградский металлический завод	1963	1963	150
13	P-60-130-1	Ленинградский металлический завод	1963	1964	188
РОУ, БРОУ					
-	РОУ-100/30	-	-	-	61

Ст. №	Тип агрегата	Изготовитель	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
-	БРОУ-140/15	-	-	-	130
Котлоагрегаты					
1	Е-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (котел-утилизатор в составе парогазовой установки)	Таганрогский котельный завод	2013	2013	-
2	Е-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	-
Омская ТЭЦ-4					
Турбоагрегаты					

Ст. №	Тип агрегата	Изготовитель	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
4	P-50-130/15	Ленинградский металлический завод	1967	1968	195
6	T-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1971	160
7	T-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1972	160
9	ПТ-135/165-130/15	Уральский турбомоторный завод	1978	1978	289
РОУ, БРОУ					
-	РОУ-140/40	-	-	-	96
Котлоагрегаты					
4	БКЗ-320-140	Барнаульский котельный завод	1967	1968	-
7	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1969	1972	-
8	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1972	1973	-
9	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1974	1974	-
11	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1978	1979	-
12	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1979	1982	-
Омская ТЭЦ-5					
Турбоагрегаты					
1	ПТ-98/108-12,8/1,28	Ленинградский металлический завод	1979	1980	140
2	ПТ-98/110-130/13-1М	Ленинградский металлический завод	1980	1980	168

Ст. №	Тип агрегата	Изготовитель	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
3	T-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1981	1982	270
4	T-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1983	1984	270
5	T-185/220-130	Уральский турбомоторный завод	1985	1988	280
РОУ, БРОУ					
-	БРОУ-140/15	-	-	-	75
Котлоагрегаты					
1	ПТВМ-180	Барнаульский котельный завод	1976	1976	180
2	ПТВМ-180	Барнаульский котельный завод	1976	1976	180
3	ПТВМ-180	Барнаульский котельный завод	1978	1979	180
1	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1978	1980	-
2	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1980	1981	-
3	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1981	1982	-
4	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1982	1983	-
5	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1983	1984	-
6	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1984	1985	-
7	БКЗ-420-140-5	Барнаульский котельный завод	1985	1986	-

Ст. №	Тип агрегата	Изготовитель	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
		завод			
8	БКЗ-420-140-5	Барнаулский котельный завод	1986	1988	-
9	БКЗ-420-140-5	Барнаулский котельный завод	1987	1989	-
-	ДЕ-25	-	-	-	20

ТЭЦ-2 АО «Омск РТС» работает в режиме котельной, ввод в эксплуатацию осуществлен в 1941 году, установленная тепловая мощность составляет 378 Гкал/ч.

Таблица № 10
Установки тепловой генерации ТЭЦ-2 АО «Омск РТС»

Ст. №	Тип	Изготовитель
2	Паровой котел	НЗЛ-650
3	Паровой котел	Бобкок-Верке
4	Паровой котел	ФТ-60/34
5	Паровой котел	Бобкок-Вилькокс
6	Паровой котел	Бобкок-Вилькокс
7	Паровой котел	ТП-130
8	Паровой котел	БКЗ-75-39ФБ
9	Паровой котел	БКЗ-75-39ФБ

КРК АО «Омск РТС» введена в эксплуатацию в 1972 году, установленная тепловая мощность составляет 585 Гкал/ч.

Таблица № 11
Установки тепловой генерации КРК АО «Омск РТС»

Ст. №	Тип	Изготовитель
1	Паровой котел	ГМ-50-14-250
2	Паровой котел	ГМ-50-14-250
3	Паровой котел	ГМ-50-14-250
4	Паровой котел	ГМ-50-14-250
5	Паровой котел	ГМ-50-14-250
6	Паровой котел	ГМ-50-14-250
1	Водогрейный котел	ПТВМ-30М
2	Водогрейный котел	ПТВМ-30М

Ст. №	Тип	Изготовитель
3	Водогрейный котел	ПТВМ-30М
4	Водогрейный котел	КВГМ-100
5	Водогрейный котел	КВГМ-100
6	Водогрейный котел	КВГМ-100

Перечень источников тепловой мощности МП города Омска «Тепловая компания» приведен в таблице № 12.

Таблица № 12

Источники тепловой мощности МП города Омска «Тепловая компания»

№	Адрес котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Примечание
1	ул. 1-й Красной Звезды, 49	31,71	1982	
2	ул. 4-я Ленинградская, 48	3,44	2005	
3	ул. 19-я Марьяновская, 40/1	17,1	1973	
4	ул. 4-я Северная, 180	106,4	1962	
5	ул. Архиепископа Сильвестра, 21	10,32	2015	
6	пос. Карьер, ул. Гуртьевской дивизии, 7	0,34	2007	
7	пос. Новая станица, ул. Поморцева, 50/1	0,18	2005	
8	пос. Светлый, 255	28,5	1974	
9	ул. К. Заслонова, 2	64,83	1967	
10	пос. Черемуховское, ул. Захаренко, 29/1	0,4	2005	
11	пос. Черемушки, 14-й в/городок, 72	26,51	1972	
12	ул. Авиагородок, 9а	50,73	1983	
13	ул. Дмитриева, д.8/5	17,2	2015	
14	ул. Мельничная, 2	54,72	1974	
15	ул. Перова, 43а	57	1975	
16	ст. Карбышево-2, 1/4	0,59	1983	
17	ул. Верхнеднеп- ровская, 266	2,58	-	на консервации с 1 января

№	Адрес котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Примечание
				2020 года
18	119-й военный городок, ул. Стройплощадка, 111	1,85	1957	принята в эксплуатацию 27 июля 2020 года
19	пос. Большие поля, ул. Комсомольская, 3	13,26	1974	
20	пос. Береговой, ул. Иртышская, 1/3	27,08	1966	
21	ул. Березовая, 3	1,14	1974	
22	ул. Завертяева, 9/1	1,14	1988	выведена из эксплуатации 1 апреля 2020 года
23	ул. Завертяева, 32	17,1	1962	принята в эксплуатацию 23 октября 2019 года
24	пос. Загородный, 12	7,74	2002	
25	ул. Каховского, 3	39,9	1964	принята в эксплуатацию 1 августа 2019 года
26	пос. Крутая горка, ул. Российская, 4а	29,07	1963	
27	пос. Осташково, ул. Ноябрьская, 15	0,6	2005	
28	пос. Степной, ул. 40 лет ракетных войск	8,25	2014	
29	ул. Красных зорь, 54в	1,14	1958	на консервации с 1 января 2020 года

4.6. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Омской области

Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Омской области за последние 5 лет приведена в таблице № 13.

Таблица № 13

Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Омской области за последние 5 лет

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	За 5 лет
Максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Омской области, МВт	1817,7	1786,2	1791,0	1775,9	1694,0	
Абсолютный прирост максимального потребления электрической мощности энергосистемы Омской области, МВт	36,1	-31,5	4,8	-15,1	-81,9	-87,6
Прирост электрической мощности, в процентах	2,0	-1,7	0,3	-0,8	-4,6	-5,0

В 2020 году максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Омской области составило 1694 МВт, что на 82 МВт или на 4,6 процента меньше, чем в 2019 году.

Суммарно за последние 5 лет максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Омской области уменьшилось на 88,0 МВт, или на 5,0 процента.

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения максимального потребления электрической мощности в энергосистеме Омской области за последние 5 лет.

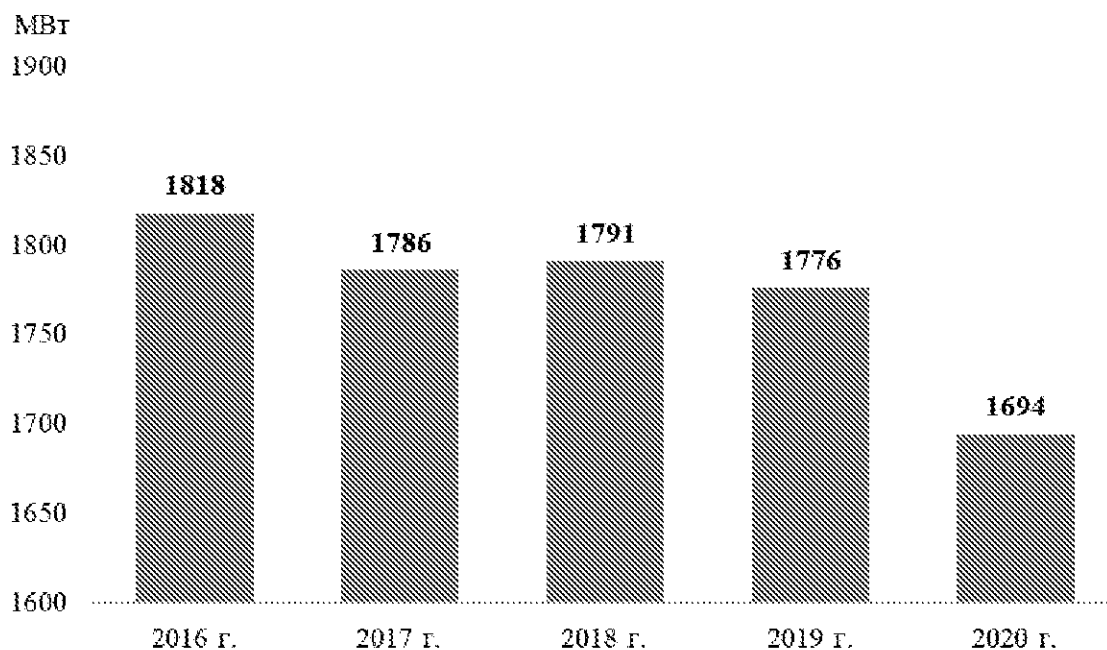


Рисунок 5 – Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Омской области за 2016 – 2020 годы

На рисунке 6 в графическом виде представлена динамика изменения максимального потребления электрической мощности крупных узлов нагрузки в энергосистеме Омской области за последние 5 лет.

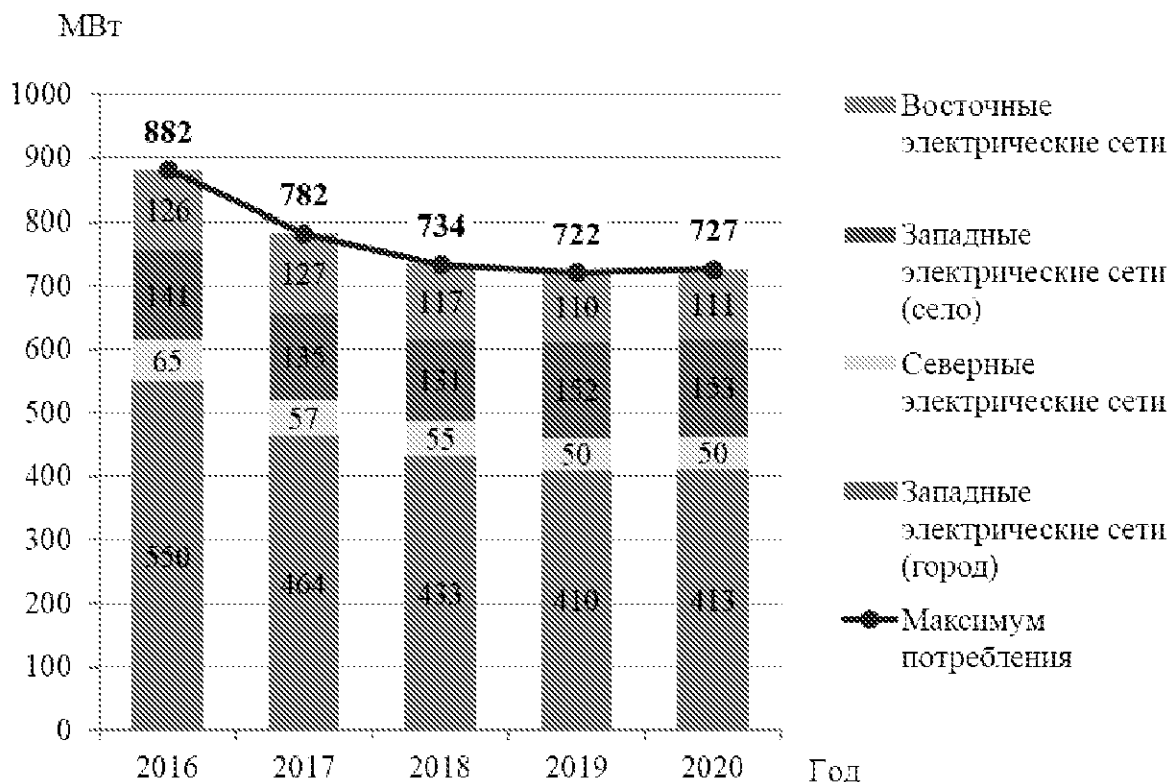


Рисунок 6 – Структура электропотребления крупных узлов нагрузки Омской области за 2016 – 2020 годы

4.7. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения города Омска

Динамика изменения потребления тепловой энергии города Омска в системах централизованного теплоснабжения представлена в таблице № 14 и на рисунке 7.

Таблица № 14

Динамика изменения потребления тепловой энергии города Омска в системах централизованного теплоснабжения за 2016 – 2020 годы, тыс. Гкал

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «ТГК-11»	8996,1	8553,2	9232,0	8826,9	8612,7
ТЭЦ-3	3605,6	3370,9	3686,5	3465,1	3337,0
ТЭЦ-4	1760,5	1779,3	1960,9	2002,1	2076,9
ТЭЦ-5	3630,0	3403,0	3584,6	3359,7	3198,8
АО «Омск РТС»	1985,3	1989,0	2155,9	1964,0	1863,8
ТЭЦ-2	777,3	778,8	844,1	769,0	729,8
КРК	1208,0	1210,2	1311,8	1195,0	1134,0
МП города Омска «Тепловая компания»	697,2	706,2	716,7	698,1	717,9
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	7345,3	7074,7	7613,2	7226,0	7281,7
ВСЕГО	19023,9	18323,1	19717,7	18715,0	18476,1

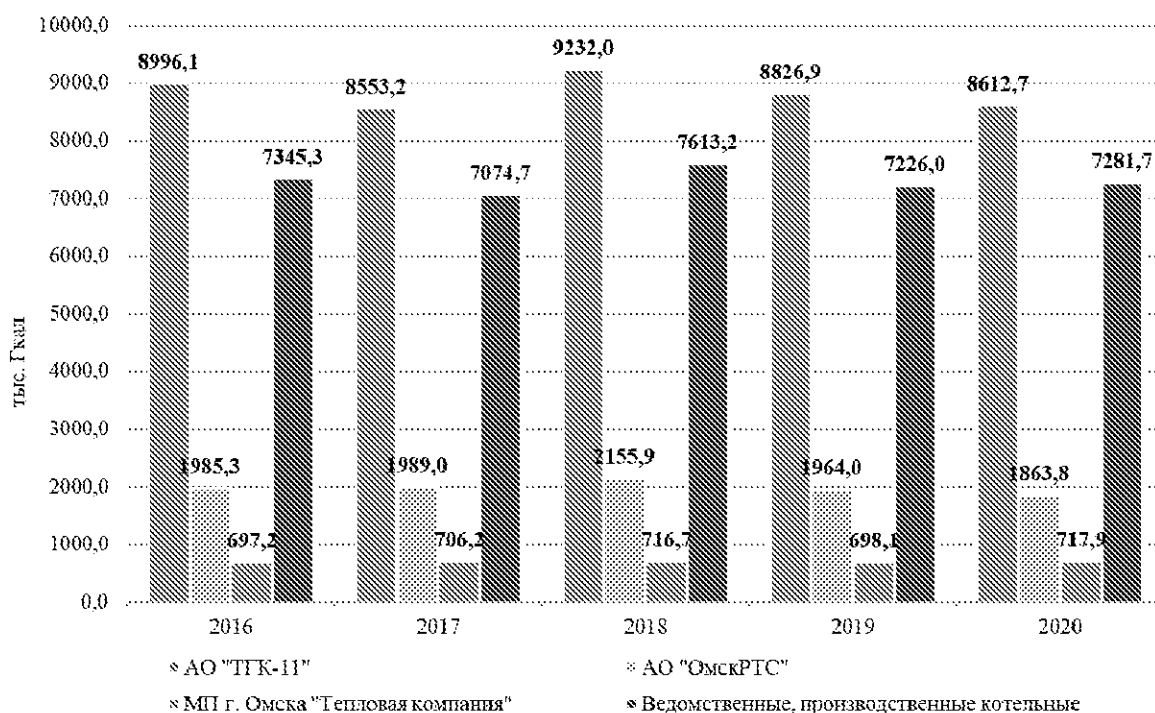


Рисунок 7 – Динамика изменения потребления тепловой энергии города Омска в системах централизованного теплоснабжения за 2016 – 2020 годы.

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей города Омска за 2016 – 2020 годы представлена в таблице № 15. По ведомственным котельным информация по структуре отпуска тепловой энергии не представлена.

Таблица № 15

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей города Омска за 2016 – 2020 годы, тыс. Гкал

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «ТГК-11»	8996,1	8553,2	9232,0	8826,9	8612,7
Население	3845,6	3708,0	3813,9	3750,0	3659,0
Бюджетные организации	709,3	672,8	744,5	691,4	674,6
Промышленные потребители	2963,4	2764,1	3170,2	2936,2	2865,0
Прочие	1477,9	1408,2	1503,4	1449,3	1414,1
АО «Омск РТС»	1985,3	1989,0	2155,9	1964,0	1863,8
Население	1145,4	1153,5	1235,3	1167,4	1081,7
Бюджетные организации	226,7	226,8	261,5	220,2	213,9
Промышленные потребители	84,3	79,8	93,3	79,4	94,4
Прочие	528,9	528,9	565,9	497,1	474,0
МП города Омска	697,2	706,2	716,7	698,1	717,9

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
«Тепловая компания»					
Население	469,2	484,7	482,8	486,4	513,5
Бюджетные организации	131,2	129,6	134,1	117,3	111,0
Промышленные потребители	27,8	26,1	29,2	29,7	16,3
Прочие	69,1	65,8	70,6	64,7	77,1
ВСЕГО	11678,6	11248,4	12104,6	11489,0	11194,4

Распределение отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей в разбивке по теплоснабжающим организациям на 2020 год представлено на рисунке 8. На рисунке 9 представлена структура отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей в целом по городу Омску на 2020 год.

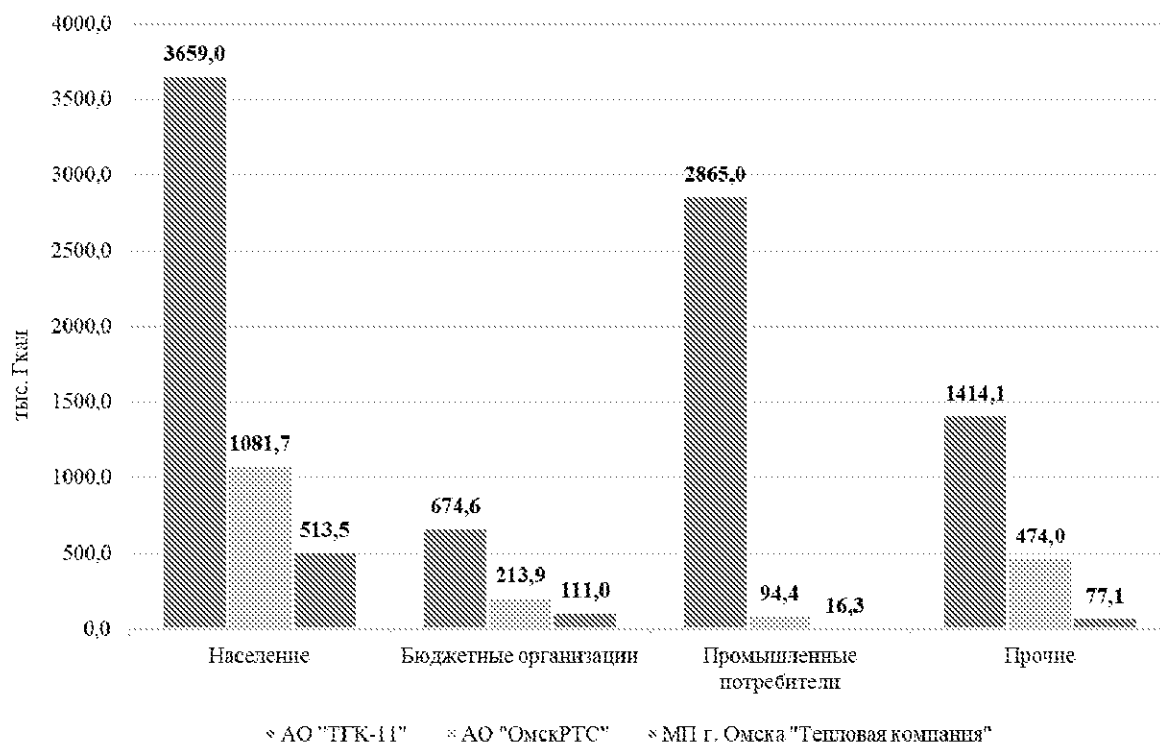


Рисунок 8 – Распределение отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей в разбивке по теплоснабжающим организациям на 2020 год

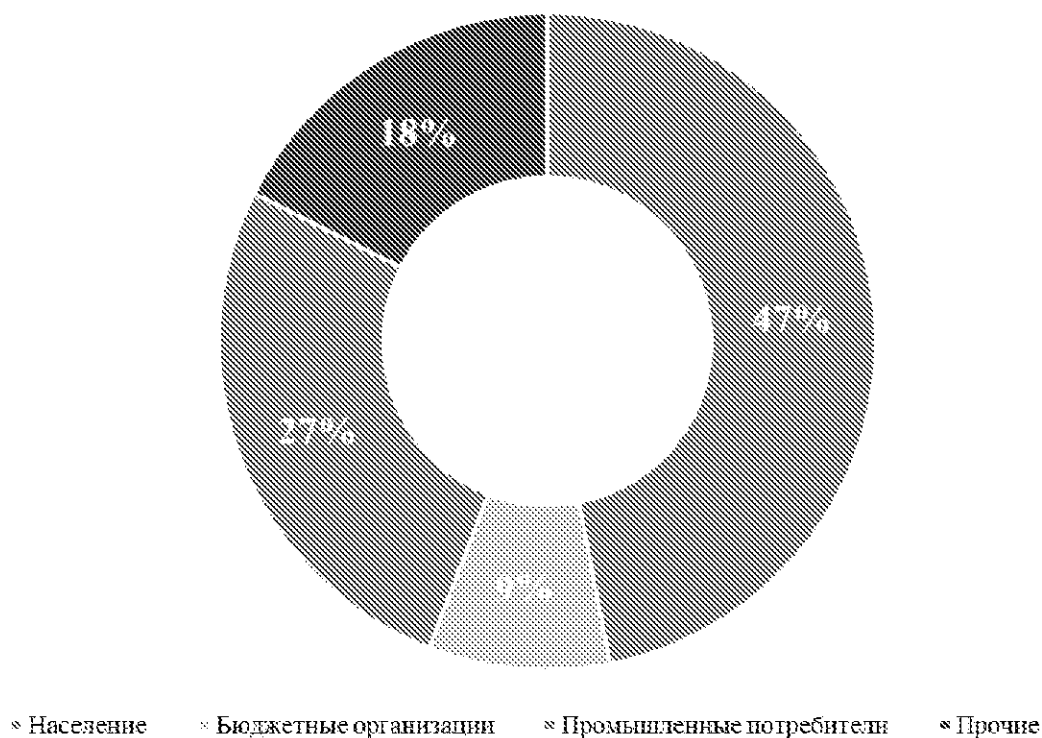


Рисунок 9 – Структура отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей в целом по городу Омску на 2020 год

Необходимо отметить, что структура отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей за последние 5 лет практически не изменилась.

Таблица № 16

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей (совокупно) города Омска за 2016 – 2020 годы, тыс. Гкал

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Население, тыс. Гкал	5460,2	5346,3	5532,0	5403,7	5254,2
Бюджетные организации, тыс. Гкал	1067,1	1029,2	1140,1	1028,9	999,5
Промышленные потребители, тыс. Гкал	3075,5	2870,0	3292,7	3045,3	2975,6
Прочие тыс. Гкал	2075,8	2003,0	2139,9	2011,1	1965,2
Население, в процентах	47	48	46	47	47
Бюджетные организации, в процентах	9	9	9	9	9
Промышленные потребители, в процентах	26	26	27	27	27
Прочие, в процентах	18	18	18	18	18

4.8. Структура установленной электрической мощности на территории Омской области

Установленная мощность объектов генерации энергосистемы Омской области приведена в таблице № 17.

Таблица № 17

Установленная мощность объектов генерации Омской области
(по состоянию на 1 января 2021 года)

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Омская ТЭЦ-3	АО «ТГК-11»	445,2
Омская ТЭЦ-4	АО «ТГК-11»	385
Омская ТЭЦ-5	АО «ТГК-11»	735
Солнечные электростанции		
Нововаршавская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	30
Электростанции промышленных предприятий		
ТЭС Омсктехуглерод	ООО «Омсктехуглерод»	18
ТЭС Омскшина	АО «Омскшина»	12
ТЭС Теплогенерирующий комплекс	ООО «Теплогенерирующий комплекс»	6
Итого по Омской области		1631,2

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Омской области по состоянию на 1 января 2021 года составляет 1631,2 МВт.

Анализ представленной структуры показывает следующее:

- установленная электрическая мощность электростанций генерирующих компаний составляет 96,0 процента (1595,2 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций на территории Омской области;

- установленная электрическая мощность электростанций промышленных предприятий составляет 2,2 процента (36 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций на территории Омской области;

- установленная электрическая мощность солнечной электростанции составляет 1,8 процента (30 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций на территории Омской области;

- крупнейшей электростанцией на территории Омской области является Омская ТЭЦ-5 АО «ТГК-11» суммарной установленной мощностью 735,0 МВт.

В 2017 – 2019 годах ввод и демонтаж генерирующего оборудования на территории Омской области не осуществлялся, в 2020 году введена Нововаршавская СЭС.

Состав существующих электростанций на территории Омской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная электрическая мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице № 18.

Структура генерирующих мощностей Омской области с разбивкой по собственникам приведена на рисунке 10.

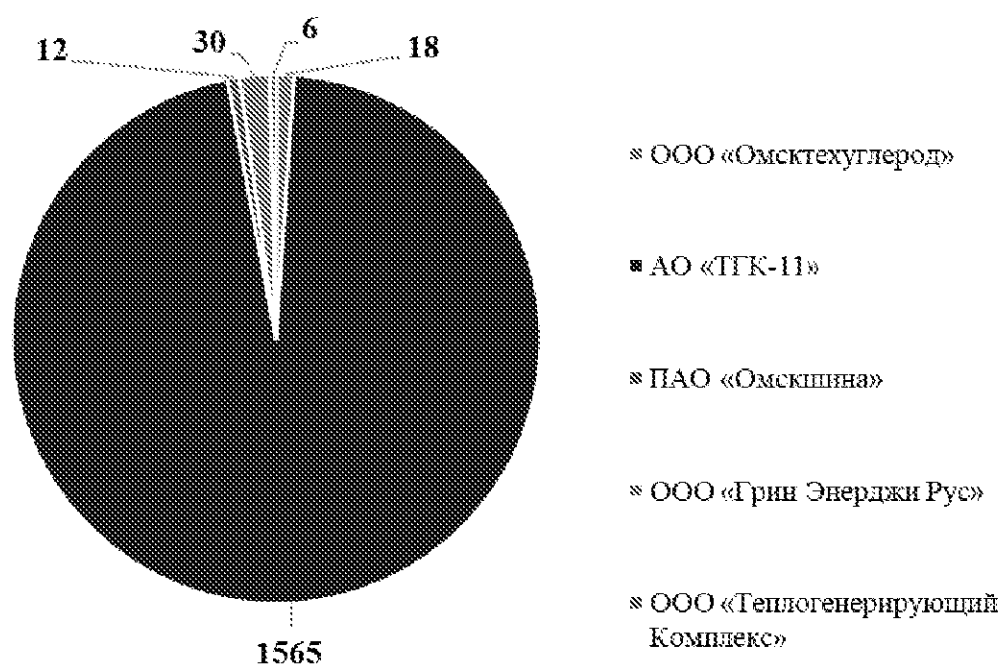


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций Омской области, МВт

Состав существующих электростанций на территории Омской области

№ п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Тип турбоагрегатов
1	Город Омск	АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-3	АО «Газпромнефть-ОМПЗ»	60	ПТ-60-90/13
					120	T-120/130-12,8
					60	ПТ-60/65-130/13
					60	ПТ-60-130/13
					60	P-60-130-1
					32,4	LM2500+G4DL E
			Омская ТЭЦ-4	АО «Газпромнефть-ОМПЗ»	31,9	LM2500+G4DL E
					20,9	ПТ T-20/22-5,5/0,08
					50	P-50-130/15
			Омская ТЭЦ-5	ООО «Омсктех-углерод»	100	T-100/120-130-2
					100	T-100/120-130-2
			Омская ТЭЦ-5	ООО «Омсктех-углерод»	135	ПТ-135/165-130/15
					100	ПТ-98/108-12,8/1,28
					100	ПТ-98/110-130/13-1M
					175	T-175/210-130

№ п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Тип турбоагрегатов
					175	T-175/210-130
					185	T-185/220-130
		Итого по АО «ТГК-11»			1565,2	-
2	Омская область, п. Нововаршавка	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нововаршавская СЭС		30	ФЭСМ
		Итого по ООО «Грин Энерджи Рус»			30	-
3	Город Омск	ООО «Омсктех-углерод»	ТЭС Омсктехуглерод	ООО «Омсктех-углерод»	6	П-6-1,2/0,5
					6	П-6-1,2/0,5
					6	П-6-1,2/0,5
		Итого по ООО «Омсктехуглерод»			18	-
4	Город Омск	АО «Омскшина»	ТЭС Омскшина	АО «Омскшина»	6	P-6-35/10м-1
					6	P-6-35/10м-1
		Итого по АО «Омскшина»			12	-
5	Город Омск	ООО «Теплогенерирующий комплекс»	ТЭС Теплогенерирующий комплекс	ООО «Теплогенерирующий комплекс»	6	G3520E
		Итого по ООО «Теплогенерирующий комплекс»			6	-
		Итого по Омской области			1631,2	-

4.9. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий мощностью выше 5 МВт

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведены в таблице № 19.

Таблица № 19

Состав существующих электростанций установленной мощностью свыше 5 МВт по состоянию на 1 января 2021 года

№	Наименование электростанции	Блок/агрегат	Тип	Год ввода	Установленная мощность, МВт
1	Омская ТЭЦ-3	9	ПТ-60-90/13	31.12.58	60
		10	Т-120/130-12,8	23.12.16	120
		11	ПТ-60/65-130/13	29.09.62	60
		12	ПТ-60-130/13	01.09.63	60
		13	Р-60-130-1	30.09.64	60
			ПГУ	13.06.13	
		1	LM2500+G4DL E		32,4
		2	LM2500+G4DL E		31,9
		3	ПТ Т-20/22-5,5/0,08		20,9
2	Омская ТЭЦ-4	4	Р-50-130/15	30.06.68	50
		6	Т-100/120-130-2	22.11.71	100
		7	Т-100/120-130-2	01.12.72	100
		9	ПТ-135/165-130/15	31.12.78	135
3	Омская ТЭЦ-5	1	ПТ-98/108-12,8/1,28	1980	100
		2	ПТ-98/110-130/13-1М	1980	100
		3	Т-175/210-130	1982	175
		4	Т-175/210-130	1984	175
		5	Т-185/220-130	1988	185
4	ТЭС Омсктехуглерод	1	П-6-1,2/0,5	2004	6
		2	П-6-1,2/0,5	2004	6

№	Наименование электростанции	Блок/ агрегат	Тип	Год ввода	Установ- ленная мощность, МВт
		3	П-6-1,2/0,5	2004	6
5	ТЭС Омскшина	1	Р-6-35/10м-1	08.06	6
		2	Р-6-35/10м-1	08.06	6
6	ТЭС Теплогенерирую- щий комплекс	1-3	G3520E	2012	6
7	Нововаршавская СЭС	1	AST-320 HV	2020	15
		2	AST-325 HV	2020	15
Итого:					1631,2
ПТУ					20,9
ГТУ					64,3
ПСУ					-
ДЭС					-
ТЭС					1516,0
СЭС					30

4.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электрической энергии на электростанциях Омской области за 5 лет представлена в таблице № 20.

Таблица № 20

Структура выработки электрической энергии на электростанциях Омской области

Наименование электростанции	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
	млн. Вт·ч	процентов	млн. Вт·ч	процентов	млн. кВт·ч	процентов	млн. кВт·ч	процентов	млн. кВт·ч	процентов
Омская ТЭЦ-3	1715,7*	25,0	1662,1	23,9	1721,9	26,0	1361,0	22,2	1 390,3	23,9
Омская ТЭЦ-4	1400,4	20,4	1527,3	22,0	1497,3	22,6	1334,1	21,8	1 253,6	21,5
Омская ТЭЦ-5	3559,1	51,8	3554,9	51,1	3205,1	48,4	3221,8	52,6	2 975,9	51,2
Электростанции промышленных предприятий	201,1	2,9	212,2	3,1	201,2	3,0	213,5	3,5	197,1	3,4
Итого по Омской области	6876,4	100,0	6956,5	100,0	6625,5	100,0	6130,5	100,0	5817,2	100,0

* - представленное значение выработки электроэнергии Омской ТЭЦ-3 в 2016 году учитывает выработку ТГ-10 в период пуско-наладочных работ, по данным АО «ТГК-11» выработка Омской ТЭЦ-3 без учета пуско-наладочных работ ТГ-10 составила 1698,576 млн. кВт·ч.

В графическом виде структура выработки электрической энергии на электростанциях Омской области за 5 лет представлена на рисунке 11.

По типам собственности: за 2020 год на электростанциях генерирующих компаний выработано 96,6 процента электрической энергии, на электростанциях промышленных предприятий – 3,4 процента.

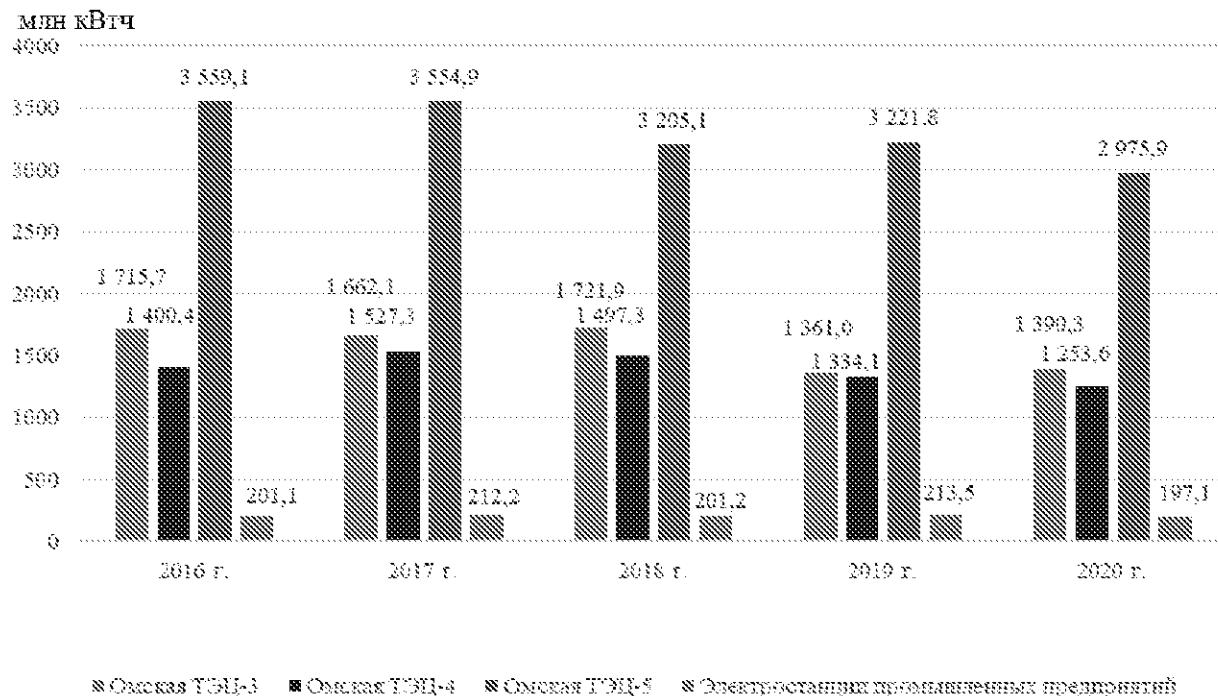


Рисунок 11 – Структура выработки электрической энергии на электростанциях Омской области за 2016 – 2020 годы.

4.11. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

4.11.1. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии энергосистемы Омской области за последние 5 лет представлены в таблице № 21 и на рисунке 12.

Таблица № 21
Балансы электрической энергии энергосистемы Омской области
за 2016 – 2020 годы, млн. кВт·ч

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребление всего	10862,4	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4
Выработка электрической энергии всего	6876,4	6956,5	6625,5	6130,5	5817,2

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	3986	3850,4	4389,4	4550,7	4533,2

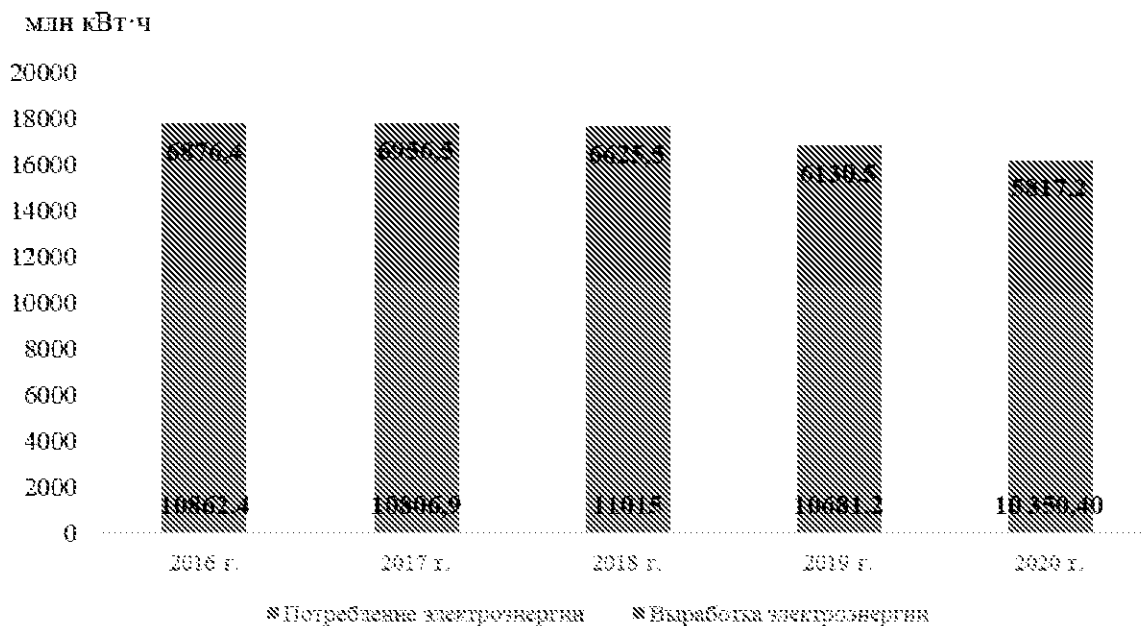


Рисунок 12 – Балансы электрической энергии энергосистемы Омской области за 2016 – 2020 годы.

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Омской области за последние 5 лет складывались с дефицитом. Дефицит производства электроэнергии покрывался за счет перетоков по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем.

4.11.2. Балансы мощности

Балансы мощности энергосистемы Омской области за последние 5 лет представлены в таблице № 22 и на рисунке 13.

Таблица № 22
Балансы мощности энергосистемы Омской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за 2016 – 2020 годы, МВт

№	Показатель	23.12.16 8-00	19.12.17 8-00	26.01.18 7-00	08.02.19 8-00	03.12.20 7-00
1	Установленная электрическая мощность,	1682,2	1607,2	1607,2	1601,2	1601,2

№	Показатель	23.12.16 8-00	19.12.17 8-00	26.01.18 7-00	08.02.19 8-00	03.12.20 7-00
	всего, в том числе					
	ТЭЦ	1640	1565	1565	1565	1565,2
	электростанции промышленных предприятий	42	42	42	36	36
2	Ограничения, всего, в том числе	72	57	35	28	31
	ТЭЦ	55	40	16	16	16
	электростанции промышленных предприятий	17	17	19	12	15
3	Располагаемая мощность, всего, в том числе	1610	1552	1572	1574	1571
	ТЭЦ	1585	1525	1549	1549	1549
	электростанции промышленных предприятий	25	27	23	24	21
4	Ремонты, всего, в том числе	0	174	207	225	0
	ТЭЦ	0	174	207	225	0
	электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
5	Консервация, всего, в том числе	0	0	0	0	0
	ТЭЦ	0	0	0	0	0
	электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с аварийными и неотложными ремонтами ЗРР	186	0	0	60	0
7	Мощность в реконструкции	0	0	0	0	0
8	Мощность в вынужденном простое	0	0	0	35	0
9	Рабочая мощность, всего, в том числе	1424	1378	1365	1289	1571
	ТЭЦ	1399	1351	1322	1265	1549
	электростанции	25	27	23	24	21

№	Показатель	23.12.16 8-00	19.12.17 8-00	26.01.18 7-00	08.02.19 8-00	03.12.20 7-00
	промышленных предприятий					
10	Резерв, всего, в том числе	216	326	197	331	664
	ТЭЦ	216	326	197	331	664
	электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
11	Перегруз, всего, в том числе	0	1	0	0	1
	ТЭЦ	0	0	0	0	0
	электростанции промышленных предприятий	0	1	0	0	1
12	Нагрузка станций, всего, в том числе	1209	1052	1168	957	907
	ТЭЦ	1183	1025	1145	933	885
	электростанции промышленных предприятий	25	27	23	24	21
13	Собственный максимум потребления энергосистемы	1818	1786	1791	1776	1694
14	Сальдо-переток (13-12)	609	734	623	819	787
15	Дефицит (+)/избыток (-) (13-9)	394	408	426	487	123
16	Среднесуточная температура	-33,0	-22,7	-28,9	-31,6	-18,5

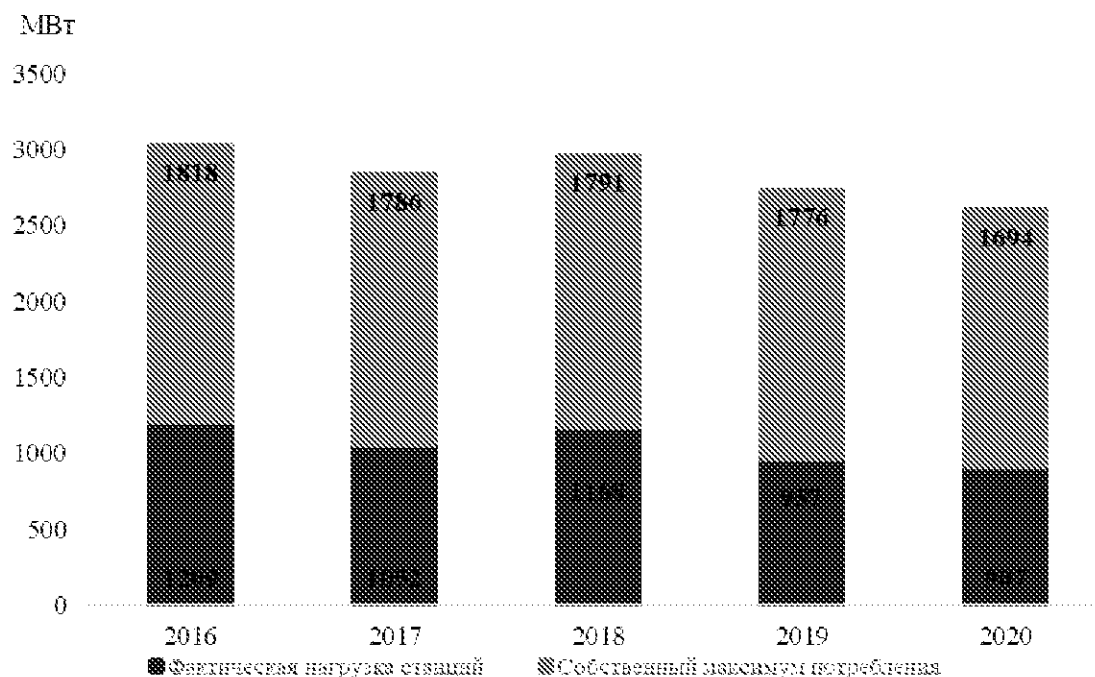


Рисунок 13 – Балансы мощности энергосистемы Омской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за 2016 – 2020 годы

При наличии собственной генерации и фактических максимумах потребления мощности за 2016 – 2020 годы энергосистема Омской области является дефицитной. Дефицит мощности энергосистемы покрывается за счет перетоков мощности из смежных энергосистем. При этом через энергосистему Омской области проходит транзитный переток в направлении энергосистемы Тюменской области.

Несмотря на то, что за 2016 – 2020 годы установленная мощность электростанций выросла на 4 процента, энергосистема Омской области остается дефицитной по мощности.

4.11.3. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет

1. Электроемкость ВРП.

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

$$\text{Э} = \text{ПЭ} / \text{ВРП} \text{ (кВт}\cdot\text{ч/рублей)}, \text{ где:}$$

- ПЭ – потребление электрической энергии субъектом Российской Федерации, млн. кВт·ч;

- ВРП – объем валового регионального продукта, млн. рублей.

Электроемкость ВРП – показатель, характеризующий количественный расход электрической энергии, затрачиваемый на единицу ВРП.

Данные по динамике электроемкости ВРП экономики Омской области за последние 5 лет приведены в таблице № 23 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 23

Данные по энергоемкости валового регионального продукта энергосистемы Омской области за последние 5 лет

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10862,4	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4
ВРП, млн. руб	621500	650300	736076,8	7722954,7	775900*
Энергоемкость ВРП, кВтч/руб	0,017	0,017	0,015	0,001	0,013

* - по оценке Министерства экономики Омской области

За последние годы наблюдается тенденция снижения электроемкости ВРП. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, а также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности возрастанием роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Наиболее актуальными с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Омской области являются следующие задачи:

- снижение энергоемкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;

- реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и тому подобное.

2. Потребление электрической энергии на душу населения.

Потребление электрической энергии на душу населения (ЭД) определяется по формуле:

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

- ПЭ – потребление электрической энергии субъектом Российской Федерации, млн кВт·ч;

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

Данные по динамике потребления электрической энергии на душу населения за последние 5 лет приведены в таблице № 24 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 24

Потребление электрической энергии на душу населения за последние 5 лет

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	10862,4	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4
Численность населения (в среднем за год)	1975574	1966382	1952138	1935430	1915479
Потребление электрической энергии на душу населения, кВт·ч/человек	5498,4	5495,8	5642,5	5518,8	5403,6

3. Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда в экономике (в расчете на одного работника, тыс. кВт·ч/человек) приведены в таблице № 25.

Таблица № 25

Динамика электровооруженности труда в экономике

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт·ч/человек	55888	57235	58929	58586	-*

* - данные от органов статистики за 2020 год отсутствуют.

4.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

На территории энергосистемы Омской области находится 3 ПС класса напряжения 500 кВ (ПС 500 кВ Восход, ПС 500 кВ Иртышская, ПС 500 кВ Таврическая), 7 ПС 220 кВ (ПС 220 кВ Загородная, ПС 220 кВ Лузино, ПС 220 кВ Московка, ПС 220 кВ Называевская, ПС 220 кВ Ульяновская, ПС 220 кВ Нефтезаводская, ПС 220 кВ Ароматика), 7 ВЛ классом напряжения 500 кВ, 20 ВЛ и КВЛ классом напряжения 220 кВ.

Общая протяженность ВЛ, расположенных на территории Омской области, и суммарная установленная электрическая мощность автотрансформаторов и трансформаторов:

- 500 кВ – 846,406 км/2004 МВА;

- 220 кВ – 826,22 км/2002 МВА.

Протяженность сетей 110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» составляет 5211,48 км.

4.12.1. Перечень ЛЭП и ПС 110 кВ и выше энергосистемы Омской области

Перечень существующих ЛЭП и ПС энергосистемы Омской области классом напряжения 110 кВ и выше приведен в таблицах № 26, 27 соответственно.

Таблица № 26

Перечень существующих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Омской области

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
1	ВЛ-500 кВ Барабинская – Восход	2007	500	76,83	69
2	ВЛ-500 кВ Восход – Таврическая	2007	500	73,094	75,52
3	ВЛ-500 кВ Восход – Витязь	2015	500	270,312	72,18
4	ВЛ-500 кВ ЕЭК – Иртышская	1974	500	9,987	69,85
5	ВЛ-500 кВ Иртышская – Таврическая	1974	500	117,3	69,85
6	ВЛ-500 кВ Аврора – Таврическая	1978	500	165,483	76,53
7	ВЛ-500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	1983	500	133,4	63,17
8	ВЛ-220 кВ Валиханово – Иртышская (225)	1985	220	18,46	81,97
9	КВЛ-220 кВ Восход – Московка	1979, 2018	220	46,23	н/д
10	КВЛ-220 кВ Восход – Татарская	1979, 2018	220	64,048	н/д
11	КВЛ-220 кВ Восход – Ульяновская	1979, 2018	220	50,772	н/д
12	ВЛ-220 кВ	1987	220	60,046	54,39

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Загородная – Ульяновская (Д-1)				
13	ВЛ-220 кВ Лузино – Ароматика (Д-7)	1982	220	27,068	79,25
14	ВЛ-220 кВ Лузино – Называевская (Д-9)	1987	220	136,8	60,16
15	ВЛ-220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)	1985	220	18,46	81,97
16	ВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Ароматика (Д-17)	1982	220	4,604	39
17	КВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход	1979, 2018	220	71,834	н/д
18	ВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Лузино (Д-8/18)	1982	220	28,711	85,31
19	ВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Нефтезаводская (Д-19)	1979	220	7,565	87,65
20	ВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №1 (Д-5)	1989	220	5,89	73,2
21	ВЛ-220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская №2 (Д-6)	1989	220	5,85	95,33
22	ВЛ-220 кВ Таврическая - Лузино I цепь (Д-11)	1976	220	57,2	61,07
23	ВЛ-220 кВ Таврическая - Лузино II цепь (Д-12)	1976	220	57,2	69,85
24	ВЛ-220 кВ Таврическая - Московка (Д-16)	1991	220	47,32	78,24
25	ВЛ-220 кВ Таврическая – Московка I цепь (Д-13)	1973	220	44,246	75,91
26	ВЛ-220 кВ Таврическая –	1973	220	44,246	80,45

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Московка II цепь (Д-14)				
27	ВЛ-220 кВ Ульяновская – Нефтезаводская (Д-29)	1979	220	29,67	76,75
28	ВЛ-110 кВ Горьковская – Полтавка	1973	110	19,33	84,3
29	ВЛ-110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	1958	110	24,67	62,08
30	ВЛ-110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	1958	110	24,67	84,65
31	ВЛ-110 кВ Валерино – Калачинская-Т (С-123)	1955	110	20,71	87
32	ВЛ-110 кВ Калачинская-Т – Новокормиловская с отпайками (С-123)	1955	110	34,64	87
33	ВЛ-110 кВ Валерино – Калачинская (С-124)	1955	110	20,34	87
34	ВЛ-110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1955	110	34,37	87
35	ВЛ-110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6)	1969	110	61,819	75
36	ВЛ-110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1969	110	30,8	81
37	ВЛ-110 кВ Коммунист – Иртышская с	1981	110	27,63	81

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	отпайкой на ПС Бердниково (С-162)				
38	ВЛ-110 кВ Коммунист – Черлак (С-160)	1969	110	27,7	87
39	ВЛ-110 кВ Черлак - Большой Атмас – Татарская (С-161)	1969	110	33,83	75
40	ВЛ-110 кВ Иртышская – Татарская (С-170)	1984	110	15,5	88
41	ВЛ-110 кВ Жатва – Ирт.500 (С-168)	1979	110	82,59	77
42	ВЛ-110 кВ Жатва – Ирт.500 (С-167)	1979	110	83,626	93
43	ВЛ-110 кВ Лузино – Жатва (С-68)	1979	110	111,57	89
44	ВЛ-110 кВ Лузино – Жатва (С-67)	1979	110	102,33	89
45	ВЛ-110 кВ Иртышская – Сибирская оросительная (С-171)	1986	110	10,45	86
46	ВЛ-110 кВ Сибирская оросительная – Нововаршавская (С-174)	1986	110	38,16	82
47	ВЛ-110 кВ Новоуральская – Нововаршавская (С-172)	1974	110	51,7	88
48	ВЛ-110 кВ Южная – Новоуральская (С-95)	1967	110	42,2	87
49	ВЛ-110 кВ Русская Поляна – Южная (С-92)	1975	110	33,706	86
50	ВЛ-110 кВ Павлоградская – Русская Поляна (С-93)	1975	110	70,05	77
51	ВЛ-110 кВ Одесская –	1977	110	42,6	86

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Павлоградская (С-94)				
52	ВЛ-110 кВ Сосновская – Одесская (С-98)	1976	110	53,7	86
53	ВЛ-110 кВ Азово - Сосновская (С-98)	1976	110	22,83	74
54	ВЛ-110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1976	110	22,43	87
55	ВЛ-110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	110	19,4	81
56	ВЛ-110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1972	110	9,35	66
57	ВЛ-110 кВ Стрела- Таврич-С (С-65Т)	1969	110	3,46	87
58	ВЛ-110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1962	110	54,94	84
59	ВЛ-110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63)	1964	110	25,183	75
60	ВЛ-110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1979	110	25,127	75
61	ВЛ-110 кВ Кировская – Карбышево (С-90)	1969	110	5	н/д
62	ВЛ-110 кВ Карбышево – Власть Труда (С-90)	1969	110	6,7	88
63	ВЛ-110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	1969	110	14,53	88
64	ВЛ-110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	1969	110	34,3	82
65	ВЛ-110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	1969	110	9,2	87
66	ВЛ-110 кВ	1966	110	9,22	87

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Кировская – ОБВ-2 (С-49)				
67	КВЛ-110 кВ Московка – ОБВ-2 с отпайками (С-42)	1980	110	14,782	87
68	КВЛ-110 кВ Московка – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1965	110	19,711	87
69	ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3)	1964	110	13,72	75
70	ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1964	110	13,72	75
71	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная (С-7)	1961	110	56,685	87
72	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная (С-8)	1961	110	61,966	87
73	КВЛ-110 кВ Густафьево – Московка с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11)	1956	110	14,347	88
74	КВЛ-110 кВ Густафьево – Московка с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1956	110	14,347	93
75	ВЛ-110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13)	1955	110	23,733	87
76	ВЛ-110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь	1955	110	23,733	87

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	(С-14)				
77	КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17)	1955	110	12,838	87
78	КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1984	110	12,746	87
79	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками	1954	110	22,3588	72
80	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1954	110	20,4202	84
81	ВЛ-110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20)	н/д	110	2,3	93
82	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21)	1956	110	17,84	81
83	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	110	22,1	93
84	ВЛ-110 кВ Лузино – Москаленки с отпайками (С-23)	1976	110	79,468	75
85	ВЛ-110 кВ Лузино – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24)	2004	110	78,848	75
86	ВЛ-110 кВ Москаленки – Юбилейная (С-25)	1956	110	51,726	87
87	ВЛ-110 кВ	1956	110	58,718	87

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Москаленки – Юбилейная (С-26)				
88	ВЛ-110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27)	1972	110	46,32	89
89	ВЛ-110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1972	110	43,607	86
90	ВЛ-110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31)	1956	110	86,076	87
91	ВЛ-110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	110	91,606	87
92	ВЛ-110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33)	1956	110	51,42	81
93	ВЛ-110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	110	51,42	81
94	ВЛ-110 кВ Называевская – Покровская (С-35)	1980	110	30,6	96
95	ВЛ-110 кВ Называевская – Путиловская (С-36)	1970	110	26,1	87
96	ВЛ-110 кВ	1970	110	34,8	87

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Путиловская – Крутинская (С-36)				
97	ВЛ-110 кВ Крутинская – Чумановка (С-36)	1970	110	10,17	94
98	ВЛ-110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1972	110	27,5	88
99	ВЛ-110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37)	1972	110	36,99	88
100	ВЛ-110 кВ Драгунская – Тюкалинская (С-38)	1970	110	69,22	87
101	ВЛ-110 кВ Тюкалинская – Бекишево (С-39)	1972	110	52,66	87
102	ВЛ-110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками I цепь (С-40)	1954	110	7,8	87
103	ВЛ-110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками II цепь (С-41)	1954	110	7,8	88
104	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть I цепь (С-45)	1977	110	10,044	89
105	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть II цепь (С-46)	1977	110	10,044	89
106	ВЛ-110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	110	9,22	87
107	КВЛ-110 кВ	1971	110	21,046	89

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)				
108	КВЛ-110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	1973	110	21,046	89
109	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61)	1956	110	20,029	87
110	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1956	110	24,223	87
111	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I цепь (С-109)	1983	110	8,692	96
112	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками II цепь (С-110)	1983	110	8,692	96
113	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15)	1960	110	48,635	87
114	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	110	48,635	87
115	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113, 114)	1982	110	10,779	89
116	ВЛ-110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС	1975	110	123,885	83

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Жирновская (С-120); ВЛ-110 кВ Утичье – Тумановская (С-120); ВЛ-110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичьа (С-120)				
117	ВЛ-110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1975	110	38,28	88
118	ВЛ-110 кВ Саргатская – Баженово (С-70)	1975	110	30,9	88
119	ВЛ-110 кВ Саргатская – Щербачи (С-71)	1981	110	47,32	74
120	ВЛ-110 кВ Щербачи – Колосовка (С-71)	1981	110	51,83	76
121	ВЛ-110 кВ Саргатское – Большеречье (С-72)	1969	110	98,135	74
122	ВЛ-110 кВ Евгачино – Тара (С-73)	1973	110	75,486	76
123	ВЛ-110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А)	1971	110	55,42	85
124	ВЛ-110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	110	31,64	79
125	ВЛ-110 кВ Колосовка – Тара (С-75)	1978	110	80,25	93
126	ВЛ-110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1971	110	51,4	75
127	ВЛ-110 кВ Тара – Екатерининская (С-77)	1971	110	16,2	82

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
128	ВЛ-110 кВ Шугово – Бакшеево (С-78)	1973	110	39,74	87
129	ВЛ-110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1974	110	46,5	81
130	ВЛ-110 кВ Утьма – Усть-Ишим (С-79)	1974	110	39,8	86
131	ВЛ-110 кВ Орехово – Усть-Ишим (С-80)	1971	110	34,45	87
132	ВЛ-110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	110	53,3	84
133	ВЛ-110 кВ Знаменка – Большие Уки (С-81)	1971	110	52,44	42
134	ВЛ-110 кВ Знаменка – Шугово (С-82)	1972	110	28,4	59
135	ВЛ-110 кВ Екатерининская – Избышева (С-83)	1983	110	50,69	76
136	ВЛ-110 кВ Большеречье – Такмык (С-85)	1979	110	19,45	89
137	ВЛ-110 кВ Такмык – Евгацино (С-85)	1979	110	22,45	89
138	ВЛ-110 кВ Бакшеево – Тевриз (С-88)	1971	110	39,3	94
139	ВЛ-110 кВ Муромцево – Рязаны (С-185)	1991	110	29,35	73
140	ВЛ-110 кВ Рязаны – Избышева (С-186)	1991	110	47,45	89
141	ВЛ-110 кВ Шербакуль – Кутузовская (С-96)	1977	110	19,6	89
142	ВЛ-110 кВ Кутузовская – Екатеринославская (С-96)	1977	110	16,3	96
143	ВЛ-110 кВ Екатеринославская – Одесская (С-96)	1977	110	42,17	96
144	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская	1979	110	5,92	89

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	(С-117)				
145	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская (С-116)	1979	110	5,84	89
146	ВЛ-110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1982	110	30,16	89
147	ВЛ-110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128)	1982	110	26,85	83
148	ВЛ-110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1982	110	12,36	82
149	ВЛ-110 кВ Горьковская – Нижне- Омская (С-129)	1983	110	45,4	82
150	ВЛ-110 кВ Москаленки – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакуль (С-5)	1972	110	98,841	89
151	ВЛ-110 кВ Николаевская - Петропавловская (С-131)	1985	110	15,2	89
152	ВЛ-110 кВ Петропавловская – Нижнеомская (С-130)	1985	110	46,7	89
153	ВЛ-110 кВ Моховой привал – Николаевская (С-132)	1986	110	45,4	89
154	ВЛ-110 кВ Называевская – Майка (С-135)	1971	110	74,9	88
155	ВЛ-110 кВ Называевская – Майка (С-136)	1971	110	65,45	94
156	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с	1954	110	10,67732	93

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	отпайками				
157	КВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками	1954	110	10,80532	93
158	КВЛ-110 кВ Московка – Промышленная с отпайками I цепь (С-47)	1971	110	16,09	88
159	КВЛ-110 кВ Московка – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1971	110	16,09	88
160	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская (С-107)	1970	110	7,95	87
161	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская (С-108)	1970	110	7,95	93
162	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Бройлерная (С-115)	1979	110	8,000	89
163	ВЛ-110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118)	1979	110	13,26	67
164	ВЛ-110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133)	1987	110	1,321	85
165	ВЛ-110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1987	110	1,321	83
166	ВЛ-110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141)	1987	110	28,139	94
167	ВЛ-110 кВ Петрушенко –	1987	110	28,139	88

№ п/п	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
	Новомарьяновская (С-142)				
168	КЛ-110 кВ Фрунзенская – Прибрежная № 1 (С-105)	2010	110	13,223	95
169	КЛ-110 кВ Фрунзенская – Прибрежная № 2 (С-106)	2010	110	10,2497	95
170	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1)	1967	110	2,623	87
171	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2)	1977	110	1,598	87
172	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9)	1967	110	8,264	87
173	ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1977	110	9,305	87

Перечень ПС 110 кВ и выше энергосистемы Омской области

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
1	ПС 500 кВ Восход	500/220/110	АТ-1	АОДЦТН-167000/500/220-У1	3х167	501	95,5	2015
2	ПС 220 кВ Загородная	220/110/6	АТ-1	АТДЦТН-125000/220-68У1	125	250	90,7	1985
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		90,7	1985
3	ПС 500 кВ Иртышская	500/220/110	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-У1	125	751	93,6	1989
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-У1	125		80,3	1989
			АТ-3	АОДЦТН-167000/500/220-У1	3х167		79,8	1989
			АТ-1	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		81,7	1976
4	ПС 220 кВ Лузино	220/110/10	АТ-2	АТДЦТН-125000/220-68У1	125	375	90,7	1977
			АТ-3	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		81,7	1981
			АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110-75У1	250		93,1	1983
5	ПС 220 кВ Московская	220/110/10	АТ-2	АТДЦТН-250000/220/110-75У1	250	500	94,7	1989
			АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-82У1	125		81,1	1986
6	ПС 220 кВ Называевская	220/110/10	АТ-1	АТДЦТН-167000/500/220-У1	3х167	1002	82,2	1975
7	ПС 500 кВ Таврическая	500/220/110	АТ-2	АОДЦТН-167000/500/220-У1	3х167	250	92,9	1978
			АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	125		91,6	1978
8	ПС 220 кВ Ульяновская	220/110/10	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	125	250	90,7	1983
			АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	125			

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
9	ПС 220 кВ Нефтегазодская	220/6/6	T-2	ТРДЦН-63000/220-Y1	63	126	-	2018
			T-3	ТРДЦН-63000/220-Y1	63		-	2017
10	ПС 220 кВ Ароматика	220/6/6	T-1	ТРДЦН-63000/220-Y1	63	126	-	2017
			T-4	ТРДЦН-63000/220-Y1	63		-	2018
11	ПС 110 кВ Азово	110/35/10	1T	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	73	1997
			2T	ТДТН-16000/110/35/10	16		78	1997
12	ПС 110 кВ Амурская	110/10	1T	ТРДН-25000/110/10	25	178	89	1975
			2T	ТРДН-25000/110/10	25		89	1983
13	ПС 110 кВ Атрачи	110/10	1T	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	80	1978
			2T	ТМН-6300/110/10	6.3		85	1985
14	ПС 110 кВ Ачайская оросительная	110/35/10	1T	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	83	1979
			2T	ТДТН-16000/110/35/10	16		89	1989
15	ПС 110 кВ Ачайская	110/10	1T	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	89	1981
			2T	ТМН-6300/110/10	6.3		85	1981
16	ПС 110 кВ Баженово-110	110/35/10	1T	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	6.3	83	1983
17	ПС 110 кВ Бакшеево	110/10	1T	ТМН-2500/110/10	2.5	5	89	1973
			2T	ТМ-2500/110/10	2.5		84	1973
18	ПС 110 кВ Барановская	110/10	1T	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	1976
			2T	ТРДН-40000/110/10	40		95	2014
19	ПС 110 кВ Бердниково	110/35/6	1T	ТМТН-6300/110/35/6	6.3	6.3	75	1981
20	ПС 110 кВ Богословка	110/10	1T	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	86	1993
			2T	ТМН-6300/110/10	6.3		83	1993
21	ПС 110 кВ Большая Тава	110/10	1T	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	83	1988
22	ПС 110 кВ Большеречье	110/35/10	1T	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	82	1971
			2T	ТДТН-16000/110/35/10	16		75	1986

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
23	ПС 110 кВ Большие Кучки	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	87	1971
24	ПС 110 кВ Большие Уки	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	16.3	75	1990
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		92	1973
25	ПС 110 кВ Большой Атмас	110/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	16.3	73	1988
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		83	1986
26	ПС 110 кВ Бражниково	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	82	1979
27	ПС 110 кВ Бройлерная	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	84	1979
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		85	1980
28	ПС 110 кВ Валувеская 1	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	81	1996
29	ПС 110 кВ Валувеская 2	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	6.3	85	1983
30	ПС 110 кВ Великорусская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1993
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1995
31	ПС 110 кВ Весенняя	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2008
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		90	2008
32	ПС 110 кВ Власть Труда	110/35/6	1Т	ТДТН-16000/110/35/6	16	26	92	1992
			2Т	ТДТН-10000/110/35/6	10		87	1978
33	ПС 110 кВ Восточная-110	110/35/6	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/6	10	20	90	1964
			2Т	ТДТН-10000/110/35/6	10		90	1973
34	ПС 110 кВ Гауф	110/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	16.3	90	1989
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		84	1989
35	ПС 110 кВ Голубковская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1993
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1993
36	ПС 110 кВ Горьковская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		86	1983

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
37	ПС 110 кВ Дубровская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1987
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		84	1987
38	ПС 110 кВ Евгачино	110/10	1Т	ТАМГ-2500/110/10	2.5	5	89	1970
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		85	1986
39	ПС 110 кВ Екатерининская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	90	1971
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		92	1977
40	ПС 110 кВ Екатеринославская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1990
41	ПС 110 кВ Животновод	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1994
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		93	1994
42	ПС 110 кВ Жирновская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	90	2008
43	ПС 110 кВ Заливино	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	71	1999
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		80	1979
44	ПС 110 кВ Западная	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	76	1980
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		92	1993
45	ПС 110 кВ Знаменская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	83	1985
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		76	1989
46	ПС 110 кВ Избышево	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	86	1983
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		89	1990
47	ПС 110 кВ Ингалы	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	87	1990
			2Т	ТАМГ-2500/110/10	2.5		86	1968
48	ПС 110 кВ Иртышская	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1977
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		89	1977
49	ПС 110 кВ Исаковская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	84	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		82	1988

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
50	ПС 110 кВ Калачинская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	81	1982
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		83	1982
51	ПС 110 кВ Карбышево	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	84	1988
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		78	1988
52	ПС 110 кВ Карташово	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1976
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		88	1984
53	ПС 110 кВ Кировская	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	58	1984
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		76	1978
54	ПС 110 кВ Колосовская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	74	1970
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		80	1974
55	ПС 110 кВ Коммунист	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	82	1976
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		70	1986
56	ПС 110 кВ Копейкино	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		65	1977
57	ПС 110 кВ Красная Поляна	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	81	1986
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	1989
58	ПС 110 кВ Крутинская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1991
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		89	1991
59	ПС 110 кВ Куйбышевская	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	71	1983
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		73	1976
60	ПС 110 кВ Кутузовская	110/10	1Т	ЛТ/Р-15000/110/10	15	15	80	1978
61	ПС 110 кВ Левобережная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	2008
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		90	2008
62	ПС 110 кВ Мангут	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	80	1970
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		81	1990

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
63	ПС 110 кВ Маяк	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	83	1984
64	ПС 110 кВ Морозовская	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	89	1992
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		84	1992
65	ПС 110 кВ Моховой Привал	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	89	1971
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		90	1987
66	ПС 110 кВ Муромцево	110/35/10	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/10	10	26	87	1982
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		88	1984
67	ПС 110 кВ Надеждинский ТПК	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	78	1990
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		86	1990
68	ПС 110 кВ Нижнеомская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1985
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		78	1985
69	ПС 110 кВ Николаевская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1990
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1990
70	ПС 110 кВ Новая	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	86	1991
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		81	1991
71	ПС 110 кВ Нововаршавская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	78	1974
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1986
72	ПС 110 кВ Новокормиловская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	92	1986
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		88	1986
73	ПС 110 кВ Новологиново	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	80	1971
74	ПС 110 кВ Новолобинская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	86	1976
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		80	1981
75	ПС 110 кВ Новомарьяновская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1988

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
76	ПС 110 кВ Новотроицкая-110	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	85	1977
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		81	1988
77	ПС 110 кВ Новоуральская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1985
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1988
78	ПС 110 кВ Новоцарицыно	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	83	1972
			2Т	ТМН-2500/110-80У1	2.5		81	2000
79	ПС 110 кВ Новоягодное	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	90	1988
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		90	1988
80	ПС 110 кВ Одесская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1982
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		77	1983
81	ПС 110 кВ Оконешниковская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	93	1973
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		83	1979
82	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10	1Т	ТДТНГ-40500/110/35/10	40.5	120.5	90	1971
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2017
			3Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2006
83	ПС 110 кВ Омская Нефть	110/6	1Т	ТРДН-25000/110/6	25	50	78	1984
			2Т	ТРДН-25000/110/6	25		81	1984
84	ПС 110 кВ Орехово-110	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	82	1997
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		79	1990
85	ПС 110 кВ Оросительная	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	6.3	77	1985
86	ПС 110 кВ Павлоградская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	82	1978
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		71	1982
87	ПС 110 кВ Память Тельмана	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	84	1986
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		83	1997

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
88	ПС 110 кВ Парниковая	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1983
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		84	1992
89	ПС 110 кВ Петропавловская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	90	1986
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		80	1986
90	ПС 110 кВ Победитель	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	88	1986
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		82	1987
91	ПС 110 кВ Покровская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	90	1982
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	2002
92	ПС 110 кВ Полтавка	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	80	1973
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		82	1976
93	ПС 110 кВ Почекуево	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	76	1984
94	ПС 110 кВ Прибрежная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	2010
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2010
95	ПС 110 кВ Пристанская-110	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	16	83	1989
96	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1998
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		86	1989
97	ПС 110 кВ Птичь	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	8.8	89	1980
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		90	2008
98	ПС 110 кВ Путиловская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	86	1986
99	ПС 110 кВ Радищево	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	79	1991
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		83	2002
100	ПС 110 кВ Романенко	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	87	1973
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		87	1976
101	ПС 110 кВ Русская Поляна	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1988

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
102	ПС 110 кВ Рязаны	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	95	1990
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1990
103	ПС 110 кВ Саргатская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	76	2008
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		81	1981
104	ПС 110 кВ Свердлово	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	90	1983
105	ПС 110 кВ Северозападная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2014
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2014
106	ПС 110 кВ Сельская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	87	1975
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1976
107	ПС 110 кВ Сибзавод	110/10	1Т	ТРДН-32000/110/10	32	64	80	1967
			2Т	ТРДН-32000/110/10	32		78	1967
108	ПС 110 кВ Сибирская оросительная	110/35/10	2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	10	81	1990
109	ПС 110 кВ Советская	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	88	1977
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		80	1976
110	ПС 110 кВ Сосновская	110/35/10	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/10	10	20	90	1965
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		90	1973
111	ПС 110 кВ Стрела	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	77	1976
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		76	1977
112	ПС 110 кВ Сургутская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	93	2018
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		95	2017
113	ПС 110 кВ Съездовская	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	78	1978
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		92	1981
114	ПС 110 кВ Таврическая	110/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	6.3	77	1998

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
115	ПС 110 кВ Такмык	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	68	1976
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		86	1979
116	ПС 110 кВ Тара	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	92	1981
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		92	1983
117	ПС 110 кВ Татарская	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	16.3	92	1976
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		92	1984
118	ПС 110 кВ Тевризская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	77	1973
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		85	1985
119	ПС 110 кВ Телевизионная	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1994
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		68	1994
120	ПС 110 кВ Тумановская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	85	1975
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		85	1990
121	ПС 110 кВ Тюкалинская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	89	1992
			2Т	ТДТНФ-16000/110/35/10	16		81	1992
122	ПС 110 кВ Усть-Ишимская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	82	1987
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		90	1992
123	ПС 110 кВ Утичье	110/10	2Т	ТМ-2500/110/10	2.5	2.5	90	1985
124	ПС 110 кВ Утьма	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	92	1974
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		90	1980
125	ПС 110 кВ Фрунзенская	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	82	1984
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		83	1993
126	ПС 110 кВ Центральная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2017
			2Т	ТРНДЦН-40000/110/10	40		81	1988
127	ПС 110 кВ Черлакская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	80	1969
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		82	1989

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
128	ПС 110 кВ Чунаевская	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1980
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		95	1980
129	ПС 110 кВ Шербакульская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	90	1974
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		73	1976
130	ПС 110 кВ Шипицино	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	6.3	86	1990
131	ПС 110 кВ Шухово	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	74	1994
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	1973
132	ПС 110 кВ Щербаки	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	95	1990
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		86	1990
133	ПС 110 кВ Энгузиастов	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	80	2003
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		88	2003
134	ПС 110 кВ Юбилейная	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	41	92	1975
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		83	1991
135	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1966
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		87	1999
136	ПС 110 кВ ГПП-1	110/6	1Т	ТДН-40000/110	40	80	-	1967
			2Т	ТДН-40000/110	40		-	1968
137	ПС 110 кВ ГПП-2	110/6	1Т	ТДН-40000/110	40	80	-	1992
			2Т	ТДН-40000/110	40		-	1992
138	ПС 110 кВ Снежная	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	-	1970
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		-	1970
139	ПС 110 кВ Промышленная	110/10	1Т	ТРДЦН-63000/110/10	63	126	-	1978
			2Т	ТРДЦН-63000/110/10	63		-	1978
140	ПС 110 кВ Шинная-1	110/10	1Т	ТДНГ-31500/110/10	31.5	71.5	-	1965
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		-	1965

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
141	ПС 110 кВ Шинная-2	110/10/6	1Т	ТРДЦН-80000/110/6	80	143	-	1982
			2Т	ТРДН-63000/110/6	63		-	1982
142	ПС 110 кВ Черемуховская	110/10/6	1Т	ТДН-10000/110/6	10	20	-	1991
			2Т	ТДН-10000/110/6	10		-	1991
143	ПС 110 кВ Углеродная	110/10	1Т	н/д	40	80	-	1981
			2Т	н/д	40		-	1981
144	ПС 110 кВ Юнино	110/10	1Т	ТДТН-16000/110/10	16	32	100	1974
			2Т	ТДТН-16000/110/10	16		100	1974
145	ПС 110 кВ Исилькуль	110/10	1Т	ТДТН-25000/110/10	25	41	100	1988
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	2000
146	ПС 110 кВ Озеро Комысловское	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	100	1996
147	ПС 110 кВ Кухарево	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	26	100	1982
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1986
148	ПС 110 кВ Куянбар	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	-	2005
149	ПС 110 кВ Москаленки	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	100	1977
150			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		100	1968
151	ПС 110 кВ Помурино	110/6	1Т	ТДРУНГ 20000/110	20	20	100	1974
152	ПС 110 кВ Пикетное	110/10	1Т	ТДГ-10000/110/10	10	20	100	1955
153			2Т	ТДН-10000/110/10	10		100	1968
154	ПС 110 кВ Татьянавка	110/6	1Т	ТДРУНГ-20000/110	20	20	-	1968
155	ПС 110 кВ Алонский	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	100	1975
156	ПС 110 кВ Мариановка	110/35/10	1Т	ТДТГ-15000/110/35/10-66	15	31	100	1956
157			2Т	ТДТН-16000/110/35/10 У1	16		100	1967
158	ПС 110 кВ Ллузино	110/10	1Т	ТДТГ-10000/110/10	10	26	100	1955
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1971

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
159	ПС 110 кВ Входная	110/10	1Т	ТДТН-25000/110/10	25	41	100	1991
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1979
160	ПС 110 кВ Фадино	110/10	1Т	ТДН-16000/110-66	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110-66	16		100	1979
161	ПС 110 кВ Новоселецк	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
162	ПС 110 кВ Стрела	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
163	ПС 110 кВ Амре	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
164	ПС 110 кВ Жатва	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
165	ПС 110 кВ Новоуральск	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
166	ПС 110 кВ Любовька	110/10	1Т	ТДТН-25000/110-76У1	25	50	100	1979
			2Т	ТДТН-25000/110-76У1	25		100	1979
167	ПС 110 кВ Талапкер	110/10	1Т	ТДН-16000/110/-76У1	16	32	100	1974
			2Т	ТДН-16000/110/-76У1	16		100	1974
168	ПС 110 кВ Иртышское	115/27,5/11	1Т	ТЖТНЖ-40000-115/27,5/11	40	80	100	1980
			2Т	ТЖТНЖ-40000-115/27,5/11	40		100	1980
169	ПС 110 кВ ВОС	110/6/6	1Т	ТРДН-110/6/6	32	64	81,4	1974
			2Т	ТРДН-110/6/6	32		81,2	1974
170	ПС 110 кВ ОБВ-1	110/6	1Т	ТДГ-110/6	10	20	86,6	1965
			2Т	ТДТН-110/6	10		81,2	1965

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
171	ПС 110 кВ ОБВ-2	110/6	1Т	ТДТН-110/6	10	20	83,1	1975
			2Т	ТДТН-110/6	10		93,3	1975
172	ПС 110 кВ ГНС	110/6	1Т	ТДН-110/6	10	20	84,3	1970
			2Т	ТДН-110/6	10		84,6	1970
173	ПС 110 кВ Падь	110/6	1Т	ТДН-110/6	16	32	83,9	1979
			2Т	ТДН-110/6	16		82,9	1979
174	ПС 110 кВ Кислородная	110/10/6	1Т	ТДТН-110/6/6	40	80	81,4	1984
			2Т	ТДТН-110/6/6	40		81,4	1984
175	ПС 110 кВ Комсомольская	110/35/6	1Т	ТДТН-110/35/6	16	32	81,4	1977
			2Т	ТДТН-110/35/6	16		81,4	1977
176	ПС 110 кВ Заводская	110/6	1Т	ТДН-110/6	10	20	-	1987
			2Т	ТДН-110/6	10		-	1987
177	ПС 110 кВ Называевская -т	110/10	1Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16	32	100	1980
			2Т	ТДН - 16000/110/10	16		100	1980
178	ПС 110 кВ Кочковатская	110/10	1Т	ТДН - 10000/110/10	10	20	100	1977
			2Т	ТДН - 10000/110/10	10		100	1983
179	ПС 110 кВ Драгунская	110/10	1Т	ТДН - 16000/110/10	16	32	100	1988
			2Т	ТДН - 16000/110/10	16		100	1991
180	ПС 110 кВ Новокиевская	110/10	1Т	ТДТГ-10000/110/35/10	10	26	100	1958
			2Т	ТДТГ-16000/110/35/10	16		100	1983
181	ПС 110 кВ Любинская	110/10	1Т	ТДН - 16000/110/10	16	32	100	1985
			2Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16		100	1968
182	ПС 110 кВ Петрушенко	110/10	1Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16	32	100	1975
			2Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16		100	1975

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность тр-ра, МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
183	ПС 110 кВ Омск	110/10	1Т	ТДН - 16000/110/10	16	32	100	1973
			2Т	ТДН - 16000/110/10	16		100	1983
184	ПС 110 кВ Густафьево	110/10	1Т	ТДН - 16000/110/10	16	31	100	1970
			2Т	ТДТНГ-15000/110/35/10	15		100	1961
185	ПС 110 кВ Сыропятская	110/10	1Т	ТДН - 10000/110/10	10	20	-	1968
			2Т	ТДН - 10000/110/10	10		100	1968
186	ПС 110 кВ Кормиловка	110/10	1Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16	32	100	1975
			2Т	ТДТН - 16000/110/35/10	16		100	1976
187	ПС 110 кВ Осокино	110/10	1Т	ТДРУНГ-20000/110/6/3,3	12.75	12.75	-	1966
188	ПС 110 кВ Калачинская-г	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10/10	25	50	100	1989
			2Т	ТНДЦМ-25000(16000)/110/10	25		100	1989
189	ПС 110 кВ Валерино	110/10	1Т	ТДН - 16000/110/10	16	31	100	1989
			2Т	ТДГ-15000/110/10	15		100	1959
190	ПС 110 кВ Илюшкино	110/10	1Т	ТДРУНГ-20000/110/6/3,3	12.75	12.75	-	1967
191	ПС 110 кВ Колония	110/10	1Т	ТДТГ-15000/110/35/10	16	31	100	1961
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	15		100	1971

4.12.2. Анализ потерь электрической энергии на ее транспорт

Динамика изменения потерь электрической энергии на транспортировку в энергосистеме Омской области за последние 5 лет представлена в таблице № 28.

Таблица № 28

Динамика изменения потерь электрической энергии на транспортировку в энергосистеме Омской области за 2016 – 2020 годы

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	10862,4	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4
Потери электрической энергии на ее транспортировку, млн. кВт·ч	209,3	195,1	190,1	178,9	166,1
Доля потерь электрической энергии на транспортировку, в процентах	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6

Как видно из таблицы, за последние 5 лет доля потерь электрической энергии на ее транспортировку имеет устойчивую тенденцию к снижению. Среднее значение потерь за 5 лет составляет 1,7 процента.

4.12.3. Изменение эксплуатационного состояния электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше до 2021 года включительно

В энергосистеме Омской области до 2021 года включительно изменилось эксплуатационное состояние электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше согласно таблице № 29.

Таблица № 29

Изменение состояния электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше до 2021 года включительно

Наименование объекта	Собственник	Характеристика (км, МВА, МВт)	Тип изменения	Год реализации	Тип
Нововаршавская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	30	Новый ввод	2020	Солнечные агрегаты

4.12.4. Информация о строящихся сетевых объектах

В энергосистеме Омской области планируются реконструкции сетевых объектов согласно таблице № 30.

Таблица № 30

Перечень планируемых к реконструкции электросетевых объектов

Наименование объекта	Исполнитель	Год ввода в эксплуатацию
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2021
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тара с установкой УНР	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	2021

4.12.5. Структура существующих средств ПА и РЗ

Количество устройств (функций) РЗ и СА, ПА 110 – 220 кВ в энергосистеме Омской области представлено в таблице № 31.

Количество устройств (функций) РЗ и СА, ПА 500 кВ в энергосистеме Омской области представлено в таблице № 32.

Таблица № 31

Количество устройств (функций) РЗ и СА, ПА 110 – 220 кВ в энергосистеме Омской области*

Энергосистема	Всего		Вид исполнения					
			Электроме- ханические		Микроэлект- ронные		Микропроцес- сорные	
	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций
	Релейная защита и сетевая автоматика							
Омская	1360	2505	1036	1573	19	44	305	888
	Противоаварийная автоматика (кроме УПАСК)							
Омская	23	45	2	2	0	0	21	43
	УПАСК							
Омская	102	127	0	0	31	31	71	96
Всего,	1485	2677	1038	1575	50	75	397	1027

* - кроме того, 142 устройства (функции): РАС – 32; Осциллограф – 3; МП ОМП – 55; ФИП (ЛИФП) – 52; устройства АЧР при подсчете не учитывались.

Таблица № 32

Количество устройств (функций) РЗ и СА, ПА 500 кВ в энергосистеме Омской области

Энергосистема	Всего		Вид исполнения					
			Электромеха- нические		Микроэлект- ронные		Микропроцес- сорные	
	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций	Кол-во уст- ройств	Кол-во функ- ций
	Релейная защита и сетевая автоматика							
Омская	93	301	32	55	3	3	58	243
	Противоаварийная автоматика (кроме УПАСК)							
Омская	32	135	0	0	0	0	32	135
	УПАСК							
Омская	25	32	0	0	0	0	25	32
Всего,	150	468	32	55	3	3	115	410

Большинство находящихся в эксплуатации устройств РЗА выполнены с использованием электромеханических реле и отработали свыше допустимого срока службы.

4.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Омской области

Энергосистема Омской области связана с энергосистемами ОЭС Сибири, ОЭС Урала и с энергосистемой Республики Казахстан:

1. С энергосистемой Республики Казахстан:
 - ВЛ-500 кВ ЕЭК – Иртышская (параллельная работа);
 - ВЛ-500 кВ Аврора – Таврическая (параллельная работа);
 - ВЛ-500 кВ Экибастуская ГРЭС-1 – Таврическая (параллельная работа);
 - ВЛ-220 кВ Мынкуль – Иртышская (224) (параллельная работа);
 - ВЛ-220 кВ Валиханово – Иртышская (225) (параллельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Горьковская – Полтавка (раздельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино (раздельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино (раздельная работа).
2. С энергосистемой Новосибирской области:
 - ВЛ-500 кВ Барабинская – Восход (параллельная работа);
 - КВЛ-220 кВ Восход – Татарская (параллельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Валерино – Каратканск с отпайками (3-15 Валерино – Каратканск) (параллельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Валерино – Колония с отпайкой на ПС Илюшкино (3-16 Валерино – Колония) (параллельная работа).
3. С энергосистемой Тюменской области:
 - ВЛ-500 кВ Восход – Витязь (параллельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на ПС Мангут (С-135) (раздельная работа);
 - ВЛ-110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут (С-136) (раздельная работа);
 - ВЛ-110 кВ Орехово – Каргалы (раздельная работа).

Блок-схема электрических связей энергосистемы Омской области представлена на рисунке 14.

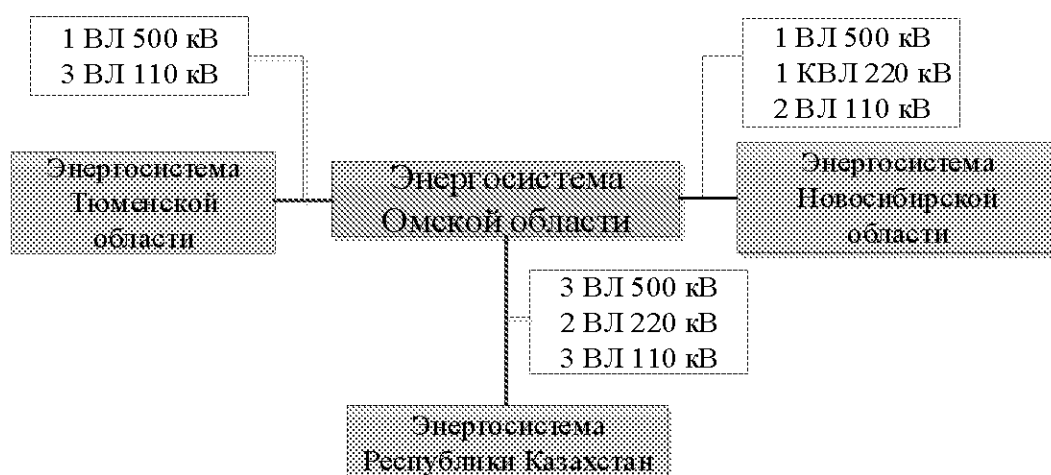


Рисунок 14 – Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Омской области

4.14. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных

Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения города Омска за 2016 – 2020 годы представлена в таблице № 33 и на рисунке 15.

Таблица № 33
Потребление топлива источниками тепловой энергии города Омска за 2016 – 2020 годы, тыс. т.у.т.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «ТГК-11»	3492,2	3438,5	3358,3	3120,3	3008,8
ТЭЦ-3	1060,8	994,8	1043,8	894,6	806,6
ТЭЦ-4	807,8	847,7	845,9	786,7	778,6
ТЭЦ-5	1623,6	1596,0	1468,5	1439,1	1423,6
АО «Омск РТС»	308,7	307,9	335,3	302,8	289,8
ТЭЦ-2	117,9	117,6	128,1	115,7	112,3
КРК	190,7	190,3	207,2	187,1	177,5
МП города Омска «Тепловая компания»	143,8	138,1	145,1	139,8	136,1
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомствен- ные производственные котельные	1223,1	1178,0	1267,7	1203,2	1212,5
ВСЕГО по Омску	5167,7	5062,5	5106,3	4766,1	4647,2

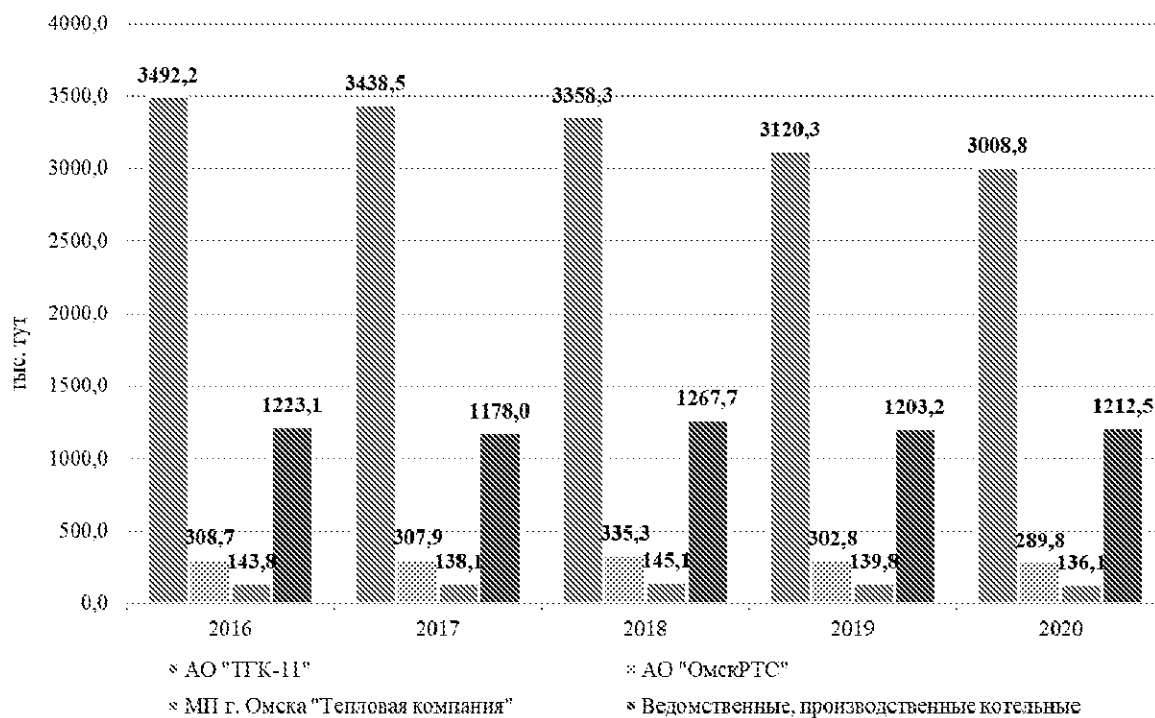


Рисунок 15 – Потребление топлива источниками тепловой энергии города Омска за 2016 – 2020 годы

Структура потребления топлива источниками тепловой энергии города Омска в разбивке по теплоснабжающим компаниям (на 2020 год) представлена на рисунке 16.

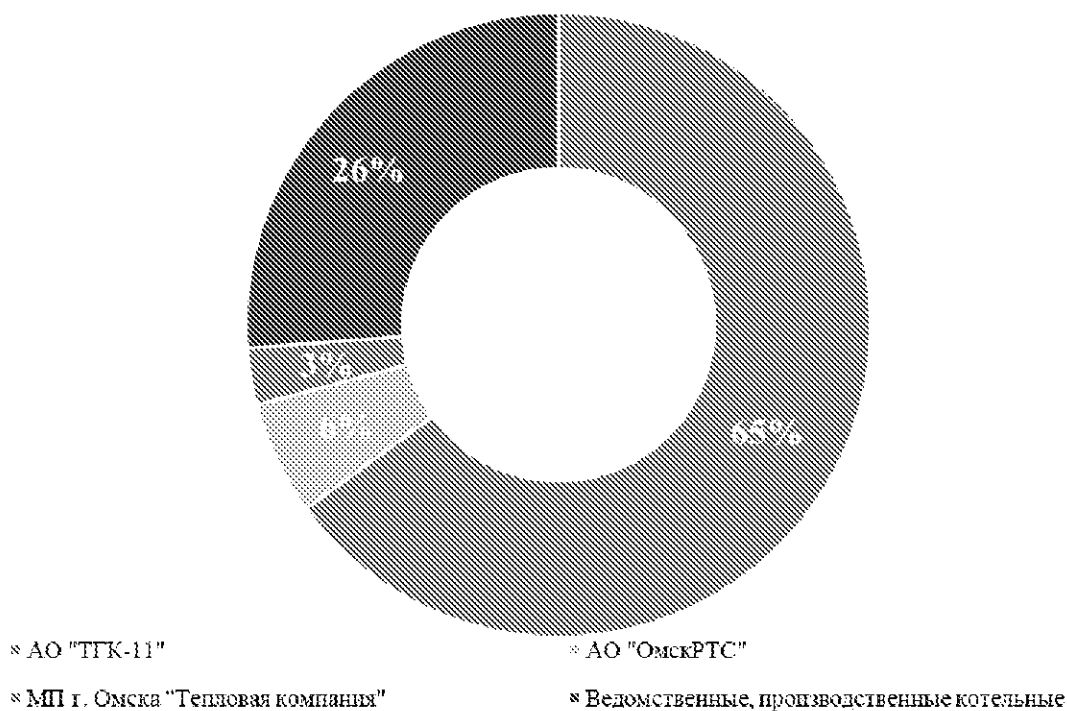


Рисунок 16 – Потребление топлива источниками тепловой энергии города Омска за 2016 – 2020 годы

Структура топливного баланса по типу потребляемого источниками тепловой энергии топлива города Омска в период 2016 – 2020 годов представлена в таблице № 34.

Таблица № 34

Структура топливного баланса по типу потребляемого топлива в городе Омске за 2016 – 2020 годы, тыс. т.у.т.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «ТГК-11»	3492,2	3438,5	3358,3	3120,3	3008,8
ТЭЦ-3	1060,8	994,8	1043,8	894,6	806,6
Газ	1059,1	993,4	1042,6	893,3	805,3
Мазут	1,7	1,5	1,2	1,3	1,3
ТЭЦ-4	807,8	847,7	845,9	786,7	778,6
Газ	120,8	37,8	10,1	23,2	0,0
Уголь	678,5	804,9	830,9	759,8	774,7
Мазут	8,5	5,0	4,9	3,8	3,9
ТЭЦ-5	1623,6	1596,0	1468,5	1439,1	1423,6
Уголь	1603,9	1578,1	1456,0	1430,2	1413,2
Мазут	19,7	17,8	12,5	8,9	10,4
АО «Омск РТС»	308,7	307,9	335,3	302,8	289,8
ТЭЦ-2	117,9	117,6	128,1	115,7	112,3
Газ	95,7	100,4	112,6	110,1	111,1
Уголь	21,9	16,9	15,2	5,5	1,1
Мазут	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1
КРК	190,7	190,3	207,2	187,1	177,5
Газ	190,7	190,2	207,2	187,1	177,5
Мазут	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03
МП города Омска «Тепловая компания»	143,8	138,1	145,1	139,8	136,1
Газ	143,3	137,5	144,5	139,4	135,4
Уголь	0,56	0,56	0,60	0,40	0,26
Мазут	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000
Дизель (ТПБ)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	1223,1	1178,0	1267,7	1207,4	1212,5
Газ	1114,0	1072,9	1154,6	1099,7	1104,3
Уголь	11,3	10,9	11,8	11,2	11,2
Мазут	23,9	23,0	24,8	23,6	23,7
Дизель	69,6	67,0	72,1	68,7	69,0

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Щепа	4,3	4,1	4,4	4,2	4,2
ВСЕГО	5167,7	5062,5	5106,3	4770,3	4647,2
Газ	2723,6	2532,2	2671,6	2452,8	2333,6
Уголь	2316,2	2411,4	2314,4	2207,0	2200,6
Мазут	54,1	47,7	43,8	37,6	39,4
Дизель (ТНБ)	69,59	67,03	72,13	68,70	69,45
Щепа	4,3	4,1	4,4	4,2	4,2
Газ, в процентах	52,7	50,0	52,3	51,4	50,3
Уголь, в процентах	44,8	47,6	45,3	46,3	47,4
Дизель (ТНБ) , в процентах	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
Мазут, в процентах	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
Щепа, в процентах	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

На рисунке 17 представлена структура потребления топлива источниками тепловой энергии по типу потребляемого топлива по состоянию на 2020 год.

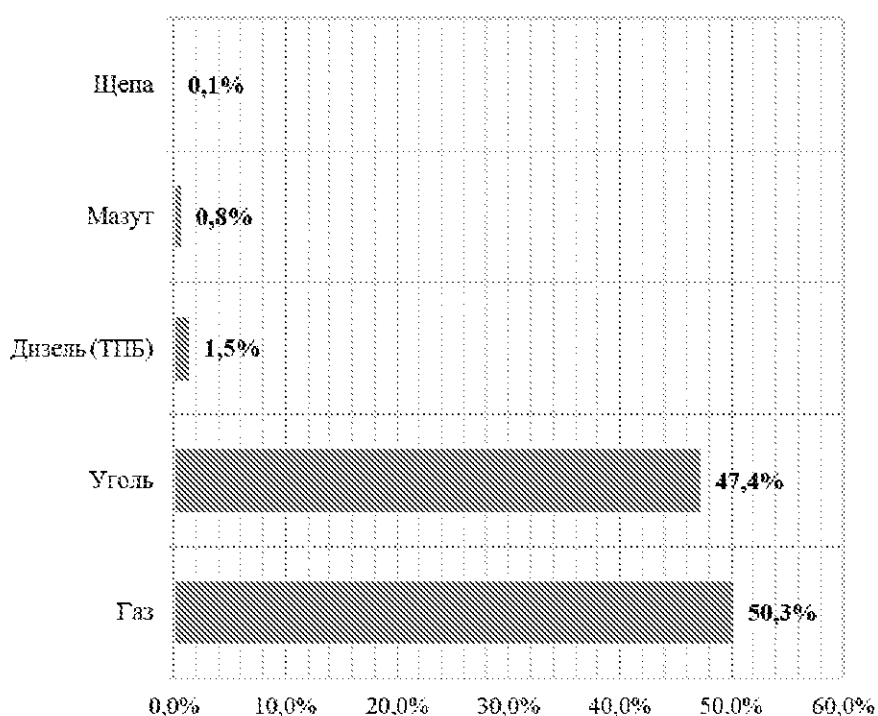


Рисунок 17 – Структура потребления топлива источниками тепловой энергии города Омска на 2020 год

В таблице № 35 представлена динамика потребления топлива крупными потребителями тепловой энергии города Омска за 2016 – 2020 годы (по потребителям, по которым данная информация была предоставлена).

Таблица № 35

Динамика потребления топлива крупными потребителями тепловой энергии города Омска за 2016 – 2020 годы, тыс. т.у.т.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
АО «Омскшина»	108,4	102,8	103,8	106,7	100,8
«ПО Полет» - филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	58,0	55,8	59,6	58,3	54,4
Филиал АО «ОДК» «Омское моторостроительное объединение имени П.И. Баранова»	29,5	28,7	29,7	27,9	29,2
АО «ОмскТрансмаш»	29,9	26,2	30,3	29,5	27,4

4.15. Единый топливно-энергетический баланс Омской области

4.15.1. Источники информации для формирования топливно-энергетического баланса Омской области

Для составления единого топливно-энергетического баланса Омской области использовалась информация, предоставленная Министерством энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области (письмо от 3 ноября 2020 года № МЭЖК-9163) по запросам АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем» (письма от 27 октября 2020 года № 2.2-828, № 2.2-829, № 2.3-830), а именно:

- электробаланс Омской области (статистические сборники за 2016 – 2019 годы);
- поступление и расход топлива и теплоэнергии по организациям Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2019 годы);
- потребление топлива, тепловой энергии, электрической энергии организациями Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2019 годы);
- вывоз отдельных видов продукции (товаров) (статистическая информация за 2016 – 2019 годы);
- вывоз и ввоз отдельных видов продукции и товаров (статистические бюллетени за 2016 – 2019 годы);
- производство и отгрузка важнейших видов промышленной продукции в Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2019 годы);
- вывоз и ввоз отдельных видов продукции и товаров (статистические бюллетени за 2016 – 2019 годы).

4.15.2. Общие положения

Топливо-энергетический баланс Омской области содержит взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок

энергетических ресурсов на территорию Омской области и их потребления, устанавливает распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и определяет эффективность использования энергетических ресурсов.

Баланс составлен на основе однопродуктовых энергетических балансов в форме таблицы по образцу согласно приложению № 1 к приказу Министерства энергетики Российской Федерации (далее – Минэнерго России) от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований», объединяющей данные однопродуктовых энергетических балансов в единый баланс, отражающий указанные данные в единых энергетических единицах.

Однопродуктовый энергетический баланс составлен в форме таблицы по образцу согласно приложению № 2 к приказу Минэнерго России от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований», отражающей в натуральных единицах формирование предложения отдельных видов энергетических ресурсов или их однородных групп и их использование в процессах преобразования, передачи и конечного потребления энергетических ресурсов.

4.15.3. Этапы формирования

1. Сбор данных из отчетов по формам федерального статистического наблюдения, указанных в разделе источников информации.

2. Определение расхода энергии на производство промышленной продукции, необходимого для агрегирования показателей по видам топлива.

3. Сравнительный анализ одноименных данных разных форм статистической отчетности и определение основных причин расхождений, способов взаимной увязки данных и отбор данных, подлежащих включению в баланс.

4. Разработка однопродуктовых балансов угля, сырой нефти, жидкого топлива, природного газа, прочих видов твердого топлива, электрической и тепловой энергии с минимизацией статистических расхождений, а именно:

- однопродуктовый баланс «Уголь» – данные об угле, сланцах, угольном концентрате, коксе металлургическом, коксовой мелочи, продуктах переработки угля, отходящих газах, в том числе газе горючем искусственном доменном, газе горючем искусственном коксовом;

- однопродуктовый баланс «Сырая нефть» – данные о нефти, газовом конденсате;

- однопродуктовый баланс «Нефтепродукты» – данные о нефтепродуктах, в том числе газе нефтеперерабатывающих предприятий сухом, газе сжиженном, автомобильном и авиационном бензине, керосинах, дизельном топливе, мазуте топочном, топливе печном бытовом, мазуте флотском, газотурбинном и моторном топливе;

- однопродуктовый баланс «Природный газ» – данные о газе газовых и газоконденсатных месторождений и попутном газе нефтяных месторождений, а также метане, улавливаемом в угольных шахтах, и газе сточных вод;

- однопродуктовый баланс «Прочее твердое топливо» – данные о видах твердого топлива, в том числе о торфе, торфяных топливных брикетах и полубрикетах, дровах для отопления, твердых бытовых и промышленных отходах;

- однопродуктовый баланс «Гидроэнергия и НВИЭ» – данные об электрической энергии, произведенной на установках, использующих в качестве первичных ресурсов нетрадиционные и возобновляемые энергетические ресурсы, в том числе на гидравлических, геотермальных, солнечных, ветроэлектрических установках;

- однопродуктовый баланс «Атомная энергия» – данные об электрической и тепловой энергии, произведенной на атомных электростанциях;

- однопродуктовый баланс «Электрическая энергия» – данные об электрической энергии, произведенной на электростанциях;

- однопродуктовый баланс «Тепловая энергия» – данные о тепловой энергии, произведенной тепловыми и атомными электростанциями, котельными, утилизационными установками, а также о получаемой из геотермальных источников, нетрадиционных и ВИЭ и предназначенной для потребления тепловой энергии.

5. Объединение данных однопродуктовых балансов в единый топливно-энергетический баланс.

4.15.4. Однопродуктовые балансы потребления по видам топлива

Топливо-энергетический баланс Омской области содержит взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию Омской области и их потребления, устанавливает распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и определяет эффективность использования энергетических ресурсов.

Коэффициенты перевода натурального топлива в условное приведены в таблице № 36.

Таблица № 36

Коэффициенты перевода натурального топлива в условное

Наименование вида топлива	Единица измерения	Коэффициент перевода в т.у.т.
Газ природный	тыс. м ³	1,15
Нефть сырая	т	1,44
Уголь	т	0,865

Наименование вида топлива	Единица измерения	Коэффициент перевода в т.у.т.
Бензин	т	1,49
Керосин	т	1,47
Дизельное топливо	т	1,45
Мазут	т	1,37
Газ сжиженный	т	1,57
Древесина топливная	плотн. м ³	0,266
Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	0,334
Тепловая энергия	Гкал	0,143

4.15.5. Однопродуктовый баланс «Уголь»

Таблица № 37

Однопродуктовый баланс «Уголь», т

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	-	-	-	-
Ввоз	2	3 375 056	3 641 207	3 487 221	2 985 921
Вывоз	3	-	-	-	-
Изменение запасов	4	49 436	-157 420	-147 439	215 839
Потребление первичной энергии	5	3 424 493	3 483 787	3 339 782	3 201 760
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 829 056	-1 957 982	-1 764 736	-1 692 255
Производство тепловой энергии	8	-1 410 813	-1 380 651	-1 441 673	-1 387 318
Теплоэлектростанции	8.1	-924 833	-915 870	-1 006 945	-979 906
Котельные	8.2	-485 980	-464 781	-434 728	-407 412
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	х	х	х	х
Преобразование топлива	9	-	-1 348	-7	-233
Переработка нефти	9.1	-	-1 348	-7	-233
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Собственные нужды	10	-	-	-	-
Потери при передаче	11	-	-	-	-
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	184 625	143 806	133 365	121 955
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	13 787	10 748	10 095	9 644
Промышленность	14	6 135	7 073	10 717	8 625
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	-	-
обрабатывающие производства	14.2	6 135	7 073	10 718	8 625
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	-	-	-	-
Строительство	15	1 634	555	447	345
Транспорт и связь	16	10 193	10 393	12 138	10 870
Железнодорожный	16.1	3 937	3 213	3 085	3 307
Трубопроводный	16.2	-	-	-	-
Автомобильный	16.3	994	1 171	999	1 022
Прочий	16.4	4 038	4 485	6 510	5 475
Сфера услуг	17	91 889	75 114	80 006	77 271
Население	18	60 987	39 922	19 961	15 200
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	-	-	-

4.15.6. Однопродуктовый баланс «Сырая нефть»

Таблица № 38

Однопродуктовый баланс «Сырая нефть», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство	1	341 761	279 902	240 156	214 459

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
энергетических ресурсов					
Ввоз	2	20 524 610	19 668 348	21 144 368	20 892 066
Вывоз	3	-	-	-	-
Изменение запасов	4	-	-	-	-
Потребление первичной энергии	5	20 866 371	19 948 250	21 384 524	21 106 525
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-	-	-	-
Производство тепловой энергии	8	-381	-556	-546	-546
Теплоэлектростанции	8.1	-	-	-	-
Котельные	8.2	-381	-556	-546	-546
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	-	-	-	-
Переработка нефти	9.1	-	-	-	-
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-
Потери при передаче	11	-	-	-	-
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	20 865 990	19 947 694	21 383 978	21 105 979
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	-	-	-	-
Промышленность	14	-	-	-	-
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	-	-
обрабатывающие производства	14.2	-	-	-	-
обеспечение электрической энергией, газом и паром;	14.3	-	-	-	-

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
кондиционирование воздуха					
Строительство	15	-	0	-	0
Транспорт и связь	16	-	0	-	0
Железнодорожный	16.1	-	0	-	0
Трубопроводный	16.2	-	-	-	-
Автомобильный	16.3	-	0	-	0
Прочий	16.4	-	0	-	0
Сфера услуг	17	-	0	-	0
Население	18	-	0	-	0
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	20 865 990	19 947 694	21 383 978	21 105 979

4.15.7. Однопродуктовый баланс «Нефтепродукты»

Таблица № 39

Однопродуктовый баланс «Нефтепродукты», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	20 943 160	21 479 268	20 847 834	19 743 359
Ввоз	2	66 145	53 911	95 516	107 196
Вывоз	3	-17 589 495	-18 889 543	-18 199 148	-17 519 778
Изменение запасов	4	-11 519	684	10 914	3 735
Потребление первичной энергии	5	3 408 291	2 644 320	2 755 116	2 334 512
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-19 540	-16 446	-12 754	-9 163
Производство тепловой энергии	8	-50 175	-47 148	-45 249	-48 212
Теплоэлектростанции	8.1	-10 719	-8 243	-6 633	-5 355

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Котельные	8.2	-39 456	-38 905	-38 616	-42 857
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	х	х	х	х
Преобразование топлива	9	-1 825 149	-1 161 989	-1 317 648	-1 284 730
Переработка нефти	9.1	-1 825 149	-1 161 989	-1 317 648	-1 284 730
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-
Потери при передаче	11	-	-	-	-
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 513 427	1 418 737	1 379 465	992 407
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	92 586	86 055	82 699	72 470
Промышленность	14	31 808	26 579	28 185	21 846
добыча полезных ископаемых	14.1	5 918	5 918	5 918	8 297
обрабатывающие производства	14.2	25 890	20 660	22 267	13 549
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	-	-	-	-
Строительство	15	29 014	47 285	43 439	18 241
Транспорт и связь	16	110 673	119 127	132 925	135 149
Железнодорожный	16.1	12 301	12 068	14 720	13 840
Трубопроводный	16.2	2 840	3 183	2 196	3 622
Автомобильный	16.3	44 325	44 512	31 958	29 343
Прочий	16.4	48 005	55 949	80 176	84 221
Сфера услуг	17	384 951	134 150	90 363	89 674
Население	18	864 395	1 011 955	1 001 854	655 027
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве	19	-	-	-	-

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
сырья и на нефтепродуктовые нужды					

4.15.8. Однопродуктовый баланс «Природный газ»

Таблица № 40

Однопродуктовый баланс «Природный газ», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	7 575	7 681	7 681	5 569
Ввоз	2	3 667 738	3 680 511	3 891 786	3 824 155
Вывоз	3	-	-	-	-
Изменение запасов	4	-	-	-	-
Потребление первичной энергии	5	3 675 313	3 688 192	3 899 468	3 829 724
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-684 386	-590 109	-559 448	-545 685
Производство тепловой энергии	8	-1 962 322	-1 886 529	-2 013 290	-1 937 940
Теплоэлектростанции	8.1	-840 933	-810 362	-846 824	-837 904
Котельные	8.2	-1 121 389	-1 076 167	-1 166 466	-1 100 036
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	х	х	х	х
Преобразование топлива	9	-394 274	-602 016	-618 994	-646 345
Переработка нефти	9.1	-394 274	-602 016	-618 994	-646 345
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-
Потери при передаче	11	-	-	-	-
Конечное потребление энергетических	12	634 331	609 538	707 735	699 754

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ресурсов					
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	60 365	55 417	59 711	57 984
Промышленность	14	53 686	54 341	2 746	46
добыча полезных ископаемых	14.1	28 761	28 761	28 761	46
обрабатывающие производства	14.2	24 925	25 580	-26 015	-
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	-	-	-	-
Строительство	15	4 191	7 586	3 367	2 166
Транспорт и связь	16	5 700	6 716	7 982	7 848
Железнодорожный	16.1	-	-	-	-
Трубопроводный	16.2	-	-	-	862
Автомобильный	16.3	107	315	549	1 610
Прочий	16.4	5 429	6 279	7 301	5 179
Сфера услуг	17	108 451	63 219	138 516	163 532
Население	18	401 938	423 287	495 412	468 178
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	-	-	-

4.15.9. Однопродуктовый баланс «Прочее твердое топливо»

Таблица № 41

Однопродуктовый баланс «Прочее твердое топливо (древесина топливная)», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	49 818	55 428	73 843	74 381
Ввоз	2	х	х	х	х

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Вывоз	3	х	х	х	х
Изменение запасов	4	х	х	х	х
Потребление первичной энергии	5	49 818	55 428	73 843	74 381
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-	-	-	-
Производство тепловой энергии	8	-10 253	-11 533	-35 090	-34 447
Теплоэлектростанции	8.1	-	-	-	-
Котельные	8.2	-10 253	-11 533	-35 090	-34 447
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	х	х	х	х
Преобразование топлива	9	-60	-81	-187	-282
Переработка нефти	9.1	-60	-81	-187	-282
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	х	х	х	х
Потери при передаче	11	х	х	х	х
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	39 505	43 815	38 567	39 652
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	3 921	3 431	4 500	4 138
Промышленность	14	41	40	36	7
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	-	-
обрабатывающие производства	14.2	41	46	36	7
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирова-	14.3	-	-	-	-

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ние воздуха					
Строительство	15	-	-	-	-
Транспорт и связь	16	1 524	1 093	8 234	8 612
Железнодорожный	16.1	-	-	-	-
Трубопроводный	16.2	-	-	-	-
Автомобильный	16.3	170	284	176	222
Прочий	16.4	920	508	7 683	8 010
Сфера услуг	17	16 702	17 705	6 645	5 987
Население	18	17 317	21 546	19 152	20 908
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19		-	-	-

4.15.10. Однопродуктовый баланс «Электрическая энергия»

Таблица № 42

Однопродуктовый баланс «Электрическая энергия», тыс. кВт·ч

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	х	х	х	-
Ввоз	2	5 355 991	4 685 692	5 592 890	5 102 800
Вывоз	3	-1 520 897	-985 498	-1 256 698	-560 600
Изменение запасов	4	х	х	х	х
Потребление первичной энергии	5	3 835 093	3 700 194	4 336 192	4 542 200
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	7 027 288	7 106 688	6 755 088	6 258 389
Производство тепловой энергии	8	-2 317	-1 796	-3 302	-2 585
Теплоэлектростанции	8.1	-	-	-	-
Котельные	8.2	-	-	-	-
Электрокотельные	8.3	-2 317	-1 796	-3 302	-2 585

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
и теплоутилизационные установки					
Преобразование топлива	9	-	-	-	-
Переработка нефти	9.1	-	-	-	-
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	-973 798	-981 698	-968 598	-900 399
Потери при передаче	11	-1 093 798	-1 172 098	-1 093 698	-1 094 099
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	8 792 468	8 651 289	9 025 682	8 803 506
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	305 699	220 900	269 500	267 600
Промышленность	14	3 622 577	3 250 098	3 419 392	3 211 912
добыча полезных ископаемых	14.1	82 200	79 500	63 200	52 701
обрабатывающие производства	14.2	2 986 695	2 646 295	2 752 195	2 585 796
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	553 682	524 303	603 997	573 415
Строительство	15	108 000	68 700	76 300	78 301
Транспорт и связь	16	1 190 898	1 293 998	1 397 498	1 417 598
Железнодорожный	16.1	935 598	1 031 898	1 089 398	1 075 397
Трубопроводный	16.2	63 200	68 600	85 600	127 699
Автомобильный	16.3	50 700	51 600	50 700	47 499
Прочий	16.4	77 400	73 000	84 500	78 603
Сфера услуг	17	1 865 097	2 132 196	2 142 996	2 153 095
Население	18	1 700 197	1 685 397	1 719 997	1 674 999
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	-	-	-

4.15.11. Однопродуктовый баланс «Тепловая энергия»

Таблица № 43

Однопродуктовый баланс «Тепловая энергия», Гкал

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство энергетических ресурсов	1	x	x	x	x
Ввоз	2	x	x	x	x
Вывоз	3	x	x	x	x
Изменение запасов	4	x	x	x	x
Потребление первичной энергии	5	x	x	x	x
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-
Производство электрической энергии	7	x	x	x	x
Производство тепловой энергии	8	23 619 610	23 145 909	23 816 310	22 836 016
Теплоэлектростанции	8.1	10 815 204	10 414 504	11 205 105	10 953 613
Котельные	8.2	11 347 905	11 254 805	11 352 605	10 741 403
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	1 456 501	1 476 601	1 258 601	1 141 000
Преобразование топлива	9	-3 842 912	-3 954 416	-4 018 782	-4 002 890
Переработка нефти	9.1	-3 842 912	-3 954 416	-4 018 782	-4 002 890
Переработка газа	9.2	-	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-
Собственные нужды	10	-1 983 724	-1 987 523	-1 375 602	-1 257 763
Потери при передаче	11	-1 918 601	-1 450 401	-1 875 401	-1 574 301
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	15 874 373	15 753 570	16 546 525	16 001 062
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	591 573	584 776	568 909	545 497
Промышленность	14	5 277 560	5 420 950	5 641 995	5 723 953
добыча полезных	14.1	-	-	-	-

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ископаемых					
обрабатывающие производства	14.2	4 239 596	4 342 018	4 475 085	4 705 827
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	1 037 964	1 078 932	1 166 910	1 018 126
Строительство	15	53 958	45 618	19 620	15 930
Транспорт и связь	16	356 994	333 987	390 748	351 399
Железнодорожный	16.1	147 000	128 451	26 305	30 720
Трубопроводный	16.2	28 529	29 040	28 863	26 566
Автомобильный	16.3	52 606	53 731	35 317	33 063
Прочий	16.4	84 035	77 931	243 297	209 252
Сфера услуг	17	2 820 485	2 563 436	2 985 649	2 501 484
Население	18	6 773 803	6 804 803	6 939 603	6 862 800
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	-	-	-

4.15.12. Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2016 – 2019 годы

Таблица № 44

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2016 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	341 761	20 943 160	7 575	49 818	-	-	x	x	21 342 314
Ввоз	2	2 917 203	20 524 610	66 145	3 667 738	x	x	x	1 790 511	x	28 966 208
Вывоз	3	-	-	-17 589 495	-	x	x	x	-508 437	x	-18 097 932
Изменение запасов	4	42 730	-	-11 519	-	x	x	x	x	x	31 211
Потребление первичной энергии	5	2 959 933	20 866 371	3 408 291	3 675 313	49 818	x	x	1 282 074	x	32 241 800
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 580 930	-	-19 540	-684 386	-	-	-	2 349 226	x	64 370
Производство тепловой энергии	8	-1 219 425	-381	-50 175	-1 962 322	-10 253	-	-	-775	3 377 603	134 272
Теплоэлектростанции	8.1	-799 372	-	-10 719	-840 933	-	x	x	-	1 546 574	-104 450

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Котельные	8.2	-420 053	-381	-39 456	-1 121 389	-10 253	x	x	-	1 622 750	31 218
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-775	208 280	207 505
Преобразование топлива	9	-	-	-1 825 149	-394 274	-60	x	x	-	-549 536	-2 769 020
Переработка нефти	9.1	-	-	-1 825 149	-394 274	-60	x	x	-	-549 536	-2 769 020
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-	x	x	x	-325 541	-283 672	-609 214
Потери при передаче	11	-	-	-	-	x	x	x	-365 657	-274 360	-640 017
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	159 579	20 865 990	1 513 427	634 331	39 505	x	x	2 939 327	2 270 034	28 422 193
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	11 916	-	92 586	60 365	3 921	x	x	102 196	84 595	355 578

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Промышленность	14	5 303	-	31 808	53 686	41	x	x	1 211 029	754 691	2 056 559
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	5 918	28 761	-	x	x	27 479	-	62 158
Обрабатывающие производства	14.2	5 303	-	25 890	24 925	41	x	x	998 454	606 262	1 660 875
Производство и распределение электрической энергии, газа и воды	14.3	-	-	-	-	-	x	x	185 096	148 429	333 526
Строительство	15	1 412	-	29 014	4 191	-	x	x	36 104	7 716	78 438
Транспорт и связь	16	8 810	-	110 673	5 700	1 524	x	x	398 118	51 050	575 875
Железнодорожный	16.1	3 403	-	12 301	-	-	x	x	312 771	21 021	349 496
Трубопроводный	16.2	-	-	2 840	-	-	x	x	21 128	4 080	28 047
Автомобильный	16.3	859	-	44 325	107	170	x	x	16 949	7 523	69 932

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Прочий	16.4	3 490	-	48 005	5 429	920	x	x	25 875	12 017	95 736
Сфера услуг	17	79 423	-	384 951	108 451	16 702	x	x	623 503	403 329	1 616 359
Население	18	52 714	-	864 395	401 938	17 317	x	x	568 377	968 653	2 873 394
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	20 865 990	-	-	-	x	x	-	-	20 865 990

Таблица № 45

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2017 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	279 902	21 479 268	7 681	55 428	-	-	x	x	21 822 279
Ввоз	2	3 147 248	19 668 348	53 911	3 680 511	x	x	x	1 566 430	x	28 116 448
Вывоз	3	-	-	-18 889 543	-	x	x	x	-329 453	x	-19 218 995
Изменение запасов	4	-136 064	-	684	-	x	x	x	x	x	-135 380

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Потребление первичной энергии	5	3 011 184	19 948 250	2 644 320	3 688 192	55 428	0	0	1 236 977	x	30 584 351
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 692 366	-	-16 446	-590 109	-	-	-	2 375 770	x	76 849
Производство тепловой энергии	8	-1 193 355	-556	-47 148	-1 886 529	-11 533	-	-	-600	3 309 864	170 142
Теплоэлектростанции	8.1	-791 625	-	-8 243	-810 362	-	x	x	-	1 489 274	-120 957
Котельные	8.2	-401 730	-556	-38 905	-1 076 167	-11 533	x	x	-	1 609 436	80 545
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-600	211 154	210 553
Преобразование топлива	9	-1 165	-	-1 161 989	-602 016	-81	x	x	-	-565 481	-2 330 733
Переработка нефти	9.1	-1 165	-	-1 161 989	-602 016	-81	x	x	-	-565 481	-2 330 733
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топлив	Гидро-энергия НВИЭ	Ато-мная эне-ргия	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-	x	x	x	-328 182	-284 216	-612 398
Потери при передаче	11	-	-	-	-	x	x	x	-391 833	-207 407	-599 240
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	124 298	19 947 694	1 418 737	609 538	43 815	x	x	2 892 131	2 252 760	27 288 971
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	9 290	-	86 055	55 417	3 431	x	x	73 847	83 623	311 664
Промышлен-ность	14	6 113	-	26 579	54 341	40	x	x	1 086 510	775 196	1 948 778
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	5 918	28 761	-	x	x	26 577	-	61 256
Обрабаты-вающие производства	14.2	6 113	-	20 660	25 580	40	x	x	884 658	620 908	1 557 960
обеспечение электричес-кой энергий,	14.3	-	-	-	-	-	x	x	175 275	154 287	329 562

Наименование показателя	Но- мер	Уголь	Сырая нефть	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Ато- мная энер- гия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
газом и паром; кондицио- нирование воздуха											
Строительство	15	480	-	40 870	6 557	-	x	x	22 966	6 523	77 397
Транспорт и связь	16	8 983	-	119 127	6 716	1 093	x	x	432 584	47 760	616 264
Железнодорожный	16.1	2 777	-	12 068	-	-	x	x	344 964	18 368	378 178
Трубопроводный	16.2	-	-	3 183	-	-	x	x	22 933	4 153	30 268
Автомобильный	16.3	1 012	-	44 512	315	284	x	x	17 250	7 684	71 056
Прочий	16.4	3 877	-	55 949	6 279	508	x	x	24 404	11 144	102 161
Сфера услуг	17	64 924	-	134 150	63 219	17 705	x	x	712 794	366 571	1 359 364
Население	18	34 507	-	1 011 955	423 287	21 546	x	x	563 429	973 086	3 027 810
Использование топливно- энергетических ресурсов в качестве сырья и на неотопливные нужды	19	-	19 947 694	-	-	-	x	x	-	-	19 947 694

Таблица № 46

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2018 год, т.у.т.

Наименование показателя	Но-мер	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энер-гия и НВИЭ	Ато-мная эне-ргия	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	240 156	20 847 834	7 681	73 84	-	-	x	x	21 169 515
Ввоз	2	3 014 152	21 144 368	95 516	3 891 786	x	x	x	1 869 706	x	30 015 529
Вывоз	3	-	-	-18 199 148	-	x	x	x	-420 115	x	-18 619 263
Изменение запасов	4	-127 438	-	10 914	-	x	x	x	x	x	-116 524
Потребление первичной энергии	5	2 886 714	21 384 524	2 755 116	3 899 468	73 843	x	x	1 449 592	x	32 449 257
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 525 336	-	-12 754	-559 448	-	-	-	2 258 230	x	160 692
Производство тепловой энергии	8	-1 246 099	-546	-45 249	-2 013 290	-35 090	-	-	-1 104	3 405 731	64 353
Теплоэлектростанции	8.1	-870 345	-	-6 633	-846 824	-	x	x	-	1 602 329	-121 473
Котельные	8.2	-375 754	-546	-38 616	-1 166 466	-35 090	x	x	-	1 623 422	6 950
Электроко-	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-1 104	179 980	178 876

Наименование показателя	Но- мер	Уголь	Сырая нефть	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энер- гия и НВИЭ	Ато- мная эне- ргия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
тельные и теплоутили- зационные установки											
Преобразова- ние топлива	9	-6	-	-1 317 648	-618 994	-187	x	x	-	-574 686	-2 511 520
Переработка нефти	9.1	-6	-	-1 317 648	-618 994	-187	x	x	-	-574 686	-2 511 520
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-	x	x	x	-323 803	-196 711	-520 514
Потери при передаче	11	-	-	-	-	x	x	x	-365 624	-268 182	-633 806
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	115 273	21 383 978	1 379 465	707 735	38 567	x	x	3 017 291	2 366 152	29 008 462
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	8 725	-	82 699	59 711	4 500	x	x	90 094	81 354	327 083
Промышлен- ность	14	9 264	-	28 185	2 746	36	x	x	1 143 105	806 805	1 990 140

Наименование показателя	Но- мер	Уголь	Сырая нефть	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энер- гия и НВИЭ	Ато- мная эне- ргия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	5 918	28 761	-	x	x	21 128	-	55 807
Обрабаты- вающие производства	14.2	9 264	-	22 267	-26 015	36	x	x	920 060	639 937	1 565 549
обеспечение электричес- кой энергией, газом и паром; кондициони- рование воздуха	14.3	-	-	-	-	-	x	x	201 917	166 868	368 784
Строительство	15	387	-	43 439	3 367	-	x	x	25 507	2 806	75 506
Транспорт и связь	16	10 492	-	132 925	7 982	8 234	x	x	467 184	55 877	682 694
Железнодоро- жный	16.1	2 667	-	14 720	-	-	x	x	364 186	3 762	385 335
Трубопро- водный	16.2	-	-	2 196	-	-	x	x	28 616	4 127	34 940
Автомоби- льный	16.3	864	-	31 958	549	176	x	x	16 949	5 050	55 546
Прочий	16.4	5 627		80 176	7 301	7 683	x	x	28 248	34 791	163 827
Сфера услуг	17	69 153	-	90 363	138 516	6 645	x	x	716 405	426 948	1 448 029
Население	18	17 253	-	1 001 854	495 412	19 152	x	x	574 996	992 363	3 101 030

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	21 383 978	-	-	-	x	x	-	-	21 383 978

Таблица № 47

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2019 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	214 459	19 743 359	5 569	74 381	-	-	x	x	20 037 768
Ввоз	2	2 580 857	20 892 066	107 196	3 824 155	x	x	x	1 705 869	x	29 110 143
Вывоз	3	-	-	-17 519 778	-	x	x	x	-187 409	x	-17 707 187
Изменение запасов	4	186 559	-	3 735	-	x	x	x	x	x	190 294
Потребление первичной энергии	5	2 767 416	21 106 525	2 334 512	3 829 724	74 381	x	x	1 518 460	x	31 631 018

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-	-	х	х	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 462 687	-	-9 163	-545 685	-	-	-	2 092 183	х	74 648
Производство тепловой энергии	8	-1 199 117	-546	-48 212	-1 937 940	-34 447	-	-	-864	3 265 549	44 423
Теплоэлектростанции	8.1	-846 974	-	-5 355	-837 904	-	х	х	-	1 566 366	-123 867
Котельные	8.2	-352 143	-546	-42 857	-1 100 036	-34 447	х	х	-	1 536 020	5 991
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	х	х	х	х	х	х	х	-864	163 163	162 299
Преобразование топлива	9	-201	-	-1 284 730	-646 345	-282	х	х	-	-572 413	-2 503 971
Переработка нефти	9.1	-201	-	-1 284 730	-646 345	-282	х	х	-	-572 413	-2 503 971
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-	х	х	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	х	х	-	-	-
Собственные	10	-	-	-	-	х	х	х	-301 004	-179 860	-480 864

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
нужды											
Потери при передаче	11	-	-	-	-	x	x	x	-365 758	-225 125	-590 883
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	105 411	21 105 979	992 407	699 754	39 652	x	x	2 943 017	2 288 151	28 174 371
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	8 336	-	72 470	57 984	4 138	x	x	89 459	78 006	310 393
Промышленность	14	7 455	-	21 846	46	7	x	x	1 073 744	818 525	1 921 623
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	8 297	46	-	x	x	17 618	-	25 961
обработка ющие производства	14.2	7 455	-	13 549	-	7	x	x	864 433	672 933	1 558 377
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование	14.3	-	-	-	-	-	x	x	191 693	145 592	337 285

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
воздуха											
Строительство	15	298	-	18 241	2 166	-	x	x	26 176	2 278	49 159
Транспорт и связь	16	9 395	-	135 149	7 848	8 612	x	x	473 904	50 250	685 158
Железнодорожный	16.1	2 858	-	13 840	-	-	x	x	359 506	4 393	380 597
Трубопроводный	16.2	-	-	3 622	862	-	x	x	42 690	3 799	50 973
Автомобильный	16.3	883	-	29 343	1 610	222	x	x	15 879	4 728	52 665
Прочий	16.4	4 732	-	84 221	5 179	8 010	x	x	26 277	29 923	158 342
Сфера услуг	17	66 789	-	89 674	163 532	5 987	x	x	719 781	357 712	1 403 475
Население	18	13 138	-	655 027	468 178	20 908	x	x	559 953	981 380	2 698 584
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	21 105 979	-	-	-	x	x	-	-	21 105 979

5. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области

В целях анализа текущего состояния электроэнергетики Омской области и выявления «узких мест» в энергосистеме Омской области, характерных для отчетного периода, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети, а также выполнен анализ загрузки существующих ЦП 110 кВ и выше на территории Омской области в отчетный период.

К категории «узких мест» относятся элементы электрической сети 110 кВ и выше, загрузка которых превышает длительно допустимую загрузку, и объекты электрической сети, уровни напряжения которых выходят из допустимой области значений.

5.1. Анализ потокораспределения в основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области за отчетный год

В целях выявления «узких мест» в энергосистеме Омской области, характерных для отчетного периода, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

При выполнении расчетов и анализа электроэнергетических режимов температура воздуха для зимнего и летнего периодов принята согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее – ГОСТ Р 58670-2019).

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630¹.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнялись на верифицированных расчетных моделях для:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;

¹ При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения СРМ в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня.

В нормальной схеме электрической сети ЭС Омской области в электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок отчетного периода параметры режима находятся в области допустимых значений.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов в нормальной схеме установлено, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Омской области в отчетном периоде находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах выявлены следующие случаи выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений:

- снижение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская, находящихся в границах «Южного энергорайона», в период зимних максимальных нагрузок при нормативном возмущении в нормальной схеме;
- превышение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Шухова – Большая Тава в период летних минимальных нагрузок при нормативном возмущении в нормальной схеме;
- превышение ДДТН и АДТН электросетевых элементов 110 кВ и выше в зимние и летние периоды при нормативных возмущениях в нормальных и основных ремонтных схемах.

Ниже представлено краткое описание СРС, при которых выявлены «узкие места» при расчетах электроэнергетических режимов.

5.1.1. Анализ уровней напряжения

1. Транзит 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 2СП-110 ПС 220 кВ Лузино из нормальной схемы в зимний период максимальных нагрузок.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на подстанциях 110 кВ ниже аварийно допустимого напряжения: максимальное снижение 77 кВ на ПС 110 кВ Память Тельмана, ПС 110 кВ Азово, ПС 110 кВ Животновод, снижение напряжения до 80 – 81 кВ на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 110 кВ Кутузовская, ПС 110 кВ Шербакульская, ПС 110 кВ Одесская при аварийно допустимом напряжении 84,7 кВ.

ПС 110 кВ Одесская АОСН с действием на отключение нагрузки. С учетом работы АОСН ПС 110 кВ Одесская напряжение на рассматриваемом

транзите 110 кВ повышается до 84 – 88 кВ, но не входит в область допустимых значений. В рассматриваемой СРС требуется ввод ГАО.

Мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанной СРС без учета работы АОСН ПС 110 кВ Одесская, является установка СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская.

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская в рассмотренной СРС обеспечивает электроснабжение ПС 110 кВ Сосновская по двум ВЛ-110 кВ от ПС 220 кВ Лузино (в настоящее время электроснабжение осуществляется по одной ВЛ-110 кВ в связи с отсутствием СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская).

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская позволяет полностью исключить необходимость ввода ГАО и работу АОСН ПС 110 кВ Одесская в послеаварийном режиме.

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 25 мая 2020 года.

2. Транзит 110 кВ Шухова – Большая Тава.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение одного из элементов: 2СП-220 ПС 220 кВ Ульяновская, ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1), 1(2)сп-110 ПС 110 кВ Саргатская из нормальной схемы в летний период минимальных нагрузок.

В данных СРС выявлено превышение напряжения на подстанциях 110 кВ выше наибольшего рабочего напряжения, максимальное напряжение составило 127 – 128 кВ на ПС 110 кВ Шухова, ПС 110 кВ Бакшеево, ПС 110 кВ Тевриз, ПС 110 кВ Утьма, ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Новоягодное, ПС 110 кВ Большая Тава при максимально допустимом напряжении 126 кВ.

Для обеспечения допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС в настоящее время используются следующие СРМ:

- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Знаменка;
- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара;
- изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 220 кВ Ульяновская (на ПС 220 кВ Загородная РПН в рассматриваемом режиме выставлен в положение 3);
- отключение в резерв ВЛ-110 кВ Шухова – Новоягодная (С-86);

- изменение реактивной мощности электростанций Омской области (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5) с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;
- загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая;
- отключение КВЛ-220 кВ Восход – Ульяновская.

В результате реализации СРМ по переносу точки раздела 110 кВ на ПС 110 кВ Тара путем отключения ВЛ-110 кВ Тара – Знаменка (С-76) изменение реактивной мощности электростанций Омской области, а также загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая, напряжение на рассматриваемых ПС 110 кВ транзита Шухово – Большая Тава входит в область допустимых значений. Реализация мероприятия по отключению КВЛ-220 кВ Восход – Ульяновская менее эффективно.

По итогам выполнения вышеуказанных СРМ напряжение на ПС 110 кВ входит в область допустимых значений. Следует отметить, что суммарное время реализации указанных СРМ может достигать более 20 минут.

Таким образом, рассматриваемые СРМ по снижению напряжения на транзите 110 кВ Шухово – Большая Тава до области допустимых значений являются нецелесообразными.

Альтернативным мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС, является установка УШР на ПС 110 кВ Тара мощностью 25 Мвар.

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 27 декабря 2019 года.

5.1.2. Анализ токовой загрузки в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах

1. ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23).

Превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) в отчетном периоде выявлено в период зимних максимальных нагрузок при отключении 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино в нормальной схеме.

Превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) в отчетном периоде выявлено в период зимних максимальных нагрузок при отключении 2СП-110 ПС 220 кВ Лузино в нормальной схеме.

Превышения ДДТН указанных ВЛ-110 кВ в рассмотренных режимах обусловлены наложением перетока активной мощности транзита 110 кВ Лузино – Москаленки на одну из двух ВЛ-110 кВ при отключении ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) в нормальной схеме или

при отключении ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) в нормальной схеме.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) выявлена в отчетном в периоде в период зимних максимальных нагрузок и составляет 404 А (126 процента от $I_{\text{ддтн}}$) при отключении 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино в нормальной схеме.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) выявлена в период зимних максимальных нагрузок и составляет 346 А (108 процентов от $I_{\text{ддтн}}$) при отключении 2СП-110 ПС 220 кВ Лузино в нормальной схеме.

Максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок, превышает ДДТН ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) и превышает АДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино).

В данной СРС также выявлено недопустимое снижение напряжения на ПС 110 кВ Память Тельмана, ПС 110 кВ Азово, ПС 110 кВ Животновод, ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 110 кВ Кутузовская, ПС 110 кВ Шербакульская, ПС 110 кВ Одесская. По результатам анализа уровней напряжения, представленного в подразделе «Анализ уровней напряжения», рекомендована установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская, которая позволяет полностью исключить необходимость ввода ГАО и работу АОСН ПС 110 кВ Одесская в послеаварийном режиме. Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская снижает надежность электроснабжения потребителей Шербакульского района Омской области и должна выполняться только в условиях зимних максимальных нагрузок.

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок, при установке СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская и превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская не превышает ДДТН.

В случае невозможности реализации мероприятий по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская, для предотвращения превышения ДДТН и АДТН необходимо увеличение

пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) и ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) путем замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А.

По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока вышеуказанных ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении основных технических решений (далее – ОТР) от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года.

2. Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

При возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме отчетного периода, связанного с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), в условиях отсутствия возможности включения ВЛ-110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны энергетической системы Республики Казахстан происходит отключение потребителей 3-й категории надежности, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в объеме 7,9 МВт на этапе отчетного периода в период зимних максимальных нагрузок.

На основании пункта 31(6) постановления ПП РФ № 861 допустимое число часов ограничения для потребителей 3-й категории надежности составляет 72 часа в год, но не более 24 часов непрерывно. При повреждении протяженной ВЛ-110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) время восстановления поврежденного оборудования может превысить 24 часа.

Для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ-110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) рекомендуются следующие варианты усиления сети:

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 35 кВ;

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 10 – 35 кВ;

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ;

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 110 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с сооружением новой ВЛ-110 кВ Екатеринославская – Полтавская.

Альтернативными вариантами могут являться варианты с применением резервных источников электроснабжения (накопителей электрической энергии или с сооружением генерирующего объекта).

Разработанные варианты более подробно представлены в разделе 6.7.1 ввиду необходимости сохранения мероприятий на этапах 2021 – 2025 годов как при сценарии с перетоками активной мощности в Сибирь, так и при сценарии при перетоках активной мощности на Урал.

По результатам технико-экономического сравнения разработанных вариантов рекомендован наиболее экономичный к реализации вариант.

3. ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73), ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73).

Превышение АДТН ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) в отчетном периоде выявлено при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при отключении ВЛ-110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А) и ВЛ-110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71) и составила:

- по ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) – 241 А (121 процент от $I_{\text{АДТН}}$);

- по ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) – 238 А (119 процентов от $I_{\text{АДТН}}$).

Максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок, превышает АДТН. Следует отметить, что в рассматриваемой СРС БСК на ПС 110 кВ Тара и на ПС 110 кВ Муромцево отключены, включение данных БСК приводит к увеличению токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ.

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется выполнить перенос существующей точки раздела с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара с переводом электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Усть-Ишим – Тара от энергосистемы Тюменской области.

В случае отсутствия возможности выполнения вышеуказанного мероприятия, для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется к реализации одно из следующих альтернативных мероприятий:

- в случае отсутствия необходимости использования ВЧЗ для организации ВЧ-каналов связи рекомендуется реализовать демонтаж ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино. Окончательное решение по демонтажу ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино требуется уточнить на этапе отдельного проектирования;

- в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 рекомендуется произвести установку АОПО ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) на ПС 110 кВ Новологиново с действием на ограничение нагрузки в объеме не менее 6,7 МВт (вариант № 1). Окончательное решение по составу отключаемой нагрузки, логике действия АОПО и каналам передачи ПА команд требуется уточнить на этапе разработки проектной документации;

- осуществить замену ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино на новые с пропускной способностью не менее 600 А (вариант № 2).

По результатам технико-экономического сравнения вариантов № 1 и № 2, представленного в разделе 6.10, наиболее экономичным альтернативным вариантом предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ, в случае отсутствия возможности переноса существующей точки раздела с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара, а также в случае отсутствия возможности демонтажа ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино, является вариант № 2.

Подробные результаты проведенного технико-экономического сравнения с оценкой дисконтированных затрат из расчета жизненного цикла в 15 лет по разработанным вариантам представлен в разделе 6.10.2.

4. ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8).

Превышение АДТН ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) в отчетном периоде выявлено при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок.

Аварийное отключение ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7) и ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1) приводит к превышению АДТН ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при отключении ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7) и ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1) и составила:

- ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) – 383 А (128 процентов от $I_{\text{дтн}}$);

- ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) – 369 А (123 процента от $I_{\text{дтн}}$).

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ рассмотрены превентивные СРМ:

- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Ишим на В-110 2В, В-110 3В ПС 110 кВ Тара;

- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Тюкалинская на В-110 С-70 ПС 110 кВ Саргатская;

- включение БСК на ПС 110 кВ Тара, ПС 110 кВ Муромцево.

Рассмотренные превентивные СРМ по переносу точки раздела снижают токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8), но не исключают превышения АДТН. В рассматриваемой СРС с учетом реализации СРМ по переносу точки раздела для предотвращения превышения АДТН требуется ввод ГАО в объеме 7,6 МВт.

Рекомендуемым мероприятием для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ является изменение рабочей отпайки существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Надеждинский с 300/5 до 600/5. Ответственный исполнитель – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго». Согласно письму филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 25 августа 2020 года № 1.5/01-02/7183-исх реализация данного мероприятия запланирована на 31 августа 2021 года.

5.2. Расчет и анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше

В целях выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше в энергосистеме Омской области проведен анализ загрузки ЦП.

Анализ загрузки трансформаторного оборудования ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области выполнен для отчетного периода на основе данных контрольных замеров за предыдущие 5 лет.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше проводился при:

- температуре воздуха согласно приложению А к ГОСТ Р 58670-2019 – минус 5 °С;

- температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30 °С.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился по следующим критериям:

- для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой нагрузки трансформатора в нормальной схеме;

- для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой нагрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора ЦП в послеаварийной схеме с учетом перераспределения нагрузки по сетям 6(10) – 35 кВ.

Расчеты выполнялись с учетом следующих условий:

- коэффициенты допустимой длительной токовой нагрузки трансформаторов 110 кВ и выше приняты на основании официальных данных собственников оборудования в соответствии с письмами филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 18 сентября 2020 года № 1.5/01-01/7883-исх и от 8 декабря 2020 года № 1.5/01-01/10420-исх, письмом филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири от 18 сентября 2020 года

№ М2/6/2429, письмом АО «Омскэлектро» от 18 сентября 2020 года № 09-02-04/12208 и в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81;

- возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и данные об индексе технического состояния приняты на основании официальных данных собственника оборудования в соответствии с письмами филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 18 сентября 2020 года № 1.5/01-01/7883-исх и от 8 декабря 2020 года № 1.5/01-01/10420-исх, письмом филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири от 18 сентября 2020 года № М2/6/2429, письмом АО «Омскэлектро» от 18 сентября 2020 года № 09-02-04/12208.

В результате анализа результатов расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше в отчетном периоде превышений ДДТН трансформаторного оборудования на однотрансформаторных подстанциях не выявлено.

В результате анализа результатов расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше в отчетном периоде выявлен ряд ЦП 110 кВ, на которых зафиксировано превышение ДДТН трансформаторов в режиме N-1 для подстанций с двумя и более трансформаторами:

- ПС 110 кВ Кировская;
- ПС 110 кВ Новотроицкая;
- ПС 110 кВ Советская;
- ПС 110 кВ Энтузиастов.

Для вышеперечисленных ЦП 110 кВ требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

- перевод нагрузки по сети 6(10) – 35 кВ на смежные ЦП;
- увеличение выработки мощности электростанциями с выдачей мощности в сеть 6(10) – 35 кВ и подключенными к указанным ЦП;
- мероприятия по компенсации реактивной мощности;
- реконструкция ЦП с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110 кВ Кировская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Кировская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» (далее – приказ Минэнерго России № 81), а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I _{ном} , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-25000/110	1983	25	125,5	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТРДН-25000/110	1976	25	125,5	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 30,879 МВА и выявлена в зимний период 2016 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 155 А по стороне ВН или 123,5 процента от I_{ном} 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Кировская предусмотрен перевод 10,6 МВА нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т составит 20,279 МВА, что ниже номинальной.

Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кировская по итогам анализа загрузки за последние 5 лет не требуется.

При этом следует отметить, что согласно результатам ряда проведенных ранее комплексных обследований ПС 110 кВ Кировская, подтвержденных заключением по результатам комплексного обследования строительных конструкций здания ОПУ, ЗРУ ПС 110 кВ Кировская от 5 сентября 2015 года, актом комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская от 27 февраля 2020 года, требуется комплексная реконструкция ПС 110 кВ Кировская с заменой оборудования, а также зданий и фундаментов, что повлечет значительные затраты, равнозначные по строительству новой ПС 110 кВ. На основании акта комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская от 27 февраля 2020 года принято решение о необходимости сооружения новой ПС 110 кВ Семиреченская с переводом всей нагрузки от ПС 110 кВ Кировская.

Также согласно акту обследования и оценки технического состояния силового трансформатора 1Т ПС 110 кВ Кировская от 11 февраля 2020 года выявлена повышенная концентрация растворенных газов, свидетельствующая о развивающемся внутреннем дефекте 1Т ПС 110 кВ Кировская. Для исключения нарушения энергоснабжения потребителей рекомендована замена 1Т ПС 110 кВ Кировская. В соответствии с данными филиала

ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» ввод в работу нового 1Т ПС 110 кВ Кировская состоялся в конце 2020 года.

Кроме того, на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с последующим перемещением трансформаторов

1Т и 2Т с ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская. Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская в период 2021 – 2025 годов рассмотрен далее.

ПС 110 кВ Новотроицкая.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Новотроицкая установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новотроицкая принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{\text{ном}}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДТН-10000/110	1977	10	50,2	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН-16000/110	1988	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 14,166 МВА и выявлена в зимний период 2019 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Новотроицкая предусмотрен перевод 1,83 МВА нагрузки в зимний период на ПС 110 кВ Восточная.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 71,12 А и по стороне ВН, или 141,7 процента и 88,7 процента от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т соответственно. Таким образом, нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т при отключении 2Т превышает АДТН на период 0,33 – 24 часа в зимний период. Перегрузка в этом режиме допустима в течение 10 минут. За допустимое время превышения АДТН выполнить перевод нагрузки на смежные ЦП действиями оперативного персонала не представляется возможным.

Однако по информации филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» в 2020 году выполнено мероприятие по изменению ранее используемой схемы сети 35 кВ, в которой шлейфа ВЛ-35 кВ 35Ц были откинута от ПС 110 кВ Береговая (ЗАО «Энергосервис 2000») и соединены между собой с образованием участка ВЛ-35 кВ ПС Надеждино – ПС Солнечная долина. В настоящее время используется схема, в которой существующая ВЛ-35 кВ 35Ц скоммутирована на 1 СШ 35 кВ ПС 110 кВ Береговая. Таким образом, нагрузка трансформатора 1Т ПС 35 кВ ПС Солнечная (1,69 МВА) и 2Т ПС 35 кВ Надеждино (0,7 МВА) перераспределится на питание от ПС 110 кВ Береговая.

Реализованные мероприятия по изменению нормальной схемы сети 35 кВ приводят к следующим изменениям:

- максимальная нагрузка ПС 110 кВ Береговая увеличится и составит 8,76 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, не будет превышать ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Береговая в нормальной и послеаварийных схемах;

- максимальная нагрузка ПС 110 кВ Новотроицкая при этом снизится и составит 11,78 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, составит 59,1 А по стороне ВН, или 117,8 процента и 73,6 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно. Таким образом, нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т при отключении 2Т не превышает АДТН на период 0,33 – 24 часа в зимний период.

После перевода нагрузки в послеаварийном режиме токовая нагрузка оставшегося в работе 1Т составит 9,95 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, составит 49,95 А по стороне ВН, или 99,5 процента от $I_{ном}$. Данная нагрузка не превышает ДДТН 1Т в зимний период.

С учетом изложенного замена оборудования на ПС 110 кВ Новотроицкая по данным анализа загрузки за отчетный период не требуется. Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новотроицкая в период 2021 – 2025 годов рассмотрен далее.

ПС 110 кВ Советская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Советская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДН-16000/110	1977	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН-16000/110	1976	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 20,212 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 101,5 А и по стороне ВН, или 126,3 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Советская не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

В целях предотвращения недопустимого превышения ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Советская в послеаварийном режиме по данным анализа загрузки за отчетный период рекомендуется замена существующих 1Т и 2Т на новые трансформаторы мощностью не менее 2х25 МВА.

Учитывая то, что за последние 5 лет максимальная нагрузка ПС 110 кВ Советская снижается, необходимо контролировать загрузку данного ЦП до появления спроса на реализацию ТУ на ТП. Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская в период 2021 – 2025 годов рассмотрен далее.

ПС 110 кВ Энтузиастов.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Энтузиастов установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 51,46 МВА и выявлена в зимний период 2020 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 258,3 А и по стороне ВН, или 128,7 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Энтузиастов не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т в условиях отсутствия возможности перевода нагрузки на другие ЦП не превышает АДТН и превышает ДДТН в ПАР. Суммарное время превышения ДДТН составляет 3,5 часа (рисунок 18): в период с 9:30 до 11:00 и в период с 16:30 до 18:30.

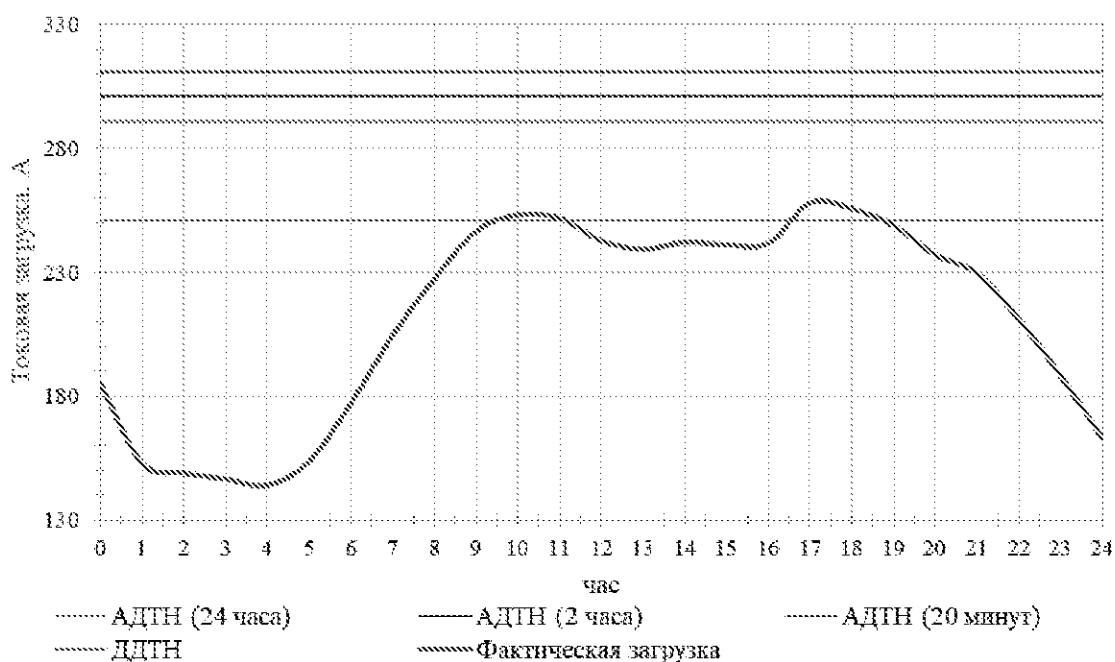


Рисунок 18 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов

Следует отметить, что данная загрузка зафиксирована впервые. В зимний период 2016, 2017, 2018 и 2019 годов максимальная нагрузка ПС 110 кВ Энтузиастов составляла 44,97 МВА, 36,03 МВА, 38,97 МВА и 37,43 МВА соответственно. Учитывая тенденцию на снижение загрузки данного ЦП в последние годы, значение пиковой загрузки (на 3,8 процента больше от ДДТН) и время превышения ДДТН, рекомендуется выполнять мониторинг загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Энтузиастов без увеличения трансформаторной мощности на период 2021 – 2025 годов.

5.3. Выводы по результатам анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше, а также анализа загрузки существующих ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области за отчетный год

На основании проведенного анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области, а также анализа загрузки существующих ЦП 110 кВ и выше для отчетного периода были выявлены «узкие места» в электрической сети 110 кВ и выше, связанные с:

- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- недостатком пропускной способности электросетевого оборудования и проводов линий электропередачи 110 кВ для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;
- наличием энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения;

- наличием дефицитных по мощности подстанций 110 кВ, нагрузка которых в послеаварийных режимах превышает уровень допустимых значений;

- наличием электросетевого оборудования 110 кВ в неудовлетворительном техническом состоянии.

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов за отчетный год выявлены следующие энергообъекты, на которых зафиксировано недопустимое изменение параметров электроэнергетических режимов («узкие места») в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области:

- транзит 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская;
- транзит 110 кВ Шухово – Большая Тава;
- энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская;
- транзит Лузино – Москаленки;
- энергорайон расположения ПС 110 кВ Заливино;
- энергорайон расположения ПС 110 кВ ТПК Надеждинский.

Для ликвидации выявленных «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области в отчетном периоде рекомендуется реализация ряда СРМ, а также реализация следующих мероприятий по реконструкции сети 110 кВ и выше:

- установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская (согласно данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» данное мероприятие характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 25 мая 2020 года);

- установка УШР на ПС 110 кВ Тара мощностью 25 Мвар (согласно данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» данное мероприятие характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 27 декабря 2019 года);

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) и ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) путем замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А (согласно данным ОАО «РЖД» мероприятие реализовано в конце 2020 года);

- демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино (в случае невозможности выполнения переноса существующей точки раздела с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара с переводом электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Усть-Ишим – Тара от энергосистемы Тюменской области);

- изменение рабочей отпайки существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Надеждинский с 300/5 до 600/5 в целях увеличения пропускной способности ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8).

Кроме того, для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) в условиях отсутствия возможности включения ВЛ-110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны энергетической системы Республики Казахстан необходима реализация мероприятий по усилению электрической сети в рассматриваемом энергорайоне. Разработанные варианты данных мероприятий более подробно представлены в разделе 6.7.1 ввиду необходимости сохранения мероприятий на этапах 2021 – 2025 годов.

На основании анализа результатов загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования в отчетном периоде свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и для которых требуется реализация дополнительных мероприятий:

- ПС 110 кВ Кировская – на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с последующим перемещением новых трансформаторов 1Т и 2Т с ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская;

- сооружение ПС 110 кВ Семиреченская и демонтаж ПС 110 кВ Кировская с перемещением трансформаторов 1Т и 2Т (2х25 МВА) с ПС 110 кВ Кировская (на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская);

- ПС 110 кВ Советская – мониторинг загрузки 1Т и 2Т до появления спроса на реализацию ТУ на ТП с последующим увеличением трансформаторной мощности;

- ПС 110 кВ Энтузиастов – мониторинг загрузки 1Т и 2Т до появления спроса на реализацию ТУ на ТП с последующим увеличением трансформаторной мощности.

Следует также отметить, что по итогам анализа результатов проведенных расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области, а также анализа загрузки существующих ЦП 110 кВ и выше для отчетного периода «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области по следующим критериям не выявлено:

- наличие энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения;

- ограничения по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанные с недостаточной пропускной способностью электрических сетей;

- ограничения, связанные с транзитными перетоками мощности через энергосистему Омской области.

По итогам анализа текущего состояния электроэнергетики Омской области установлено, что отсутствует необходимость в реализации следующих мероприятий в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области:

- замена оборудования РЗ для обеспечения локализации поврежденного оборудования и снижения количества отключаемых потребителей;
- замена оборудования ПА для обеспечения предотвращения и ликвидации аварийных электроэнергетических режимов, а также предотвращения массовых отключений потребителей.

6. Основные направления развития электроэнергетики Омской области

Цели и задачи развития энергетики.

В рамках Стратегии социально-экономического развития Омской области до 2025 года, утвержденной Указом Губернатора Омской области от 24 июня 2013 года № 93, установлены следующие цели и задачи.

Стратегические цели социально-экономического развития ориентированы на достижение стратегического видения будущего Омской области, основываются на результатах диагностики существующего состояния региона и включают:

- рост конкурентоспособности экономики Омской области;
- улучшение качества жизни населения Омской области;
- повышение эффективности системы государственного и муниципального управления Омской области.

Приоритетными направлениями для достижения поставленных стратегических целей социально-экономического развития региона являются:

- создание условий для диверсификации экономики Омской области как по видам хозяйственной деятельности, так и по их территориальному размещению;
- повышение эффективности хозяйственной деятельности организаций на территории Омской области;
- адаптация организаций к изменениям конъюнктуры мировой экономики; повышение инвестиционной активности организаций, рост привлекаемых инвестиций в основной капитал и прямых иностранных инвестиций;
- обеспечение доступа к профессиональным кадрам и финансовым ресурсам;
- развитие производственной и транспортной инфраструктуры, в том числе необходимой для ускоренного привлечения инвесторов;
- создание новых высокопроизводительных рабочих мест и рост доходов населения Омской области;
- улучшение демографической ситуации;
- укрепление института семьи;
- развитие социальной инфраструктуры (здравоохранения, образования, культуры, спорта, туризма и молодежной политики);

- выравнивание сельских территорий Омской области по уровню инфраструктурного обеспечения;
- создание благоустроенной среды проживания (жилье, коммунальные услуги, связь, экология);
- повышение эффективности территориального общественного самоуправления и непосредственного управления многоквартирными домами собственниками помещений в таких домах;
- обеспечение непосредственного участия жителей Омской области и их общественных объединений в разработке и реализации мер по улучшению качества жизни в Омской области;
- формирование условий для повышения мотивации к высокопроизводительному труду, сохранение существующих и привлечение новых трудовых ресурсов;
- снижение административных барьеров и повышение качества предоставления государственных и муниципальных услуг, в том числе в электронном виде;
- повышение эффективности институтов развития в Омской области;
- увеличение доходной базы и обеспечение сбалансированности бюджетов всех уровней;
- повышение ответственности государственных гражданских служащих Омской области и муниципальных служащих Омской области за результаты деятельности;
- обеспечение открытости и доступности информации о деятельности органов исполнительной власти Омской области и органов местного самоуправления Омской области, социально значимой информации, установление и развитие качественной и оперативной обратной связи с населением Омской области.

Для достижения указанных целей в части развития электроэнергетики Омской области необходимо решение следующих задач:

- разработка эффективных мероприятий по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;
- поддержание требуемых уровней напряжения в соответствии с «ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, а также в точках общего присоединения (приемники электрической энергии);
- обеспечение параметров режимов работы основного электротехнического и генерирующего оборудования в допустимых пределах.

6.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на 2021 – 2025 годы

6.1.1. Базовый вариант

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Омской области на 2021 – 2025 годы на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы представлен в таблице № 48.

Таблица № 48

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по базовому варианту развития

Наименование показателя, единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электрической энергии в энергосистеме Омской области, млн. кВт·ч	10949	11264	11319	11379	11403
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн. кВт·ч	-	315	55	60	24
Прирост, процентов	-	2,9	0,5	0,5	0,2
Потребление мощности в энергосистеме Омской области, МВт	1810	1861	1869	1874	1883
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	-	51	8	5	9
Прирост, в процентах	-	2,8	0,4	0,3	0,5

Базовые прогнозы потребления электрической энергии и мощности Омской области на 2021 – 2025 годы представлены на рисунках 19 и 20.

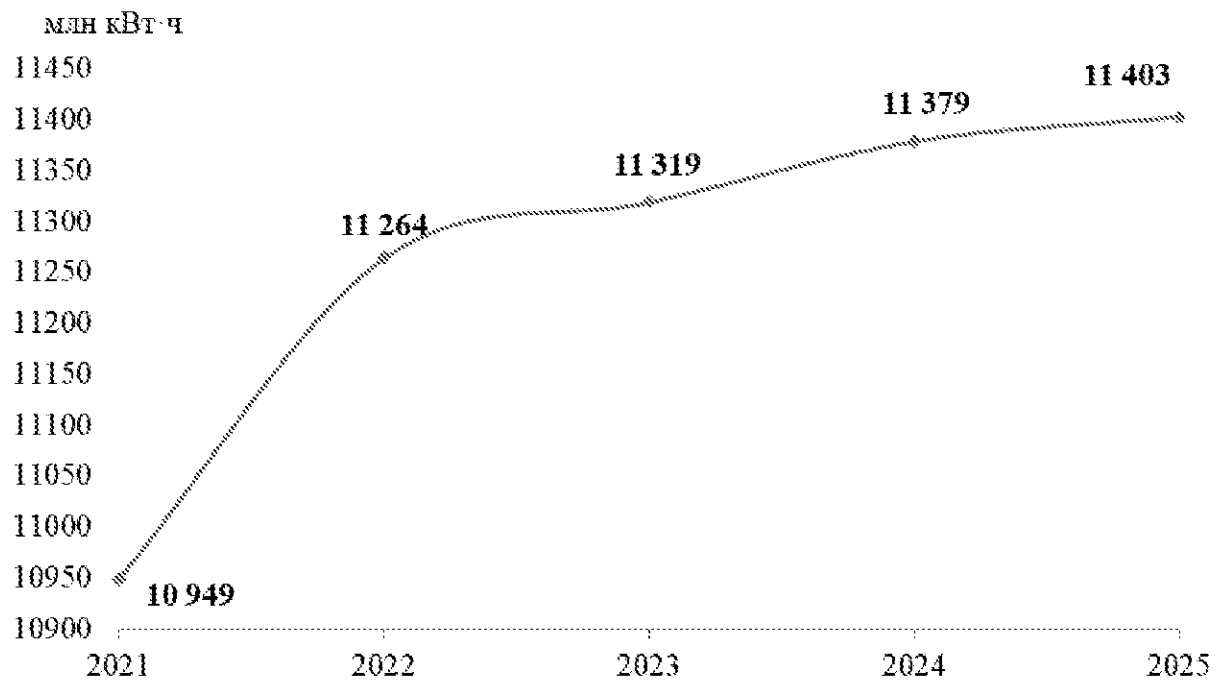


Рисунок 19 – Прогноз потребления электрической энергии в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по базовому варианту развития

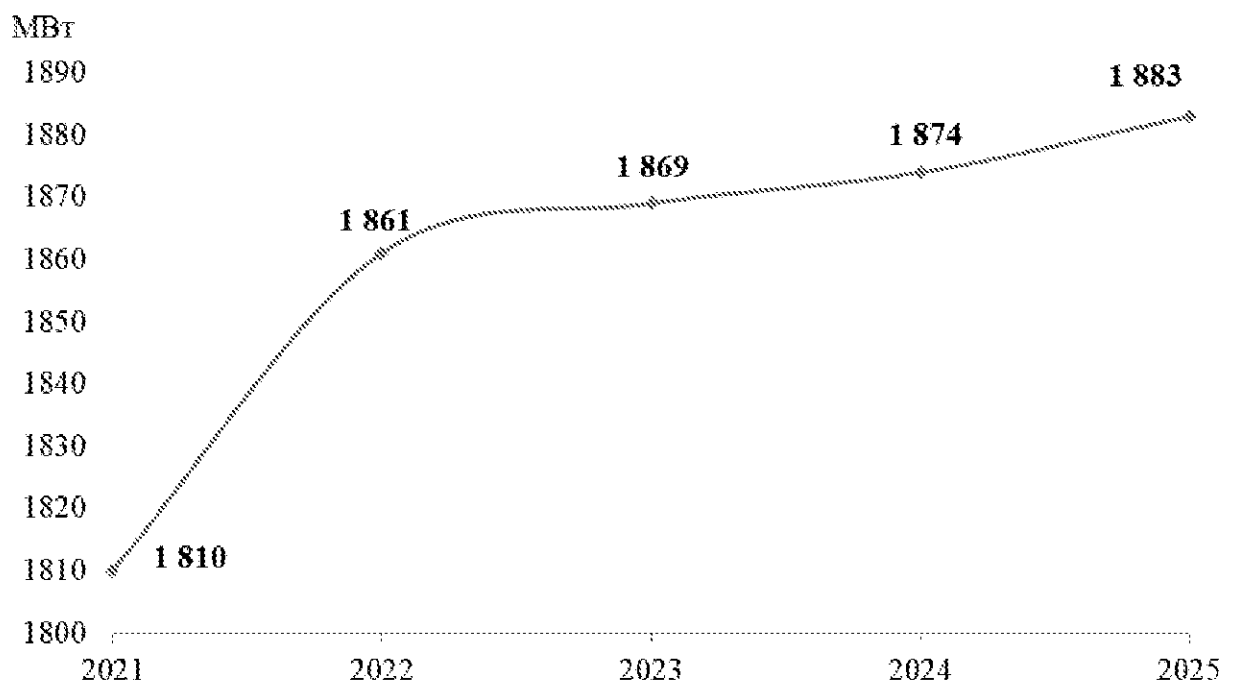


Рисунок 20 – Прогноз потребления мощности в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по базовому варианту развития

Сценарий базового прогнозного изменения потребления электрической энергии энергосистемы Омской области характеризуется среднегодовым темпом 0,8 процента в 2021 – 2025 годах. Прогноз суммарного прироста

потребления электрической энергии за период 2021 – 2025 годов составляет 454 млн. кВт·ч.

Сценарий базового прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Омской области характеризуется среднегодовым темпом 0,8 процента в 2021 – 2025 годах. Прогноз суммарного прироста максимума нагрузки за период 2021 – 2025 годов составляет 73 МВт.

6.1.2. Дополнительный вариант

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Омской области на 2021 – 2025 годы, составленный на основе дополнительной информации, предоставленной Правительством Омской области и сетевыми организациями, представлен в таблице № 49.

Таблица № 49

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по дополнительному варианту развития

Наименование показателя, единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электрической энергии в энергосистеме Омской области, млн. кВт·ч	11034	11379	11489	11604	11627
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн. кВт·ч	-	345	110	115	23
Прирост, процентов	-	3,13	0,96	1	0,2
Потребление мощности в энергосистеме Омской области, МВт	1824	1880	1897	1911	1920
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт		56	17	14	9
Прирост, процентов		3,07	0,9	0,74	0,47

Прогнозы потребления электрической энергии и мощности Омской области на 2021 – 2025 годы по дополнительному варианту развития представлены на рисунках 21 и 22.

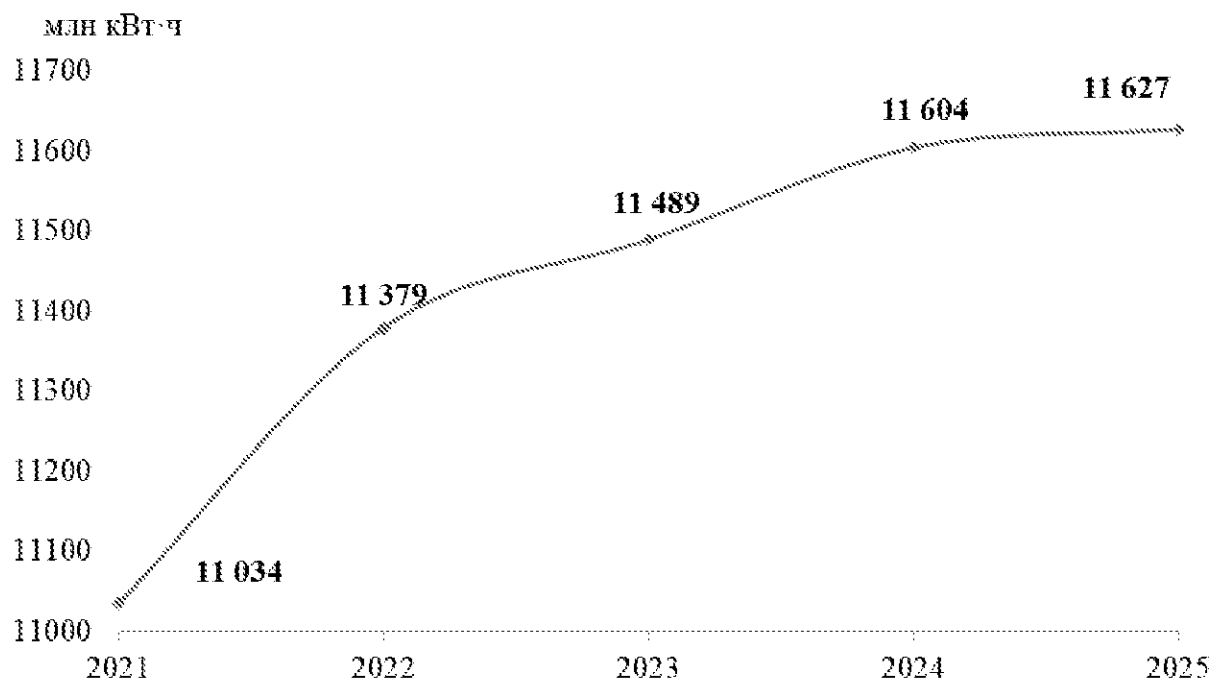


Рисунок 21 – Прогноз потребления электрической энергии в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по дополнительному варианту развития

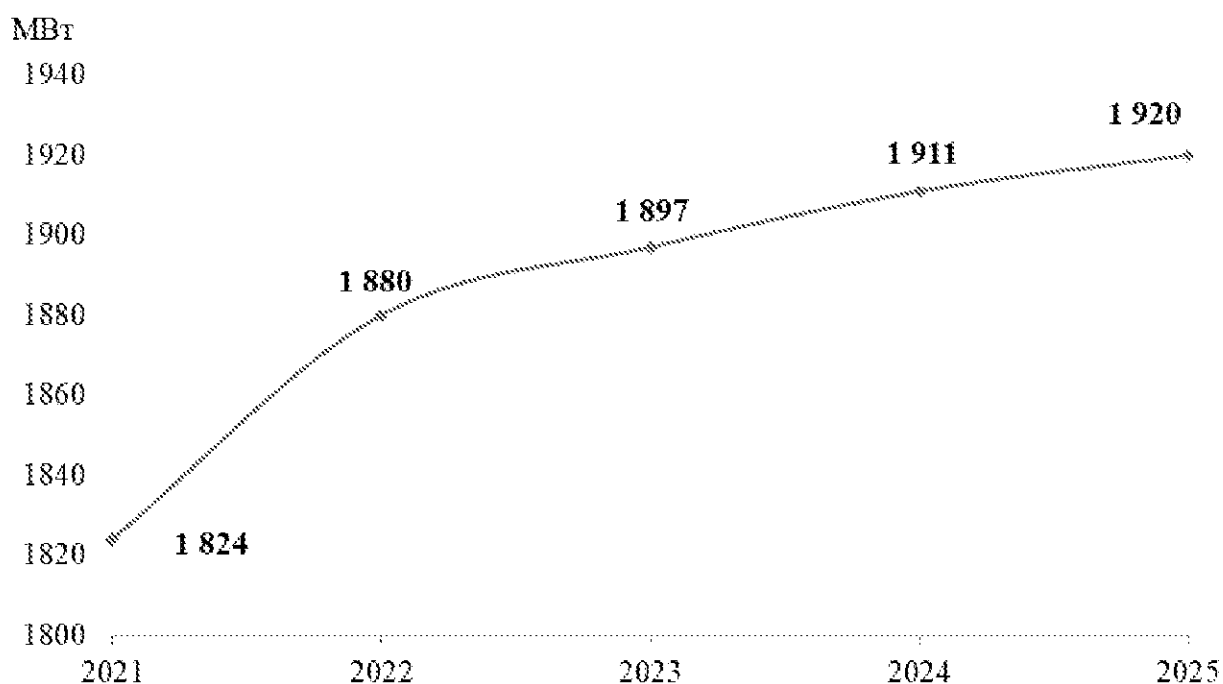


Рисунок 22 – Прогноз потребления мощности в энергосистеме Омской области в 2021 – 2025 годах по дополнительному варианту развития

Сценарий прогнозного изменения потребления электрической энергии энергосистемы Омской области по дополнительному варианту развития характеризуется среднегодовым темпом 1,07 процента в 2021 – 2025 годах.

Суммарный прогноз прироста потребления электрической энергии за период 2021 – 2025 годов составляет 593 млн кВт·ч.

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Омской области по дополнительному варианту развития характеризуется среднегодовым темпом 1,05 процента в 2021 – 2025 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2021 – 2025 годов составляет 96 МВт.

6.2. Прогноз максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы с детализацией по узлам нагрузки

6.2.1. Базовый вариант

Прогноз максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы с разбивкой по годам и сезонам (зима/лето) энергосистемы Омской области по базовому варианту развития представлен в таблице № 50.

Таблица № 50

Прогноз максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы с разбивкой по годам и сезонам (зима/лето) энергосистемы Омской области по базовому варианту развития, млн. кВт и МВт

Электрическая энергия	Год					
	Факт	Прогноз				
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии, млн. кВт	10350	10949	11264	11319	11379	11403
Максимум потребления, МВт (зима)	1694	1810	1861	1869	1874	1883
Максимум потребления, МВт (лето)	1233	1281	1318	1323	1327	1333

Детализация электропотребления и максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы по отдельным частям энергосистемы Омской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления региона, и иных потребителей, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме Омской области, представлена в таблице № 51.

Таблица № 51

Детализация электропотребления и максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы по отдельным частям энергосистемы Омской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления региона, и иных потребителей, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме Омской области, млн. кВт и МВт

Потребитель	Год					
	Факт	Прогноз				
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии, млн. кВт						
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	1565,8	2125,73	2117,82	2117,82	2117,82	2117,82
ОАО «РЖД»	1003,5	1106,46	1126,33	1146,96	1168,6	1191,1
АО «Омский каучук»	371,6	393	393	393	393	393
АО «Омсктрансмаш»	75,4	82,0	85,0	87,0	90,0	93,0
АО «Омскшина»	149,8	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
АО «Омскводоканал»	111,2	181,0	181,0	185,0	185,0	185,0
Потребление электрической мощности, МВт						
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	192	258,98	258,02	258,02	258,02	258,02
ОАО «РЖД»	193	133,3	139,3	145,5	152	158,6
АО «Омский каучук»	47	52	52	52	52	52
АО «Омсктрансмаш»	23,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
АО «Омскшина»	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
АО «Омскводоканал»	18,0	30,0	30,0	32,0	32,0	32,0

6.2.2. Дополнительный вариант

Прогноз максимума нагрузки на 2021 – 2025 годы с разбивкой по годам и сезонам (зима/лето) энергосистемы Омской области по дополнительному варианту развития, сформированный на основе информации, предоставленной Правительством Омской области и сетевыми организациями, представлен в таблице № 52.

Таблица № 52

Дополнительный вариант развития производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы, млн. кВт·ч и МВт

Показатель	Год				
	Прогноз				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии, млн. кВт ч	11034	11379	11489	11604	11627
Максимум потребления, МВт (зима)	1824	1880	1897	1911	1920
Максимум потребления, МВт (лето)	1277	1316	1328	1338	1344

Наибольший вклад в формирование потребления электрической энергии и мощности в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы Омской области вносит увеличение потребления ОЭЗ ППТ «Авангард» и Знаменского, Тарского и Тевризского районов, связанное с переводом отопления части жилого сектора на электрические источники тепла.

По данным Министерства экономики Омской области в 2021 – 2025 годах на территории Омской области также запланирован к реализации ряд крупных инвестиционных проектов с объемом инвестиций более 500 млн. рублей, перечень данных инвестиционных проектов представлен в таблице № 53. При этом следует отметить, что на момент разработки текущей Схемы и программы развития электроэнергетики Омской области информация о параметрах ТП перспективной нагрузки, а также сведения о поданных заявках и/или заключенных договорах на ТП к электрическим сетям новых энергопринимающих устройств при реализации данных инвестиционных проектов отсутствуют.

В связи с изложенным учет перспективной нагрузки представленных в таблице № 53 инвестиционных проектов может быть выполнен только на последующих циклах разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Омской области.

Реестр крупных инвестиционных проектов Омской области (с объемом инвестиций более 500 млн. рублей)

№ п/п	Название проекта	Инициатор	Адрес юридического лица	Срок реализации проекта, годы	Тип проекта *	Краткое описание (аннотация)	Результат	
							2021 год	2025 год
1	Создание и освоение производства катализаторов	ООО «Газ-промнефть – Каталитические системы»	644040, Омская область, город Омск, пр. Губкина, д. 1	2015 – 2022	BFR	Обеспечение потребности отечественного рынка в катализаторах	н/д	Производство катализаторов каталитического крекинга мощностью производства 15 тыс. тонн в год, катализаторов гидроочистки и гидрокрекинга, мощностью производства 6 тыс. тонн в год
2	Строительство современного элеваторного комплекса	ООО «Стар-город-Агро»	644526, Омская область, Омский район, с. Андреевка, ул. Центральная, д. 48	2019 – 2021	BFR	Строительство элеватора для хранения и подработки зерновых и масленичных культур (зерно,	н/д	Строительство элеватора для хранения и подработки зерновых и масленичных культур мощностью 25 000 тонн в год

							семена рапса или кользы, дробленые или недробленые)			Разработка технико-экономического обоснования	Устранение инфраструктурных ограничений для развития грузо- и пассажироперевозок, рост экономики и социальное развитие Омской области, улучшение экологической ситуации в городе Омске за счет разгрузки городских дорог
3	Строительство автомобильной дороги «Северный обход города Омска»	Министерства строительства, транспорта и дорожного хозяйства Омской области	644099, Омская область, город Омск, ул. П. Некрасова, д. 6	2020 – 2030	BFR		Строительство четырехполосной дороги протяженностью 62,43 км, моста через реку Иртыш, моста через р. Омь, 15 путепроводов и 7 транспортных развязок				
4	Строительство гостиничного комплекса на 200 номеров по стандартам DoubleTreeby Hilton	ООО «Л-Финанс»	644043, город Омск, ул. Фрунзе, д. 1, корп. 3, офис 81	2018 – 2022	н/д	н/д	Строительство гостиничного комплекса на 200 номеров по стандартам	н/д	н/д	Реконструкция и введение в эксплуатацию современного гостиничного комплекса на территории города	

	(4 звезды) с рестораном, SPA и конгресс-холлом по адресу: город Омск, пр. Мира, д.1, корпус 1					DoubleTreeby Hilton (4 звезды) с рестораном, SPA и конгресс-холлом		Омска (2022 год)
5	Строительство комплекса по переработке и подработке подсолнечника, рапса, сои для производства растительного масла	ООО «Агро-трейд»	644052, город Омск, ул. 24-я Северная, д. 212, кв. 50	2019 – 2023	н/д	Строительство комплекса по переработке и подработке подсолнечника, рапса, сои для производства растительно-го масла	н/д	Проектирование и строительство комплекса по глубокой переработке и подработке подсолнечника, рапса, сои для производства растительного масла (2023 год)
6	Строительство испытательно-го комплекса на территории промплощадке № 2 АО «ОМКБ», город Омск	АО «ОМКБ»	644105, Омская область, город Омск, ул. 22-го Партсъезда, д. 51	2018 – 2022		Строительство испытательного комплекса на территории промплощадке № 2 АО «ОМКБ»	н/д	н/д

							но для своевремен- ного и полного выполнения работ по испытанию серийно выпускаемых специальных изделий, проведения опытных работ, технологичес- ких испытаний агрегатов и узлов				
7	Строительство платного автомобильно- го мостового перехода	ООО «Ин- веста-Омск»	644031, Омская область, город Омск, ул. 24-я Линия, д. 59, офис 313	н/д	н/д	Строительст- во платного автомобиль- ного мостового перехода в городе Омске через реку Омь,	н/д	н/д			

							соединяющего ул. 2-я Учхозная и ул. Раздольная посредством частной концессионной инициативы			
8	Строительство гостиничного комплекса (4 звезды) в городе Омске	ООО «Космос Отель Омск»	644050, Омская область, город Омск, пр. Мира, д. 5, корп. 1, каб. 208	2020 – 2023	н/д	Строительство гостиничного комплекса (4 звезды) в городе Омске на 250 номеров	н/д	н/д		
9	Модернизация действующего предприятия по производству изделий из стекла, расширение ассортимента линейки	ООО «ГЛАС-СПРОМ»	644103, Омская область, город Омск, ул. И. Москаленко, д. 137	2020 – 2021	н/д	Планируется получение льготного займа федерального фонда развития промышленности с банковскими	н/д	н/д		

	действующего производства					гарантиями корпорации субъектов малого и среднего предпринимательства и ПАО «Сбербанк России» для закупа нового оборудования для расширения ассортимента производимой продукции			
10	Проектирование, строительство и оснащение радиологического центра линейными ускорителями (3 каньона и кабинет топометрии)	ООО «Ядерные медицинские технологии»	119415, город Москва, ул. Лобачевского, д. 42, корп. 4	2020 – 2022	н/д	Строительство центра радиологии для проведения лучевой терапии больных онкологических заболеваниями	Строительство и оснащение радиологического центра линейными ускорителями	н/д	

11	Создание и эксплуатация объекта здравоохранения в составе бюджетного учреждения здравоохранения Омской области «Центр крови»	ООО «Хелс Агент»	107564, город Москва, ул. Краснобогатырская, д. 2, стр. 2	н/д	н/д	Создание и эксплуатация объекта здравоохранения в составе бюджетного учреждения здравоохранения Омской области «Центр крови» посредством заключения концессионного соглашения	н/д	н/д
12	Производство пектина и пищевых волокон	ООО «Титан-Агро»	644540, Омская область, Омский район, село Пушкино, Красноярский тракт, д. 40/1	н/д	н/д	Производство пектина и пищевых волокон	н/д	н/д
13	Организация производства металлоконст-	ООО «Управляющая компания	644040, Омская область, город Омск,	2021 – 2022	н/д	Создание на территории Омской		н/д

	рукций для предприятий нефтегазового комплекса	«ТехноПарк»	ул. Комбинатская, д. 46, офис 2			области нового завода по производству металлоконструкций для нефтегазовой отрасли		
14	Строительство гостиничного комплекса Hyatt	ОАО «Межгосударственная корпорация развития»	644009, Омская область, город Омск, ул. 10 лет Октября, д. 195	2021 – 2023	н/д	Создание отеля (4 звезды) Upperscale	н/д	н/д
15	Создание многопрофильного медицинского центра по адресу: город Омск, ул. Карбышева, д. 41	ООО МЦСМ «ЕВРОМЕД»	644024, Омская область, город Омск, ул. Съездовская, д. 29, корп. 3	2021 – 2023	н/д	Создание многопрофильного медицинского центра по адресу: город Омск, ул. Карбышева, д. 41	н/д	н/д
16	Изготовление промышленных котлов серии RF и модульных решений	ЗАО «ОмЗИТ»	644036, Омская область, город Омск, ул. Мельничная, д. 149, корп. 2	2022 – 2024	н/д	Проводится расширение действующего производства котельного и	н/д	н/д

* - ВГР – «Крупные межведомственные проекты» (результаты до декабря 2023 года).

6.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Омской области мощностью более 5 МВт на 2021 – 2025 годы

6.3.1. Базовый вариант

Прогноз ввода, демонтажа, реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы представлен в таблице № 54.

Таблица № 54

Прогноз ввода, демонтажа, реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития

Наименование	№	Установленная мощность	Изменение установленной мощности	Год	Тип	Примечание
Русско-Полянская СЭС	-	30	30	2021	Новый ввод	Проект СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы
Итого	-		30	-	-	-

6.3.2. Дополнительный вариант

В соответствии с письмом ПАО «Газпром нефть» от 1 апреля 2021 года № НК-69/004334 на территории ОЭЗ ППТ «Авангард» имеются планы по сооружению СЭС установленной мощностью до 20 МВт.

6.4. Прогноз роста генерирующих мощностей Омской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива на 2021 – 2025 годы

6.4.1. Ветроэнергетика

В соответствии со схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования ВИЭ на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Минэнерго России от 29 июля 2011 года № 316, на территории Омской области не предусмотрено размещение таких объектов.

Потенциал развития генерации электрической энергии с использованием ВЭУ на территории Российской Федерации, в том числе на

территории Омской области, можно оценить по рисунку 23. Данные о скорости ветра на территории Омской области представлены в таблице № 55.

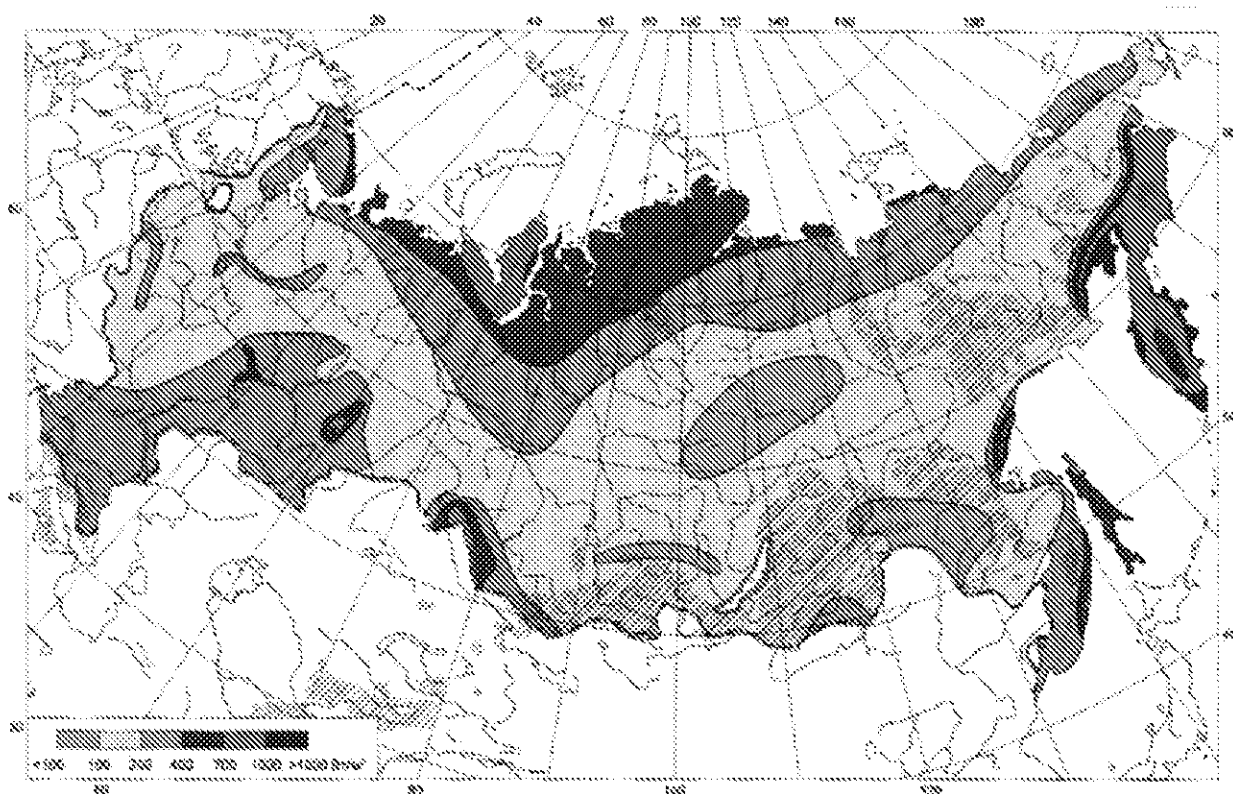


Рисунок 23 – Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м²) на высоте 100 м на территории Российской Федерации

Таблица № 55
Скорость ветра в Омской области (по данным метеостанций)

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
город Омск	2,1	1,9	2,5	1,9	1,9	24
пгт Большеречье	2,6	2,3	3	2,3	2,7	27
с. Большие Уки	2,3	2,1	2,7	2,1	2,4	26
с. Знаменское	2,3	2	2,8	2	2,3	26
г. Исилькуль	3,1	2,7	3,5	3	3,1	28
г. Калачинск	2,8	2,4	3,2	2,7	2,8	27
с. Любимовка (Оконешниковский район)	3,2	3,1	3,7	2,9	3,1	28
г. Называевск	3,2	3	3,7	3	3,1	24
с. Одесское	2,8	2,6	3,3	2,4	2,8	28
пгт Павлоградка	3,1	3	3,5	2,8	3	27

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
пгт Полтавка	3,1	3,1	3,6	2,7	3,1	28
пгт Русская Поляна	2,4	2,4	2,8	2	2,3	25
пгт Саргатское	2,7	2,4	3,2	2,4	2,7	28
с. Седельниково	2	1,7	2,5	1,8	2,1	24
г. Тара	2,2	1,9	2,6	2	2,2	23
пгт Тевриз	2,9	2,5	3,3	2,6	3	27
г. Тюкалинск	2,9	2,7	3,4	2,7	2,9	25
с. Усть-Ишим	2,9	2,3	3,3	2,9	3	28
пгт Черлак	2,2	2,1	2,6	2	2,3	28
пгт Шербакуль	3,3	3,2	3,8	3	3,3	30

Установка ВЭУ экономически целесообразна на территориях со средней скоростью ветра на высоте 10 м от 3 м/с. Исходя из анализа представленных данных, Омскую область можно отнести к регионам с малой ветровой активностью. Наиболее перспективной территорией по вводу ВЭУ является южная часть Омской области с удельным ветровым потенциалом от 0,2 до 0,4 кВт/кв. м.

Таким образом, разработка проектов по применению ВЭУ с определением ветропотенциала и величины выработки электрической энергии такими ВЭУ, а также оценка их коммерческой эффективности возможна на территории следующих районов Омской области:

- Шербакульский район;
- Называевский район;
- Оконешниковский район;
- Исилькульский район;
- Павлоградский район;
- Полтавский район.

Следует также отметить, что равнинность территории Омской области оказывает дополнительное положительное влияние на развитие ветроэнергетики на территории Омской области.

6.4.2. Солнечная энергетика

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Распределение суммарной солнечной радиации в день и продолжительность солнечного сияния на территории Российской Федерации показано на рисунках 24 и 25.

Установка солнечных электростанций экономически эффективна в том случае, если число часов солнечного сияния на рассматриваемой территории не ниже 2000 часов в год, а интенсивность поступления солнечного света составляет не менее 5000 МДж/кв. м. (1389 кВт·ч/кв. м).

Территория Омской области характеризуется высоким потенциалом использования солнечной энергии – число солнечных дней в среднем по Омской области составляет 300, при продолжительности солнечного сияния более 2200 часов, при этом поток солнечной радиации, приходящийся на 1 кв. м за 1 день, в некоторых районах Омской области достигает 4,5 кВт.



Рисунок 24 – Поток солнечной радиации, приходящийся на 1 кв. м за 1 день, на территории Российской Федерации



Рисунок 25 – Продолжительность солнечного сияния в год на территории Российской Федерации

Исходя из анализа представленных данных, Омскую область можно отнести к регионам с высоким потенциалом развития солнечной энергетики. Наиболее перспективной территорией для ввода СЭС является южная часть Омской области.

На текущий момент солнечная энергетика на территории Омской области представлена одной электростанцией – Нововаршавской СЭС суммарной установленной мощностью 30 МВт. Согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы на территории Русско-Полянского района в 2021 году планируется сооружение новой Русско-Полянской СЭС суммарной установленной мощностью 30 МВт. СЭС, принадлежащие ООО «Грин Энерджи Рус», представлены в таблице № 56.

Таблица № 56

СЭС, принадлежащие ООО «Грин Энерджи Рус»

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Место расположения	Год ввода в эксплуатацию	Собственник объекта генерации
1	Нововаршавская СЭС 30 МВт (1 этап)	15	р.п. Нововаршавка	2020	ООО «Грин Энерджи

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Место расположения	Год ввода в эксплуатацию	Собственник объекта генерации
	15 МВт) Код ГТП – GVIE0671				Рус»
2	Нововаршавская СЭС 30 МВт (2 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0682	15	р.п. Нововаршавка	2020	ООО «Грин Энерджи Рус»
3	Русско-Полянская СЭС 30 МВт (1 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0678	15	р.п. Русская Поляна	2021	ООО «Грин Энерджи Рус»
4	Русско-Полянская СЭС 30 МВт (2 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0677	15	р.п. Русская Поляна	2021	ООО «Грин Энерджи Рус»

Таким образом, на территории Омской области можно считать возможным разработку проектов по применению СЭС с определением потенциала солнечной энергии и величины выработки электрической энергии такими установками, а также с оценкой их коммерческой эффективности.

6.4.3. Гидроэнергетика

На текущий момент на территории Омской области гидроэнергетика не реализована и имеет низкий потенциал развития. Данное обстоятельство обусловлено тем, что все реки Омской области равнинные, большей частью извилистые, с малыми уклонами и небольшими скоростями течения воды.

6.4.4. Биоэнергетика

Биоэнергетика – активно развивающееся направление нетрадиционной возобновляемой энергетики. Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо – топливо, получаемое из биологического сырья. Биоэнергетика охватывает сразу несколько независимых направлений получения энергии: энергия биогазов, энергия кородревесных отходов (КДО), энергия торфа и другие виды энергии.

1. Свалочный газ.

Свалочный газ – это биогаз, образующийся в результате анаэробного разложения органических отходов на полигонах твердых бытовых отходов (далее – ТБО) и твердых коммунальных отходов (далее – ТКО).

Любой полигон ТБО (ТКО) представляет собой большой биохимический реактор, в недрах которого в процессе эксплуатации, а также в течение нескольких десятилетий после закрытия в результате анаэробного разложения отходов растительного и животного происхождения образуется биогаз. Биогаз представляет собой смесь метана и углекислого газа примерно в равной пропорции. Биогаз неизбежно попадает в атмосферу, что вызывает ряд негативных последствий. Накопление газа в теле свалки зачастую вызывает самовозгорание ТБО. Процесс горения сопровождается образованием токсичных веществ, в частности диоксинов. Негативное воздействие биогаза на окружающую среду привело к тому, что в большинстве развитых стран системы сбора и утилизации биогаза на полигонах ТБО получили широкое распространение.

Добыча и дальнейшее использование газа данного типа решает сразу несколько проблем:

- предотвращение загрязнения атмосферы (например, метан обладает сильным парниковым эффектом);
- снижение риска возникновения пожаров и взрывов на полигонах ТБО (ТКО);
- получение опыта эксплуатации объекта по производству электрической энергии с помощью нетрадиционного источника энергии.

При строительстве электрической станции на свалочном газе в качестве топлива используется газ, выделяемый в теле полигона ТБО (ТКО), который с помощью системы сбора свалочного газа подается на площадку, где установлено блочно-модульное оборудование.

Для обеспечения электрической станции топливом устанавливается комплекс специализированного оборудования для добычи, очистки и подачи свалочного газа. В состав комплекса входят:

- газосборная станция, подключенная к скважинам, пробуренным в теле полигона;
- газокompрессорная станция, обеспечивающая подачу газа;
- высокотемпературная факельная установка для сжигания излишних объемов газа;
- установки очистки газа.

В настоящее время согласно Государственному реестру объектов размещения отходов на территории Омской области функционируют 12 объектов размещения отходов производства и потребления, из них 5 это полигоны ТКО (ТБО). Омская область располагает большим потенциалом для реализации проектов по сооружению генерирующих объектов, использующих свалочный газ.

Таким образом, биогазовая энергетика может развиваться быстрыми темпами и решить проблему электро- и теплоснабжения в сельскохозяйственных населенных пунктах, а также на крупных предприятиях.

2. Древесные отходы, пеллеты.

Пеллеты (древесные гранулы) — это экологически чистый вид топлива, получаемый из древесного сырья методом прессования. Данное топливо производят из отходов лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности без применения проклеивающих веществ. Основными видами сырья, из которого изготавливаются пеллеты, являются щепки, опилки, стружки, древесная пыль и кора деревьев (а также торф, солома, скорлупа орехов, камыш и другие).

В готовом виде пеллеты представляют собой гранулы диаметром 6 – 10 мм длиной до 50 мм. При изготовлении пеллет решаются следующие проблемы: перерабатываются пожароопасные отходы и производится высококалорийное топливо.

Пеллеты как вид топлива появились сравнительно недавно, однако благодаря своим высоким теплотворным и натуральным свойствам получили широкое распространение в Европе, Японии и Северной Америке. Рост их потребления обусловлен возможностью использования гранул на промышленных ТЭС и в установках, предназначенных для частного применения.

Энергетика на основе отходов лесопромышленного комплекса на территории Омской области очень перспективна из-за большого количества лесов, занимающих порядка 32 процентов территории всей области.

6.5. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Омской области

Реализуемые и перспективные проекты по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Омской области в период 2021 – 2025 годов, отсутствуют.

6.6. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на 2021 – 2025 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы представлен в таблице № 57.

Таблица № 57.

Перспективный баланс мощности энергосистемы Омской области
на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития, МВт

№ п/п	Мощность	Год					
		Факт	Прогноз				
			2020	2021	2022	2023	2024
1	Установленная мощность	1601,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2
	СЭС	0	60	60	60	60	60
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над установленной мощностью (–)	31,2	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	31,2	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
	СЭС	0	60	60	60	60	60
3	Располагаемая мощность (1-2)	1570,6	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	1570,6	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	СЭС	0	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	1694	1810	1861	1869	1874	1883
5	Процент по отношению к предыдущему году	-4,8	116	51	8	5	9
6	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-123,4	-239,6	-290,6	-298,6	-303,6	-312,6

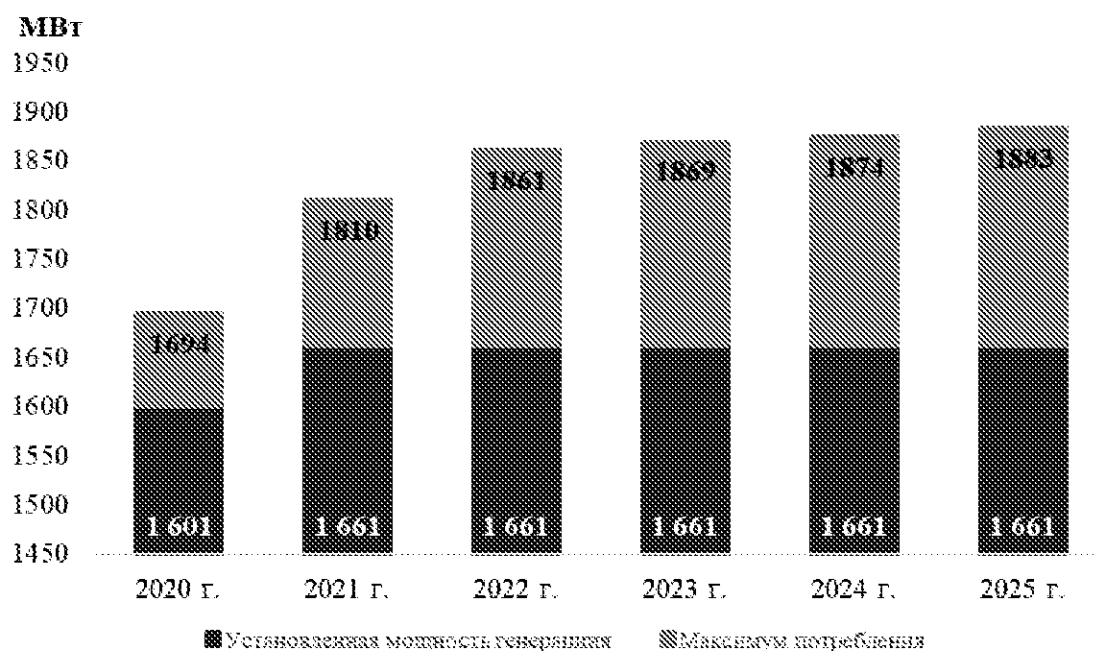


Рисунок 26 – Перспективный баланс мощности энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития

Перспективный баланс по электрической энергии энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития представлен в таблице № 58.

Таблица № 58

Перспективный баланс по электрической энергии энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития, млрд. кВтч

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электрической энергии	10,949	11,264	11,319	11,379	11,403
Выработка электрической энергии	6,692	6,812	6,895	6,961	6,970
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	4,257	4,452	4,424	4,418	4,433

Балансы мощности и электрической энергии энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по базовому варианту развития складываются с дефицитом. Дефицит планируется покрывать за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

Задачи покрытия планируемых дефицитов мощности за счет строительства генерирующих мощностей или развития межсистемных связей решаются на уровне СиПР ЕЭС России и Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики в соответствии с постановлением Правительства

Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Дополнительный вариант развития энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы на основе информации, предоставленной Правительством Омской области и сетевыми организациями, представлен в таблицах № 59, № 60.

Таблица № 59

Перспективный баланс мощности энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по дополнительному варианту развития, МВт

№ п/п	Мощность	Год					
		Факт			Прогноз		
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Установленная мощность	1601,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2
	СЭС	0	60	60	60	60	60
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над установленной мощностью (–)	31,2	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	31,2	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
	СЭС	0	60	60	60	60	60
3	Располагаемая мощность (1-2)	1570,6	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	АЭС	0	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0	0
	ТЭС	1570,6	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	СЭС	0	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	1694	1824	1880	1897	1911	1920
5	процент по отношению к предыдущему году	-	1,073	1,031	1,009	1,007	1,005
6	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-123,4	-253,6	-309,6	-326,6	-340,6	-349,6

Таблица № 60

Перспективный баланс по электрической энергии энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по дополнительному варианту развития, млрд. кВтч

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	11,034	11,379	11,489	11,604	11,627
Выработка электроэнергии	6,692	6,812	6,895	6,961	6,970
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	4,342	4,567	4,594	4,643	4,657

Балансы мощности и электрической энергии энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы по дополнительному варианту развития складываются с дефицитом. Дефицит планируется покрывать за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

6.7. Расчеты и анализ электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области

При формировании перспективной расчетной модели энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов использованы следующие сведения:

- перечень планируемых к строительству (модернизации, перемаркировке) и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Омской области на период 2021 – 2025 годов согласно перечню генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации проекта СиПР ЕЭС России 2021 – 2027;

- вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение), а также генерирующих объектов в соответствии с выданными техническими условиями на ТП к электрическим сетям;

- данные контрольных (внеочередных) измерений потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров.

Перечень вводимых в эксплуатацию генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования электростанций в период 2021 – 2025 годов согласно проекту СиПР ЕЭС России 2021 – 2027, учтенных при разработке перспективных расчетных моделей на 2021 – 2025 годы, представлен в таблице № 54.

Выводимые из эксплуатации генерирующие объекты и (или) генерирующее оборудование электростанций на территории Омской области

в период 2021 – 2025 годов согласно проекту СиПР ЕЭС России 2021 – 2027 отсутствуют.

В энергосистеме Омской области до 2025 года в рамках реализации заключенных договоров на ТП планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице № 61 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности энергосистемы на территории Омской области согласно проекту СиПР ЕЭС России 2021 – 2027.

При формировании перспективных расчетных моделей на 2021 – 2025 годы учтено, что мероприятия по развитию электрической сети класса напряжения 110 кВ и выше отсутствуют.

При формировании перспективной расчетной модели энергосистемы Омской области для дополнительного варианта развития также использованы следующие материалы:

- сведения Правительства Омской области (письмо Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области от 4 февраля 2021 года № ИСХ-21/МЭЖК-883);

- сведения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири о поданных заявках на ТП, по которым не выданы ТУ на ТП (письмо от 22 декабря 2020 года № М2/6/3257);

- сведения филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» о поданных заявках на ТП, по которым не выданы ТУ на ТП (письмо от 8 декабря 2020 года № 1.5/01-01/10420-исх).

Перечень дополнительных мероприятий по ТП потребителей на территории Омской области, учтенных в расчетных моделях на 2021 – 2025 годы, для дополнительного варианта развития, представлен в таблице № 62.

Мероприятия по ТП потребителей на территории Омской области в рамках базового варианта развития

№	Наименование заявителя	Наименование центра питания	Заявляемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Коэффициент реализации, Кр	Мощность, принятая в РМ с учетом Кр, МВт	Год учета нагрузок в РМ
1	ЖСК «Рубин-2»	ПС 110 кВ Электромеханическая	0,857	0,4	0,343	2021
2	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	Омская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ	10,5	0,7	7,350	2021
3	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ	1,8	0,7	1,260	2021
4	Филиал ООО «Газпромнефть – Смазочные материалы» «Омский завод смазочных материалов»	Омская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ	7	0,8	5,600	2021
5	ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Фадино	5,9	0,7	4,130	2021
6	ООО «СКА Арена»	ПС 110 кВ Новая	5,18	0,4	2,072	2022
7	АО «Омскшина»	ПС 110 кВ Шинная-1	8,1	0,7	5,670	2021

Таблица № 62

Дополнительные мероприятия по ТП потребителей в рамках
дополнительного варианта развития

№ п/п	Наименование мероприятия	Заявляе- мая мощ- ность, МВт	Год учета в РМ	Обоснование мероприятия
1	Увеличение нагрузки на ПС 110 кВ Знаменка, ПС 110 кВ Тара и ПС 110 кВ Тевриз суммарно на 5 МВт	5	2021*	Информация от Министерства энергетики и жилищно- коммунального комплекса Омской области по ожидаемому росту электрических нагрузок, реализация которых планируется на территории Омской области до 2025 года (письмо от 4 февраля 2021 года № ИСХ-21/МЭЖК-883)
2	ТП энергопринимающих устройств новых промышленных предприятий в районе ОЭЗ «Авангард»	30 – 40	2023 – 2024	
3	ТП энергопринимающих устройств к сетям филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	5,3	2021	Информация от филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» по ожидаемому росту электрических нагрузок до 2025 года, реализация которых планируется согласно поданным заявкам на ТП (письмо от 8 декабря 2020 года № 1.5/01-01/10420-исх)
4	ТП энергопринимающих устройств к сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири на территории Омской области	0,12	2021	Информация от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири по ожидаемому росту электрических нагрузок до 2025 года, реализация которых планируется согласно поданным заявкам на ТП (письмо от 22 декабря 2020 года № М2/6/3257)

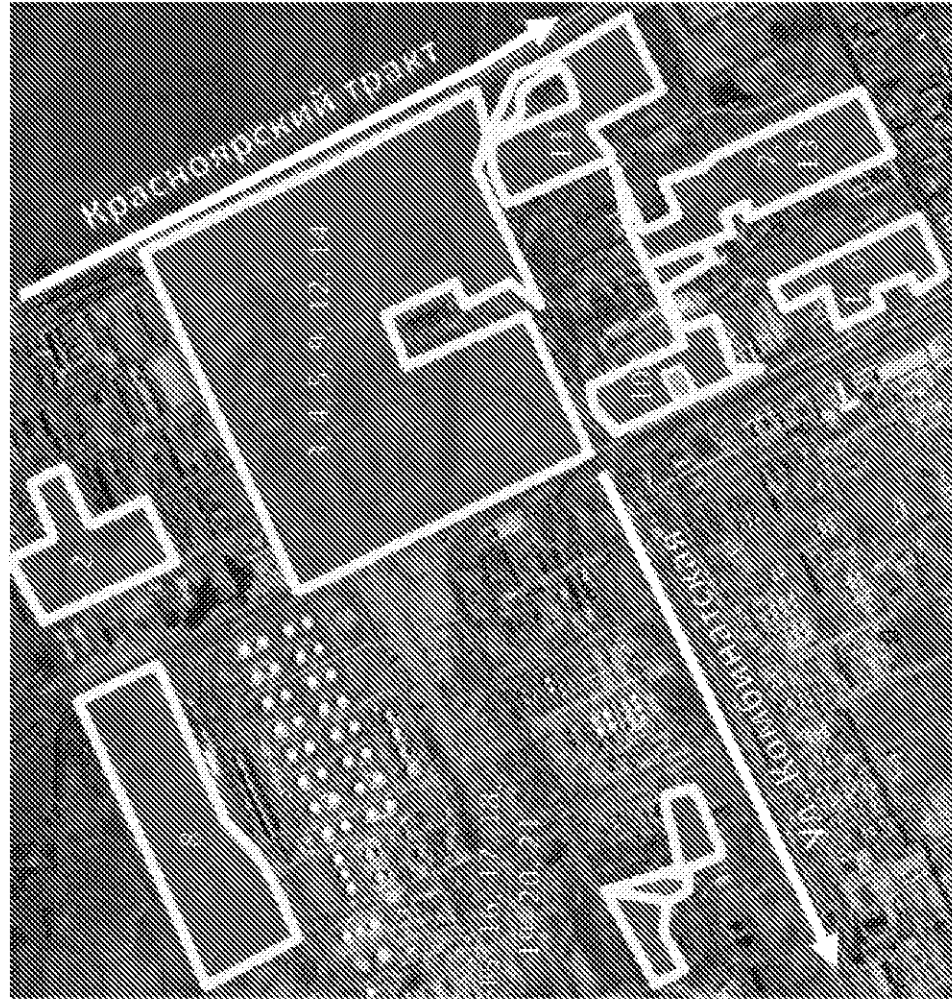
* - с 2023 года принимается снижение нагрузки на ПС 110 кВ Знаменка, ПС 110 кВ Тара и ПС 110 кВ Тевриз суммарно на 10 МВт согласно письму Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области от 4 февраля 2021 года № ИСХ-21/МЭЖК-883.

В рамках дополнительного варианта развития энергосистемы Омской области рассмотрено, в том числе, присоединение ОЭЗ ППТ «Авангард». Согласно данным Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области, предоставленным письмом от 4 февраля 2021 года № ИСХ-21/МЭЖК-883, на территории ОЭЗ ППТ «Авангард» до 2024 года планируется подключение новых энергопринимающих устройств промышленных предприятий суммарной мощностью до 40 МВт.

ОЭЗ ППТ «Авангард» общей площадью 493,65 га расположена в северо-западном промышленном узле города Омска. В состав ОЭЗ входит 21 земельный участок. Специализацией ОЭЗ ППТ «Авангард» является химическое и нефтехимическое производство. Управляющей компанией является АО «ОЭЗ ППТ «Авангард».

Карта-схема размещения земельных участков АО «ОЭЗ ППТ «Авангард» представлена на рисунке 27.

Территория ОЭЗ – 21 3У площадью – 493,65 га



№	Кадастровый номер земельного участка	Адрес	Общая площадь, га	Собственность
1	55:36:030201:4581	г. Омск, переулок Губкина	14,0	Частная
2	55:36:030201:4582	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	28,0	Государственная (не зарегистрирована)
3	55:36:030201:758	г. Омск, тракт Красноярский	4,3	
4	55:36:030201:759	г. Омск, ул. Комбинатская	21,0	
5	55:36:030201:4030	г. Омск, ул. Комбинатская	22,0	
6	55:36:030201:49	г. Омск, переулок Губкина, 10	2,8	Частная
7	55:36:030201:4037	г. Омск, переулок Губкина, 10	4,7	
8	55:36:030201:4512	г. Омск, Собственный административный округ	81,1	Государственная (не зарегистрирована)
9	55:36:030201:4583	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	11,7	
10	55:36:030201:4594	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	18,0	
11	55:36:030201:4585	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	34,5	
12	55:36:030201:4586	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	14,5	
13	55:36:030201:4587	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	27,0	
14	55:36:030201:4588	г. Омск, ул. Комбинатская, 46	201,5	Частная
15	55:36:030115:3333	г. Омск, ул. Нефтяной, 2	1,8	
16	55:36:030115:3226	г. Омск, ул. Нефтяной, 46	5,0	
17	55:36:030115:3239	г. Омск, ул. Нефтяной, 46	0,7	
18	55:36:030115:3022	г. Омск, ул. Комбинатская, 46	2,8	Государственная (не зарегистрирована)
19	55:36:030115:3428	г. Омск, ул. Нефтяной, 2	8,5	
20	55:36:030115:3312	г. Омск, ул. Комбинатская, 46/2	0,3	
21	55:36:030115:3020	г. Омск, ул. Комбинатская, 46	0,1	

Рисунок 27– Карта-схема размещения земельных участков АО «ОЭЗ ПШТ «Авангард»

Исходя из анализа территориального расположения площадок, входящих в состав ОЭЗ ППТ «Авангард», ближайшими ЦП 110 кВ и выше, от которых возможно организовать электроснабжение перспективной нагрузки, являются:

- ПС 110 кВ СК-1 и ПС 110 кВ СК-2 (2х40 МВА) – АО «Омский каучук»;
- ПС 110 кВ Энтузиастов (2х40 МВА) – Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»;
- ПС 110 кВ Заводская (2х10 МВА) – АО «Омскэлектро»;
- ПС 110 кВ Пластмасс (1х40 МВА+1х63 МВА) – ЗАО «Завод Пластмасс».

Ввиду того, что площадки, входящие в ОЭЗ ППТ «Авангард», удалены друг от друга на достаточное расстояние, а также в связи с тем, что на момент формирования СиПР отсутствуют сведения о конкретном местоположении резидентов на территории ОЭЗ ППТ «Авангард», а также отсутствуют сведения о проектной проработке планируемой схемы электроснабжения новых энергопринимающих устройств, в дополнительном варианте развития рассматривается наиболее тяжелый, с точки зрения влияния на загрузку элементов электрической сети 110 кВ и выше, вариант присоединения энергопринимающих устройств (40 МВт) к существующему ЦП 110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» ПС 110 кВ Энтузиастов.

Следует также отметить, что в районе расположения ОЭЗ ППТ «Авангард» также находятся ЛЭП 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС». В случае подтверждения планов по увеличению суммарной мощности энергопринимающих устройств, вводимых на территории ОЭЗ ППТ «Авангард», возможно рассмотреть вариант присоединения энергопринимающих устройств к сети 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» с сооружением нового ЦП 220 кВ. Принимая во внимание вышеизложенное, схему подключения, количество и мощность трансформаторного оборудования нового ЦП необходимо определить в рамках проектирования работы по схеме внешнего электроснабжения новых энергопринимающих устройств.

Рассматриваемые в данном разделе мероприятия по электроснабжению новых энергопринимающих устройств на территории ОЭЗ ППТ «Авангард» носят рекомендательный характер и должны быть подтверждены в рамках отдельного проектирования или процедуры ТП согласно ПП РФ № 861.

Рассмотренный вариант по присоединению нагрузки ОЭЗ ППТ «Авангард» в сеть 110 кВ в энергосистеме Омской области на этапах 2021 – 2025 годов актуален как в сценарии с перетоками активной мощности в Сибирь, так и в сценарии при перетоках активной мощности на Урал.

В целях выявления «узких мест» в энергосистеме Омской области, для перспективного периода 2021 – 2025 годов в работе выполнены расчеты электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области для нормальных и основных ремонтных

схем, а также при нормативных возмущениях в соответствии с Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630, на каждый год рассматриваемого пятилетнего периода 2021 – 2025 годов для базового и для дополнительного вариантов развития.

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

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

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

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

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

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

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (с округлением до ближайшего целого значения) принята минус 36,0 °С ($t_{\text{зим}0,92}$);

- расчетная температура наружного воздуха для расчетов электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных и минимальных нагрузок принята минус 5 °С ($t_{\text{гост}}$);

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

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

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630².

Расчеты электроэнергетических режимов работы электрической сети энергосистемы Омской области проведены с учетом всего возможного диапазона изменения внешних перетоков мощности между ОЭС Урала, Сибири и Республики Казахстан. С этой целью в перспективных расчетных моделях учтены два режимно-балансовых сценарных условия:

- обеспечение перетока активной мощности через энергосистему Омской области в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь (далее – переток в Сибирь);

- обеспечение перетока активной мощности через энергосистему Омской области в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал (далее – переток на Урал).

6.7.1. Базовый вариант. Переток в Сибирь. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Омской области в электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2021 – 2025 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов перспективных электроэнергетических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах энергосистемы Омской области выявил СРС,

² При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения СРМ в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630. Согласно указанному документу, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

характеризующиеся выходом параметров режима из области допустимых значений.

Анализ уровней напряжения.

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах выявил следующие случаи выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений:

- снижение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская, находящихся в границах «Южного энергорайона», в период зимних максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С и при температуре окружающей среды минус 5 °С (2021 – 2025 годы);

- превышение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Шухово – Большая Тава в период зимних минимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 5 °С и в период летних минимальных нагрузок при температуре окружающей среды плюс 19 °С (2021 – 2025 годы).

Транзит 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 2СП-110 ПС 220 кВ Лузино из нормальной схемы в зимний период максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С в период 2021 – 2025 годов.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на подстанциях 110 кВ ниже аварийно допустимого напряжения: максимальное «глубокое» снижение 55 – 56 кВ на ПС 110 кВ Память Тельмана, ПС 110 кВ Азово, ПС 110 кВ Животновод, снижение напряжения до 60 кВ на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 110 кВ Кутузовская, ПС 110 кВ Шербакульская, ПС 110 кВ Одесская при аварийно допустимом напряжении – 84,7 кВ.

ПС 110 кВ Одесская оснащена АОСН с действием на отключение нагрузки. С учетом работы АОСН ПС 110 кВ Одесская напряжения на рассматриваемом транзите 110 кВ повышаются до 66-71 кВ на ПС 110 кВ Память Тельмана, ПС 110 кВ Азово, ПС 110 кВ Животновод, но не входят в область допустимых значений. В рассматриваемой СРС требуется ввод ГАО.

Мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанной СРС без учета работы АОСН ПС 110 кВ Одесская, является установка секционного выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская.

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская в рассмотренной СРС обеспечивает электроснабжение ПС 110 кВ Сосновская по двум ВЛ-110 кВ от ПС 220 кВ Лузино (в настоящее время электроснабжение осуществляется по одной ВЛ-110 кВ в связи с отсутствием СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская).

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 25 мая 2020 года.

В результате реализации мероприятия по установке СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская напряжения на подстанциях 110 кВ входят в область допустимых значений и исключается необходимость работы АОСН ПС 110 кВ Одесская в послеаварийном режиме.

Транзит 110 кВ Шухово – Большая Тава.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 1СШ-220/2СШ-220 ПС 220 кВ Ульяновская, ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1), 1(2)СШ-110 ПС 110 кВ Саргатская: из нормальной схемы элементов в период зимних нагрузок при температуре окружающей среды минус 5 °С в период 2021 – 2025 годов и летних минимальных нагрузок при температуре окружающей среды плюс 5 °С в период 2021 – 2025 годов.

Отключение 2СШ-220 ПС 220 кВ Ульяновская приводит к отключению ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1), которая компенсирует избыточную реактивную мощность северного транзита 110 кВ Усть - Ишим – Шухово и как следствие приводит к избытку реактивной мощности в энергорайоне Усть - Ишим – Шухово и, как следствие, приводит к повышению напряжения в рассматриваемом районе.

В данных СРС имеет место превышение напряжения на подстанциях 110 кВ выше максимального рабочего напряжения: максимальное превышение 127-130 кВ в летний период минимальных нагрузок при температуре окружающей среды плюс 5 °С на ПС 110 кВ Шухово, ПС 110 кВ Бакшеево, ПС 110 кВ Тевриз, ПС 110 кВ Утьма, ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Новоягодное, ПС 110 кВ Большая Тава при максимально допустимом напряжении – 126 кВ.

Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС, являются:

- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Знаменка;
- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 220 кВ Ульяновская (на ПС 220 кВ Загородная РПН в рассматриваемом режиме выставлен в положение 2);

- отключение в резерв ВЛ-110 кВ Шухово – Новоягодная (С-86);
- изменение реактивной мощности электростанций Омской области (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5) с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;
- загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая;
- отключение КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская.

В результате реализации СРМ по переносу точки раздела 110 кВ на ПС 110 кВ Тара путем отключения ВЛ-110 кВ Тара – Знаменка (С-76) изменение реактивной мощности электростанций Омской области, а также загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая, напряжение на рассматриваемых ПС 110 кВ транзита Шухово – Большая Тава входят в область допустимых значений. Реализация мероприятия по отключению КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская менее эффективно.

Следует отметить, что суммарное время реализации указанных СРМ может достигать более 20 минут. Таким образом, предложенные СРМ по снижению напряжения на транзите 110 кВ Шухово – Большая Тава до области допустимых значений являются нецелесообразными.

Альтернативным мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС, является установка УШР на ПС 110 кВ Тара мощностью 25 Мвар.

В результате реализации мероприятия по установке УШР 25 Мвар на ПС 110 кВ Тара, напряжение на подстанциях 110 кВ входит в область допустимых значений.

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 27 декабря 2019 года.

Анализ токовой загрузки в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области. Нормативные возмущения в нормальной схеме.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов на этапах 2021 – 2025 годов в нормальной схеме превышений ДДТН электросетевого оборудования энергосистемы Омской области не выявлено.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах энергосистемы Омской области выявлено наличие токовых перегрузок электросетевых объектов 110 кВ и выше на этапах 2021 – 2025 годов в периоды зимних и летних нагрузок.

Транзит 110 кВ Лузино – Москаленки.

Превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино –

Мариановка с отпайками (С-23), входящих в транзит 110 кВ Лузино-Москаленки, выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Кроме того, превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) и ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) – 494 А (154 процента от Иддтн);
- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) – 493 А (102 процента от Иддтн);
- по ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская) – 532 А (110 процента от Иддтн).

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года, превышает АДТН.

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую загрузку ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Данное СРМ снижает токовую загрузку ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская) ниже ДДТН, но не исключает превышение АДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино). Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская снижает надежность электроснабжения потребителей Шербакульского района Омской области и должна выполняться только в условиях зимних максимальных нагрузок.

Таким образом, для предотвращения превышения ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) в период 2021 – 2025 годов с учетом установки СВ-

110 ПС 110 кВ Сосновская и превентивного переноса точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская необходима реализация мероприятия по увеличению пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года.

В случае невозможности реализации мероприятий по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская, для предотвращения превышения АДТН и ДДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ в период 2021 – 2025 годов необходима реализация следующих мероприятий:

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Пикетное, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25 °С не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Пикетное, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25 °С не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2022 год.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) и составила:

- ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский) – 496 А (103 процента от $I_{ддтн}$);

- ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 388 А (121 процент от $I_{ддтн}$).

Следует отметить, что при проведении расчетов электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше на перспективный период 2021 – 2025 годов учтено изменение нормальной схемы ПС 110 кВ Мариановка, предусматривающее включение ВВ1-110 и ВС-110 на ПС 110 кВ Мариановка с отключением РП-110.

Кроме того, при отключении 2 СШ-110 ПС 220 кВ Лузино происходит глубокое снижение напряжения. Подробный анализ уровней напряжения представлен в разделе 6.7.1 «Анализ уровней напряжения». По результатам анализа уровней напряжения, представленного в разделе 6.7.1, направленного на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанной СРС, является установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская. Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) с учетом включения СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении 2 СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

- ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский) – 527 А (109 процентов от $I_{ддтн}$);

- ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 419 А (131 процент от $I_{ддтн}$).

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Данное СРМ снижает токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) ниже ДДТН ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), но не исключает превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино). В сложившейся СРС для снижения ДДТН в ПАР рекомендуется выполнение переноса точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Сельская.

В случае невозможности реализации мероприятий по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская, для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ в период 2021 – 2025 годов необходима реализация следующих мероприятий:

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Мариановка, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25 °С не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года.

АТ-2 ПС 220 кВ Лузино.

Превышение ДДТН АТ-2 ПС 220 кВ Лузино выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки АТ-2 ПС 220 кВ Лузино выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапе 2025 года при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила на стороне ВН 398 А (106 процента от $I_{\text{доп}}$).

Максимальная величина токовой нагрузки АТ-2 ПС 220 кВ Лузино, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапе 2025 года, не превышает существующую АДТН, допустимую в зимний период в течение 20 минут.

Для предотвращения превышения ДДТН обмотки ВН и СН АТ-2 ПС 220 кВ Лузино в ПАР необходимо превентивно в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С выполнить перенос точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Москаленки.

В результате реализации данного СРМ в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Лузино в ПАР оказывается ниже ДДТН.

КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18).

Превышение ДДТН КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московка – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московка – Шинная) выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапах 2022 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московская – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московская – Шинная) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) соответственно и составила:

- по КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московская – Шинная) составила – 521 А (104 процента от $I_{ддтн}$);

- по КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московская – Шинная) составила – 520 А (104 процента от $I_{ддтн}$).

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московская – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московская – Шинная), выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапе 2025 года, превышает существующую АДТН.

КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) входят в состав контролируемого сечения «Московка – Октябрьская».

Превышение АДТН вышеуказанных ВЛ-110 кВ обусловлено превышением сложившегося перетока активной мощности существующих значений МДП в контролируемом сечении «Московка – Октябрьская» в нормальной схеме.

При перетоке мощности в сечении «Московка – Октябрьская» на уровне МДП в нормальной схеме в случае возникновения аварийного отключения в рассмотренных СРС превышения ДДТН КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) не возникает.

КВЛ-220 кВ Восход – Татарская.

Превышение ДДТН КВЛ-220 кВ Восход – Татарская выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-220 кВ Восход – Татарская выявлена в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С на этапе 2021 года при аварийном отключении ВЛ-500 кВ Барабинская – Восход и составила 605 А (106 процентов от $I_{ддтн}$).

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-220 кВ Восход – Татарская, выявленная в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30°С на этапе 2021 года, превышает существующую АДТН.

КВЛ-220 кВ Восход – Татарская оснащена устройством АОПО на ПС 500 кВ Восход. При температуре наружного воздуха плюс 25 °С и выше выявленная токовая перегрузка достигнет уставки срабатывания 490 А существующей АОПО с действием на отключение КВЛ-220 кВ Восход – Татарская на ПС 500 кВ Восход. Кроме того, в сложившейся СРС также возникает условие для срабатывания АОПО на ПС 110 кВ Новокормиловская с действием на отключение ВЛ-110 кВ Калачинская-Т – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ-110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124) с действием на отключение указанных ВЛ-110 кВ.

Таким образом, в сложившейся СРС с учетом работы существующих АОПО на ПС 500 кВ Восход и на ПС 110 кВ Новокормиловская превышений ДДТН КВЛ-220 кВ Восход – Татарская, а также иных электросетевых элементов 110 кВ и выше не наблюдается. Реализация дополнительных мероприятий не требуется.

Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

При возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме как в отчетном периоде, так и в период 2021 – 2025 годов, связанного с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), в условиях отсутствия возможности включения ВЛ-110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны энергетической системы Республики Казахстан происходит отключение потребителей 3-й категории надежности, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская. Максимальный объем отключаемой нагрузки составит 9,4 МВт в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 36°С.

Карта-схема электрических сетей напряжением 35 – 110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская представлена на рисунке 28.

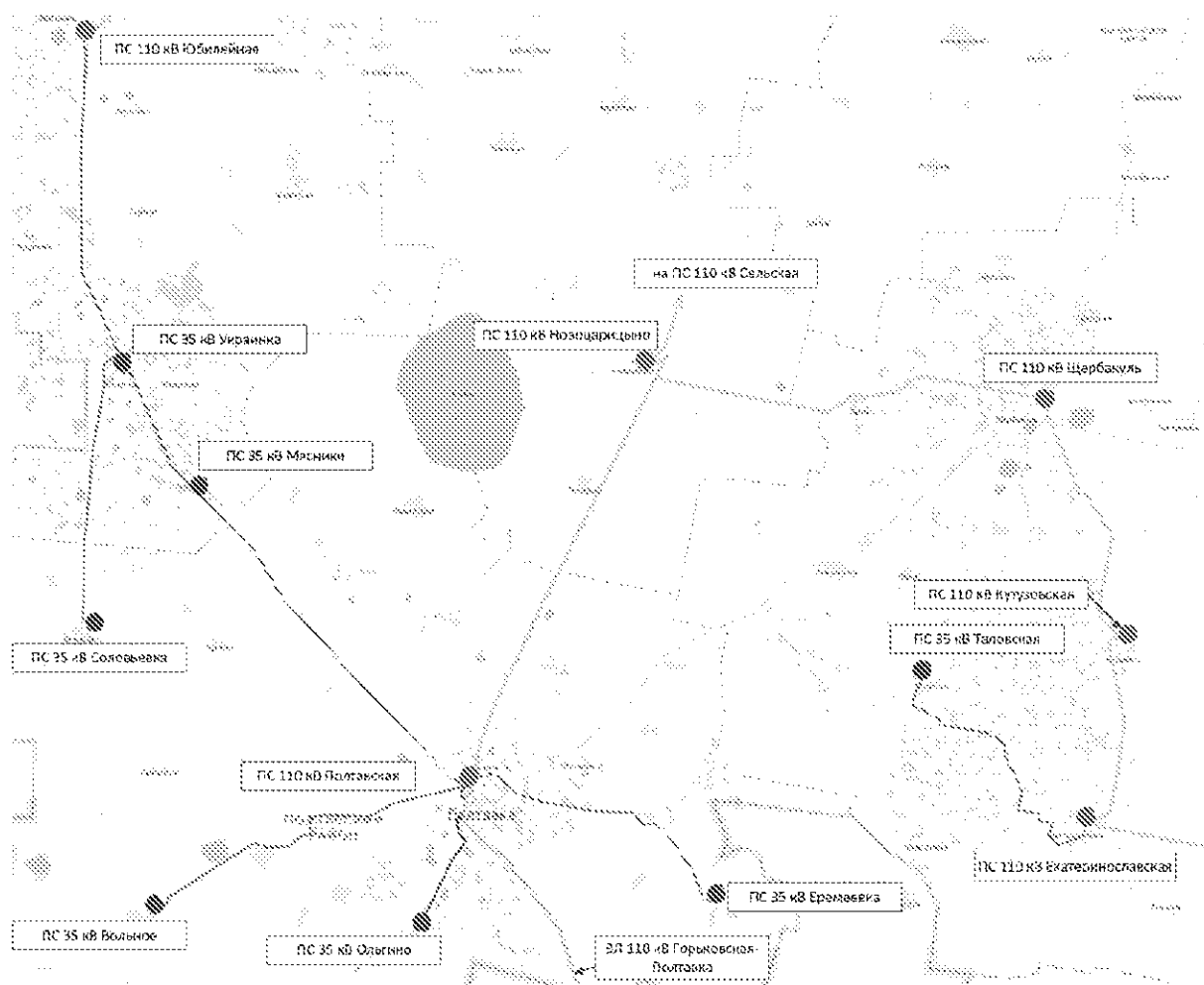


Рисунок 28 – Карта-схема электрических сетей напряжением 35 – 110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская

На основании пункта 31(6) ПП РФ № 861 допустимое число часов ограничения для потребителей 3-й категории надежности составляет 72 часа в год, но не более 24 часов непрерывно. При повреждении протяженной ВЛ-110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) время восстановления поврежденного оборудования может превысить 24 часа.

Для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ-110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) рассмотрены варианты усиления сети 10-110 кВ (далее – сетевые варианты) и альтернативные варианты с применением резервных источников электроснабжения: накопителей электрической энергии или с сооружением генерирующего объекта (далее – варианты с резервным источником электроснабжения).

При разработке мероприятий в рамках предложенных вариантов учитываются требования ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в

отношении обеспечения отклонения напряжения на шинах 10 – 35 кВ в диапазоне плюс/минус 10 процентов от $U_{ном}$.

Сетевые варианты:

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 35 кВ (Вариант 1А);

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 10 – 35 кВ (Вариант 1Б);

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ (Вариант 2);

- организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 110 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с сооружением новой ВЛ-110 кВ Екатеринославская – Полтавская (Вариант 3).

Варианты с резервным источником электроснабжения:

- альтернативный вариант электроснабжения потребителей с применением накопителей электрической энергии;

- альтернативный вариант электроснабжения потребителей с сооружением генерирующего объекта электрической энергии.

В целях исключения нарушения электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), рассмотрены следующие альтернативные варианты с применением резервного источника электроснабжения для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 9,4 МВт.

1. Альтернативный вариант снабжения потребителей с применением накопителей электрической энергии.

В качестве альтернативы предложенным вариантам усиления существующей сети 10 – 110 кВ рассмотрен вариант с установкой СНЭЭ для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 9,4 МВт на перспективу 2025 года.

Основными элементами СНЭЭ являются:

- подсистема накопления, включающая аккумуляторные батареи (далее – АБ) и определяющая номинальную энергоемкость системы;

- подсистема преобразования, включающая повышающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ и реверсивный полупроводниковый преобразователь напряжением 0,38 кВ, определяющая нормированную выходную активную мощность системы;

- вспомогательные подсистемы контроля и управления.

Для СНЭЭ с подсистемой накопления электрохимического типа наиболее перспективной и рекомендуемой к использованию является

подсистема накопления на базе литий-ионных АБ. Такие устройства способны выдерживать ежедневные заряды/разряды, при средней продолжительности циклов 12 – 24 часа, способны практически мгновенно (безынерционно) изменять собственный режим работы и позволяют масштабировать систему накопления в сторону увеличения номинальной энергоемкости без ограничения «сверху».

Требуемые параметры СНЭЭ для резервного электроснабжения энергорайона ПС 110 кВ Полтавская составляют:

- нормированная выходная активная мощность – 9,4 МВт;
- номинальная энергоемкость – 380 000 кВт·ч;
- продолжительность регулировочного воздействия – 24 ч.

Указанное значение номинальной энергоемкости учитывает потери в полупроводниковом преобразователе, потери в литий-ионных АБ, запас на старение и запас на допустимую глубину разряда литий-ионных АБ.

Для обеспечения энергоемкости в объеме 380 000 кВт·ч подсистема накопления должна включать в себя 85 АБ емкостью не менее 1 652 400 А·ч, при этом в составе одной литий-ионной АБ 72 элемента по 270 А·ч с номинальным напряжением 3,2 В.

Удельная стоимость элементов литий-ионных АБ типа LiFePO₄ второго поколения принята по данным заводов-изготовителей равной 100 руб/А·ч.

Таким образом, капитальные затраты на подсистему накопления СНЭЭ составят 165,2 млн. рублей.

При этом стоимость оборудования подсистемы преобразования и вспомогательных подсистем контроля и управления в 40 – 120 раз превышает стоимость подсистемы накопления. Следовательно, полные капитальные затраты на применение СНЭЭ ориентировочно составят 6,6 – 19,8 млрд. рублей.

Следует отметить, что представленные параметры СНЭЭ, а также капитальные затраты на реализацию СНЭЭ носят предварительный характер и должны быть уточнены в рамках отдельного проектирования.

Поскольку указанные капитальные затраты заведомо превосходят стоимость реконструкции сети 10 – 110 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская, данный вариант в технико-экономическом сравнении не участвует. Следует отметить, что только при снижении удельных показателей стоимости СНЭЭ за единицу мощности и за единицу энергии до уровня 653 \$/кВт и до 16 \$/кВт·ч капитальные затраты в данный вариант будут равнозначны затратам на реализацию рекомендованного сетевого варианта.

2. Альтернативный вариант снабжения потребителей с сооружением генерирующего объекта электрической энергии.

В качестве альтернативы предложенным вариантам усиления существующей сети 10 – 110 кВ в целях исключения нарушения электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в

аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), рассмотрен вариант с сооружением генерирующего объекта установленной мощностью 10 МВт (с учетом потребления собственных нужд электрической станции) для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 9,4 МВт на перспективу до 2025 года.

Для предварительной оценки целесообразности применения генерирующего объекта за основной объект принята газотурбинная установка мощностью 10 МВт с подключением к ПС 110 кВ Полтавская.

Стоимость сооружения нового генерирующего объекта установленной мощностью 10 МВт на базе газотурбинных установок определена на основании данных каталога Gas Turbine World 2010 и данных по объектам-аналогам. Укрупненная стоимость ГТЭС составляет 1 185 млн. рублей без НДС в ценах I квартала 2021 года.

Следует отметить, что представленные параметры генерирующего объекта, а также капитальные затраты на реализацию генерирующего объекта носят предварительный характер и должны быть уточнены в рамках отдельного проектирования.

Поскольку указанные капитальные затраты заведомо превосходят стоимость реконструкции сети 10 – 110 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская, данный вариант в технико-экономическом сравнении не участвует.

По результатам технико-экономического сравнения сетевых вариантов, наиболее экономичным является вариант № 2 (рекомендуемый к реализации). Вариант № 2 предусматривает организацию электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ.

Вариант № 2 предусматривает выполнение следующих мероприятий:

- сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская проводом АС-70 протяженностью 24 км с образованием новой ВЛ-35 кВ Полтавка – Таловская с отпайкой на ПС Еремеевка;

- установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская. Параметры СТК необходимо уточнить в рамках дальнейшего проектирования;

- замена ВЧЗ (100 А) ВЛ-35 кВ Екатеринославская – Таловская (117Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А;

- замена ТТ (100 А) и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) на ПС 110 кВ Полтавская на новые с пропускной способностью не менее 600 А;

- реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 10 МВА на новый мощностью 25 МВА;

- замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства (для обеспечения селективной работы дифференциальной защиты трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская).

Сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская также потребует пересчета параметров срабатывания УРЗА, установленных на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 35 кВ Таловская и ПС 110 кВ Полтавская. Возможность установки необходимых параметров срабатывания УРЗА, а также объем реконструкции/замены вышеуказанных УРЗА определяется при разработке проектной документации по титулу сооружения новой ВЛ-35 кВ.

Следует также отметить, что при разработке варианта № 2 в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), выявлено превышение ДДТН 1Т ПС 110 кВ Екатеринославская мощностью 10 МВА. Данное превышение обусловлено сложившейся нагрузкой энергорайона расположения ПС 110 кВ Полтавская, а также потерями в сети 35 кВ при организации питания ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская. Для ликвидации выявленного превышения ДДТН 1Т ПС 110 кВ Екатеринославская рекомендована замена существующего трансформатора на новый мощностью 25 МВА.

В результате реализации мероприятий по варианту № 2, напряжения в электрической сети 10 – 35 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская входят в область длительно допустимых значений, превышений ДДТН электросетевых элементов не возникает. Следует отметить, что в различных режимах работы энергосистемы (максимум/минимум нагрузки), а также в разных сезонах потребуются синхронизация данных мероприятий с работой РПН на ПС 110 кВ Екатеринославская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ-110 кВ ВЛ-110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5).

Следует отметить, что рекомендуемый вариант № 2 позволяет обеспечить 2-ю и 3-ю категорию надежности электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская. Для обеспечения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по 1 категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), рекомендуется к реализации вариант № 2А, предусматривающий дополнительно к мероприятиям по варианту № 2 организацию функции автоматического включения выключателя в устройстве АУВ ВЛ-35 кВ Полтавская – Еремеевская с отпайкой на ПС Таловская со стороны ПС 35 кВ Таловская. Данный вариант сопоставим с вариантом сооружения новой ВЛ-110 кВ Екатеринославская – Полтавская (вариант № 3) в части возможности обеспечения

электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по 1 категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), но является менее затратным.

Ввиду отсутствия сведений о наличии в исследуемом энергоаойне ПС 110 кВ Полтавская существующих потребителей 1 категории надежности и возможном подключении в период до 2025 года перспективных потребителей 1 категории надежности к дальнейшей реализации рекомендуется вариант № 2.

Подробные результаты проведенного технико-экономического сравнения с оценкой дисконтированных затрат из расчета жизненного цикла в 15 лет по разработанным вариантам представлены в разделе 6.10.

Анализ токовой нагрузки в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области. Нормативные возмущения в ремонтных схемах.

По итогам анализа результатов расчета электроэнергетических режимов для этапов 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН ряда электросетевого и трансформаторного оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Омской области в период летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре плюс 19 °С и летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ):

- АТ-1 ПС 500 кВ Таврическая;
- АТ-2 ПС 500 кВ Таврическая;
- АТ-1 ПС 500 кВ Восход;
- КВЛ-220 кВ Восход – Татарская;
- КВЛ-220 кВ Восход – Московская;
- 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);
- ВЛ-110 кВ Валерино – Колония с отпайкой на ПС Илюшкино (3-16 Валерино – Колония);
- ВЛ-110 кВ Валерино – Каратканск с отпайками (3-15 Валерино – Каратканск);
- ВЛ-110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124);
- КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18);
- КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17).

Выявленные превышения ДДТН элементов электрической сети 110 кВ и выше возникают в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением элементов, входящих в существующие КС, и обусловлены превышением сложившегося перетока активной мощности над МДП в ремонтных схемах.

Для предотвращения возникновения превышения ДДТН рассматриваемых электросетевых элементов 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтных схемах рекомендуется осуществлять

подготовку данных ремонтных схем и обеспечить превентивное снижение перетока в КС до уровня МДП в ремонтной схеме. С учетом реализации превентивных мероприятий по подготовке ремонтных схем, а также с учетом действия существующих устройств ПА и реализации СРМ в ПАР превышений ДДТН электросетевых элементов 110 кВ и выше для базового варианта при перетоке активной мощности в Сибирь в период 2021 – 2025 годов не выявлено.

Следует также отметить, что по итогам анализа результатов расчета электроэнергетических режимов для этапов 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН ряда электросетевого оборудования 110 кВ энергосистемы Омской области, возникающие в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и температуре минус 5 °С:

- ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73);
- ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73);
- ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8);
- ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) (участок ТПК Надеждинский – Береговая).

ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73), ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73).

Превышения ДДТН ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) выявлено при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при отключении ВЛ-110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А) и ВЛ-110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71) и составила:

- по ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) – 315 А (157 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$);
- по ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) – 311 А (155 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$).

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ 110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С, превышает АДТН. Следует отметить, что в рассматриваемой СРС БСК на ПС 110 кВ Тара и на ПС 110 кВ Муромцево отключены, включение данных БСК приводит к увеличению токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ 110 кВ.

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок СРМ, направленного на перенос существующей

точки раздела с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара с переводом электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Усть-Ишим – Тара от энергосистемы Тюменской области, недостаточно.

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется в случае отсутствия необходимости использования ВЧЗ для организации ВЧ-каналов связи реализовать демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино. Окончательное решение по демонтажу ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино требуется уточнить на этапе отдельного проектирования.

В случае отсутствия возможности демонтажа ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино, для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется к реализации одно из следующих альтернативных мероприятий:

- в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 произвести установку АОПО ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) на ПС 110 кВ Новологиново с действием на ограничение нагрузки в объеме не менее 15,0 МВт (вариант № 1). Окончательное решение по составу отключаемой нагрузки, логике действия АОПО и каналам передачи ПА команд требуется уточнить на этапе разработки проектной документации;

- осуществить замену ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино на новые с пропускной способностью не менее 600 А (вариант № 2).

По результатам технико-экономического сравнения вариантов № 1 и № 2, представленного в разделе 6.10.2, наиболее экономичным альтернативным вариантом предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ, в случае отсутствия возможности демонтажа ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино, является вариант № 2, предусматривающий замену ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино на новые с пропускной способностью не менее 600 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятий – 2021 год.

Подробные результаты проведенного технико-экономического сравнения с оценкой дисконтированных затрат из расчета жизненного цикла в 15 лет по разработанным вариантам представлены в разделе 6.10.2.

ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8).

Превышения АДТН ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) выявлено при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при отключении ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7) и ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1) и составила:

- по ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) – 459 А (153 процента от $I_{\text{дтн}}$);
- по ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) – 442 А (147 процентов от $I_{\text{дтн}}$).

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ рассмотрены превентивные СРМ:

- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Ишим на В-110 2В, В-110 3В ПС 110 кВ Тара;
- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Тюкалинская на В-110 С-70 ПС 110 кВ Саргатская;
- включение БСК на ПС 110 кВ Тара, ПС 110 кВ Муромцево.

Рассмотренные превентивные СРМ по переносу точки раздела снижают токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8), но не исключают превышения АДТН. В рассматриваемой СРС с учетом реализации СРМ по переносу точки раздела для предотвращения превышения АДТН требуется ввод ГАО в объеме 21 МВт.

Рекомендуемым мероприятием для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ является изменение рабочей отпайки существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Надеждинский с 300/5 до 600/5. Ответственный исполнитель – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго». Рекомендуемый срок реализации мероприятий – 2021 год. Согласно письму филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 25 августа 2020 года № 1.5/01-02/7183-исх реализация данного мероприятия запланирована на 31 августа 2021 года.

6.7.2. Выводы по результатам анализа расчетов электроэнергетических режимов в базовом варианте при перетоках в Сибирь

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области в базовом варианте при перетоках в Сибирь были выявлены «узкие места» в электрической сети 110 кВ и выше, связанные с:

- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения;
- недостатком пропускной способности электросетевого оборудования и проводов линий электропередачи 110 кВ для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;

- наличием энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения.

Следует отметить, что перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, а также перечень мероприятий для ликвидации выявленных «узких мест», определенный в отчетном периоде (раздел 5.1), сохраняется на перспективный период 2021 – 2025 годов при перетоках в Сибирь.

При этом выявлены новые «узкие места» в электрической сети 110 кВ и выше, характерные для перспективного периода 2021 – 2025 годов при перетоках в Сибирь. Для ликвидации новых выявленных «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области для перспективного периода 2021 – 2025 годов при перетоках в Сибирь рекомендуется реализация ряда СРМ, а также реализация следующего мероприятия по реконструкции сети 110 кВ и выше: демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

6.7.3. Базовый вариант. Переток на Урал. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Омской области в электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2021 – 2025 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов перспективных электроэнергетических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах энергосистемы Омской области выявил СРС, характеризующиеся выходом параметров режима из области допустимых значений.

Анализ уровней напряжения.

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах выявил следующие случаи выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений:

- снижение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская, находящихся в границах «Южного энергорайона», в период зимних максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С и при температуре окружающей среды минус 5 °С в период 2021 – 2025 годов;

- снижение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Лузино – Юбилейная в период зимних максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С в период 2021 – 2025 годов;

- превышение напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Шухово – Большая Тава в период зимних минимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 5 °С и в период летних минимальных нагрузок при температуре окружающей среды плюс 19 °С в период 2021 – 2025 годов.

Транзит 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 2СП-110 ПС 220 кВ Лузино из нормальной схемы в зимний период максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С в период 2021 – 2025 годов.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на подстанциях 110 кВ ниже аварийно допустимого напряжения: максимально «глубокое» снижение 55 – 56 кВ на ПС 110 кВ Память Тельмана, ПС 110 кВ Азово, ПС 110 кВ Животновод, снижение напряжения на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 110 кВ Кутузовская, ПС 110 кВ Шербакульская, ПС 110 кВ Одесская до 60 кВ при аварийно допустимом напряжении – 84,7 кВ.

ПС 110 кВ Одесская оснащена АОСН с действием на отключение нагрузки. С учетом работы АОСН ПС 110 кВ Одесская напряжение на рассматриваемых ПС 110 кВ повышается, но не входит в область допустимых значений. В рассматриваемой СРС требуется ввод ГАО.

Мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанной СРС без учета работы АОСН ПС 110 кВ Одесская, является установка СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская.

Наличие СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская в рассмотренной СРС обеспечивает электроснабжение ПС 110 кВ Сосновская по двум ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Лузино (в настоящее время электроснабжение осуществляется по одной ВЛ-110 кВ в связи с отсутствием СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская).

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 25 мая 2020 года.

В результате реализации мероприятия по установке СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская напряжение на подстанциях 110 кВ входит в область допустимых значений и исключается необходимость работы АОСН ПС 110 кВ Одесская в послеаварийном режиме.

Транзит 110 кВ Лузино – Юбилейная.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является

аварийное отключение 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино из нормальной схемы в зимний период максимальных нагрузок при температуре окружающей среды минус 36 °С в период 2025 года.

В данной СРС выявлено снижение напряжения на ряде следующих ПС 110 кВ, максимальное снижение выявлено на ПС 110 кВ Юбилейная до 87,96 кВ при аварийно допустимом напряжении на ПС 110 кВ Юбилейная – 88 кВ.

В настоящее время ПС 110 кВ Юбилейная оснащена АОСН с действием на отключение нагрузки. С учетом работы АОСН на ПС 110 кВ Юбилейная с воздействием на отключение нагрузки напряжение на рассматриваемом транзите 110 кВ повышается до аварийно допустимых значений, которые входят в область длительно допустимых значений.

В целях необходимости обеспечения на рассматриваемых ПС 110 кВ напряжения на уровне минимально допустимых значений в условиях необходимости включения нагрузки, отключенной действием АОСН, потребуется реализация СРМ, направленного на перенос точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Москаленки.

Таким образом, дополнительных мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше в рассматриваемом энергорайоне не требуется.

Транзит 110 кВ Шухово – Большая Тава.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 1СП-220/2СП-220 ПС 220 кВ Ульяновская, ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1), 1СП-110/2СП-110 ПС 110 кВ Саргатская: из нормальной схемы в летний период минимальных нагрузок.

Отключение 2СП-220 ПС 220 кВ Ульяновская приводит к отключению ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1), которая компенсирует избыточную реактивную мощность северного транзита 110 кВ Усть-Ишим – Шухово и, как следствие, приводит к избытку реактивной мощности в энергорайоне Усть-Ишим – Шухово и повышению напряжения в рассматриваемом районе.

В данных СРС имеет место превышение напряжения на подстанциях 110 кВ выше максимального рабочего напряжения: максимальное превышение 127 – 129 кВ на ПС 110 кВ Шухово, ПС 110 кВ Знаменка, ПС 110 кВ Бакшеево, ПС 110 кВ Тевриз, ПС 110 кВ Радищева, ПС 110 кВ Большие Уки, ПС 110 кВ Утьма, ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Новоягодное, ПС 110 кВ Большая Тава при максимально-допустимом напряжении – 126 кВ.

Для обеспечения допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС рекомендуется использовать следующие СРМ:

- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Знаменка;

- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара;
- изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 220 кВ Ульяновская (на ПС 220 кВ Загородная РПН в рассматриваемом режиме выставлен в положение 2);
- отключение в резерв ВЛ-110 кВ Шухово – Новоягодная (С-86);
- изменение реактивной мощности электростанций Омской области (Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5) с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;
- загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая;
- отключение КВЛ-220 кВ Восход – Ульяновская.

В результате реализации СРМ по переносу точки раздела 110 кВ на ПС 110 кВ Тара путем отключения ВЛ-110 кВ Тара – Знаменка (С-76), изменение реактивной мощности электростанций Омской области, а также загрузка УШР 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая, напряжение на рассматриваемых ПС 110 кВ транзита Шухово – Большая Тава входит в область допустимых значений. Реализация мероприятия по отключению КВЛ-220 кВ Восход – Ульяновская менее эффективно.

Следует отметить, что суммарное время реализации указанных СРМ может достигать более 20 минут.

Таким образом, предложенные СРМ по снижению напряжения на транзите 110 кВ Шухово – Большая Тава до области допустимых значений являются нецелесообразными.

Альтернативным мероприятием, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических режимов в указанных СРС, является установка УШР на ПС 110 кВ Тара мощностью 25 Мвар.

В результате реализации мероприятия по установке УШР 25 Мвар на ПС 110 кВ Тара напряжение на подстанциях 110 кВ входит в область допустимых значений.

Следует отметить, что данное мероприятие реализуется в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2020 – 2024 годы, характеризуется высокой степенью готовности и подтверждается актом о приемке выполненных работ от 27 декабря 2019 года.

Анализ токовой нагрузки в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области. Нормативные возмущения в нормальной схеме.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов на этапах 2021 – 2025 годов в нормальной схеме превышений ДДТН электросетевого оборудования энергосистемы Омской области не выявлено.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных схемах ЭС Омской области для базового варианта при перетоке активной мощности на Урал выявлено превышение ДДТН трансформаторного оборудования и ЛЭП

110 кВ и выше на этапах 2021 – 2025 годов в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и температуре минус 5 °С, летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре плюс 19 °С и летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ).

Транзит 110 кВ Лузино – Москаленки.

Превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), входящих в транзит 110 кВ Лузино – Москаленки, выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Кроме того, превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) и ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) – 420 А (131 процент от $I_{\text{ддтн}}$);
- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) – 420 А (86,7 процента от $I_{\text{ддтн}}$);
- по ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская) – 459 А (94,9 процента от $I_{\text{ддтн}}$).

Следует отметить, что в данной СРС напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Юбилейная достигает уставки срабатывания АОСН. Значения токовой нагрузки перечисленных ВЛ-110 кВ представлено с учетом работы АОСН ПС 110 кВ Юбилейная с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки.

В период 2021 – 2024 годов в аналогичной СРС напряжение ПС 110 кВ Юбилейная не достигает уставок срабатывания АОСН ПС 110 кВ Юбилейная.

Токовая нагрузка ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино), выявленная в период зимних максимальных нагрузок

при температуре минус 36 °С на этапе 2024 года при аварийном отключении 1СП-110 ПС 220 кВ Лузино без учета работы АОСН ПС 110 кВ Юбилейная, составила:

- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) – 506 А (158 процентов от $I_{\text{ддтн}}$);
- по ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) – 505 А (104 процента от $I_{\text{ддтн}}$);
- по ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская) – 545 А (113 процентов от $I_{\text{ддтн}}$).

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапах 2021 – 2024 годов, превышает АДТН. На этапе 2025 года с учетом работы АОСН и применения СРМ превышение АДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) сохраняется.

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24), ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Данное СРМ снижает токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьянаовская) ниже ДДТН, но не исключает превышение АДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино).

Таким образом, для предотвращения превышения ДДТН ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) в период 2021 – 2025 годов с учетом установки СВ-110 ПС 110 кВ Сосновская и превентивного переноса точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская необходима реализация мероприятия по увеличению пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года. Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская снижает надежность электроснабжения потребителей Шербакульского района Омской области и должна выполняться только в условиях зимних максимальных нагрузок.

В случае невозможности реализации мероприятий по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская, для предотвращения превышения АДТН и ДДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ в период 2021 – 2025 годов необходима реализация следующих мероприятий:

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ-110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Пикетное, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25 °С не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Пикетное, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25 °С не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) и составила:

- ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский) – 509 А (105 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$);

- ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 399 А (125 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$).

Следует отметить, что при проведении расчетов электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше на перспективный период 2021 – 2025 годов учтена реализация запланированного мероприятия по изменению нормальной схемы ПС 110 кВ Мариановка, предусматривающего включение ВВ1-110 и ВС-110 на ПС 110 кВ Мариановка с отключением РП-110.

Кроме того, при отключении 2 СШ-110 ПС 220 кВ Лузино происходит глубокое снижение напряжения, подробный анализ уровней напряжения представлен в разделе 6.7.3 «Анализ уровней напряжения». По результатам анализа уровней напряжения, представленного в разделе 6.7.3, направленным на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетических

режимов в указанной СРС, является установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская. Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) с учетом включения СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36°C на этапе 2025 года при аварийном отключении 2 ШП-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

- ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский) – 542 А (112 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$);

- ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 431 А (135 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$).

Установка СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Данное СРМ снижает токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) ниже ДДТН ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) (участок Мариановка – Алонский), но не исключает превышение ДДТН ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино). В сложившейся СРС для снижения ДДТН в ПАР рекомендуется выполнение переноса точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Сельская. Эффективность реализации указанных мероприятий подробно рассмотрена в разделе 6.7.1.

В случае невозможности реализации мероприятий по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская, для предотвращения превышения АДТН и ДДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ в период 2021 – 2025 годов необходима реализация следующих мероприятий:

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23) за счет замены ошиновки на ПС 110 кВ Мариановка, выполненной проводом АС-120, на новую с ДДТН при температуре плюс 25°C не менее 450 А. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год;

- увеличение пропускной способности ВЛ-110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) за счет замены существующих трансформаторов тока, установленных на ПС 110 кВ Москаленки, на новые с длительно допустимым током не менее 600 А. По данным собственника

ПС 110 кВ Москаленки ОАО «РЖД», реализация мероприятий по замене трансформаторов тока данной ВЛ 110 кВ выполнена в конце 2020 года. Данное мероприятие подтверждается справкой о выполнении ОТР от 23 ноября 2020 года и справкой о выполнении ОТР от 12 ноября 2020 года.

АТ-2 ПС 220 кВ Лузино.

Превышение ДДТН АТ-2 ПС 220 кВ Лузино выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапах 2022 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки АТ-2 ПС 220 кВ Лузино выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36°С на этапе 2025 года при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила на стороне ВН 383 А (102 процента от $I_{\text{доп}}$).

Максимальная величина токовой нагрузки АТ-2 ПС 220 кВ Лузино, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С на этапе 2025 года, не превышает существующую АДТН, допустимую в зимний период в течение 20 минут.

Для предотвращения превышения ДДТН обмотки ВН и СН АТ-2 ПС 220 кВ Лузино в ПАР необходимо превентивно в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С выполнить перенос точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Москаленки.

В результате реализации данного СРМ в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°С токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Лузино в ПАР оказывается ниже ДДТН.

КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18).

Превышение ДДТН КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московка – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московка – Шинная) выявлено при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапах 2023 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московка – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московка – Шинная) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при аварийном отключении КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) и КВЛ-110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) соответственно и составила:

- по КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московская-Шинная) составила – 515 А (103 процента от $I_{\text{дтн}}$);

- по КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московская – Шинная) составила – 516 А (103 процента от $I_{\text{дтн}}$).

Максимальная величина токовой нагрузки КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) (участок Московская – Шинная) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) (участок Московская – Шинная), выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36°C на этапе 2025 года, превышает существующую АДТН.

КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) входят в состав контролируемого сечения «Московка – Октябрьская».

Превышение АДТН вышеуказанных ВЛ 110 кВ обусловлено превышением сложившегося перетока активной мощности существующих значений МДП в контролируемом сечении «Московка – Октябрьская» в нормальной схеме.

При перетоке мощности в сечении «Московка – Октябрьская» на уровне МДП в нормальной схеме в случае возникновения аварийного отключения в рассмотренных СРС превышения ДДТН КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17) и КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18) не возникает.

Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

Разработанные варианты по усилению сети 10 – 110 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская на этапах 2021 – 2025 годов, представленные в разделе 6.7.1 (сценарий 1 переток в Сибирь), актуальны как в сценарии с перетоками активной мощности в Сибирь, так и в сценарии при перетоках активной мощности на Урал, ввиду сохранения необходимости мероприятий.

Анализ токовой нагрузки в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области. Нормативные возмущения в ремонтных схемах.

В результате анализа результатов расчета электроэнергетических режимов на этапах 2021 – 2025 годов в ремонтной схеме с учетом нормативных возмущений (сценарий 2 переток на Урал) выявлены токовые перегрузки электросетевого и трансформаторного оборудования энергосистемы Омской области:

- АТ-1 ПС 500 кВ Иргышская (ВН);
- АТ-2 ПС 500 кВ Иргышская (ВН);
- АТ-1 ПС 500 кВ Таврическая;
- АТ-2 ПС 500 кВ Таврическая;
- КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17);
- КВЛ-110 кВ Московская – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18).

Выявленные превышения ДДТН элементов электрической сети 110 кВ и выше возникают в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением

элементов, входящих в существующие сети, и обусловлены превышением сложившегося перетока активной мощности над МДП в ремонтных схемах.

Для предотвращения возникновения превышения ДДТН рассматриваемых электросетевых элементов 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтных схемах рекомендуется осуществлять подготовку данных ремонтных схем и обеспечить превентивное снижение перетока в сети до уровня МДП в ремонтной схеме. С учетом реализации превентивных мероприятий по подготовке ремонтных схем, а также с учетом действия существующих устройств ПА и реализации СРМ в ПАР превышений ДДТН электросетевых элементов 110 кВ и выше для базового варианта при перетоке активной мощности на Урал в период 2021 – 2025 годов не выявлено.

Следует также отметить, что по итогам анализа результатов расчета электроэнергетических режимов для этапов 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН ряда электросетевого оборудования 110 кВ энергосистемы Омской области, возникающие в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и температуре минус 5 °С:

- ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73);
- ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73);
- ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8);
- ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) (участок ТПК Надеждинский – Береговая).

ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73), ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73).

Превышения ДДТН ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) выявлено при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при отключении ВЛ-110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А) и ВЛ-110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71) и составила:

- по ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) – 341 А (171 процент от $I_{\text{ДДТН}}$);
- по ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) – 337 А (168 процентов от $I_{\text{ДДТН}}$).

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ 110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С, превышает АДТН. Следует отметить, что в рассматриваемой СРС БСК на ПС 110 кВ Тара и на ПС 110 кВ

Муромцево отключены, включение данных БСК приводит к увеличению токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ-110 кВ.

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок СРМ, направленного на перенос существующей точки раздела с ПС 110 кВ Усть-Ишим на ПС 110 кВ Тара с переводом электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Усть-Ишим – Тара от энергосистемы Тюменской области, недостаточно.

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется, в случае отсутствия необходимости использования ВЧЗ для организации ВЧ-каналов связи, реализовать демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино. Окончательное решение по демонтажу ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино требуется уточнить на этапе отдельного проектирования. Рекомендуемый срок реализации мероприятий – 2021 год.

В случае отсутствия возможности демонтажа ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино, для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок рекомендуется к реализации одно из следующих альтернативных мероприятий:

- в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 произвести установку АОПО ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) на ПС 110 кВ Новологиново с действием на ограничение нагрузки в объеме не менее 16,5 МВт (вариант № 1). Окончательное решение по составу отключаемой нагрузки, логике действия АОПО и каналам передачи ПА команд требуется уточнить на этапе разработки проектной документации;

- осуществить замену ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино на новые с пропускной способностью не менее 600 А (вариант № 2).

По результатам технико-экономического сравнения вариантов № 1 и № 2, представленного в разделе 6.10.2, наиболее экономичным альтернативным вариантом предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ, в случае отсутствия возможности демонтажа ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино, является вариант № 2, предусматривающий замену ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73) на ПС 110 кВ Заливино на новые с пропускной способностью не менее 600 А.

Подробные результаты проведенного технико-экономического сравнения с оценкой дисконтированных затрат из расчета жизненного цикла в 15 лет по разработанным вариантам представлен в разделе 6.10.2.

ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8).

Превышения АДТН ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) выявлено при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и при температуре минус 5 °С на этапах 2021 – 2025 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С на этапе 2025 года при отключении ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7) и ВЛ-220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1) и составила:

- ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) составляет 468 А (156 процентов от $I_{\text{дтн}}$);

- ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8) составляет 450 А (150 процентов от $I_{\text{дтн}}$).

Для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ-110 кВ рассмотрены превентивные СРМ (эффективность реализации указанных мероприятий подробно рассмотрена в разделе 6.7.1):

- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Ишим на В-110 2В, В-110 3В ПС 110 кВ Тара;

- перенос точки раздела с СВ-110 ПС 110 кВ Тюкалинская на В-110 С-70 ПС 110 кВ Саргатская;

- включение БСК на ПС 110 кВ Тара, ПС 110 кВ Муромцево.

Рассмотренные превентивные СРМ по переносу точки раздела снижают токовую нагрузку ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8) и ВЛ-110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8), но не исключают превышения АДТН. В рассматриваемой СРС с учетом реализации СРМ по переносу точки раздела для предотвращения превышения АДТН требуется ввод ГАО в объеме 22 МВт.

Рекомендуемым мероприятием для предотвращения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ является изменение рабочей отпайки существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Надеждинский с 300/5 до 600/5. Ответственный исполнитель – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго». Рекомендуемый срок реализации мероприятий – 2021 год. Согласно письму филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 25 августа 2020 года № 1.5/01-02/7183-исх реализация данного мероприятия запланирована на 31 августа 2021 года.

6.7.4. Выводы по результатам анализа расчетов электроэнергетических режимов в базовом варианте при перетоках на Урал

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области в базовом варианте при перетоках на Урал были выявлены «узкие места» в электрической сети 110 кВ и выше, связанные с:

- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения;
- недостатком пропускной способности электросетевого оборудования и проводов линий электропередачи 110 кВ для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;
- наличием энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения.

Следует отметить, что перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, а также перечень мероприятий для ликвидации выявленных «узких мест», определенный в отчетном периоде (раздел 5.1), сохраняется на перспективный период 2021 – 2025 годов при перетоках на Урал.

При этом выявлены новые «узкие места» в электрической сети 110 кВ и выше, характерные для перспективного периода 2021 – 2025 годов при перетоках на Урал. Для ликвидации новых выявленных «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области для перспективного периода 2021 – 2025 годов при перетоках на Урал рекомендуется реализация следующего мероприятия: демонтаж ВЧЗ на ПС 110 кВ Заливино. Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

6.7.5. Дополнительный вариант. Переток в Сибирь. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах энергосистемы Омской области для дополнительного варианта при перетоке активной мощности в Сибирь превышений ДДТН электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше, отличных от выявленных и описанных, в рамках базового варианта не выявлено.

На основании результатов сравнительного анализа токовой нагрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше наблюдается незначительное отличие токовой нагрузки между дополнительным и базовым вариантами развития, при этом в некоторых случаях выявлено снижение токовой нагрузки некоторых электросетевых элементов.

Ввиду небольшой разницы токовой нагрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше в период 2021 – 2025 годов в дополнительном и базовом вариантах развития, необходимость реализации новых мероприятий для ликвидации превышения ДДТН при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах в дополнительном варианте развития, отличных от мероприятий, предложенных в рамках базового варианта развития, не выявлена.

Таким образом, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением в

Сибирь, в условиях реализации дополнительного прогноза необходимость реализации дополнительных мероприятий отсутствует.

Кроме того, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением в Сибирь в условиях реализации дополнительного прогноза с учетом присоединения новых энергопринимающих устройств ОЭЗ ППТ «Авангард» суммарной максимальной мощностью 40 МВт, необходимость выполнения дополнительных мероприятий по усилению прилегающей сети 110 кВ и выше в районе размещения ОЭЗ ППТ «Авангард» отсутствует.

6.7.6. Дополнительный вариант. Переток на Урал. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах энергосистемы Омской области для дополнительного варианта при перетоке активной мощности на Урал превышений ДДТН электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше, отличных от выявленных и описанных, в рамках базового варианта не выявлено.

На основании результатов сравнительного анализа токовой нагрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше наблюдается незначительное отличие токовой нагрузки между дополнительным и базовым вариантами развития, при этом в некоторых случаях выявлено снижение токовой нагрузки некоторых электросетевых элементов.

Ввиду небольшой разницы токовой нагрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше в период 2021 – 2025 годов в дополнительном и базовом вариантах развития, необходимость реализации новых мероприятий для ликвидации превышения ДДТН при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах в дополнительном варианте развития, отличных от мероприятий, предложенных в рамках базового варианта развития, не выявлена.

Таким образом, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением на Урал, в условиях реализации дополнительного прогноза необходимость реализации дополнительных мероприятий отсутствует.

Кроме того, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов в режиме транзитного перетока активной

мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением на Урал в условиях реализации дополнительного прогноза с учетом присоединения новых энергопринимающих устройств ОЭЗ ППТ «Авангард» суммарной максимальной мощностью 40 МВт, необходимость выполнения дополнительных мероприятий по усилению прилегающей сети 110 кВ и выше в районе размещения ОЭЗ ППТ «Авангард» отсутствует.

6.8. Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ и выше

6.8.1. Базовый вариант. Расчет и анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше в базовом варианте развития энергосистемы Омской области

В целях выявления дефицитных по мощности ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Омской области дополнительно к анализу загрузки центров питания за отчетный период, рассмотренному в разделе 3, произведен анализ загрузки данных ЦП на основании данных о реализации ТУ на ТП по ЦП за рассматриваемый перспективный период.

Расчет загрузки был выполнен с учетом возможного перераспределения нагрузки ЦП по сетям 6(10) – 35 кВ.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился при:

- температуре воздуха согласно приложению А к ГОСТ Р 58670-2019 – минус 5⁰С;
- температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30⁰С.

Анализ загрузки ЦП 35 кВ и выше производился по следующим критериям:

- для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой нагрузки трансформатора в нормальной схеме;
- для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой нагрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора ЦП.

Проведенный анализ не выявил перегрузок трансформаторного оборудования на однотрансформаторных подстанциях.

Выполненный анализ позволил выявить ряд подстанций, на которых вероятны перегрузка трансформаторов в режиме n-1 для подстанций с двумя и более трансформаторами:

- ПС 110 кВ Кировская;
- ПС 110 кВ Энтузиастов.

Для вышеперечисленных ЦП требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

- перевод нагрузки по сети 6(10) – 35 кВ на смежные ЦП;
- увеличение выработки мощности электростанциями с выдачей мощности в сеть 6(10) – 35 кВ и подключенными к указанным ЦП;
- мероприятия по компенсации реактивной мощности;
- реконструкция ЦП с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110 кВ Кировская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Кировская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-25000/110	1983	25	125,5	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТРДН-25000/110	1976	25	125,5	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 30,879 МВА и выявлена в зимний период 2016 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 155 А по стороне ВН или 123,5 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,269 МВт к ПС 110 кВ Кировская (заключено 15 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 0,23 кВ). При этом перспективная нагрузка данной подстанции с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП может составить 30,915 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 155,2 А по стороне ВН или 123,7 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Кировская предусмотрен перевод 10,6 МВА нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т составит 20,315 МВА, что ниже номинальной.

Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кировская по итогам анализа перспективной загрузки не требуется.

При этом следует отметить, что согласно результатам ряда проведенных ранее комплексных обследований ПС 110 кВ Кировская,

подтвержденных соответствующими заключениями (заключение по результатам комплексного обследования строительных конструкций здания ОПУ, ЗРУ ПС 110 кВ Кировская» от 5 сентября 2015 года, акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская» от 27 февраля 2020 года), требуется комплексная реконструкция ПС 110 кВ Кировская с заменой оборудования, а также зданий и фундаментов, что повлечет значительные затраты, равнозначные по строительству новой ПС 110 кВ. На основании акта комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская от 27 февраля 2020 года принято решение о необходимости сооружения новой ПС 110 кВ Семиреченская с переводом всей нагрузки от ПС 110 кВ Кировская.

Также согласно акту обследования и оценки технического состояния силового трансформатора 1Т ПС 110 кВ Кировская от 11 февраля 2020 года выявлена повышенная концентрация растворенных газов, свидетельствующая о развивающемся внутреннем дефекте 1Т ПС 110 кВ Кировская. Для исключения нарушения энергоснабжения потребителей рекомендована замена 1Т ПС 110 кВ Кировская. Согласно данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» ввод в работу нового 1Т ПС 110 кВ Кировская состоялся в конце 2020 года.

Кроме того, на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с последующим перемещением трансформаторов 1Т и 2Т с ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская и переводом всей нагрузки от ПС 110 кВ Кировская. Согласно инвестиционной программе ПАО «Россети Сибирь» мероприятие по титулу «Строительство ПС 110/10 кВ Семиреченская (2х25 МВА) с переводом нагрузки с ПС 110/10 кВ «Кировская» запланировано на 2025 год.

ПС 110 кВ Новотроицкая.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Новотроицкая установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новотроицкая принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДТН-10000/110	1977	10	50,2	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН-16000/110	1988	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 14,166 МВА и выявлена в зимний период 2019 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Новотроицкая предусмотрен перевод 1,83 МВА нагрузки в зимний период на ПС 110 кВ Восточная.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 71,12 А и по стороне ВН, или 141,7 процента и 88,7 процента от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т соответственно. Таким образом, нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т при отключении 2Т превышает АДТН на период 0,33 – 24 часа в зимний период. Перегрузка в этом режиме допустима в течение 10 минут. За допустимое время превышения АДТН выполнить перевод нагрузки на смежные ЦП действиями оперативного персонала не представляется возможным.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,39 МВт к ПС 110 кВ Новотроицкая (заключено 119 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 0,23-10 кВ). При этом перспективная нагрузка данной подстанции с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП может составить 14,597 МВА. В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 73,3 А по стороне ВН, или 146 процента и 91,3 процента от $I_{\text{ном}}$ 1Т и 2Т соответственно.

Однако по информации филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» в 2020 году выполнено мероприятие по изменению ранее используемой схемы сети 35 кВ с присоединением ВЛ-35 кВ 35 Ц к шинам 35 кВ ПС 110 кВ Береговая (ЗАО «Энергосервис 2000»).

Реализованные мероприятия по изменению нормальной схемы сети 35 кВ с учетом реализации ТУ на ТП приводят к следующим изменениям:

- максимальная нагрузка ПС 110 кВ Береговая с учетом перераспределения мощности, а также с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 0,2144 МВт (заключено 96 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 0,23-10 кВ) увеличится и составит 8,93 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, не будет превышать ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Береговая в нормальной и послеаварийных схемах;

- максимальная нагрузка ПС 110 кВ Новотроицкая с учетом перераспределения мощности, а также с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 2,39 МВт к ПС 110 кВ Новотроицкая (заключено 119 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 0,23-10 кВ) при этом снизится и составит 12,3 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, составит 61,8 А по стороне ВН, или 123 процента и 77 процентов от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т соответственно. Таким образом, нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т при отключении 2Т не превышает АДТН на период 0,33 – 24 часа в зимний период.

После перевода нагрузки в послеаварийном режиме токовая нагрузка оставшегося в работе 1Т составит 10,47 МВА. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2Т, составит 52,6 А по стороне ВН, или 104,7 процента от $I_{ном}$. Данная загрузка не превышает ДДТН 1Т в зимний период.

С учетом изложенного замена оборудования на ПС 110 кВ Новотроицкая по данным анализа перспективной загрузки в период 2021 – 2025 годов не требуется.

ПС 110 кВ Советская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Советская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДН-16000/110	1977	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН-16000/110	1976	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 20,212 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 101,5 А и по стороне ВН, или 126,3 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Советская не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

Таким образом, с целью предотвращения недопустимого превышения ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Советская в послеаварийном режиме по данным анализа загрузки за отчетный период рекомендуется замена существующих 1Т и 2Т на новые трансформаторы мощностью не менее 2х25 МВА.

В рамках реализации ТУ на ТП в период 2021 – 2025 годов подключение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Советская не планируется.

С учетом того, что за последние 5 лет максимальная нагрузка ПС 110 кВ Советская снижается и в период 2021 – 2025 годов увеличения мощности существующих, а также подключения новых энергопринимающих устройств не планируется, необходимо контролировать загрузку данного ЦП

до появления спроса на реализацию ТУ на ТП, замена оборудования на ПС 110 кВ Советская по данным анализа перспективной загрузки в период 2021 – 2025 годов не требуется.

ПС 110 кВ Энтузиастов.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Энтузиастов установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{\text{ном}}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 51,46 МВА и выявлена в зимний период 2020 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 258,3 А и по стороне ВН, или 128,7 процента от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т соответственно.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,12 МВт к ПС 110 кВ Энтузиастов (заключено 1 договор на ТП). При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 51,49 МВА. В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 258,6 А по стороне ВН или 128,8 процента от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Энтузиастов не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме. Суммарное время превышения ДДТН составляет 3 часа и 45 минут (рисунок 29): в период с 9:30 до 11:00 и в период с 16:30 до 18:45.

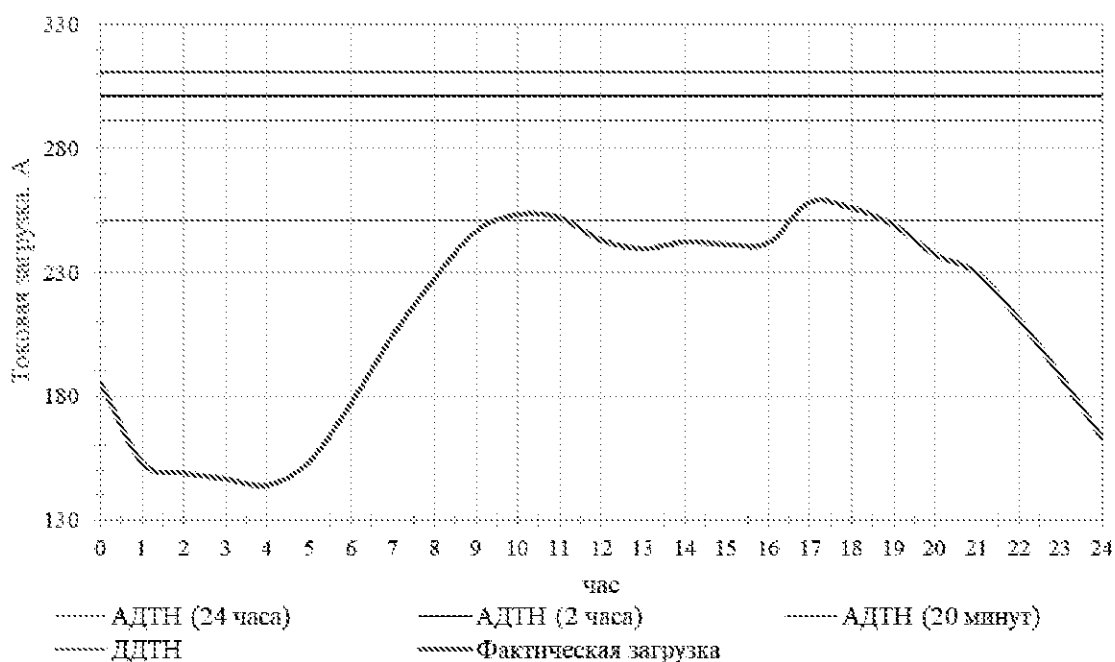


Рисунок 29 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов с учетом реализации ТУ на ТП

Следует отметить, что данная перспективная нагрузка сформирована на основании данных зимнего контрольного замера 2020 года, в рамках которого впервые зафиксировано превышение ДДТН 1Т и 2Т. В зимний период 2016, 2017, 2018 и 2019 годов максимальная нагрузка ПС 110 кВ Энтузиастов составляла 44,97 МВА, 36,03 МВА, 38,97 МВА и 37,43 МВА соответственно. Учитывая тенденцию на снижение загрузки данного ЦП в последние годы и отсутствие значительной перспективной нагрузки на период 2021 – 2025 годов рекомендуется выполнять мониторинг загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Энтузиастов без увеличения трансформаторной мощности.

6.8.2. Выводы по результатам анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше на период 2021 – 2025 годов в базовом варианте

На основании анализа результатов загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на перспективный период 2021 – 2025 годов для базового варианта был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и для которых требуется реализация дополнительных мероприятий:

- ПС 110 кВ Кировская – на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с последующим перемещением трансформаторов 1Т и 2Т с ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская;

- ПС 110 кВ Советская – мониторинг загрузки 1Т и 2Т до появления спроса на реализацию ТУ на ТП с последующим увеличением трансформаторной мощности;

- ПС 110 кВ Энтузиастов – мониторинг загрузки 1Т и 2Т до появления спроса на реализацию ТУ на ТП с последующим увеличением трансформаторной мощности.

6.8.3. Дополнительный вариант развития. Расчет и анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше в дополнительном варианте развития энергосистемы Омской области

В целях выявления дефицитных по мощности ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Омской области дополнительно к анализу загрузки ЦП в базовом варианте развития электроэнергетики Омской области, рассмотренному в разделе 6.8, произведен анализ загрузки данных ЦП на основании следующей информации:

- сведения о потребителях, не учтенные в прогнозе потребления электрической энергии и мощности базового варианта;

- поданные в установленном порядке в сетевые организации заявки на ТП к электрическим сетям потребителей электрической энергии.

Согласно полученной информации, наибольший вклад в формирование потребления электрической энергии и мощности в рамках дополнительного варианта развития вносит увеличение потребления ОЭЗ «Авангард», Знаменского, Тарского и Тевризского районов Омской области, связанного с переводом отопления части жилого сектора на электрические источники тепла.

Результат анализа прогнозной загрузки ЦП 110 кВ и выше для дополнительного варианта развития представлен в таблице № 20.

В результате анализа результатов расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше на перспективный период 2021 – 2025 годов по дополнительному варианту развития выявлен ряд ЦП 110 кВ, на которых зафиксировано превышение ДДТН трансформаторов в режиме N-1 для подстанций с 2-мя и более трансформаторами:

- ПС 110 кВ Кировская;
- ПС 110 кВ Новотроицкая;
- ПС 110 кВ Советская;
- ПС 110 кВ Энтузиастов;
- ПС 110 кВ Знаменка.

Превышение ДДТН трансформаторов следующих ЦП 110 кВ в режиме N-1 наблюдается как в базовом варианте, так и в дополнительном варианте развития на перспективный период 2021 – 2025 годов:

- ПС 110 кВ Кировская;
- ПС 110 кВ Новотроицкая;
- ПС 110 кВ Советская.

Для ликвидации превышения загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых ЦП 110 кВ свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора в дополнительном варианте развития требуется реализация аналогичных мероприятий как для базового варианта развития, представленных в разделе 6.8.

Для ликвидации превышения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Знаменка свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования.

В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

- перевод нагрузки по сети 6(10) – 35 кВ на другие ЦП;
- увеличение выработки мощности электростанциями с выдачей мощности в сеть 6(10) – 35 кВ, подключенными к указанным ЦП;
- мероприятия по компенсации реактивной мощности;
- реконструкция ЦП с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Энтузиастов установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТРДН-40000/110	2003	40	200,8	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 51,46 МВА и выявлена в зимний период 2020 года.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Советская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДН-16000/110	1977	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН-16000/110	1976	16	80,3	1,175	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 20,212 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме на ПС 110 кВ Энтузиастов, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 258,3 А и по стороне ВН, или 128,7 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно.

В перспективном развитии ОЭЗ «Авангард» ожидается рост электрической нагрузки на 40 МВт до 2024 года за счет увеличения промышленного производства новых предприятий. В данном разделе рассмотрен вариант присоединения перспективной нагрузки ОЭЗ «Авангард» к ПС 110 кВ Энтузиастов.

С учетом представленной информации, а также с учетом планируемого подключения энергопринимающих устройств в рамках реализации ТУ на ТП суммарной максимальной заявленной мощностью 0,12 МВт к ПС 110 кВ Энтузиастов (заключен 1 договор на ТП) перспективная нагрузка данной подстанции может составить 82,6 МВА. В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 414,7 А по стороне ВН, или 206,5 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Энтузиастов не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме и АДТН на время перевода нагрузки. Суммарное время превышения ДДТН, а также АДТН для периодов времени 2 – 24 часа составляет 24 часа (рисунок 30).

При этом замена трансформаторов 1Т и 2Т на новые мощностью не менее 2х63 МВА ($I_{ном}$ составляет 316,3 А) не позволяет устранить возникающие перегрузки оборудования (рисунок 31), ДДТН будет превышена в течение 11 часов 30 минут в период с 8:30 до 20:00.

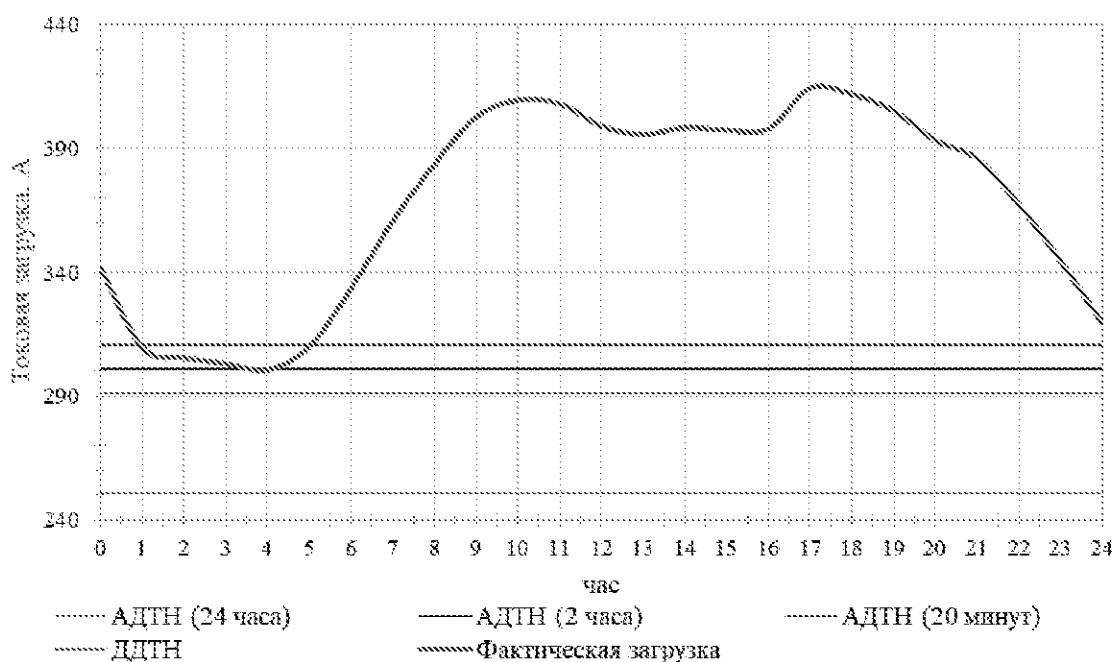


Рисунок 30 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов (фактическая мощность трансформаторов 2х40МВА) с учетом реализации ТУ на ТП и планов по вводу новых промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард»

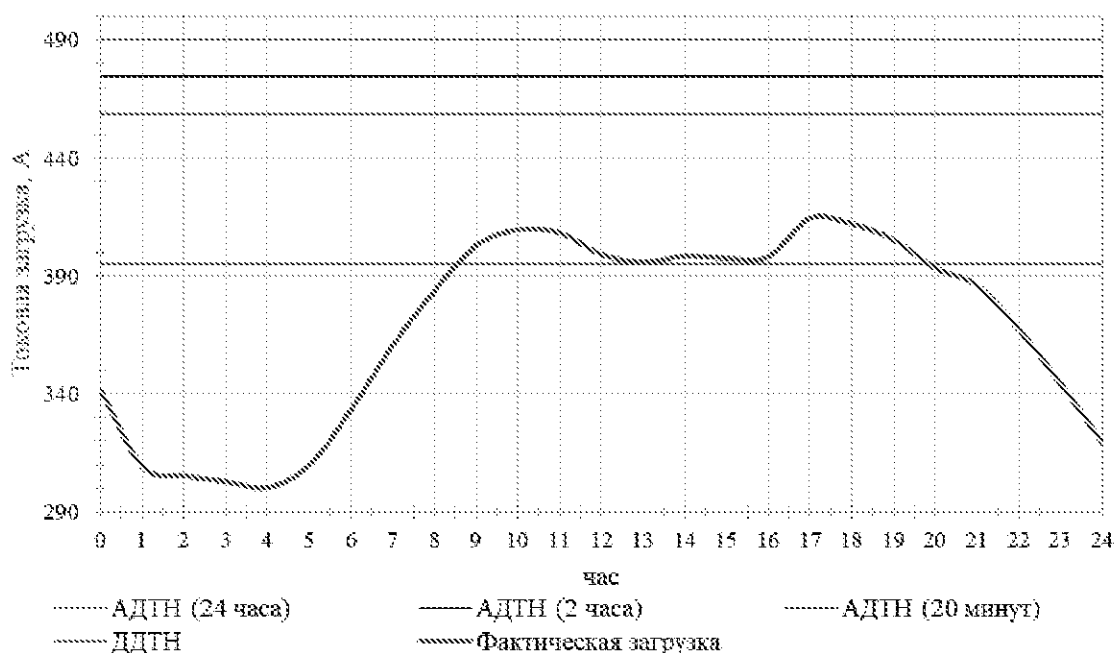


Рисунок 31 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов с учетом замены трансформаторов на новые 2х63МВА при реализации ТУ на ТП и планов по вводу новых промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард»

Для устранения возникающей перегрузки рекомендуется осуществлять подключение новых потребителей ОЭЗ «Авангард» к двум ЦП: ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская.

Следует учесть, что к ПС 110 кВ Энтузиастов допустимо подключать не более 35 МВт (24,5 МВт/27,2 МВА с учетом коэффициентов реализации) нагрузки новых промышленных производств ОЭЗ «Авангард». При выполнении предложенной схемы подключения новых потребителей, дополнительных мероприятий помимо необходимости замены существующих 1Т и 2Т 2х40 МВА на новые 2х63 МВА по ПС 110 кВ Энтузиастов не требуется.

Оставшиеся 5 МВт нагрузки (3,5 МВт/3,9 МВА с учетом коэффициентов реализации) следует подключать к ПС 110 кВ Советская. С учетом подключения промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард» в указанном объеме загрузка ПС 110 кВ Советская составит 24,112 МВА.

В послеаварийном режиме на ПС 110 кВ Советская, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 121,1 А и по стороне ВН, или 150,8 процента от $I_{\text{ном}}$ 1(2)Т, что превышает ДДТН и АДТН в ПАР (рисунок 32).

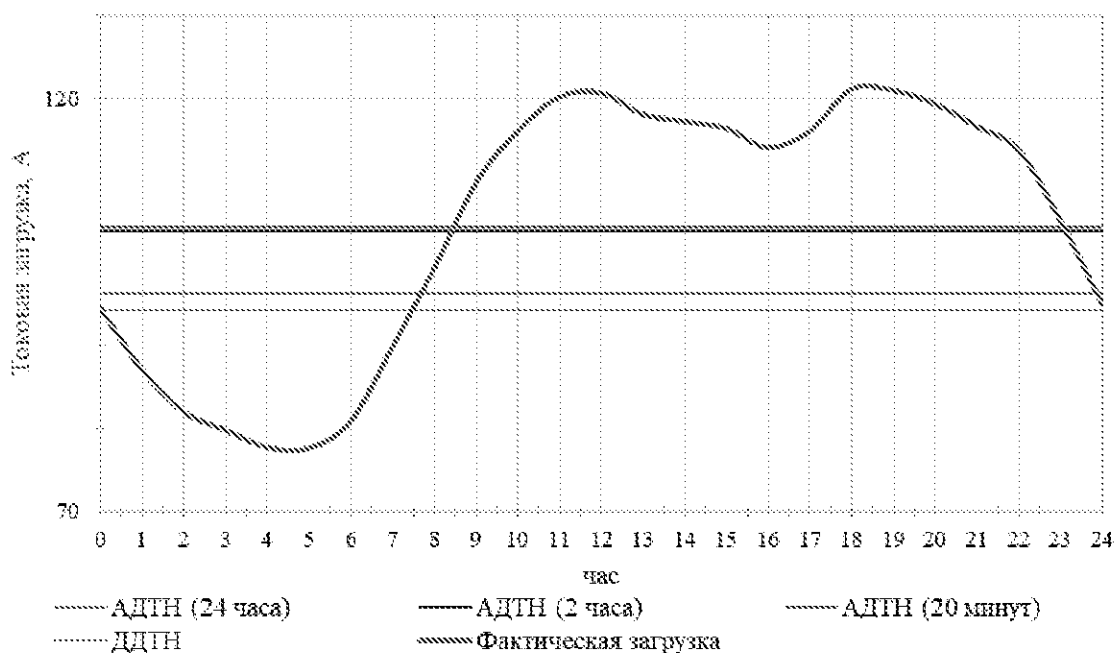


Рисунок 32 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Советская (фактическая мощность трансформаторов 2х16 МВА) с учетом реализации планов по вводу новых промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард»

Для ликвидации возникающей перегрузки трансформаторов 1Т и 2Т 2х16 МВА рекомендуется замена их на новые мощностью 2х25 МВА. При выполнении данного мероприятия на ПС 110 кВ отсутствуют недопустимые перегрузки (рисунок 33).

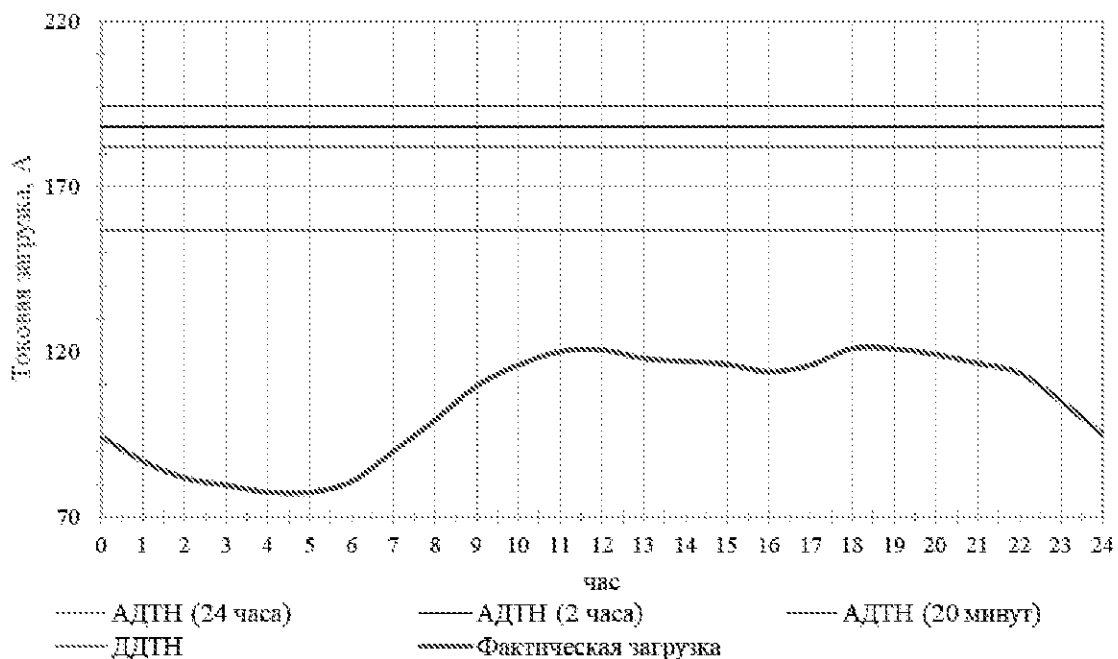


Рисунок 33 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Советская с учетом замены трансформаторов на новые 2х25МВА при реализации планов по вводу новых промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард»

В связи с тем, что при подключении новых потребителей ОЭЗ «Авангард» к ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская значения тока при максимальной нагрузке превышает значение ДДТН 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Энтузиастов и ДДТН и АДТН 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Советская в послеаварийном режиме, рекомендуется:

- замена существующих 1Т и 2Т на новые трансформаторы мощностью не менее 2х63 МВА на ПС 110 кВ Энтузиастов;
- замена существующих 1Т и 2Т на новые трансформаторы мощностью не менее 2х25 МВА на ПС 110 кВ Советская.

Кроме того, для реализации предложенного варианта организации схемы подключения промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард» потребуется реализация дополнительных мероприятий по усилению сети 10 кВ в районе ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская. Объем необходимых мероприятий по развитию прилегающей сети 10 кВ необходимо определить в рамках отдельного проектирования.

В качестве альтернативы предложенным мероприятиям по замене трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская рассмотрено применение СНЭЭ для снабжения новых потребителей ОЭЗ ППТ «Авангард».

В целях снижения номинальной мощности СНЭЭ перспективную нагрузку ОЭЗ ППТ «Авангард» необходимо распределить следующим образом:

- 10,46 МВА подключить на питание от ПС 110 кВ Энтузиастов;
- 20,64 МВА подключить на питание от ПС 110 кВ Советская.

При этом максимальная мощность указанных центров питания составит:

- 61,95 МВА на ПС 110 кВ Энтузиастов;
- 40,85 МВА на ПС 110 кВ Советская.

В наиболее неблагоприятном случае отключения 1(2)Т ПС 110 кВ Энтузиастов на данном центре питания необходимо покрыть дефицит электрической энергии в объеме 116319 кВт·ч в период с 6:45 до 23:00. При этом на ПС 110 кВ Советская необходимо покрыть дефицит электрической энергии в объеме 30547 кВт·ч в период с 8:30 до 23:00.

Для покрытия указанного дефицита электрической энергии на ПС 110 кВ Энтузиастов рассмотрена установка СНЭЭ со следующими характеристиками:

- нормированная выходная активная мощность – 11,43 МВт;
- номинальная энергоемкость – 222 000 кВт·ч;
- продолжительность регулировочного воздействия – 16,5 ч.

Для покрытия указанного дефицита электрической энергии на ПС 110 кВ Советская рассмотрена установка СНЭЭ со следующими характеристиками:

- нормированная выходная активная мощность – 3,2 МВт;
- номинальная энергоемкость – 58 000 кВт·ч;
- продолжительность регулировочного воздействия – 14,5 ч.

Указанные значения номинальной энергоемкости учитывают потери в полупроводниковом преобразователе, потери в литий-ионных АБ, запас на старение и запас на допустимую глубину разряда литий-ионных АБ.

Для обеспечения энергоемкости в объеме 222 млн кВт·ч подсистема накопления СНЭЭ на ПС 110 кВ Энтузиастов должна включать в себя 50 АБ емкостью не менее 972 000 А·ч, при этом в составе одной литий-ионной АБ 72 элемента по 270 А·ч с номинальным напряжением 3,2 В.

Для обеспечения энергоемкости в объеме 58 млн кВт·ч подсистема накопления СНЭЭ на ПС 110 кВ Советская должна включать в себя 13 АБ емкостью не менее 252 720 А·ч, при этом в составе одной литий-ионной АБ также 72 элемента по 270 А·ч с номинальным напряжением 3,2 В.

Удельная стоимость элементов литий-ионных АБ типа LiFePO₄ второго поколения принята по данным заводов-изготовителей равной 100 рублей/А·ч.

Таким образом, капитальные затраты на подсистему накопления для на ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская составят 97,2 млн. рублей и 25,3 млн. рублей соответственно.

При этом стоимость оборудования подсистемы преобразования и вспомогательных подсистем контроля и управления в 40 – 120 раз превышает стоимость подсистемы накопления. Следовательно, общая сумма капитальных затрат на применение систем накопления ориентировочно составит:

- для СНЭЭ на ПС 110 кВ Энтузиастов: 4 – 11,7 млрд. рублей;
- для СНЭЭ на ПС 110 кВ Советская: 1 – 3 млрд. рублей.

Кроме того, для реализации предложенного варианта организации схемы подключения промышленных предприятий ОЭЗ «Авангард» потребуется реализация дополнительных мероприятий по усилению сети 10 кВ в районе ПС 110 кВ Энтузиастов и ПС 110 кВ Советская. Объем необходимых мероприятий по развитию прилегающей сети 10 кВ необходимо определить в рамках отдельного проектирования.

Следует отметить, что представленные параметры СНЭЭ, а также капитальные затраты на реализацию СНЭЭ носят предварительный характер и должны быть уточнены в рамках отдельного проектирования.

Поскольку указанные капитальные затраты заведомо превосходят стоимость замены трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Советская и ПС 110 кВ Энтузиастов, данные альтернативные мероприятия в технико-экономическом сравнении не участвуют. Следует отметить, что только при снижении удельных показателей стоимости СНЭЭ за единицу мощности и за единицу энергии до уровня 171 \$/кВт и до 9 \$/кВт·ч (для СНЭЭ на ПС 110 кВ Энтузиастов), а также до 513 \$/кВт и до 28 \$/кВт·ч (для СНЭЭ на ПС 110 кВ Советская) капитальные затраты в данный вариант будут равнозначны затратам на реализацию мероприятий по замене трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Советская и ПС 110 кВ Энтузиастов.

ПС 110 кВ Знаменка.

В настоящий момент в целях энергообеспечения потребителей на ПС 110 кВ Знаменка установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Знаменка принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Минэнерго России № 81, а также данными собственника.

Тр-р	Марка	Год ввода	S , МВА	$I_{ном}$, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТМН-6300/110	1985	6,3	33,1	1,175	1,5	1,4	1,3
2Т	ТМН-6300/110	1984	6,3	33,1	1,175	1,5	1,4	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние 5 лет составила 3,66 МВА и выявлена в зимний период 2016 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 19,2 А и по стороне ВН или 58,1 процент от $I_{ном}$ 1(2)Т соответственно.

В 2021 году в связи с необходимостью перевода части жилого сектора Знаменского района на отопление от электрических источников тепла ожидается увеличение нагрузки ПС 110 кВ Знаменка на 3,33 МВт в.

В наиболее неблагоприятном случае, при реализации всех 3,33 МВт перспективной нагрузки и с учетом всех ранее учтенных в базовом прогнозе ТУ на ТП, загрузка данной подстанции может составить 7,43 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая нагрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 39 А по стороне ВН или 117,9 процента от $I_{ном}$ 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Знаменка не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

Вместе с тем в 2023 году ожидается перевод жилого сектора Знаменского района на газовое отопление, после чего загрузка ПС 110 кВ не превысит ДДТН 1Т и 2Т во всех режимах.

С учетом сказанного для ликвидации превышения ДДТН трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Знаменка в период 2021 – 2022 годов рекомендуется осуществить замену существующих трансформаторов 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Знаменка на новые мощностью не менее 2х10 МВА.

6.8.4. Выводы по результатам анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше на период 2021 – 2025 годов в дополнительном варианте

На основании анализа результатов загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на перспективный период 2021 – 2025 годов для дополнительного варианта был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и для которых требуется реализация дополнительных мероприятий относительно рекомендованных мероприятий для базового варианта развития:

- ПС 110 кВ Энтузиастов – замена 1Т и 2Т, 2х40 МВА на 2х63 МВА;
- ПС 110 кВ Советская – замена 1Т и 2Т, 2х16 МВА на 2х25 МВА;
- ПС 110 кВ Знаменка – замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Знаменка на новые мощностью не менее 2х10 МВА.

6.9. Оценка соответствия отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов КЗ

С целью выявления случаев несоответствия отключающей способности коммутационной аппаратуры токам КЗ выполнен расчет токов короткого замыкания на текущий период, а также на период 2021 – 2025 годов перспективного развития энергосистемы Омской области по базовому варианту.

6.9.1. Проверка оборудования на соответствие действию токов КЗ

Проверка оборудования на соответствие действию токов КЗ проводится в соответствии со следующими нормативными документами:

- ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»;
- ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;
- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Согласно пункту 6 ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» коммутационная способность выключателей при КЗ должна обеспечиваться при условии, что действующее значение периодической составляющей тока КЗ, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов, не должно превышать номинальный ток отключения выключателя.

Для упрощения расчетов ток КЗ принят незатухающим, т.е. $I_{\text{пт}} = I_{\text{пз}}$, где $I_{\text{пз}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в нулевой момент времени.

В качестве расчетного вида КЗ при проверке электрических аппаратов на отключающую способность принимается трехфазное или однофазное КЗ, в зависимости от того, какое из них имеет большее значение.

6.9.2. Результаты расчетов токов КЗ

В качестве расчетного вида КЗ при проверке электрических аппаратов на отключающую способность принимается трехфазное или однофазное КЗ, в зависимости от того, какое из них имеет большее значение.

В результате анализа расчетов токов КЗ на шинах энергообъектов Омской области и анализа отключающей способности коммутационного оборудования при полном составе генерирующего оборудования Омской ТЭЦ-4 выявлена необходимость реализации СРМ в сети 110 кВ для ограничения токов КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко с целью обеспечения отключающей способности трех выключателей напряжением 110 кВ присоединений Т-2, ВЛ-110 кВ С-141 и ВЛ-110 кВ С-142 ПС 110 кВ Петрушенко. При этом замена коммутационного оборудования напряжением 110 кВ на ПС 110 кВ Петрушенко (собственник – ОАО «РЖД») не требуется.

6.9.3. Рекомендации по замене оборудования в существующей сети

По результатам расчетов токов КЗ в энергосистеме Омской области при полном составе генерирующего оборудования Омской ТЭЦ-4 для ПС 110 кВ Петрушенко рекомендуется выполнить одно из следующих СРМ:

- отключение секционного выключателя ВС-110 на ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3) и ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко.

При выполнении одного любого из перечисленных мероприятий происходит снижение расчетного тока КЗ менее минимального номинального тока отключения выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко (18,4 кА), в результате выполнения мероприятия отключающая способность коммутационной аппаратуры 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко соответствует уровням токов КЗ.

Предложенные мероприятия по ограничению токов КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко не имеют ограничений по уровням напряжения и токовой нагрузке в установившихся электроэнергетических режимах.

6.9.4. Рекомендации по замене оборудования до 2025 года

По результатам расчетов токов короткого замыкания в энергосистеме Омской области при полном составе генерирующего оборудования Омской ТЭЦ-4 для ПС 110 кВ Петрушенко рекомендуется выполнить одно из следующих СРМ:

- отключение секционного выключателя ВС-110 на ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко;
- отключение ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3) и ВЛ-110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4) со стороны ПС 110 кВ Петрушенко.

При выполнении одного любого из перечисленных мероприятий происходит снижение расчетного тока КЗ менее минимального номинального тока отключения выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко (18,4 кА), в результате выполнения мероприятия отключающая

способность коммутационной аппаратуры 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко соответствует уровням токов КЗ.

Предложенные мероприятия по ограничению токов КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Петрушенко не имеют ограничений по уровням напряжения и токовой нагрузке в установившихся электроэнергетических режимах.

Сооружение и включение секционного выключателя напряжением 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская в рамках титула «Модернизация ПС 110/35/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ» вызывает незначительное увеличение уровня токов трехфазного и однофазного КЗ на шинах смежных подстанций рассматриваемого энергорайона. Замыкание секционного выключателя 110 кВ ПС 110 кВ Сосновская не приводит к превышению токами КЗ отключающей способности существующих выключателей, дополнительных мероприятий по замене коммутационного оборудования напряжением 110 кВ не требуется.

6.10. Техничко-экономическое сравнение вариантов развития сетей

Техничко-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Техничко-экономическое сравнение выполнено в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281, и Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденными Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21 июня 1999 года № ВК 477.

Сравнение вариантов выполнено за период 15 лет, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Шаг расчета – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен I квартала 2021 года. Инфляция в расчете не учитывалась.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов

электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (далее – УНЦ)³.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2021 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Минэнерго России от 5 мая 2016 года № 380 (таблица № 63).

Таблица № 63

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа – источника данных	Реквизиты документа	Годы			
			2018	2019	2020	I квартал 2021
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации – 30 сентября 2019 года	105,3	-	-	-
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации – 26 сентября 2020 года	-	106,8	106,2	101,3

³ УНЦ утверждены приказом Минэнерго России от 17 января 2019 года №10.

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35 – 1150 кВ» от 1 июня 2012 года.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости⁴:

- воздушные линии электропередачи – 0,8 процента;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 процента.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке 6,5 процента.

6.10.1. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2021 года без НДС) на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская приведены в таблице № 64.

⁴ Справочник по проектированию электрических сетей (под редакцией Д.Л. Файбисовича, Москва, ЭНАС, 2012 год).

Таблица № 64

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей
для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/цепность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.	
Вариант № 1А (БСК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская и БСК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная)								
1	Установка БСК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская*				35	1x22		10,58
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения БСК				35		№ 35 - 9 / 1	16,13
3	Установка БСК объемом 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная*				35	1x8		3,85
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная на 1 линейную ячейку для подключения БСК				35		№ 35 - 9 / 1	13,88
5	Замена ВЧЗ (100А), ТТ (200А) ВЛ-35 кВ Юбилейная – Украина (97П) на ПС 35 кВ Украина на ВЧЗ и ТТ пропускной способностью не менее 600 А				35			1,59

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	
		Напряжение, кВ	Количество/целность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ		35 кВ
6	Замена ТТ (150А) ВЛ-35 кВ Полтавка – Украина (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 35 кВ Украина				35				1,23
7	Замена ТТ и ВЧЗ (200А) ВЛ-35 кВ Полтавка – Украина (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская				35				1,59
9	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства								3,11

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/ценность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ	35 кВ	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой 1Т мощностью 1х16 МВА на новый мощностью 1х25 МВА				110/35/10	1х25			67,52
11	Увеличение пропускной способности ВЛ-35 кВ Полтавка – Украинка (405П) с заменой существующего провода на новый АС-70	35	1х1х43,42	АС-70					412,95 ⁵
Итого по варианту № 1А									
Вариант № 1Б (БСК на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская и БСК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная)									
1	Установка БСК объемом 18 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская **				10	1х18			8,65
2	Расширение РУ 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения БСК				10				1,97
3	Установка БСК объемом 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная**				35	1х8			3,85

⁵ При определении стоимости реализации мероприятия учитывается демонтаж существующей ВЛ-35 кВ и строительство новой ВЛ-35 кВ

[illegible]

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ	35 кВ	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой 1Т мощностью 1х16 МВА на новый мощностью 1х25 МВА				110/35/10	1х25			67,52
11	Увеличение пропускной способности ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405П) с заменой существующего провода на новый АС-70	35	1х1х43,42	АС-70					412,95 ⁶
Итого по варианту № 1Б									
Вариант № 2 (сооружение отпайки 35 кВ и установка СТК на ПС 110 кВ Полтавская)									
1	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120П)	35	1х1х24	АС-70					210,24
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ***				35			№ 35 - 9 / 1	16,13

⁶ При определении стоимости реализации мероприятия учитывается демонтаж существующей ВЛ-35 кВ и строительство новой ВЛ 35 кВ

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	
		Напряжение, кВ	Количество/ценность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ		35 кВ
3	Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская				35	1x22			91,41
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК				35			№ 35 - 9 / 1	16,13
5	Замена ВЧЗ (100А) ВЛ-35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 П) на ПС 35 кВ Таловская на ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А				35				0,36
6	Замена ТТ и ВЧЗ (100А) ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120П) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская				35				1,59
7	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства								3,11
8	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 1x10 МВА на новый мощностью 1x25 МВА				110/35/10	1x25			67,52

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	
		Напряжение, кВ	Количество/ценность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ		35 кВ
Итого по варианту № 2									406,49
Вариант № 2А (сооружение отпайки 35 кВ, установка СТК на ПС 110 кВ Полтавская и установка АВР на ПС 35 кВ Таловская)									
1	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц)	35	1х1х24	АС-70					210,24
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ***				35			№ 35 - 9 / 1	16,13
3	Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская				35	1х22			91,41
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК				35			№ 35 - 9 / 1	16,13
5	Замена ВЧЗ (100А) ВЛ-35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А				35				0,36

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/ценность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ	35 кВ 10 кВ	
6	Замена ТТ и ВЧЗ (100А) ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120П) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская				35				1,59
7	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства								3,11
8	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 1x10 МВА на новый мощностью 1x25 МВА				110/35/10	1x25			67,52
9	Шкаф отбора напряжения новой ВЛ-35 кВ со стороны ПС 35 кВ Таловская				35				0,49
10	УПАСК ПРД со стороны ПС 110 кВ Полтавская								0,96
11	УПАСК ПРМ со стороны ПС 35 кВ Таловская								0,96
12	ВЧ обработка ВЛ-35 кВ Полтавка – Таловская с отпайкой на ПС Еремеевка со стороны ПС 110 кВ Полтавская								2,79

№	Мероприятие	Линии электропередачи				Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/цепность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	110 кВ	35 кВ	
13	ВЧ обработка ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отпайкой на ПС Еремеевка со стороны ПС 35 кВ Таловская								2,79
Итого по варианту № 2А									414,48
Вариант № 3А (сооружение ВЛ-110 кВ проводом АС-70)									
1	Сооружение ВЛ-110 кВ – Полтавская Екатеринославская – Полтавская протяженностью 50 км	110	1x1x50	АС-70					513,42
2	Установка БСК объемом 2 Мвар на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Вольное				35	1x2			0,96
3	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Вольное на 1 линейную ячейку для подключения БСК				35			№ 35 - 9 / 1	13,88
Итого по варианту № 3А									528,26
Вариант № 3Б (сооружение ВЛ-110 кВ проводом АС-120)									
1	Сооружение ВЛ-110 кВ – Полтавская Екатеринославская – Полтавская протяженностью 50 км	110	1x1x50	АС-120					529,62
2	Установка БСК объемом 2 Мвар на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Вольное				35	1x2			0,96

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/целность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК (СТК), шт. x МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.	
3	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Вольное на 1 линейную ячейку для подключения БСК				35		110 кВ 35 кВ 10 кВ	
Итого по варианту № 3Б								13,88
								544,46

* - предложенная мощность БСК является суммарной. Мощность ступеней, включаемых БСК, зависит от нагрузки энергорайона ПС 110 кВ Полтавская. Количество и объем ступеней БСК суммарной мощностью 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная и 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская необходимо определить в рамках дальнейшего проектирования;

** - предложенная мощность БСК является суммарной. Мощность ступеней, включаемых БСК, зависит от нагрузки энергорайона ПС 110 кВ Полтавская. Количество и объем ступеней БСК суммарной мощностью 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная и 18 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская необходимо определить в рамках дальнейшего проектирования;

*** - стоимость ячейки учитывает стоимость защит АУВ ЛЭП 35 кВ.

Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах № 66 – 71.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская приведены в таблице № 65.

Таблица № 65

Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1А	Вариант № 1Б	Вариант № 2	Вариант № 2А	Вариант № 3А	Вариант № 3Б
Капитальные затраты, млн. рублей	532,43	516,34	406,49	414,48	528,26	544,46
<i>То же в процентах</i>	<i>131</i>	<i>127</i>	<i>100</i>	<i>102</i>	<i>130</i>	<i>134</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн. рублей	124,24	112,84	159,13	164,78	59,80	61,35
Суммарные дисконтированные затраты, млн. рублей	575,07	553,11	477,57	488,48	532,52	548,68
<i>То же в процентах</i>	<i>120</i>	<i>116</i>	<i>100</i>	<i>102</i>	<i>112</i>	<i>115</i>

Как следует из результатов выполненного технико-экономического сравнения, наиболее экономичным вариантом развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская является вариант № 2.

Для дальнейшего рассмотрения рекомендуется вариант № 2.

(в ценах I квартала 2021 года, без НДС)

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчет- ный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ВЛ	39,64	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	84,59	0,00	0,00	0,00	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	656,67	0,00	0,00	0,00	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50	177,48	177,48	177,48	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35
Коэффициент дисконтирования	1															
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	575,07	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
		177,48	166,64	156,47	8,57	8,05	7,56	7,10	6,66	6,26	5,87	5,52	5,18	4,86	4,57	4,29

35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская
(в ценах I квартала 2021 года, без НДС)

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчетный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ВЛ	39,64	0,00	0,00	0,00	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	73,20	0,00	0,00	0,00	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	629,18	172,11	172,11	172,11	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	553,11	172,11	161,61	151,75	7,78	7,31	6,86	6,44	6,05	5,68	5,34	5,01	4,70	4,42	4,15	3,89

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 (сооружение отпайки 35 кВ и установка СТК на ПС 110 кВ Полтавская) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2021 года, без НДС)

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчет- ный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
в том числе:																
ВЛ	20,18	0,00	0,00	0,00	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	138,95	0,00	0,00	0,00	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	565,62	135,50	135,50	135,50	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	477,57	135,50	127,23	119,46	10,98	9,68	9,09	8,53	8,01	7,52	7,06	6,63	6,23	5,85	5,49	5,49

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчет- ный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
объектов (без амортизации) всего, млн. рублей																
в том числе:																
ВЛ	20,18	0,00	0,00	0,00	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	144,60	0,00	0,00	0,00	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	579,26	138,16	138,16	138,16	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73	13,73
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	488,48	138,16	129,73	121,81	11,37	10,67	10,02	9,41	8,84	8,30	7,79	7,32	6,87	6,45	6,06	5,69

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчетный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	10,51	0,00	0,00	0,00	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	588,06	176,09	176,09	176,09	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	532,52	176,09	165,34	155,25	4,13	3,87	3,64	3,41	3,21	3,01	2,83	2,65	2,49	2,34	2,20	2,06

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчет- ный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ВЛ	50,84	0,00	0,00	0,00	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	10,51	0,00	0,00	0,00	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	605,81	181,49	181,49	181,49	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	548,68	181,49	170,41	160,01	4,23	3,97	3,73	3,50	3,29	3,09	2,90	2,72	2,56	2,40	2,25	2,12

6.10.2. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей в энергорайоне расположения ПС 110 кВ Заливино

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2021 года без НДС) на реализацию альтернативных вариантов развития сетей в энергорайоне расположения ПС 110 кВ Заливино приведены в таблице № 72.

Таблица № 72

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции			Итоговая стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	
		Напряжение, кВ	Количество/цепность/протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, шт. x МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.		
							110 кВ		35 кВ
Вариант № 1									
1	Установка АОПО ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) на ПС 110 кВ Новологиново				110			2,19	
Итого по варианту № 1									
Вариант № 2									
1	Замена ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино на ПС 110 кВ Заливино с 200 А на ВЧЗ не менее 600 А				110			0,37	
2	Замена ВЧЗ ВЛ-110 кВ Заливино – Телевизионная на ПС 110 кВ Заливино на ВЧЗ не менее 600 А				110			0,37	
Итого по варианту № 2									

Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах № 74, 75.

Результаты технико-экономического сравнения альтернативных вариантов развития сетей в энергорайоне расположения ПС 110 кВ Заливино приведены в таблице № 73.

Таблица № 73

Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн. рублей	2,19	0,74
<i>То же в процентах</i>	<i>296</i>	<i>100</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн. рублей	1,81	0,61
Суммарные дисконтированные затраты, млн. рублей	3,35	1,13
<i>То же в процентах</i>	<i>296</i>	<i>100</i>

Как следует из результатов выполненного технико-экономического сравнения, наиболее экономичным альтернативным вариантом развития сетей в энергорайоне расположения ПС 110 кВ Заливино является вариант № 2.

Для дальнейшего рассмотрения в качестве альтернативного варианта рекомендуется вариант № 2.

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчетный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
рублей		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	3,35	2,19	0,12	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05

[illegible]

Наименование	Годы строительства / эксплуатации															
	Всего за расчет- ный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	1,35	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	0,74	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования	1	0,94	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн. рублей	1,13	0,74	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

6.11. Перечень мероприятий для развития сетей Омской области и укрупненные капитальные затраты на их реализацию

Для рассматриваемых мероприятий определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2021 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Минэнерго России от 5 мая 2016 года № 380 (таблица № 76).

Таблица № 76

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа – источника данных	Реквизиты документа	Годы			
			2018	2019	2020	I квартал 2021
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации – 30 сентября 2019 года	105,3	-	-	-

	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации – 26 сентября 2020 года	-	106,8	106,2	101,3

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2021 года без НДС) на реализацию мероприятий по базовому варианту развития сетей Омской области в период до 2025 года представлены в таблице № 77.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2021 года без НДС) на реализацию мероприятий по дополнительному варианту развития сетей Омской области с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития сетей Омской области в период до 2025 года представлены в таблице № 78.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию сетей Омской области по базовому варианту развития в период до 2025 года

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей НДС**	Стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напряжений, кВ	Количество/цепность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
В рамках расширения и реконструкции объектов 110 кВ												
1	ПС 110 кВ Сосновская. Реконструкция с установкой СВ 110 кВ	Модернизация ПС 110/35/10 кВ «Сосновская» с установкой СВ-110 кВ (1 шт)	110			2021	2021	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омск-энерго»	ИПР ПАО «Россети Сибирь»	н/д	27,45	Исключение снижения напряжения ниже аварийно допустимого уровня при нормативном возмущении в нормальной схеме

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозиру- емый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Рос- сети» / прогнозируемый год ввода ****	Ответ- ственный исполни- тель	Источники данных по стои- мости	Стои- мость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	Стои- мость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напря- жений, кВ	Количе- ство/ цеп- ность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол- во ячеек, шт.							
2	ПС 110 кВ Тара. Рекон- струкция с установкой УПР 25 Мвар	110		1х25		2021	2021	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омск- энерго»	ИПР ПАО «Россети Сибирь»	н/д	213,66	Исключение превышения напряжения выше наибольшего рабочего напряжения при норматив- ном возму- щении в нормальной схеме
3	ПС 110 кВ Заливино. Демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новоло- гиново - За- ливино (С- 73) и ВЛ-110 кВ Заливино - Телевизи- онная (С-73)	110				2021	2021 – 2022	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омск- энерго»	Оценка капи- тальных затрат	0,02	0,02	Исключение превышения АДТН при нормативном возмущении в ремонтной схеме

В рамках замены оборудования без увеличения пропускной способности

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей НДС**	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напряжений, кВ	Количество/целность, км, марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
5	Сооружение ПС 110 кВ Семиреченская с перекаткой трансформаторов и переводом всей нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с последующим демонтажом ПС 110 кВ Кировская по техническому состоянию)	110/10		2х25		2025	2027***	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омск-энерго»	ИПР ПАО «Россети Сибирь»	н/д	438,58	Акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27 февраля 2020 года, акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора Т1 ПС 110 кВ Кировская от 11 февраля 2020 года

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозиру- емый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Рос- сети» / прогнозируемый год ввода ****	Ответ- ственный исполни- тель	Источник данных по стои- мости	Стои- мость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	Стои- мость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напря- жений, кВ	Количе- ство/ цеп- ность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол- во ячеек, шт.							
6	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженно- стью 24 км от существую- щей ВЛ-35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) ПС 35 кВ Та- ловская. Ре- конструкция с расшире- нием РУ 35 кВ на одну ячейку для подключе- ния новой отпайки 35 кВ	-	1х1х24, АС-70			2023	2023	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омск- энерго»	Оценка капи- тальных затрат	210,24	252,25	Исключение превышения допустимого времени огра- ничения электро- снабжения потребителей 3 категории надежно- сти****
					№35- 9/1					16,13	19,35	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напряжений, кВ	Количество/целность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
	Установка СТК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская	35		1х22						91,41	109,70	
	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК	35			№35-9 / 1					16,13	19,35	

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование мероприятия согласно СипР ЕЭС, ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендаций мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
			Набор напряжений, кВ	Количество/целность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с заменой ВЧЗ (100А) ВЛ 35 кВ Екатеринбургская – Таловская (117Ц) на ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А	-	35								0,36	0,43	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей без НДС**	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
		Набор напряжений, кВ	Количество/цепность, км; марка провода	Шт. х МВА/МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
	Наименование мероприятия											
	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкций с заменой ТТ и ВЧЗ (100А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) на ТТ и ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А	35								1,59	1,91	

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование мероприятия согласно СипР ЕЭС, ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение реконструкции с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 МВА до 1х25 МВА	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода*****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей с НДС**	Основание для выполнения мероприятия
			Набор напряжений, кВ	Количество/целостность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.							
	ПС 110 кВ Екатеринбургская. Реконструкция с заменой трансформатора 1Т на новый с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 МВА до 1х25 МВА	-	110/35/10		1х25						67,52	81,02	

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование титула мероприятия согласно СИП ЕЭС, ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры				Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» / прогнозируемый год ввода****	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей	Стоимость в ценах квартала 2021 года, млн. рублей	Основание для выполнения мероприятия
			Набор напряжений, кВ	Количество/целостность, км; марка провода	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / количество ячеек, шт.					без НДС	с НДС**	
	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства	-	110								3,11	3,73	

* - год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах;

** - для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» (утверждена приказом Минэнерго России от 23 декабря 2020 года №21), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн. рублей с НДС);

*** - согласно инвестиционной программе ПАО «Россети Сибирь» на 2025 год предусмотрено мероприятие по титулу: «Строительство ПС 110/10 кВ Семиреченская (2х25 МВА) с переводом нагрузки с ПС 110/10 кВ «Кировская». При этом согласно проекту корректировки инвестиционной программы срок реализации мероприятия по сооружению ПС 110 кВ Семиреченская перенесен на 2027 год;

**** - целесообразность реализации мероприятий требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»;

**** - для мероприятий, отсутствующих в ИПР ДЗО ПАО «Россети», прогнозируемый год ввода определен на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35 – 1150 кВ» от 1 июня 2012 года. Сроки работ включают в себя общий срок от составления задания на проектирование до окончания строительства.

Таблица № 78

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию сетей Омской области по дополнительному варианту развития в период до 2025 года с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование титула мероприятия согласно СИПР ЕЭС, ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры	Год ввода (прогнозируемый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети»/ прогнозируемый год ввода***	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей без НДС	Стоимость в ценах I квартала 2021 года, млн. рублей с НДС	Основание для выполнения мероприятия
1	ПС 110 кВ Энтузиастов. Реконструкция с заменой трансформаторов 1Т и 2Т на новые с увеличением трансформаторной мощности с 2х40 МВА до 2х63 МВА	-	2х63	2021	2023	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Оценка капитальных затрат	152,25	182,70	Исключение превышения АДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
2	ПС 110 кВ Советская. Реконструкция с заменой трансформаторов 1Т и 2Т	-	2х25	2021	2023	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Оценка капитальных затрат	127,64	153,17	Исключение превышения АДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование ти- тула мероприятия согласно СИПР ЕЭС, ИПР филиа- лов ПАО «Рос- сети», предусма- тривающего выпол- нение рекомендоуе- мого мероприятия	Пара- метры	Год ввода (прогнозируе- мый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети»/ про- гнозируемый год ввода***	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стои- мость в ценах I квартала 2021 года, млн. руб- лей без НДС	Стои- мость в ценах I квартал 2021 года, млн. руб- лей с НДС	Основание для выполнения ме- роприятия
	2Т на новые с увеличением трансформатор- ной мощности с 2х16 МВА до 2х25 МВА									трансформатора
3	ПС 110 кВ Зна- менка. Рекон- струкция с заме- ной 1Т и 2Т с 2х6,3 МВА на но- вые мощностью 2х10 МВА	-	2х10	2021	2023	Филиал ПАО «Россети Си- бирь» – «Омск- энерго»	Оценка ка- питальных затрат	77,39	92,87	Исключение пре- вышения ДДПН при отключении наиболее мощного трансформатора
4	Строительство участка ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I, II цепь (С-109, С-110) в обход территории производствен- ного комплекса филиала ПАО «ОДК- Сатурн» -	Строительство участка ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с от- пайками I, II цепь (С-109, С-110)	1х2х0,9	2023**	2023	Филиал ПАО «Россети Си- бирь» – «Омск- энерго»**	ИПР ПАО «Россети Сибирь»	н/д	25,23	Обеспечение возможности развития произ- водственных площадей филиала ПАО «ОМКБ» со строительством нового испыта- тельного ком- плекса (на основании письма филиала ПАО «ОДК-Са- турн» – «ОМКБ»

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование ти- пула мероприятия согласно СИПР ЕЭС, ИПР филиа- лов ПАО «Рос- сети», предусмат- ривающего выпол- нение рекомендоу- емого мероприятия	Пара- метры	Год ввода (прогнозируе- мый)*	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети» про- гнозируемый год ввода***	Ответственный исполнитель	Источник данных по стоимости	Стои- мость в ценах I квартала 2021 года, млн. руб- лей без НДС	Стои- мость в ценах I квартал 2021 года, млн. руб- лей с НДС	Основание для выполнения ме- роприятия
	«ОМКБ» с после- дующим выносом данных ВЛ-110 кВ с территории ПАО «ОДК- Сатурн» – «ОМКБ»									от 16 февраля 2021 года № 980/13-62 и протокола сове- щений от 10 апреля 2018 года

* - год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах;

** - при наличии источников финансирования мероприятия в инвестиционной программе филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» или оформленного соглашения на компенсацию затрат между филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и филиалом ПАО «ОДК-Сатурн» – «ОМКБ»;

***- для мероприятий, отсутствующих в ИПР ДЗО ПАО «Россети», прогнозируемый год ввода определен на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35 – 1150 кВ» от 1 июня 2012 года. Сроки работ включают в себя общий срок от составления задания на проектирование до окончания строительства.

6.12. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на перспективу до 2025 года

В работе произведен анализ балансов реактивной мощности для электрических сетей энергосистемы Омской области, а также определена необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

Источниками реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Омской области являются батареи статических конденсаторов ($Q_{БСК}$), зарядная мощность ЛЭП, а также генераторы электрических станций ($Q_{г}$).

Потребление реактивной мощности складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{нагр}$), потребления УШР ($Q_{УШР}$) а также из потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{нагр}$) – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{ЛЭП}$), трансформаторах ($\Delta Q_{тр}$).

В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ($Q_{внеш}$).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{генер.} = Q_{потр.} + Q_{внеш.},$$

$$\text{где } Q_{генер.} = Q_{г.} + Q_{БСК},$$

$$Q_{потр.} = Q_{нагр} + Q_{УШР} + \Delta Q_{нагр} = Q_{нагр} + Q_{УШР} + \Delta Q_{ЛЭП} + \Delta Q_{тр}.$$

Результаты расчета баланса реактивной мощности для периода зимних максимальных, зимних минимальных (температура окружающей среды минус 36 °С), а также летних максимальных (температура окружающей среды плюс 30 °С) и летних минимальных (температура окружающей среды плюс 19 °С) нагрузок 2021–2025 годов для ЭС Омской области, представлены в таблице № 79 для сценария с перетоками активной мощности в Сибирь и в таблице № 80 для сценария с перетоками активной мощности на Урал.

Указанный расчет показал, что во всех рассмотренных режимах 2021 – 2025 годов нормальная схема электрической сети ЭС Омской области является сбалансированной по реактивной мощности. При этом в зависимости от рассматриваемых режимных условий (зимний или летний минимум, или максимум нагрузок) наблюдается изменение характера баланса реактивной мощности (с дефицитного в зимних режимах на избыточный в летних режимах). При этом расчет электроэнергетических режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем выявил как снижение, так и повышение напряжения на шинах подстанций 110 кВ и выше энергосистемы Омской области ниже/выше допустимых пределов.

Таким образом, при анализе расчетов электроэнергетических режимов определены дополнительные меры по усилению 110 кВ и выше для обеспечения допустимых значений параметров электроэнергетических режимов, а именно:

- установка СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская (для предотвращения снижения напряжения в электрической сети на транзите 110 кВ Лузино – Одесская – Шербакульская);

- установка УШР на ПС 110 кВ Тара мощностью 25 Мвар (для предотвращения превышения напряжения в электрической сети на транзите 110 кВ Шухова – Большая Тава).

Таблица № 79

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	632	529	427	509	630	528	426	508	627	526	425	508	627	526	425	509	626	526	425	509
Нагрузочные потери	855	488	570	401	892	506	588	408	927	522	603	414	929	523	603	415	930	524	604	415
в т.ч. потери в ЛЭП	651	370	461	326	678	383	475	331	703	395	486	337	704	396	486	337	705	396	487	337
потери в АТ	203	118	108	75	214	123	113	76	224	127	117	78	225	127	117	78	225	128	117	78
Потребление ИПР	171	499	338	347	170	497	337	347	169	495	336	347	169	495	336	347	169	495	336	347
Потери в пунктах	22	23	23	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23
Суммарное потребление реактивной мощности	1679	1539	1357	1280	1713	1554	1373	1286	1745	1566	1386	1293	1746	1567	1386	1294	1747	1568	1388	1295
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	272	149	6	-51	298	163	13	-41	322	174	20	-32	323	174	20	-31	324	175	21	-31
Зарядная мощность ЛЭП	2036	2031	2041	2089	2021	2024	2035	2088	2007	2018	2029	2087	2006	2018	2029	2087	2006	2017	2029	2087
Суммарная	2308	2180	2047	2038	2319	2187	2048	2047	2329	2192	2049	2055	2329	2192	2049	2056	2330	2192	2050	2056

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
генерация реактивной мощности																				
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	628	641	690	757	605	633	675	760	584	625	663	762	583	625	663	761	583	624	662	761

Таблица № 80

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов, переток на Урал

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	637	515	438	510	636	516	438	510	634	515	437	511	634	515	437	511	634	515	437	511
Нагрузочные потери	610	629	297	377	624	629	303	376	638	629	309	373	638	629	309	373	639	629	310	373
в т.ч. потери в ЛЭП	454	545	217	324	458	541	220	322	463	537	222	320	463	537	222	320	463	537	222	320
потери в АТ	157	84	80	53	166	88	83	54	175	91	87	54	175	92	87	54	176	92	87	54
Потребление ППР	170	474	342	347	170	474	342	347	170	474	342	347	170	474	342	347	170	474	342	347
Потери в шунтах	22	22	23	23	22	22	23	23	22	22	23	23	22	22	23	23	22	22	23	23
Суммарное потребление реактивной мощности	1440	1640	1100	1257	1452	1641	1106	1255	1463	1640	1111	1254	1464	1640	1111	1254	1465	1640	1111	1254
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	318	290	-114	-13	332	296	-105	-12	344	300	-97	-12	344	299	-97	-12	345	300	-96	-12
Зарядная мощность ЛЭП	2025	1947	2070	2084	2023	1948	2069	2084	2020	1949	2069	2085	2020	1949	2069	2085	2020	1949	2068	2085
Суммарная генерация	2343	2237	1956	2071	2355	2244	1964	2072	2364	2249	1972	2073	2364	2248	1972	2073	2365	2249	1972	2073

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
реактивной мощности																				
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	904	597	856	814	903	603	858	817	901	609	861	819	900	608	861	819	901	609	861	819

Таблица № 81

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов (установка УПП на ПС 110 кВ Тара, установка СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская), переток в Сибирь

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	629	525	423	505	627	524	422	505	624	523	421	505	624	523	421	505	624	522	421	505
Нагрузочные потери	852	486	567	399	889	504	585	406	924	520	600	412	926	521	601	413	927	522	602	413
в т.ч. потери в ЛЭП	648	368	459	325	675	381	473	330	700	393	483	335	701	393	484	335	702	394	485	336
потери в АТ	204	118	108	74	214	123	113	76	224	127	117	77	225	128	117	77	225	128	117	77
Потребление ППР	189	520	359	369	188	518	358	369	187	516	357	369	187	516	357	369	187	516	357	369
Потери в пунктах	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23	22	23
Суммарное потребление реактивной мощности	1692	1554	1372	1296	1726	1569	1387	1303	1757	1582	1400	1310	1759	1583	1401	1310	1760	1583	1402	1310
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	286	166	17	-30	312	179	25	-21	336	191	32	-11	337	191	33	-11	338	191	33	-10
Зарядная	2030	2024	2033	2082	2016	2017	2026	2081	2002	2011	2021	2080	2001	2011	2021	2080	2001	2011	2021	2080

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
мощность ЛЭП																				
Суммарная генерация реактивной мощности	23162190	20502052			2328	2196	2051	2060	2338	2202	2053	2069	2338	2202	2054	2069	2339	2202	2054	2070
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	624	636	678	756	602	628	664	757	581	620	653	760	580	619	653	759	578	619	652	760

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	634	512	434	506	633	512	434	506	631	512	433	507	631	511	433	507	631	511	433	507
Нагрузочные потери	610	629	296	376	624	629	302	375	637	629	308	373	638	629	308	373	639	629	309	373
в т.ч. потери в ЛЭП	453	545	217	323	457	541	219	321	462	537	221	319	462	537	221	319	463	537	221	319
потери в АТ	157	85	80	53	167	88	84	53	175	92	87	53	176	92	87	53	176	92	88	54
Потребление ППР	189	494	364	368	188	494	364	368	188	495	364	369	188	495	364	369	188	495	364	369
Потери в шунтах	22	22	23	23	22	22	22	23	22	22	22	23	22	22	22	23	22	22	22	23
Суммарное потребление реактивной мощности	1455	1657	1117	1273	1467	1657	1123	1272	1478	1657	1127	1271	1479	1656	1128	1271	1479	1656	1128	1271
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	333	308	-92	9	347	313	-84	10	359	317	-76	10	359	317	-76	10	360	317	-75	10
Зарядная мощность ЛЭП	2019	1939	2063	2077	2016	1940	2063	2077	2014	1942	2062	2078	2014	1942	2062	2078	2014	1942	2062	2078
Суммарная генерация	2352	2247	1971	2086	2363	2253	1979	2087	2373	2259	1986	2088	2373	2259	1986	2088	2374	2259	1987	2088

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
реактивной мощности																				
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	897	590	855	813	896	596	856	815	895	601	859	817	894	602	859	817	894	602	859	817

Таблица № 83

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона транзита 110 кВ ПС 110 кВ Усть-Ишим 2 СПП - ПС 220 кВ Ульяновская СШ 110 кВ, переток в Сибирь

Показатель	2021 год			2022 год			2023 год			2024 год			2025 год		
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Зима макс	Зима мин	Лето макс
Реактивная мощность нагрузки	23	21	21	23	21	20	22	19	20	22	19	20	22	20	19
Нагрузочные потери	11	4	4	11	5	4	12	3	4	12	3	4	12	5	3
в т.ч. потери в ЛЭП	11	5	4	12	5	4	12	3	4	12	3	4	12	5	3
потери в АТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление ППР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в пунтах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	34	25	25	34	26	24	34	22	24	34	22	24	34	25	22
Генерация реактивной мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
электростанциями, БСК															
Зарядная мощность ЛЭП	49	54	54	48	54	54	48	54	54	48	54	54	48	54	54
Суммарная генерация реактивной мощности	49	54	54	48	54	54	48	54	54	48	54	54	48	54	54
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	15	29	29	14	28	30	14	33	29	14	32	29	14	29	32

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11
Нагрузочные потери	2	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0
в т.ч. потери в ЛЭП	3	1	1	0	3	1	1	0	3	2	1	0	3	2	1	0	3	2	1	0
потери в АТ	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0
Потребление ППР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в пунктах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11
Генерация реактивной мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная мощность ЛЭП	16	17	17	18	16	17	17	18	15	17	17	18	15	17	17	18	15	17	17	18
Суммарная генерация реактивной мощности	16	17	17	18	16	17	17	18	15	17	17	18	15	17	17	18	15	17	17	18
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-2	6	8	6	-3	6	8	6	-3	6	7	6	-3	6	7	6	-3	5	7	6

Таблица № 85

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона транзита 110 кВ ПС 110 кВ Усть-Ишим 2 СШ – ПС 220 кВ Ульяновская СШ 110 кВ (установка УИПР на ПС 110 кв Тара),
переток в Сибирь

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	21	18	18	17	21	18	18	17	21	18	18	17	21	18	18	17	21	18	18	17
Нагрузочные потери	11	4	3	2	11	4	3	2	12	4	4	2	12	4	4	2	12	4	4	2
в т.ч. потери в ЛЭП	11	4	3	2	12	4	4	2	12	4	4	2	12	4	4	2	12	4	4	2
потери в АТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление ИПР	19	22	22	22	19	22	22	22	18	21	22	22	18	21	22	22	18	21	22	22
Потери в пунтах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	51	44	43	41	51	44	43	41	51	44	43	41	51	44	43	41	51	44	43	41
Генерация реактивной мощности электростанциям и, БСК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная	45	49	49	50	44	49	49	49	44	49	49	49	44	49	49	49	44	49	49	49

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
мощность ЛЭП																				
Суммарная генерация реактивной мощности	45	49	49	50	44	49	49	49	44	49	49	49	44	49	49	49	44	49	49	49
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-6	6	6	9	-7	6	6	9	-8	5	6	9	-8	5	6	9	-8	5	6	9

Таблица № 86

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона 110 кВ
ПС 220 кВ Лузино (установка СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская), переток в Сибирь

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	16	10	9	11	16	10	9	10	16	10	9	10	16	10	9	10	16	10	9	10
Нагрузочные потери в т.ч. потери в ЛЭП	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0
потери в АТ	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0
Потребление ППР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в пунктах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	17	11	9	11	17	11	9	10	17	11	9	10	17	11	9	10	17	11	9	10
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная мощность ЛЭП	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18
Суммарная генерация реактивной	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18	16	17	17	18

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
мощности																				
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-1	6	8	6	-2	6	8	7	-2	6	8	7	-2	6	8	7	-2	6	8	7

Таблица № 87

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона транзита 110 кВ ПС 110 кВ Усть-Ишим – СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ульяновская, переток на Урал

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	23	20	21	19	23	20	21	19	23	20	21	19	23	20	21	19	23	20	21	19
Нагрузочные потери	11	4	4	3	12	5	4	3	13	5	4	3	13	5	4	3	13	5	4	3
в т.ч. потери в ЛЭП	12	4	4	3	12	5	4	3	13	5	5	3	13	5	5	3	13	5	5	3
потери в АТ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление ИПР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в пунтах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	34	24	25	22	35	25	25	22	36	25	25	22	36	25	25	22	36	25	25	22
Генерация реактивной мощности электростанциям и, БСК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная мощность ЛЭП	48	53	54	54	48	53	54	54	47	53	54	54	47	52	54	55	47	52	54	55

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Суммарная генерация реактивной мощности	48	53	54	54	48	53	54	54	47	52	54	55	47	52	54	55	47	52	54	55
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	14	28	29	32	13	28	28	32	12	28	28	33	12	28	28	33	12	28	28	33

Таблица № 88

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона 110 кВ
ПС 220 кВ Лузино, переток на Урал

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11
Нагрузочные потери	2	1	1	0	2	1	1	0	3	1	1	0	3	1	1	0	3	1	1	0
в т.ч. потери в ЛЭП	3	1	1	0	3	1	1	0	3	2	1	0	3	2	1	0	3	2	1	0
потери в АТ	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0
Потребление ППР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в пунктах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	18	11	10	11	18	11	10	11	19	11	10	11	19	11	10	11	19	11	10	11
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
мощность ЛЭП																				
Суммарная генерация реактивной мощности	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-3	5	7	6	-3	5	7	6	-3	5	7	6	-3	5	7	6	-3	5	7	6

[illegible]

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Зарядная мощность ЛЭП	44	48	49	49	44	48	49	49	43	48	49	50	43	48	49	50	43	48	49	50
Суммарная генерация реактивной мощности	44	48	49	49	44	48	49	49	43	48	49	50	43	48	49	50	43	48	49	50
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-7	5	5	8	-8	5	5	8	-9	5	4	9	-9	5	4	9	-9	5	4	9

Таблица № 90

Баланс реактивной мощности энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов для энергорайона 110 кВ
ПС 220 кВ Лузино (установка СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская), переток на Урал

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	17	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11	16	10	9	11
Нагрузочные потери	1	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0
в т.ч. потери в ЛЭП	2	1	1	0	2	1	1	0	2	1	1	0	2	1	1	0	2	1	1	0
потери в АТ	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0
Потребление ППР	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в шунтах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарное потребление реактивной мощности	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11	18	11	9	11
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная мощность ЛЭП	16	16	17	17	16	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17
Суммарная генерация	16	16	17	17	16	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17	15	16	17	17

Показатель	2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
реактивной мощности																				
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-3	6	8	6	-2	5	8	6	-2	5	8	6	-2	5	8	6	-2	5	8	6

6.13. Предложения в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме и ремонтных схемах и на основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Омской области определен перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети в период 2021 – 2025 годов для базового и дополнительного вариантов развития.

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для базового варианта развития представлены в таблице № 91.

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для дополнительного варианта развития с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития представлены в таблице № 92.

Таблица № 91

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для базового варианта развития

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (прогнозируемый)*	Параметры	Примечание
Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ				
1	ПС 110 кВ Сосновская. Реконструкция с установкой СВ 110 кВ	2021	-	Исключение снижения напряжения ниже аварийно допустимого уровня при нормативном возмущении в нормальной схеме
2	ПС 110 кВ Тара. Реконструкция с установкой УШР 25 Мвар	2021	25 Мвар	Исключение снижения напряжения ниже аварийно допустимого уровня при нормативном возмущении в нормальной схеме
3	ПС 110 кВ Заливино. Демонтаж ВЧЗ ВЛ-110 кВ Новологиново – Заливино (С-73) и ВЛ-110 кВ Заливино –	2021	-	Исключение превышения АДТН при нормативном возмущении в ремонтной схеме

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (прог- нозиру- емый)*	Параметры	Примечание
	Телевизионная (С-73)			
4	ПС 110 кВ ТПК Надеждинский. Изменение рабочей отпайки существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Надеждинский с 300/5 до 600/5	2021	-	Исключение превышения АДТН при нормативном возмущении в ремонтной схеме
5	Сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка- Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км	2023	1х24 км, АС-70	Исключение превышения допустимого времени ограничения электрообеспечения потребителей 3 категории надежности***
	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ			
	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку и с установкой СТК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ		1х22 Мвар	
	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с заменой ВЧЗ (100А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117Ц) на ВЧЗ пропускной способностью не менее 600 А			
	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой ТТ и ВЧЗ (100А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) на ТТ и ВЧЗ пропускной способностью не менее			

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (прогнозируемый)*	Параметры	Примечание
	600А			
	ПС 110 кВ Екатеринославская. Реконструкция с заменой трансформатора 1Т на новый с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 МВА до 1х25 МВА		1х25	
	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства			
В рамках замены оборудования без увеличения пропускной способности				
6	Сооружение ПС 110 кВ Семиреченская с перекаткой трансформаторов и переводом всей нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с последующим демонтажом ПС 110 кВ Кировская по техническому состоянию)	2025**	2×25 МВА	Акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27 февраля 2020 года, акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора Т1 ПС 110 кВ Кировская от 11 февраля 2020 года

* - год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах;

** - параметры и год ввода приняты в соответствии с утвержденной инвестиционной программой филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго». При этом согласно проекту корректировки инвестиционной программой филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» срок реализации мероприятия перенесен на 2027 год;

*** - целесообразность реализации мероприятий требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для дополнительного варианта развития с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (прогнозируемый)*	Параметры	Примечание
Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ				
1	ПС 110 кВ Энтузиастов. Реконструкция с заменой трансформаторов 1Т и 2Т на новые с увеличением трансформаторной мощности с 2х40 МВА до 2х63 МВА	2021	2х63	Исключение превышения ДДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
2	ПС 110 кВ Советская. Реконструкция с заменой трансформаторов 1Т и 2Т на новые с увеличением трансформаторной мощности с 2х16 МВА до 2х25 МВА	2021	2х25	Исключение превышения ДДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
3	ПС 110 кВ Знаменка. Реконструкция с заменой 1Т и 2Т 2х6,3 МВА на новые мощностью 2х10 МВА	2021	2х10	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
4	Строительство участка ВЛ-110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I, II цепь (С-109, С-110) в обход территории производственного комплекса филиала ПАО «ОДК-Сатурн» - «ОМКБ» с	2023**	1х2х0,9	Обеспечение возможности развития производственных площадей филиала ПАО «ОДК-Сатурн» - «ОМКБ» со строительством нового испытательного комплекса

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (прог- нозиру- емый)*	Параметры	Примечание
	последующим выносом данных ВЛ-110 кВ с территории филиала ПАО «ОДК-Сатурн» – «ОМКБ»			(на основании письма филиала ПАО «ОДК- Сатурн» – ОМКБ» от 16 февраля 2021 года № 980/13-62 и протокола совещаний от 10 апреля 2018 года)

* - год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах;

** - при наличии источников финансирования мероприятия в инвестиционной программе филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» или оформленного соглашения на компенсацию затрат между филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и филиалом ПАО «ОДК-Сатурн» – «ОМКБ».

6.14. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, включенных в проект СиПР ЕЭС России 2021 – 2027 в рамках рассмотрения прогноза потребления мощности энергосистемы Омской области в период 2021 – 2025 годов отсутствуют.

6.15. Предложения по снижению потерь мощности и электрической энергии в электрической сети 110 кВ и выше

В данном разделе приводятся мероприятия по снижению потерь электрической мощности и электрической энергии на перспективу 2021 – 2025 годов на их передачу в ЛЭП и трансформацию из одного класса напряжения в другой в трансформаторах сети 110 кВ и выше с учетом существующих и предлагаемых в качестве мероприятий к установке статических компенсаторов реактивной мощности, возможностей трансформаторного оборудования по регулированию напряжения, возможностей генераторного оборудования по выработке и потреблению реактивной мощности. В таблицах № 93 и № 94 представлены значения потерь активной мощности и электрической энергии для расчетных условий перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал и в Сибирь соответственно.

Из таблицы № 93 видно, что в сценарии перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал относительная доля потерь активной мощности и электрической энергии в общем потреблении энергосистемы изменяется в диапазоне от 5,1 процента (64,5 МВт в режиме летнего максимума нагрузки при температуре наружного воздуха плюс 30°C в 2024 и 2025 годах) до 8,8 процента (70,3 МВт в режиме летнего минимума нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19°C в отчетном периоде).

Из таблицы № 94 видно, что в сценарии перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь относительная доля потерь активной мощности и электрической энергии в общем потреблении энергосистемы изменяется в диапазоне от 5,9 процента (88,6 МВт в режиме зимнего минимума нагрузки при температуре наружного воздуха минус 36°C в 2022 – 2025 годах) до 9,6 процента (76,3 МВт в режиме летнего минимума нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19°C в отчетном периоде).

Для описанных режимов проводится дополнительный анализ потерь активной мощности с учетом возможностей существующего оборудования и оборудования, предложенного ранее в качестве мероприятий по усилению существующей сети по результатам расчета установившихся режимов, анализа токов КЗ и анализа загрузки ЦП.

Таблица № 93

Прогноз потерь активной мощности и электрической энергии в энергосистеме Омской области в рассмотренных температурных условиях при перетоке активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт				Баланс электрической энергии, млн. кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт				Структура потерь электрической энергии, кВт ч							
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные натрузочные потери активной мощности	Натрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Натрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Натрузочные потери активной мощности	Суммарные натрузочные потери активной мощности	Натрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Натрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода
Зима_0,92 (-36°С)	Зима_0,92 (-36°С)	Зима макс	1656,8	98,3	1755,1	10106,4	599,5	10705,9	69,5	66,2	3,3	26,2	21,2	5,0	2,6	424,1	403,8	20,3	159,7	129,0	30,6	15,8
			1772,5	102,5	1874,9	10812,0	625,0	11437,0	73,8	70,0	3,8	26,1	21,1	5,0	2,6	450,3	427,2	23,1	159,0	128,6	30,4	15,7
			1823,2	104,7	1927,8	11121,3	638,6	11759,8	76,1	72,1	4,0	26,0	21,1	5,0	2,6	464,1	439,8	24,3	158,7	128,4	30,3	15,7
			1832,1	105,1	1937,1	11175,7	640,8	11816,5	76,4	72,5	4,0	26,0	21,1	5,0	2,6	466,3	442,0	24,4	158,8	128,5	30,3	15,7
			1836,8	105,3	1942,1	11204,7	642,2	11846,9	76,7	72,7	4,0	26,0	21,1	5,0	2,6	467,7	443,2	24,5	158,8	128,5	30,3	15,7
			1845,4	105,7	1951,1	11257,0	644,7	11901,6	77,1	73,0	4,1	26,0	21,1	5,0	2,6	470,2	445,5	24,7	158,7	128,4	30,3	15,7
			1253,7	99,4	1353,1	7647,5	606,3	8253,8	71,3	69,1	2,1	25,1	20,1	5,0	3,0	434,7	421,8	13,0	153,0	122,8	30,3	18,6
			1346,3	99,6	1445,9	8212,4	607,6	8820,0	71,5	69,1	2,3	25,1	20,1	4,9	3,0	436,0	421,8	14,2	153,0	122,8	30,2	18,6
			1385,9	99,9	1485,9	8454,1	609,7	9063,7	71,8	69,4	2,4	25,1	20,1	4,9	3,0	438,0	423,3	14,7	153,1	122,9	30,2	18,6
Зима_0,92 (-36°С)	Зима макс	1393,2	100,0	1493,1	8498,3	609,9	9108,2	71,8	69,4	2,4	25,1	20,2	4,9	3,1	438,1	423,4	14,7	153,2	123,0	30,2	18,6	

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт					Баланс электрической энергии, млн. кВт ч					Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч				
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузки потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах
Зима_0,92 (- 36°С)	2024	Зима мин	1397,1	100,0	1497,1	8522,4	610,1	9132,5	71,8	69,4	2,4	25,1	20,2	4,9	3,1	438,3	423,5	14,7	153,2	123,0	30,2	18,6
Зима_0,92 (- 36°С)	2025	Зима мин	1404,0	100,1	1504,1	8564,5	610,4	9175,0	71,9	69,5	2,4	25,1	20,2	4,9	3,1	438,7	423,8	14,8	153,2	123,0	30,2	18,6
Зима_ГОСТ 2020 (-5°С)	2020	Зима макс	1406,2	91,9	1498,1	8577,8	560,5	9138,3	62,9	60,3	2,6	26,4	21,3	5,1	2,6	383,6	367,9	15,7	161,0	129,9	31,2	15,9
Зима_ГОСТ 2021 (-5°С)	2021	Зима макс	1506,7	93,3	1600,0	9190,6	569,1	9759,8	64,3	61,5	2,8	26,3	21,3	5,1	2,6	392,5	375,3	17,2	160,7	129,7	31,0	15,9
Зима_ГОСТ 2022 (-5°С)	2022	Зима макс	1551,6	94,4	1646,0	9464,7	575,7	10040,4	65,4	62,5	2,9	26,3	21,3	5,1	2,6	399,2	381,3	17,9	160,6	129,7	30,9	15,9
Зима_ГОСТ 2023 (-5°С)	2023	Зима макс	1558,5	94,6	1653,1	9507,1	577,1	10084,2	65,7	62,7	2,9	26,3	21,3	5,1	2,6	400,6	382,6	17,9	160,7	129,7	31,0	15,9
Зима_ГОСТ 2024 (-5°С)	2024	Зима макс	1562,4	94,7	1657,1	9530,9	577,7	10108,5	65,8	62,8	2,9	26,3	21,3	5,1	2,6	401,1	383,1	18,0	160,7	129,7	31,0	15,9
Зима_ГОСТ 2025 (-5°С)	2025	Зима макс	1570,2	94,9	1665,1	9578,3	578,8	10157,1	65,9	63,0	3,0	26,3	21,3	5,1	2,6	402,3	384,1	18,1	160,6	129,7	30,9	15,9
Зима_ГОСТ 2020 (-5°С)	2020	Зима мин	1054,7	100,4	1155,0	6433,5	612,2	7045,7	72,2	70,4	1,8	25,1	20,1	5,0	3,0	440,7	429,6	11,0	153,0	122,5	30,5	18,5
Зима_ГОСТ 2021 (-5°С)	2021	Зима мин	1134,7	99,2	1233,9	6921,5	605,4	7526,9	71,1	69,2	1,9	25,1	20,1	5,0	3,0	433,6	422,0	11,6	153,2	122,8	30,4	18,6
Зима_ГОСТ 2022 (-5°С)	2022	Зима мин	1169,0	99,0	1268,0	7130,7	603,9	7734,6	70,8	68,9	1,9	25,1	20,1	5,0	3,0	431,9	420,1	11,8	153,3	122,9	30,4	18,6
Зима_ГОСТ 2023 (-5°С)	2023	Зима мин	1175,0	99,0	1274,0	7167,5	604,2	7771,7	70,8	68,9	1,9	25,1	20,2	5,0	3,0	432,2	420,4	11,8	153,4	122,9	30,5	18,6
Зима_ГОСТ 2024	2024	Зима	1178,0	99,0	1277,0	7185,9	604,0	7789,9	70,8	68,9	1,9	25,2	20,2	5,0	3,0	432,0	420,2	11,8	153,4	123,0	30,5	18,6

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт					Баланс электрической энергии, млн. кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч							
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузки потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Нагрузочные потери активной мощности	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	
(-5°C)		мин																						
Зима ГОСТ (-5°C)	2025	Зима мин	1184,1	99,0	1283,0	7222,9	603,7	7826,5	70,8	68,8	1,9	25,2	20,2	5,0	3,0	431,6	419,8	153,4	11,8	123,0	30,5			18,6
Лето_ср.т. (+19°C)	2020	Лето макс	1037,3	60,7	1098,0	6327,8	370,2	6697,9	31,1	29,5	1,7	26,6	21,5	5,1	3,0	189,8	179,7	162,2	10,1	131,0	31,2			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2021	Лето макс	1110,7	62,3	1173,0	6775,1	380,0	7155,1	32,8	31,0	1,8	26,5	21,5	5,1	3,0	199,9	188,8	161,9	11,1	130,9	31,0			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2022	Лето макс	1142,8	63,1	1205,9	6971,2	385,0	7356,1	33,6	31,7	1,9	26,5	21,5	5,1	3,0	205,0	193,5	161,8	11,5	130,9	31,0			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2023	Лето макс	1147,8	63,2	1211,0	7001,7	385,7	7387,4	33,7	31,8	1,9	26,5	21,5	5,1	3,0	205,6	194,1	161,9	11,5	130,9	31,0			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2024	Лето макс	1150,7	63,3	1214,0	7019,5	386,1	7405,7	33,8	31,9	1,9	26,5	21,5	5,1	3,0	206,1	194,5	161,9	11,6	130,9	31,0			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2025	Лето макс	1156,6	63,5	1220,0	7055,1	387,1	7442,2	34,0	32,0	1,9	26,5	21,5	5,1	3,0	207,1	195,5	161,9	11,7	130,9	31,0			18,2
Лето_ср.т. (+19°C)	2020	Лето мин	727,7	70,3	798,1	4439,2	428,9	4868,1	40,5	39,1	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	246,8	238,5	163,8	8,4	132,1	31,7			18,3
Лето_ср.т. (+19°C)	2021	Лето мин	782,8	70,1	853,0	4775,1	427,9	5203,0	40,3	38,9	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	246,0	237,4	163,6	8,6	132,0	31,6			18,3
Лето_ср.т. (+19°C)	2022	Лето мин	806,8	70,2	877,0	4921,6	427,9	5349,6	40,3	38,9	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	246,0	237,4	163,6	8,7	132,0	31,6			18,3
Лето_ср.т. (+19°C)	2023	Лето мин	811,2	69,9	881,1	4948,2	426,4	5374,6	40,1	38,7	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	244,5	236,0	163,6	8,5	132,0	31,6			18,3
Лето_ср.т. (+19°C)	2024	Лето мин	813,2	69,9	883,1	4960,3	426,4	5386,8	40,1	38,7	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	244,5	236,0	163,6	8,5	132,0	31,6			18,3

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт						Баланс электрической энергии, млн. кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч				
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузки потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах
Лето_ср.т. (+19°C)	2025	Лето мин	817,1	69,9	887,1	4984,6	426,5	5411,0	40,1	38,7	1,4	26,8	21,6	5,2	3,0	244,6	236,0	8,6	163,6	132,0	31,6	18,3
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2020	Лето макс	1067,7	61,3	1129,0	6512,9	374,1	6887,0	31,8	30,1	1,7	26,6	21,5	5,1	3,0	193,9	183,3	10,5	162,1	130,9	31,1	18,2
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2021	Лето макс	1142,8	63,1	1206,0	6971,2	385,1	7356,4	33,6	31,7	1,9	26,5	21,4	5,1	3,0	205,2	193,7	11,6	161,8	130,8	31,0	18,2
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2022	Лето макс	1175,9	64,1	1239,9	7172,8	390,8	7563,6	34,6	32,6	2,0	26,5	21,4	5,1	3,0	210,9	198,9	12,0	161,7	130,8	30,9	18,2
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2023	Лето макс	1181,8	64,2	1246,0	7209,2	391,7	7600,9	34,7	32,7	2,0	26,5	21,4	5,1	3,0	211,8	199,7	12,1	161,7	130,8	30,9	18,2
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2024	Лето макс	1184,7	64,3	1249,0	7226,9	392,2	7619,1	34,8	32,8	2,0	26,5	21,4	5,1	3,0	212,3	200,2	12,1	161,7	130,8	30,9	18,2
Лето_ПЭВТ (+30°C)	2025	Лето макс	1190,6	64,5	1255,0	7262,4	393,3	7655,7	35,0	33,0	2,0	26,5	21,4	5,1	3,0	213,4	201,2	12,2	161,7	130,8	30,9	18,2

Прогноз потерь активной мощности и электрической энергии в энергосистеме Омской области в рассмотренных температурных условиях при перетоке активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт					Баланс электрической энергии, млн кВт ч					Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч				
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии в ЭС	Потери холостого хода	Потери активной мощности на корону	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах		
Зима 0,92 (-36°С)	2020	Зима макс	1634,1	120,9	1755,0	9968,1	737,6	10705,7	91,7	87,6	4,1	26,6	21,5	5,1	2,6	559,4	534,4	25,0	162,3	131,4	30,9	15,9
Зима 0,92 (-36°С)	2021	Зима макс	1745,0	129,9	1874,9	10644,7	792,3	11437,0	101,0	96,4	4,6	26,3	21,3	5,0	2,6	616,1	588,1	28,1	160,4	129,9	30,5	15,7
Зима 0,92 (-36°С)	2022	Зима макс	1793,8	134,1	1927,8	10942,0	817,8	11759,8	105,4	100,6	4,8	26,1	21,1	5,0	2,6	642,8	613,4	29,5	159,4	129,0	30,3	15,6
Зима 0,92 (-36°С)	2023	Зима макс	1802,7	134,5	1937,1	10996,2	820,4	11816,6	105,8	101,0	4,8	26,1	21,1	5,0	2,6	645,4	615,8	29,6	159,4	129,0	30,4	15,6
Зима 0,92 (-36°С)	2024	Зима макс	1807,2	134,9	1942,1	11023,9	823,1	11847,0	106,3	101,4	4,9	26,1	21,1	5,0	2,6	648,2	618,5	29,7	159,2	128,9	30,3	15,6
Зима 0,92 (-36°С)	2025	Зима макс	1815,4	135,7	1951,1	11073,6	828,0	11901,7	107,1	102,2	4,9	26,1	21,1	5,0	2,5	653,5	623,5	30,0	159,0	128,7	30,3	15,6
Зима 0,92 (-36°С)	2020	Зима мин	1270,8	82,2	1353,0	7752,1	501,5	8253,6	52,6	50,0	2,6	26,4	21,2	5,1	3,2	320,9	304,8	16,1	160,9	129,5	31,4	19,7
Зима 0,92 (-36°С)	2021	Зима мин	1359,9	86,1	1445,9	8295,1	525,0	8820,1	56,7	53,8	2,9	26,2	21,1	5,1	3,2	346,0	328,4	17,6	159,5	128,4	31,1	19,5
Зима 0,92 (-36°С)	2022	Зима мин	1398,1	87,8	1485,9	8528,1	535,8	9064,0	58,6	55,6	3,0	26,1	21,0	5,1	3,2	357,3	339,1	18,2	159,0	128,0	31,0	19,5
Зима 0,92 (-36°С)	2023	Зима мин	1405,0	88,1	1493,1	8570,7	537,2	9107,9	58,8	55,8	3,0	26,1	21,0	5,1	3,2	358,6	340,4	18,3	159,1	128,1	31,0	19,5

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт						Баланс электрической энергии, млн кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч				
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузки потери активной мощности	Нагрузки потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузки в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Потери холостого хода	Потери активной мощности на корону	Условно постоянные потери активной мощности	Нагрузки потери активной мощности в трансформаторах	Нагрузки потери активной мощности в ЛЭП	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах
(-36°C)		мин																				
Зима_0,92 (-36°C)	2024	Зима мин	1408,8	88,3	1497,1	8593,8	538,4	9132,2	59,0	56,0	3,0	26,1	21,0	5,1	3,2	359,9	341,6	18,3	159,0	128,0	31,0	19,5
Зима_0,92 (-36°C)	2025	Зима мин	1415,4	88,6	1504,1	8634,2	540,6	9174,8	59,4	56,4	3,0	26,1	21,0	5,1	3,2	362,2	343,8	18,5	158,9	127,9	31,0	19,4
Зима_ГООС Т (-5°C)	2020	Зима макс	1392,4	105,6	1498,0	8493,9	644,2	9138,1	76,1	72,8	3,2	26,9	21,8	5,2	2,6	463,9	444,3	19,6	164,2	132,7	31,5	16,1
Зима_ГООС Т (-5°C)	2021	Зима макс	1488,7	111,2	1599,9	9080,8	678,5	9759,3	81,8	78,3	3,5	26,8	21,6	5,1	2,6	499,2	477,7	21,5	163,3	132,0	31,3	16,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2022	Зима макс	1532,1	113,8	1645,9	9345,8	693,9	10039,8	84,4	80,7	3,7	26,7	21,6	5,1	2,6	514,8	492,5	22,3	163,1	131,9	31,2	16,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2023	Зима макс	1539,1	114,0	1653,1	9388,7	695,1	10083,9	84,6	80,9	3,7	26,7	21,6	5,1	2,6	516,0	493,6	22,4	163,1	131,9	31,2	16,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2024	Зима макс	1542,9	114,2	1657,1	9411,5	696,7	10108,2	84,9	81,2	3,7	26,7	21,6	5,1	2,6	517,6	495,1	22,5	163,1	131,9	31,2	16,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2025	Зима макс	1550,3	114,7	1665,1	9457,0	699,9	10156,9	85,4	81,7	3,7	26,7	21,6	5,1	2,6	520,9	498,2	22,6	163,1	131,9	31,2	16,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2020	Зима мин	1078,9	76,2	1155,1	6581,2	464,7	7045,9	46,1	43,9	2,3	26,8	21,5	5,2	3,3	281,3	267,6	13,7	163,3	131,4	31,9	20,1
Зима_ГООС Т (-5°C)	2021	Зима мин	1155,6	78,3	1233,9	7049,4	477,6	7527,0	48,4	46,0	2,4	26,6	21,4	5,2	3,3	295,3	280,8	14,5	162,4	130,7	31,7	20,0
Зима_ГООС Т (-5°C)	2022	Зима мин	1188,6	79,3	1267,9	7250,4	483,6	7734,1	49,5	47,0	2,4	26,6	21,4	5,2	3,3	301,6	286,8	14,8	162,1	130,4	31,6	19,9
Зима_ГООС	2023	Зима	1194,7	79,4	1274,1	7287,8	484,3	7772,1	49,6	47,1	2,4	26,6	21,4	5,2	3,3	302,3	287,5	14,8	162,1	130,4	31,7	19,9

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт						Баланс электрической энергии, млн кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч				
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузки потери активной мощности	Нагрузки потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузки потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Потери холостого хода	Потери активной мощности на корону	Условно постоянные потери активной мощности	Нагрузки потери активной мощности в трансформаторах	Нагрузки потери активной мощности в ЛЭП	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах
T (-5°C)		мин																				
Зима_ГОС T (-5°C)	2024	Зима мин	1197,6	79,5	1277,1	7305,4	484,9	7790,3	49,7	47,2	2,4	26,6	21,4	5,2	3,3	302,9	288,1	14,8	162,1	130,4	31,7	19,9
Зима_ГОС T (-5°C)	2025	Зима мин	1203,4	79,7	1283,1	7340,9	486,1	7827,1	49,9	47,4	2,4	26,6	21,4	5,2	3,3	304,2	289,3	14,9	162,0	130,3	31,6	19,9
Лето_ср.т. (+19°C)	2020	Лето макс	1008,6	89,4	1098,0	6152,3	545,6	6698,0	60,0	57,8	2,2	26,5	21,4	5,1	3,0	365,8	352,7	13,1	161,7	130,4	31,4	18,1
Лето_ср.т. (+19°C)	2021	Лето макс	1079,6	93,3	1173,0	6585,8	569,2	7155,0	64,0	61,7	2,3	26,3	21,2	5,1	2,9	390,6	376,4	14,2	160,7	129,6	31,0	18,0
Лето_ср.т. (+19°C)	2022	Лето макс	1110,9	95,0	1205,9	6776,4	579,7	7356,1	65,8	63,4	2,4	26,3	21,2	5,1	2,9	401,5	386,8	14,7	160,2	129,3	30,9	17,9
Лето_ср.т. (+19°C)	2023	Лето макс	1115,9	95,2	1211,1	6806,8	580,8	7387,6	66,0	63,6	2,4	26,3	21,2	5,1	2,9	402,6	387,8	14,7	160,3	129,3	31,0	17,9
Лето_ср.т. (+19°C)	2024	Лето макс	1118,7	95,4	1214,1	6823,9	582,0	7405,8	66,2	63,8	2,4	26,3	21,2	5,1	2,9	403,8	389,0	14,8	160,3	129,3	31,0	17,9
Лето_ср.т. (+19°C)	2025	Лето макс	1124,3	95,7	1220,0	6858,3	584,0	7442,3	66,5	64,1	2,4	26,3	21,2	5,1	2,9	405,9	391,1	14,9	160,2	129,2	30,9	17,9
Лето_ср.т. (+19°C)	2020	Лето мин	721,7	76,3	798,0	4402,4	465,6	4868,0	46,4	44,6	1,8	26,9	21,7	5,2	3,0	282,9	272,1	10,8	164,3	132,4	31,9	18,4
Лето_ср.т. (+19°C)	2021	Лето мин	775,4	77,6	853,0	4729,7	473,5	5203,1	47,7	45,9	1,8	26,9	21,7	5,2	3,0	291,1	280,1	11,1	164,0	132,2	31,8	18,4
Лето_ср.т. (+19°C)	2022	Лето мин	798,5	78,4	876,9	4871,0	478,2	5349,2	48,5	46,7	1,8	26,9	21,7	5,2	3,0	295,9	284,6	11,2	164,0	132,2	31,8	18,3
Лето_ср.т. (+19°C)	2023	Лето	802,6	78,5	881,1	4895,7	478,8	5374,5	48,6	46,8	1,8	26,9	21,7	5,2	3,0	296,5	285,2	11,2	164,0	132,2	31,8	18,3

Температур- ные условия	Год	Режим	Баланс активной мощности, МВт					Баланс электрической энергии, млн кВт ч				Структура потерь активной мощности, МВт					Структура потерь электрической энергии, кВт ч						
			Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери активной мощности	Потребление активной мощности в ЭС	Активная нагрузка ЭС	Суммарные потери электрической энергии	Потребление электрической энергии в ЭС	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах	Нагрузочные потери активной мощности	Суммарные нагрузочные потери активной мощности	Нагрузочные потери активной мощности в ЛЭП	Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах	Условно постоянные потери активной мощности	Потери активной мощности на корону	Потери холостого хода	Потери активной мощности в шунтирующих реакторах
(±19°C)		мин																					
	Лето, ср. г. (±19°C)	2024	Лето	804,5	78,6	883,1	4907,4	479,3	5386,6	48,7	46,8	1,8	26,9	21,7	5,2	3,0	296,9	285,7	11,3	164,0	132,2	31,8	18,3
	Лето, ср. г. (±19°C)	2025	Лето	808,3	78,7	887,0	4930,8	480,1	5411,0	48,8	47,0	1,9	26,9	21,7	5,2	3,0	297,8	286,5	11,3	164,0	132,2	31,8	18,3
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2020	Лето макс	1038,1	91,0	1129,0	6332,2	555,0	6887,1	61,6	59,3	2,2	26,5	21,3	5,1	3,0	375,5	361,9	13,6	161,4	130,1	31,2	18,0
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2021	Лето макс	1110,9	95,1	1206,0	6776,5	579,8	7356,4	65,9	63,5	2,4	26,2	21,2	5,1	2,9	401,9	387,1	14,7	160,1	129,2	30,9	17,9
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2022	Лето макс	1142,9	97,0	1239,9	6971,4	592,0	7563,4	68,0	65,5	2,5	26,2	21,1	5,0	2,9	414,5	399,3	15,2	159,6	128,8	30,8	17,8
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2023	Лето макс	1148,9	97,2	1246,1	7008,0	593,1	7601,1	68,1	65,6	2,5	26,2	21,1	5,1	2,9	415,5	400,2	15,3	159,7	128,9	30,8	17,8
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2024	Лето макс	1151,7	97,4	1249,1	7025,2	594,1	7619,3	68,3	65,8	2,5	26,2	21,1	5,0	2,9	416,6	401,3	15,3	159,7	128,9	30,8	17,8
	Лето, ПЭВ Т (+30°C)	2025	Лето макс	1157,3	97,8	1255,0	7059,5	596,3	7655,8	68,7	66,1	2,5	26,2	21,1	5,0	2,9	418,9	403,5	15,5	159,5	128,8	30,8	17,8

К основным мероприятиям, позволяющим повлиять на значения потерь активной мощности и электрической энергии в энергосистеме Омской области, относятся:

- регулирование положения отпаек устройств РПН трансформаторов 110 кВ и выше с контролем напряжения в узлах сети;
- отключение УШР мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Тара при фактических уровнях напряжения на шинах ПС 110 кВ Тара и ближайшей сети ниже максимальных длительно допустимых значений;
- включение СТК мощностью 22 Мвар на ПС 110 кВ Полтавская при фактических уровнях напряжения на шинах ПС 110 кВ Полтавская и ближайшей сети ниже максимальных длительно допустимых значений (мероприятие рекомендовано на основании анализа режимов работы энергорайона ПС 110 кВ Полтавская);
- включение существующей БСК на ПС 110 кВ Новоуральская при фактических уровнях напряжения на шинах ПС 110 кВ Новоуральская и ближайшей сети ниже максимальных длительно допустимых значений;
- включение СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Сосновская (мероприятие учтено при анализе уровней токов короткого замыкания);
- цифровизация электрических сетей энергосистемы 35 кВ и ниже. Согласно КПП Омской области на ПС 35 кВ Омская рекомендуется реализация проекта «Цифровой РЭС», включающего внедрение в сеть 35 кВ и ниже систем АСМД, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ККЭЭ, РЗА. В рамках проекта планируется система расчета и автоматического определения очагов потерь активной мощности и электрической энергии с целью оперативного управления текущим состоянием сети современными средствами автоматизации. Предполагается, что позволит сократить операционные расходы (в том числе и на передачу электрической энергии) вплоть до 30 процентов.

С учетом сказанного, при положительном заключении о результатах пилотного проекта на ПС 35 кВ Омская, рекомендуется внедрение аналогичных систем на остальные центры питания 35 кВ и ниже;

- мероприятия по перекачке трансформаторного оборудования (возможна перекачка более мощных, но недогруженных трансформаторов с одних ЦП 110 кВ на иные ЦП со значительно загруженными трансформаторами меньшей мощности);

- мероприятия по оптимизации загрузки недогруженного трансформаторного оборудования (возможен перевод нагрузки по сети 6 – 35 кВ с перегруженных ЦП 35 кВ и ниже на иные недогруженные ЦП).

Также рассматривается эффект от мероприятий по включению и выключению БСК, УШР и СВ.

6.15.1. Включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал:

- в исходном режиме летнего максимума 2025 года при температуре наружного воздуха плюс 30°C (потребление энергосистемы составляет 1255 МВт, суммарные потери в сети составляют 64,5 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на 1 сек. и 2 сек. СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сосновская составляет 118,54 кВ и 118,9 кВ соответственно. Включение СВ-110 не изменяет потребления ЭС и уровень потерь активной мощности. С учетом изложенного в режимах летнего максимума включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 70,31 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на 1 сек и 2 сек СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сосновская составляет 120,7 кВ. Включение СВ-110 не изменяет потребления ЭС и уровень потерь активной мощности. С учетом изложенного в режимах летнего минимума включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно.

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь:

- в исходном режиме зимнего минимума 2025 года при температуре наружного воздуха минус 36°C (потребление энергосистемы составляет 1504 МВт, суммарные потери в сети составляют 88,62 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на 1 сек. и 2 сек. СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сосновская составляет 117,81 кВ и 118,85 кВ соответственно. Включение СВ-110 не изменяет потребления ЭС и уровень потерь активной мощности. С учетом изложенного в режимах зимнего минимума включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 76,2 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на 1 сек. и 2 сек. СШ 110 кВ ПС 110 кВ Сосновская составляет 121,22 кВ и 121,17 кВ соответственно. Включение СВ-110 не изменяет потребления ЭС и уровень потерь активной мощности. С учетом изложенного в режимах летнего минимума включение СВ-110 на ПС 110 кВ

Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно.

В режимах зимних и летних максимальных нагрузок включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно.

6.15.2. Включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская и БСК на ПС 110 кВ Новоуральская

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал:

- в исходном режиме летнего максимума 2025 года при температуре наружного воздуха плюс 30°C (потребление энергосистемы составляет 1255 МВт, суммарные потери в сети составляют 64,5 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Полтавская составляет 113,85 кВ. Включение СТК 22 Мвар приводит к повышению потребления ЭС на 2,7 МВт до уровня 1257,7 МВт. При этом уровень потерь составляет 64,88 МВт, что составляет 5,1 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного в режимах летнего максимума включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 70,31 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Полтавская составляет 117,7 кВ. Включение СТК 22 Мвар приводит к повышению потребления ЭС на 2,8 МВт до уровня 800,8 МВт. При этом уровень потерь составляет 70,88 МВт, что составляет 8,8 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного в режимах летнего минимума включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок рекомендуется включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения уровня потерь активной мощности и электрической энергии с контролем фактических уровней напряжения в узлах сети.

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь:

- в исходном режиме зимнего минимума 2025 года при температуре наружного воздуха минус 36°C (потребление энергосистемы составляет 1504 МВт, суммарные потери в сети составляют 88,62 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Полтавская составляет

112,65 кВ. Включение СТК 22 Мвар приводит к повышению потребления ЭС на 2,8 МВт до уровня 1506,8 МВт. При этом уровень потерь составляет 89 МВт, что составляет 5,9 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного в режимах зимнего минимума включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 76,2 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Полтавская составляет 118,29 кВ. Включение СТК 22 Мвар приводит к повышению потребления ЭС на 2,2 МВт до уровня 800,2 МВт. При этом уровень потерь составляет 76,8 МВт, что составляет 9,6 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного в режимах летнего минимума включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в режимах зимних и летних максимальных нагрузок рекомендуется включение СТК на ПС 110 кВ Полтавская для снижения уровня потерь активной мощности и электрической энергии с контролем фактических уровней напряжения в узлах сети.

6.15.3. Включение УШР на ПС 110 кВ Тара

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал:

- в исходном режиме летнего максимума 2025 года при температуре наружного воздуха плюс 30°C (потребление энергосистемы составляет 1255 МВт, суммарные потери в сети составляют 64,5 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Тара составляет 121,15 кВ. Включение УШР 25 Мвар приводит к снижению потребления ЭС на 3 МВт до уровня 1252 МВт. При этом уровень потерь составляет 64,4 МВт, что составляет 5,2 процента от общего потребления (рост на 0,1 процента). С учетом изложенного в режимах летнего максимума рекомендуется отключение УШР ПС 110 кВ Тара с контролем уровня напряжений СШ 110 кВ ПС Тара и близлежащих сетей с целью снижения потерь активной мощности и электрической энергии;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 70,31 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Тара составляет 122,7 кВ. Включение УШР 25 Мвар приводит к снижению потребления ЭС на 2 МВт до уровня 796 МВт. При этом уровень потерь составляет 70,2 МВт,

что составляет 8,82 процента от общего потребления (рост на 0,02 процента). С учетом изложенного в режимах летнего минимума рекомендуется отключение УШР ПС 110 кВ Тара с контролем уровня напряжений СШ 110 кВ ПС Тара и близлежащих сетей с целью снижения потерь активной мощности и электрической энергии;

- в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок рекомендуется отключение УШР 25 МВар с контролем фактических уровней напряжения в сети.

Для сценария перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь:

- в исходном режиме зимнего минимума 2025 года при температуре наружного воздуха минус 36°C (потребление энергосистемы составляет 1504 МВт, суммарные потери в сети составляют 88,62 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Тара составляет 120,8 кВ. Включение УШР 25 Мвар приводит к снижению потребления ЭС на 3 МВт до уровня 1500,7 МВт. При этом уровень потерь составляет 88,44 МВт, что составляет 5,9 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного в режимах зимнего минимума отключение УШР ПС 110 кВ Тара для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в исходном режиме летнего минимума отчетного периода при температуре наружного воздуха плюс 19°C (потребление энергосистемы составляет 798 МВт, суммарные потери в сети составляют 76,2 МВт) уровни напряжения во всех узлах сети не превышают наибольших рабочих значений. Уровень напряжения на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Тара составляет 122,7 кВ. Включение УШР 25 Мвар приводит к снижению потребления ЭС на 2 МВт до уровня 795,7 МВт. При этом уровень потерь составляет 76 МВт, что составляет 9,6 процента от общего потребления (доля потерь не изменяется). С учетом изложенного отключение УШР ПС 110 кВ Тара для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно;

- в режимах зимних и летних максимальных нагрузок отключение УШР ПС 110 кВ Тара для снижения потерь активной мощности и электрической энергии неэффективно.

Проведенный анализ показал, что мероприятия по включению СВ-110, БСК 10 кВ и УШР 110 кВ качественно не влияют на уровень и структуру потерь активной мощности в сети 110 кВ и выше в энергосистеме Омской области (максимальный полученный эффект достигает 0,1 процента, что ниже методической погрешности и не может быть признано эффективным результатом). При этом предложенные мероприятия показали свою эффективность в решении задачи поддержания уровней напряжения в узлах сети.

С учетом изложенного для решения задачи снижения потерь активной мощности и электрической энергии в энергосистеме Омской области рекомендуется:

- реализация проекта «Цифровой РЭС» в сети 35 кВ и ниже, позволяющего оперативно и автоматизировано определять очаги наибольших потерь в распределительных сетях;
- мероприятия по перекачке трансформаторного оборудования. Согласно КИР Омской области возможно перекачка более мощных, но недогруженных трансформаторов с одних ЦП 110 кВ на иные ЦП со значительно загруженными трансформаторами меньшей мощности;
- мероприятия по оптимизации загрузки недогруженного трансформаторного оборудования;
- регулирование напряжения устройствами РПН трансформаторов в сети 110 кВ и выше для поднятия общего уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше и пропорционального снижения потерь;
- регулирование напряжения устройствами ПБВ трансформаторов в сети 35 кВ и ниже для поднятия общего уровня напряжения в сетях 35 кВ и ниже и пропорционального снижения потерь;
- на ПС, оснащенных двумя и более трансформаторами, ввод в работу отключенных трансформаторов (при условии нормально отключенного состояния);
- изменение выработки реактивной мощности генераторного оборудования Омской ТЭЦ-3, Омской ТЭЦ-4 и Омской ТЭЦ-5;
- реновация сетей 35 кВ и ниже заменой трансформаторного оборудования с ухудшенными ввиду естественного износа показателями; заменой проводов ВЛ и кабельной сети со сроком службы, превышающим нормативный с увеличением сечения токоведущих частей;
- стимулирование, в том числе тарифное, потребителей к переходу на энергосберегающие технологии в части освещения нагрузки предприятий, городского и бытового освещения, а также приборов бытового потребления (холодильники, духовые шкафы, варочные панели, микроволновые печи, стиральные, сушильные и посудомоечные машины с повышенными показателями энергоэффективности);
- стимулирование потребителей к переходу на многотарифные счетчики электрической энергии для перераспределения суточного потребления (использование стиральных, сушильных и посудомоечных машин, а также зарядки автономных устройств в периоды ночного и дневного минимума нагрузки).

6.16. Сводные данные по развитию электрической сети энергосистемы Омской области на период 2021 – 2025 годов

На основании анализа расчетов, представленных в разделе 6.7, в таблице № 95 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше в период 2021 – 2025 годов.

Таблица № 95

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением
110 кВ и выше

Наименование	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Новое строительство					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	0	0	0	50
Реконструкция					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	1,8	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	25	0	0	0	0

На основании анализа исходных данных, в таблице № 96 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ в период 2021 – 2025 годов.

Таблица № 96

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением
ниже 110 кВ

Наименование	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Новое строительство					
ЛЭП 35 кВ, км	24	0	0	0	0
ЛЭП 0,4 кВ-10 кВ, км	3,291	24,428	25,692	31,41	34,19
ПС 35 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ТП 6(10)/0,4 кВ, МВА	5,04	6,4	0	0	1,89
Реконструкция					
ЛЭП 35 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 0,4 кВ-10 кВ, км	99,833	87,788	89,972	76,337	73,222
ПС 35 кВ, МВА	3,81	0	0	0	0
ТП 6(10)/0,4 кВ, МВА	3,8	4,3	6,7	3,5	4,3

6.17. Оценка плановых значений показателей надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Омской области

В соответствии с 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» приказом Минэнерго России от 29 ноября 2016 года № 1256 утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций (далее – Методические указания № 1256).

Согласно Методическим указаниям № 1256 для сетевых организаций показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых сетевыми организациями услуг по передаче электрической энергии потребителям услуг по передаче электрической энергии, в том числе потребителям электрической энергии, обслуживаемым сбытовыми организациями и гарантирующими поставщиками, в интересах которых заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, непосредственно или опосредованно присоединенным к объектам электросетевого хозяйства данной сетевой организации, за исключением коммунальных потребителей, проживающих в многоквартирных жилых домах, а также осуществляемого ТП к объектам электросетевого хозяйства соответствующей сетевой организации энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций и иных лиц.

Методическими указаниями № 1256 определены следующие показатели надежности и качества услуг:

- показатель уровня надежности оказываемых услуг, который определяется продолжительностью и частотой прекращений передачи электрической энергии;

- показатель уровня качества оказываемых услуг, который определяется показателем уровня качества осуществляемого ТП к сети.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулируемыми органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Крупнейшими сетевыми компаниями, эксплуатирующими электрические сети напряжением 110 кВ и выше на территории Омской области, являются: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго», АО «Омскэлектро», а также прочие организации и лица, владеющие абонентскими и тяговыми объектами электросетевого хозяйства.

6.17.1. Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «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 плановые показатели уровня

надежности оказываемых услуг в отношении филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго», представленные в таблице № 97.

Таблица № 97

Утвержденные плановые значения показателей уровня надежности реализуемых товаров (услуг) для филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» на территории Омской области

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

6.17.2. АО «Омскэлектро»

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 24 декабря 2019 года № 566/87 «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории Омской области в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2020 – 2022 годы и 2020 – 2024 годы» установлены следующие плановые показатели уровня надежности оказываемых услуг в отношении АО «Омскэлектро», представленные в таблице № 98.

Таблица № 98

Утвержденные плановые значения показателей уровня надежности реализуемых товаров (услуг) для АО «Омскэлектро» на территории Омской области

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	0,0135	0,0133	0,0131	0,0129	0,0127
Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	0,1189	0,1171	0,1153	0,1136	0,1119

7. Основные направления развития теплоэнергетики Омской области

При разработке настоящего раздела основная информация о перспективном состоянии теплоснабжения Омской области принята по утвержденным схемам теплоснабжения и на основании материалов, предоставленных теплоснабжающими и генерирующими компаниями региона. В случае отсутствия данных в обозначенных материалах прогнозные показатели определялись расчетным путем, а также на основании ретроспективного анализа потребления и отпуска энергоресурсов в области.

7.1. Прогноз потребления тепловой энергии на 2021 – 2025 годы

Прогноз потребления тепловой энергии на период 2021 – 2025 годов по основным крупным потребителям тепловой энергии города Омска представлен в таблице № 99.

Прогноз потребления тепловой энергии основными крупными потребителями тепловой энергии города Омска на период
2021 – 2025 годов, тыс. Гкал

Потребитель	Источник	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	ТЭЦ-3, ТЭЦ-4	2540,0	2540,0	2540,0	2540,0	2540,0
АО «ГК «Титан» (АО «Омский Каучук»)	ТЭЦ-3	2021,5	2021,5	2021,5	2825,8	3231,5
ООО «Омсктехуглерод»	Собственный источник	900,5	900,5	900,5	900,5	900,5
АО «Омскшина»	Собственный источник	565,6	565,6	565,6	565,6	565,6
АО «ОмскТрансмаш»	Собственный источник	201,1	210,0	210,0	210,0	210,0
Филиал АО «ОДК» «Омское моторостроительное объединение имени П.И. Баранова»	Собственный источник	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0
АО «Омский научно-исследовательский институт приборостроения» (Иртыш)	ТЭЦ-2	162,1	162,9	163,2	163,2	163,2
ФГБОУ ВО «Омский государственный аграрный университет им. П.А. Столыпина»	ТЭЦ-3, ТЭЦ-5	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
АО «ОмскВодоканал»	Котельные, ТЭЦ	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
УФК по Омской области (ОмГТУ)	КРК, ТЭЦ-3, ТЭЦ-5	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ООО Омское производственное объединение «Радиозавод им. А.С. Попова» (РЕЛЕРО)	ТЭЦ-5	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1

Потребитель	Источник	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Центральное конструкторское бюро автоматики»	ТЭЦ-5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
УФК по Омской области (ФКУ ИК-7 УФСИН России по Омской области)	ТЭЦ-3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ФГБОУ ВО СибГУФК	ТЭЦ-5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
АО «Высокие технологии»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. 4 Северная, д. 180	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
ФБУ Центра реабилитации Фонда социального страхования Российской Федерации «Омский»	ТЭЦ-5	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
ООО «Икеа МОС»	КРК	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
БУЗОО «КОД»	Котельная ООО «Теплогенерирующий комплекс», ул. Завертяева, д. 9/4	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Филиал ПАО «ОДК-Сатурн» – ОМКБ	ТЭЦ-5	8,3	8,5	10,2	10,3	10,4
ФГБОУ ВО «Ульяновский институт гражданской авиации им. Главного маршала авиации Б.П. Бугаева»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Авиагородок,	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

Потребитель	Источник	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
	д. 9а					
Бюджетное учреждение здравоохранения Омской области «Медико-санитарная часть № 4»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Красной звезды, д. 49	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
АО «Омский агрегатный завод»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. 4-я Северная, д. 180	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
ОАО «Омский аэропорт»	Котельная МП города Омска «Тепловая компания», ул. Авиагородок, д. 9а	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

Необходимо отметить, что на горизонте до 2025 года не прогнозируется изменение структуры теплогенерирующих мощностей теплоснабжающих компаний. Ввод новых когенерационных установок, согласно предоставленным данным, не планируется.

Таблица № 100

Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии
города Омска на период 2021 – 2025 годов, Гкал/ч

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «ТГК-11»	3795,24	3795,24	3795,24	3795,24	3795,24
ТЭЦ-3	1132,24	1132,24	1132,24	1132,24	1132,24
ТЭЦ-4	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0
ТЭЦ-5	1763,0	1763,0	1763,0	1763,0	1763,0
АО «ОмскРТС»	963,0	963,0	963,0	963,0	963,0
ТЭЦ-2	378,0	378,0	378,0	378,0	378,0
КРК	585,0	585,0	585,0	585,0	585,0
МП города Омска «Тепловая компания»	618,98	628,44	628,44	628,44	628,44
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	4036,39	4066,19	3764,99	3759,23	3759,23
ВСЕГО по Омску	9413,6	9452,9	9151,7	9145,9	9145,9

В таблице № 101 представлены данные по прогнозному отпуску тепловой энергии в городе Омске на период 2021 – 2025 годов в разбивке по теплоснабжающим организациям.

Таблица № 101

Прогноз отпуска тепловой энергии в разбивке по теплоснабжающим
организациям города Омска на период 2021 – 2025 годов, тыс. Гкал

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «ТГК-11»	8881,0	9009,0	9244,0	9339,0	9640,0
ТЭЦ-3	3502,0	3552,0	3636,0	3695,0	3698,0
ТЭЦ-4	1964,0	1981,0	1989,0	1992,0	2270,0
ТЭЦ-5	3415,0	3476,0	3619,0	3652,0	3672,0
АО «ОмскРТС»	1977,56	1981,29	1984,8	1988,34	1939,07
ТЭЦ-2	771,77	771,77	777,19	778,88	894,5
КРК	1205,79	1209,52	1207,61	1209,46	1044,57
МП города Омска	936,78	993,19	1009,03	998,08	998,08

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
«Тепловая компания»					
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	7216,08	7191,58	6985,26	7005,62	7005,62
ВСЕГО по Омску	19011,4	19175,1	19223,1	19331,0	19582,8

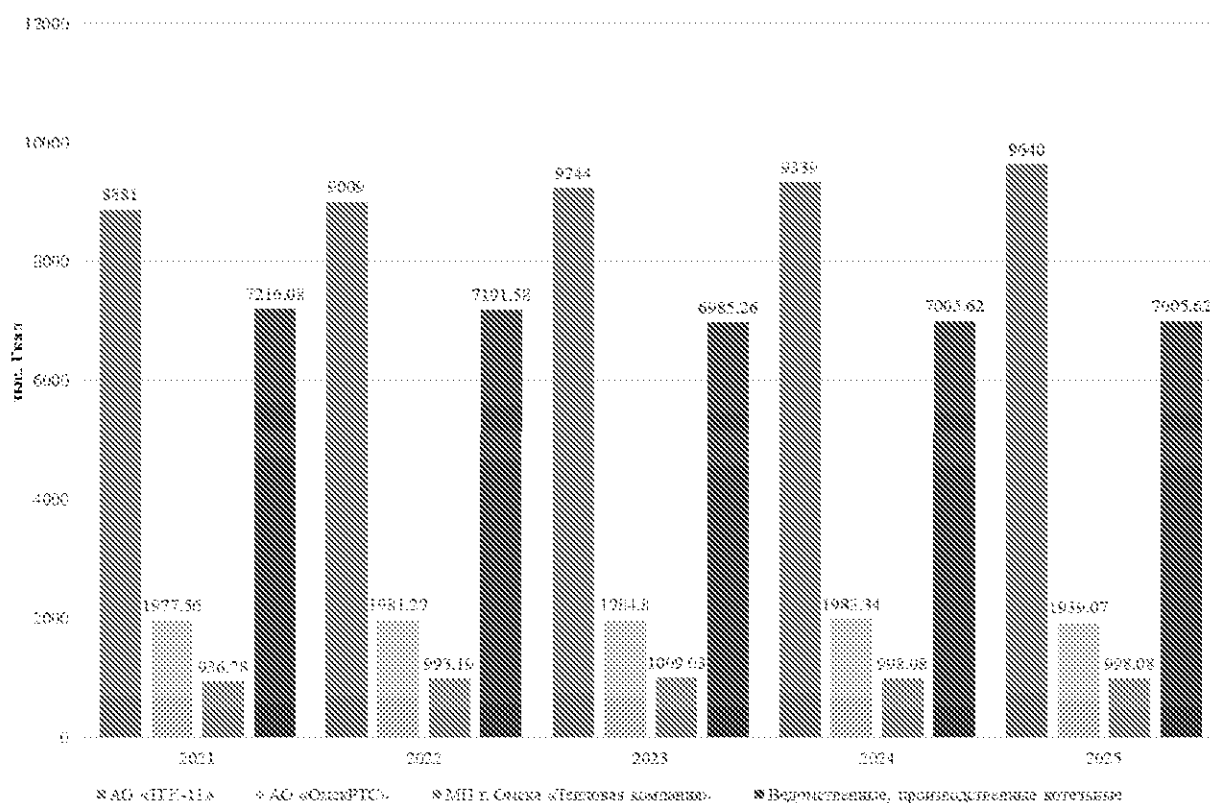


Рисунок 34 – Прогноз отпуска тепловой энергии в разбивке по теплоснабжающим организациям города Омска за 2021 – 2025 годы

В таблице № 102 представлены данные по прогнозному отпуску тепловой энергии в городе Омск на период 2021 – 2025 годов в разбивке по основным группам потребителей.

Таблица № 102

Прогноз отпуска тепловой энергии в городе Омск на период 2021 – 2025 годов по основным группам потребителей, тыс. Гкал

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «ТГК-11»	8881	9009	9244	9339	9640
Население	3773,0	3827,3	3927,2	3967,5	4095,5
Бюджетные организации	695,7	705,7	724,1	731,6	755,1
Промышленные потребители	2954,2	2996,8	3074,9	3106,5	3206,7
Прочие	1458,2	1479,2	1517,8	1533,4	1582,8
АО «ОмскРТС»	1977,56	1981,29	1984,8	1988,34	1939,07
Население	1166,9	1169,7	1173,3	1177,1	1149,6
Бюджетные организации	224,8	225,0	225,0	224,9	218,9
Промышленные потребители	81,0	81,0	81,0	80,9	78,8
Прочие	504,9	505,6	505,5	505,4	491,7
МП города Омска «Тепловая компания»	936,78	993,19	1009,03	998,08	998,08
Население	720,6	763,9	776,1	767,7	767,7
Бюджетные организации	168,2	178,3	181,2	179,2	179,2
Промышленные потребители	0	0	0	0	0
Прочие	48,0	50,9	51,7	51,2	51,2
ВСЕГО	11795,3	11983,5	12237,8	12325,4	12577,2
Население	5660,4	5761,0	5876,6	5912,3	6012,8
Бюджетные организации	1088,7	1109,0	1130,2	1135,7	1153,2
Промышленные потребители	3035,1	3077,8	3156,0	3187,5	3285,5
Прочие	2011,1	2035,7	2075,1	2090,0	2125,7
Население, процентов	48	48	48	48	48
Бюджетные организации, процентов	9	9	9	9	9
Промышленные потребители, процентов	26	26	26	26	26
Прочие, процентов	17	17	17	17	17

7.2. Газификация Омской области

7.2.1. Информация о схеме газификации Омской области

Указом Губернатора Омской области от 1 декабря 2020 года № 187 утверждена «Региональная программа газификации Омской области на 2021 – 2025 годы» (далее – программа газификации).

Целью программы газификации является повышение уровня газификации жилищно-коммунального хозяйства Омской области, целевыми показателями программы газификации являются:

- объем (прирост) потребления природного газа в год – 65 818 тыс. куб.м;
- протяженность (строительство) газопроводов-отводов – 254,80 км;
- количество (строительство) газораспределительных станций – 9 шт.;
- протяженность (строительство) межпоселковых газопроводов – 431,80 км;
- протяженность (строительство) внутрипоселковых газопроводов, в том числе сетей газораспределения – 61,39 км;
- уровень газификации населения природным и сжиженным углеводородным газом (далее – СУГ) – 36,67 процента;
- уровень потенциальной газификации населения природным газом и СУГ – 49,02 процента;
- газификация потребителей природным газом и СУГ – 56 населенных пунктов, 25 160 квартир;
- уровень газификации населения природным газом – 36,17 процента;
- уровень газификации населения СУГ – 0,50 процента;
- уровень потенциальной газификации населения природным газом – 51,71 процента;
- уровень потенциальной газификации населения СУГ – 49,27 процента;
- протяженность бесхозяйных объектов газораспределения – 1168,42 км;
- количество бесхозяйных объектов газораспределения, в том числе планируемых к регистрации права собственности на них в установленном порядке АО «Омскоблгаз» – 853 газопровода.

7.2.2. Характеристика текущего состояния и анализ основных показателей газоснабжения и газификации Омской области

Система газоснабжения Омской области находится в зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром-трансгаз Томск». Эксплуатация объектов транспорта газа осуществляется филиалом ООО «Газпром-трансгаз Томск» – Омским линейным производственным управлением магистральных газопроводов.

Газоснабжение потребителей Омской области осуществляется по 2 магистральным газопроводам.

Протяженность магистральных газопроводов на территории Омской области составляет 394,3 км, протяженность газопроводов-отводов – 360,4 км. В собственности ПАО «Газпром» находятся 70,1 процента участков магистральных газопроводов, 29,9 процента участков магистральных газопроводов – на балансе АО «Омскгазстройэксплуатация».

В составе региональной газотранспортной системы Омской области эксплуатируется одна линейная компрессорная станция (далее – КС) –

КС «Омская», находящаяся в зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром трансгаз Томск».

В составе КС «Омская» один компрессорный цех, два газоперекачивающих агрегата общей мощностью 20 МВт.

Техническое состояние – работоспособное, исправное.

В Омской области эксплуатируются 26 газораспределительных станций (далее – ГРС), из них 24 в работе, 2 – в резерве. 14 – на балансе ООО «Газпром межрегионгаз», 11 – на балансе АО «Омскгазстройэксплуатация», 1 – на балансе АО «Тевризнефтегаз».

Суммарная проектная производительность ГРС составляет 2 322 тыс. куб.м/час.

Эксплуатация ГРС ООО «Газпром межрегионгаз» и АО «Омскгазстройэксплуатация» осуществляется 60 операторами филиала ООО «Газпром трансгаз Томск».

Крупные промышленные производства региона снабжают газом 5 ГРС (20 процентов от общего числа).

По состоянию на 1 января 2020 года указанные ГРС в период пикового газопотребления поставляли в сети газораспределения 78,5 процента от общего объема поставок природного газа в Омской области. Суммарная проектная пропускная способность ГРС на территории Омской области составляет 2 322,0 тыс. куб.м/ч. Суммарная фактическая пиковая загрузка (зимняя пиковая) ГРС по состоянию на 1 января 2019 года составляла 776,3 тыс. куб.м/ч (33,5 процента). С учетом проектных значений производительности и фактической пиковой загрузки номинальный резерв ГРС Омской области по поставкам газа потребителям в период пикового газопотребления оценивается в 1 544,2 тыс. куб.м/ч (66,5 процента).

Эксплуатацию объектов системы газораспределения газа осуществляют газораспределительные организации (далее – ГРО), одна из которых входит в группу ООО «Газпром межрегионгаз» – АО «Омскоблгаз» – обособленное подразделение в Омской области. Также на территории Омской области ведут свою деятельность независимые (не входящие в группу ООО «Газпром межрегионгаз») ГРО – АО «Омскгазстройэксплуатация», ООО «Межоблгаз», АО «Омскгоргаз», ООО «Омскгазсеть».

Наиболее крупными ГРО в части протяженности эксплуатируемых наружных газопроводов являются АО «Омскгазстройэксплуатация» и АО «Омскгоргаз». Общая протяженность газопроводов Омской области, обслуживаемых ГРО, составляет 8 682,80 км.

По состоянию на 1 января 2020 года уровень газификации населения Омской области природным газом, рассчитанный согласно Методике расчета показателей газификации, утвержденной приказом Минэнерго России от 2 апреля 2019 года № 308, составляет 35,17 процента. Уровень потенциальной газификации населения Омской области природным газом составляет 50,51 процента.

Основными направлениями использования природного газа в Омской области являются: потребление топлива на производство тепловой энергии централизованными источниками энергоснабжения, потребление топлива централизованными котельными, децентрализованными коммунально-бытовыми котельными, непосредственное потребление топлива промышленностью, потребление топлива на отопление индивидуального жилого фонда, пищеприготовление и подогрев воды населением, потребление топлива мелкими коммерческими предприятиями и коммунально-бытовыми потребителями сферы услуг.

Согласно данным центрального производственно-диспетчерского департамента ООО «Газпром межрегионгаз» в 2018 году объем поставок природного газа потребителям Омской области, с учетом собственных нужд ООО «Газпром межрегионгаз», составил 3 572,0 млн. куб.м/год. По данному показателю Омская область занимает 3 место в Сибирском федеральном округе и 34 место по России.

Доля от общего объема потребления природного газа по категориям потребителей составляет:

- промышленные предприятия – 2 721,2 млн. куб.м/год (76 процентов);
- коммунально-бытовые предприятия – 425,0 млн. куб.м/год (12 процентов);
- население – 425,8 млн. куб.м/год (12 процентов).

Следует отметить, что в категории «промышленные предприятия» учтены объекты электроэнергетики (ТЭЦ), объем газопотребления которыми в 2018 году составил 1 174,8 млн. куб.м/год, или 32,9 процента общего потребления газа в Омской области.

Основным поставщиком природного газа потребителям Омской области является ООО «Газпром межрегионгаз Омск».

Реализация СУГ для коммунально-бытовых нужд населения (пищеприготовление) на территории Омской области обеспечивается АО «Омскгоргаз», ООО «Омская областная газовая компания», ООО «Газ-экспресс сервис», индивидуальным предпринимателем Скиллером В.А.

Проблемы развития газоснабжения и газификации Омской области связаны с удаленностью перспективных потребителей от источников газоснабжения (трасс прохождения магистральных газопроводов), а также с необходимостью увеличения газотранспортных мощностей для обеспечения поставки дополнительных объемов газа на территорию области.

7.2.3. Прогноз ожидаемых результатов реализации программы газификации

Программой газификации предусмотрено строительство 431,80 км межпоселковых газопроводов и 61,39 км сетей газораспределения в населенных пунктах Омской области.

Общий годовой прирост поставок газа на нужды населения Омской области при вводе в эксплуатацию проектируемых объектов газификации составит около 65 818 тыс. куб.м.

7.2.4. Ожидаемый эффект от реализации программы газификации

Создание технической возможности подключения к сетям газораспределения 25 160 квартир в 56 населенных пунктах Омской области.

Выполнение предусмотренных программой газификации мероприятий позволит повысить устойчивость и качественный уровень газоснабжения потребителей, сэкономит средства бюджета и населения за счет сокращения закупки дорогостоящего топлива и минимизации использования энергоемких мазутных котельных, снизит стоимость услуг теплоснабжения.

Кроме того, реализация мероприятий программы газификации значительно улучшит экологическую обстановку в регионе за счет замены твердого топлива на природный газ и прекращения выбросов сажи, сернистого ангидрида, окиси углерода, обеспечит экономию финансовых средств от прекращения использования золоотвалов, исключит ежегодные потери лесного хозяйства от заготовки дров.

7.2.5. Сведения о потребителях, на которых направлено действие программы газификации

Действие программы газификации направлено на потребителей, расположенных в Большереченском, Кормиловском, Любинском, Москаленском, Называевском, Одесском, Оконешниковском, Омском, Полтавском, Тарском, Черлакском и Шербакульском районах Омской области, в целях подготовки их к приему газа в обеспечение обязательств, предусмотренных программой газификации развития.

Кроме того, программа газификации включает:

- мероприятия АО «Омскгоргаз» в городе Омске по переводу на природный газ объектов многоэтажной работы жилой застройки в Советском административном округе города Омска в границах улиц: Заозерная – Красноярский тракт – проспект Менделеева – Малиновского, источником финансирования которых являются средства, привлекаемые за счет специальных надбавок к тарифам организации на транспортировку газа по газораспределительным сетям;

- мероприятия АО «Омскоблгаз» по газораспределению природного газа в р.п. Большеречье Большереченского района Омской области, источником финансирования которых являются средства, привлекаемые за счет специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа по газораспределительным сетям, а также мероприятия по регистрации права собственности на объекты газораспределения, являющиеся бесхозными;

- мероприятия АО «Омскгазстройэксплуатация», направленные на газификацию потребителей в:

- д. Бабайловка, д. Помогаевка Любинского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства

АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения);

- д. Смоляновка Любинского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения);

- с. Красноярка Шербакульского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения);

- с. Вольное Полтавского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения);

- с. Татарка Черлакского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения);

- с. Новокиевка Любинского района Омской области, источником финансирования которых являются собственные средства АО «Омскгазстройэксплуатация», в части строительства межпоселкового газопровода (строительство внутрипоселковых газовых сетей предполагается осуществить с привлечением средств конечных потребителей, в том числе в рамках платы за подключение газоиспользующего оборудования к сети газораспределения).

Кроме того, АО «Омскгазстройэксплуатация» за счет собственных средств предусмотрено мероприятие по техническому перевооружению ГРС-18 «Речная».

7.3. Перспективные топливные балансы Омской области

В таблице № 103 представлены данные по прогнозируемому потреблению топлива в городе Омск на 2021 – 2025 годы в разбивке по теплоснабжающим организациям.

Таблица № 103

Прогноз потребления топлива в разбивке по теплоснабжающим организациям города Омска на 2021 – 2025 годы, тыс. т.у.т.

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «ТГК-11»	3183,7	3201,1	3224,1	3203,7	3243,7
ТЭЦ-3	948,5	956,7	967,1	956,5	972,0
ТЭЦ-4	814,3	808,4	836,5	775,3	825,2
ТЭЦ-5	1420,9	1436,0	1420,5	1471,9	1446,4
АО «ОмскРТС»	302,7	303,2	303,5	304,0	304,5
ТЭЦ-2	115,7	115,8	115,9	116,1	116,4
КРК	187,1	187,3	187,5	187,9	188,2
МП города Омска «Тепловая компания»	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	1212,5	1212,5	1212,5	1212,5	1212,5
ВСЕГО	4850,9	4868,7	4892,1	4872,2	4912,7

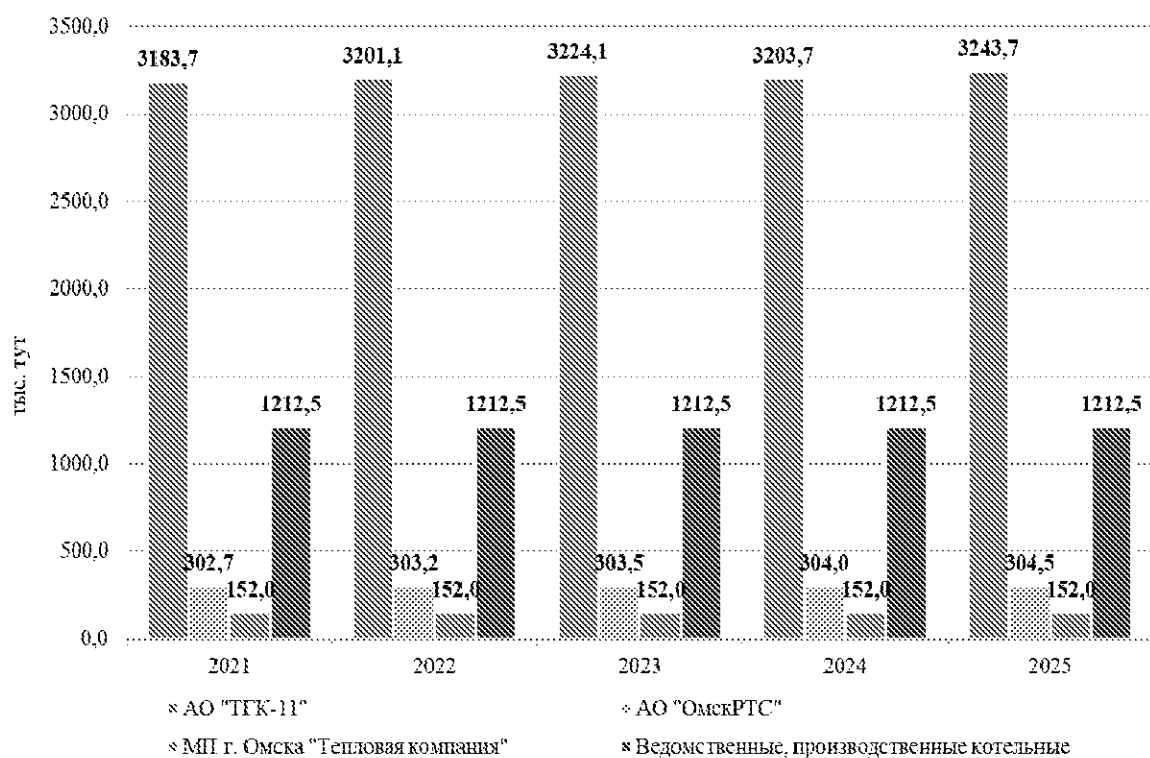


Рисунок 35 – Прогноз потребления топлива в разбивке по теплоснабжающим организациям города Омска на 2021 – 2025 годы

В таблице № 104 представлена структура топливного баланса города Омска на период 2021 – 2025 годов.

Таблица № 104
Структура топливного баланса города Омска на 2021 – 2025 годы, тыс. т.у.т.

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «ТГК-11»	3183,7	3201,1	3224,1	3203,7	3243,7
ТЭЦ-3	948,5	956,7	967,1	956,5	972,0
Газ	946,7	955,0	965,4	954,8	970,3
Мазут	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
ТЭЦ-4	814,3	808,4	836,5	775,3	825,2
Газ	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Уголь	786,4	780,4	808,6	747,4	797,3
Мазут	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
ТЭЦ-5	1420,9	1436,0	1420,5	1471,9	1446,4
Уголь	1410,6	1425,7	1410,1	1461,6	1436,1
Мазут	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
АО «ОмскРТС»	302,7	303,2	303,5	304,0	304,5
ТЭЦ-2	115,7	115,8	115,9	116,1	116,4
Газ	105,9	106,1	106,3	106,5	106,7
Уголь	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Мазут	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
КРК	187,1	187,3	187,5	187,9	188,2
Газ	187,0	187,3	187,5	187,8	188,2
Мазут	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
МП города Омска «Тепловая компания»	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Газ	151,0	151,0	151,0	151,0	151,0
Уголь	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Мазут	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Дизель (ТПБ)	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	1212,5	1212,5	1212,5	1212,5	1212,5
Газ	1104,3	1104,3	1104,3	1104,3	1104,3
Уголь	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Мазут	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Дизель	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0
Щепа	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
ВСЕГО	4850,9	4868,7	4892,1	4872,2	4912,7
Газ	2518,8	2527,4	2538,2	2528,1	2544,2
Уголь	2218,0	2227,2	2239,8	2230,0	2254,4
Мазут	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
Дизель (ТПБ)	69,72	69,72	69,72	69,72	69,72
Щепа	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Газ, процентов	51,9	51,9	51,9	51,9	51,8
Уголь, процентов	45,7	45,7	45,8	45,8	45,9
Дизель (ТПБ), процентов	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Мазут, процентов	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Щепа, процентов	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Следует отметить, что структура топливного баланса остается стабильной на всем горизонте планирования до 2025 года.

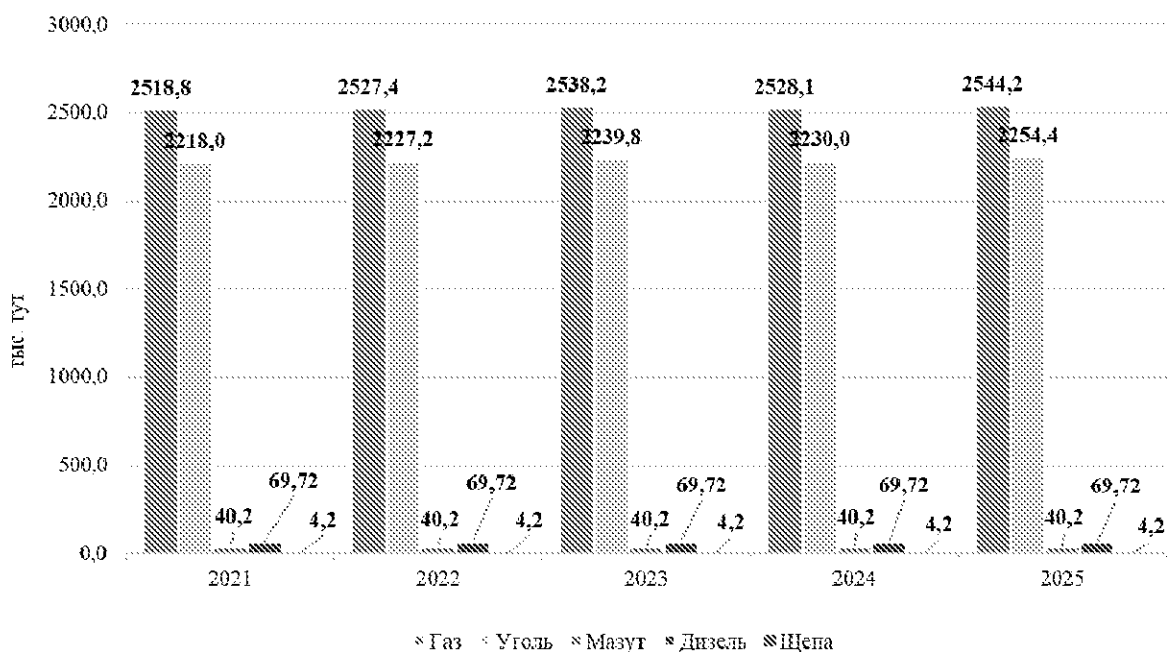


Рисунок 36 – Структура потребления топлива в городе Омске на 2021 – 2025 годы

Динамика прогнозного потребления топлива основными потребителями тепловой энергии города Омска на 2021 – 2025 годы представлена в таблице № 105.

Таблица № 105

Динамика потребления топлива основными потребителями тепловой энергии города Омска на период 2021 – 2025 годов, тыс. т.у.т.

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Омскшина»	107,3	107,3	107,3	107,3	107,3
«ПО Полет» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	58,3	58,8	57,7	57,2	56,3
Филиал АО «ОДК» «Омское моторостроительное объединение имени П.И. Баранова»	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7
АО «ОмскТрансмаш»	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1

7.4. Анализ схем теплоснабжения муниципальных образований Омской области

Омская область включает в себя 1 город с населением более 1 млн. человек (город Омск), 5 малых городов и 21 поселение городского типа,

которые в сумме составляют более 70 процентов потребителей тепловой энергии региона, при этом доля города Омска составляет более 60 процентов. Крупные источники тепловой энергии (более 50 Гкал/ч) сосредоточены в городе Омске.

В таблице № 106 представлен анализ схем теплоснабжения самых крупных городов Омской области. По муниципальным районам и сельским поселениям схемы теплоснабжения либо отсутствуют в свободном доступе, либо неактуальны на момент выполнения настоящей работы (большинство приняты в 2013 году).

Анализ выполненных схем теплоснабжения наиболее крупных городов Омской области

Наименование города	Реквизиты нормативно-правового акта, утверждающего схему	Ссылка на размещение схемы	Статус актуализации на момент выполнения работы	Мероприятия по вводу и расширению новых ТЭЦ и крупных котельных
Омск	Приказ от 17 октября 2018 года № 895	https://www.admomsk.ru/web/guest/government/divisions/35/heating-scheme	Актуализирована в ноябре 2020 года на 2021 год	Представлены в разделе по развитию систем централизованного теплоснабжения
Исилькуль	Постановление от 9 июля 2013 года № 383	http://сопз.омская-область.рф/ru/municipal/localauthList/3-52-215-1/officialsite/kommstruct.html	н/д	ТЭЦ отсутствуют, крупные котельные (более 50 Гкал/ч) отсутствуют
Калачинск	Постановление от 10 октября 2013 года № 140-п	http://omskportal.ru/omsu/kalach-3-52-218-1/otrasl/zkh/shema-teplosnabzhenija	н/д	ТЭЦ отсутствуют, крупные котельные (более 50 Гкал/ч) отсутствуют
Называевск	н/д	н/д	н/д	н/д
Тара	Постановление от 25 марта 2019 года № 132	http://tara.omskportal.ru/ru/municipal/localAuthList/3-52-254-1/poseleniya/tarskoe_gorodskoe/otrasli/gkh.html	н/д	ТЭЦ отсутствуют, крупные котельные (более 50 Гкал/ч) отсутствуют
Тюкалинск	н/д	н/д	н/д	н/д

7.5. Предложения по переводу на парогазовый цикл действующих КЭС и ТЭЦ

Согласно утвержденным схемам теплоснабжения, а также данным от теплоснабжающих и генерирующих компаний перевод действующих ТЭЦ на парогазовый цикл отсутствует.

7.6. Предложения по направлениям развития централизованного теплоснабжения города Омска

Утвержденной на момент выполнения настоящей работы схемой теплоснабжения города Омска:

- предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не предусмотрены. Предложено строительство мини-ТЭЦ мощностью 4 МВт на территории котельной 1.23 ООО «Тепловая компания» по ул. Москаленко, д. 137;

- предлагаемые для реконструкции котельные с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии не предусмотрены;

- предлагаемые для перевода в пиковый режим работы котельные по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не предусмотрены.

Перечень мероприятий по развитию системы теплоснабжения города Омска (согласно схеме теплоснабжения) представлен в таблице № 107.

Мероприятия по развитию системы теплоснабжения города Омска

№	Источник	Наименование	Начало проекта, год	Завершение проекта, год
Новое строительство, установка нового оборудования				
1	Котельная 1.23 ООО «Тепловая компания», ул. Москаленко, д. 137	Строительство нового источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии мощностью 4 МВт	2022	2022
2	Котельная 2.37, ул. Архиепископа Сильвестора, д. 21	Строительство новой котельной	2024	2024
Вывод из эксплуатации				
3	Котельная 5.07 ПАО «Сатурн»	Закрытие котельной	2022	2022
4	Котельная 3.04 ПО «Полет» – филиала ФГУП «ГКНПЦ имени М.В.Хруничева», котельная территория «О»	Закрытие котельной	2023	2023
Реконструкция и модернизация оборудования				
5	ТЭЦ-3	Модернизация деаэрационно-подпиточной установки	II квартал 2018	II квартал 2021
6	ТЭЦ-3	Техническое перевооружение котлоагрегатов 2-й очереди с установкой защитно-запальных устройств	II квартал 2023	IV квартал 2026
7	ТЭЦ-3	Техническое перевооружение мазутного хозяйства ТЭЦ-3	II квартал 2020	IV квартал 2024
8	ТЭЦ-3	Приобретение сетевого насоса без электродвигателя производительностью 1000 куб. м/ч (2 шт.)	II квартал 2021	II квартал 2021
9	ТЭЦ-4	Техническое перевооружение схемы выдачи тепловой мощности (15 ата)	II квартал 2017	IV квартал 2021

№	Источник	Наименование	Начало проекта, год	Завершение проекта, год
10	ТЭЦ-4	Модернизация турбоагрегата № 7	IV квартал 2019	IV квартал 2021
11	ТЭЦ-4	Техническое перевооружение мазутного хозяйства с заменой вертикальных мазутных резервуаров ст. 3, 4	IV квартал 2019	II квартал 2022
12	ТЭЦ-4	Модернизация тракта топливоподачи с заменой конвейерных весов ленточного конвейера № 5А и 5Б	IV квартал 2021	IV квартал 2021
13	ТЭЦ-4	Модернизация турбоагрегата № 9	IV квартал 2021	IV квартал 2024
14	ТЭЦ-5	Техническое перевооружение котлоагрегата ст. № 1 – 9 с установкой расходомеров мазута	I квартал 2020	I квартал 2024
15	ТЭЦ-5	Техническое перевооружение насосного оборудования мазутного хозяйства котельного цеха	IV квартал 2020	III квартал 2024
16	ТЭЦ-5	Модернизация деаэрационно-подпиточных установок теплосети первой очереди (ДСВ-2, ДСВ-3)	II квартал 2022	III квартал 2023
17	ТЭЦ-5	Техническое перевооружение котлоагрегата БКЗ 420-140-5 ст. № 2 с заменой ВЭК 2ст. на оребренный	II квартал 2024	III квартал 2025
18	ТЭЦ-2	Техническое перевооружение мазутного хозяйства СП «ТЭЦ-2»	II квартал 2020	IV квартал 2021
19	КРК	Реконструкция схемы сетевой установки с заменой сетевых насосов СЭ 1250-140	II квартал 2019	IV квартал 2022
20	КРК	Реконструкция схемы контурных насосов водогрейного котла КВГМ-100 № 4 с заменой насосов	II квартал 2019	IV квартал 2024

№	Источник	Наименование	Начало проекта, год	Завершение проекта, год
21	КРК	Реконструкция системы насосов подпитки контура водогрейных котлов КВГМ-100 с заменой насосов	II квартал 2019	IV квартал 2024
22	КРК	Техническое перевооружение технологических трубопроводов мазутных баков МБ-1-5	II квартал 2020	IV квартал 2021
23	КРК	Реконструкция узлов учета теплоносителя 2 и 3 лучей СП КРК	II квартал 2021	IV квартал 2023
24	Котельная 4.01, ул. Иргышская, д. 1/3 (пос. Береговой), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла ДЕ-25/14 № 2 с заменой трубной части котла	2021	2021
25	Котельная 2.02, ул. 1-й Красной Звезды, д. 49, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла КВГМ-10 № 2 с заменой трубной части котла	2021	2021
26	Котельная 2.03, ул. 14-й Военный городок, д. 72 (пос. Черемушки), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация группы сетевых подогревателей и подогревателей ГВС	2021	2021
27	Котельная 5.21, ул. Каховского, д. 3, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация теплообменной группы с заменой сетевого подогревателя ИП1-108-7-11 № 2	2021	2021
28	Котельная 4.01, ул. Иргышская, д. 1/3 (пос. Береговой), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация группы подогревателей ГВС с заменой насосов К 100-65-250	2021	2021
29	Котельная 2.05, ул. Заслонова, д. 2, МП города Омска «Тепловая компания»	Реконструкция котельной с заменой котлов № 1, № 2, № 3 ДКВР-10/13 на котлы с улучшенными характеристиками	2021	2023

№	Источник	Наименование	Начало проекта, год	Завершение проекта, год
30	Котельная 4.01, ул. Иртышская, д. 1/3 (пос. Береговой), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла ДЕ-16/14 № 1 с заменой трубной части котла	2022	2022
31	Котельная 2.03, ул. 14-й Военный городок, д. 72 (пос. Черемушки), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла ДКВР 10/13 № 2 с заменой трубной части котла	2022	2022
32	Котельная 3.02, ул. Российская, д. 4а (мкр. Крутая Горка), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация теплообменной группы с заменой сетевых подогревателей ПСВ 125-7-15 № 4, № 5	2022	2022
33	Котельная 5.36, ул. Завертяева, д. 32, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация теплообменной группы с заменой сетевых подогревателей ПСВ 90-7-15 № 1, № 2	2022	2022
34	Котельная 3.02, ул. Российская, д. 4а (мкр. Крутая Горка), МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла ДЕ 16/14 № 1 с заменой трубной части и газама-зутной горелки ГМ-10	2023	2023
35	Котельная 2.04, п. Светлый, д. 255, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация котла ДКВР 10/13 № 2 с заменой трубной части котла	2023	2023
36	Котельная 3.02, ул. Российская, д. 4а (мкр. Крутая Горка), МП города Омска «Тепловая компания»	Реконструкция группы подогревателей ГВС с заменой насосов К 100-65-250	2023	2023
37	Котельная 1.27, ул. Дмитриева, д. 8/5, МП города Омска «Тепловая компания»	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности	2021	2022
38	Котельная 1.03, ул. Мельничная, д. 2, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация колонки деаэрационной ДА-100 (деаэраатора атмосферного)	2021	2021

№	Источник	Наименование	Начало проекта, год	Завершение проекта, год
39	Котельная 1.03, ул. Мельничная, д. 2, МП города Омска «Тепловая компания»	Замена дутьевых вентиляторов ВД-10 котлов № 1, № 2 ДЕ-16/14 на дутьевые вентиляторы с улучшенными характеристиками	2021	2021
40	Котельная 3.02, ул. Российская, д. 4а (мкр. Крутая Горка), МП города Омска «Тепловая компания»	Замена горелок газовых вихревых ГТВ-500с (ДКВР10/13) – 2 шт.	2022	2022
41	Котельная 5.36, ул. Завертяева, д. 32, МП города Омска «Тепловая компания»	Замена сетевого насоса Д -320/50 на насосы с улучшенными характеристиками	2023	2023
42	Котельная 2.05, ул. К. Заслонова, д. 2, МП города Омска «Тепловая компания»	Модернизация узлов учета тепловой энергии в соответствии с требованиями Правил коммерческого учета тепловой энергии	2021	2021
43	Котельная 2.20 филиала ОАО «РЖД» – СП 3-СД по тепловодоснабжению школы-интерната № 20	Реконструкция котельной с переводом на сжигание природного газа	2023	2023

В таблице № 108 представлены мероприятия АО «Омск РТС», которые отличаются от представленных в схеме теплоснабжения (данные теплоснабжающей компании).

Таблица № 108

Дополнительные мероприятия АО «Омск РТС» по развитию системы
теплоснабжения города Омска

№	Мероприятие	Год
Омская ТЭЦ-2		
1	Техническое перевооружение мазутного хозяйства СП «ТЭЦ-2»	2021
2	Реконструкция подпиточной установки с заменой подогревателей сырой воды	2021
Омская КРК		
3	Реконструкция схемы сетевой установки с заменой сетевых насосов СЭ-1250-140	2022
4	Реконструкция схемы контурных насосов водогрейного котла КВГМ-100 №4 с заменой насосов	2024
5	Реконструкция системы насосов подпитки контура водогрейных котлов КВГМ-100 с заменой насосов	2023 – 2024
6	Техническое перевооружение обратного сетевого трубопровода бойлерной	2021
7	Реконструкция узлов учета теплоносителя 2 и 3 лучей	2023

7.7. Прогноз развития теплосетевого хозяйства города Омска

Основные мероприятия, составляющие актуализированную схему теплоснабжения города Омска на период до 2033 года:

2021 год:

- подключение новых теплопотребителей к СЦТ согласно принятым планам приростов строительных площадей на 2021 год;
- строительство подкачивающей насосной станции № 15 Омский тепловых сетей;
- строительство теплотрассы от новой котельной 4.34 до объектов, расположенных по ул. Красный Путь, д. 143 (переключение части объектов с ТЭЦ-5 на котельную 4.34);
- изменение точки подключения жилого дома по ул. 12 Декабря, д. 111 в связи с переключением с котельной 1.05 на котельную 1.23;
- строительство подающего трубопровода центрального луча диаметром 1000 мм от ТЭЦ-3 до ТК-III-B-33/1 (5 этап – участок от ТК-III-Ц-17 (т.26) до ТК-III-B-33/1 протяженностью L=658 м);

- техническое перевооружение теплотрассы Восточного луча ТЭЦ-5 по ул. Б. Хмельницкого между V-B-ТК-101 и V-B-ТК-103 с устройством канала, 2Ду700 мм, L=640 м;

- техническое перевооружение теплотрассы 2 луча КРК по ул. Дмитриева от К-II-34 до К-II-34/1 с увеличением диаметра до 720 мм, L=635 м;

- реконструкция системы контроля и регулирования на подкачивающей насосной станции № 10;

2022 год:

- подключение новых теплопотребителей к СЦТ согласно принятым планам приростов строительных площадей на 2022 год;

- начало строительства подкачивающей насосной станции № 16 (на теплотрассе ТЭЦ-4 – ЛБИ) Омских тепловых сетей. Производительность насосной 3750 м³/ч (с учетом резервирования), напор 70 м.в.ст.;

- строительство тепловой сети от V-B-64/3а до производственной площадки ОАО «Сатурн» (переключение производственной нагрузки с котельной 5.07 на ТЭЦ-5), 2Ду300 мм, L=350 м;

- строительство 2 очереди теплотрассы «Релеро» в Омских тепловых сетях, 3 этап, 2Ду800 мм, L=1303,9 м;

- реконструкция тепловых сетей по ул. 5-я Рабочей от ТК-II-B-22-9 до ТК-II-B-22-9-10, 2Ду400 мм, L=300 м;

- реконструкция тепловых сетей от ТК-V-Ю-16-4 до ТК-V-Ю-16-6, 2Ду250 мм, L=335 м;

- окончание технического перевооружения теплотрассы Восточного луча ТЭЦ-5 по ул. Б. Хмельницкого между V-B-ТК-101 и V-B-ТК-103 с устройством канала, 2Ду700 мм, L=640 м;

- строительство подающего трубопровода центрального луча диаметром 1000 мм от ТЭЦ-3 до ТК-III-B-33/1 (4 этап – участок от т. 48 до ТК-III-Ц-17 (т.26), протяженностью L=430 м);

2023 год:

- подключение новых теплопотребителей к СЦТ согласно принятым планам приростов строительных площадей на 2023 год;

- начало реконструкции тепловой сети от К-III-3 до К-III-8 с увеличением диаметра с 2Ду400 мм на 2Ду700 мм, L=361 м;

- начало реконструкции ПНС-8 (Западный луч): замена 2 рабочих насосов и 1 резервного на обратном трубопроводе на более высоконапорные с 60 на 110 м.в.ст и производительностью 2500 куб.м/ч каждый;

- начало строительства подкачивающей насосной станции № 13а (ПНС-13а) в районе ТК-V-5-2/1г (Окружная дорога – проспект Космический): производительность насосной 10000 куб.м/ч (с учетом резервирования), напор 70 м.в.ст.;

- строительство подающего трубопровода тепломагистрали центрального луча диаметром 1000 мм на участке от Омской ТЭЦ-3 до ТК-III-B-33/1 Омских тепловых сетей (3 этап), L=1271 м;

- начало строительства теплотрассы на участке от ТЭЦ-4 через вантовый мост до ПНС-16 Ду700 мм (Т1), 2Ду600 мм (Т2), L=12500 м. Строительство вантового моста включено в стоимость строительства теплотрассы;

- начало строительства тепловой сети для переключения потребителей с КРК на ТЭЦ- 4:

- от ПНС-16 до К-II-8/1 2Ду600 мм, L=750 м;

- от К-II-8/1 до К-II-5 2Ду400 мм, L=270 м;

- от К-II-8/1 до К-IV-3 2Ду300 мм, L=165 м;

- от К-II-8/1 до К-II-10 2Ду500 мм, L=500 м;

- от К-II-10 до К-II-11 2Ду500 мм, L=566 м;

- от К-II-11 до К-II-13/1 2Ду400 мм, L=525 м;

- от К-II-13/1 до К-II-15/1 2Ду300 мм, L=364 м;

- завершение технического перевооружения теплотрассы 2 луча КРК по ул. Дмитриева от К-II-34 до К-II-34/1 с увеличением диаметра до 720 мм, L=635 м;

- завершение реконструкции системы контроля и регулирования на подкачивающей насосной станции № 10;

2024 год:

- подключение новых теплопотребителей к СЦТ согласно принятым планам приростов строительных площадей на 2024 год;

- окончание технического перевооружения участка теплотрассы «Северного» луча от V- С-ТК-6/1 до V-С-ТК-12 с 2хДу800 мм на 2хДу1000 мм, L=1300 м;

- окончание реконструкции тепловой сети от К-III-3 до К-III-8 с увеличением диаметра с 2Ду400 мм на 2Ду700 мм, L=361 м;

- техническое перевооружение участка Восточного луча от ТК-V-B-46 до ТК-V-B-46/3 по территории онкологического диспансера, 2Ду300 мм, L=225,3 м;

- строительство тепловой сети от ПНС-16 до УТ-1 2Ду500 мм, L=475 м;

- в связи с приобретением ООО «Тепловая компания» теплотрассы от источника ОАО «ОКСК» переключение потребителей от Котельной 1.05 МП города Омска «Тепловая компания», ул. Авиагородок, д. 9а, на Котельную 1.23 ООО «Тепловая компания», ул. Москаленко, д. 137 (2,64 Гкал/ч);

2025 – 2033 годы:

- подключение новых теплопотребителей к СЦТ согласно принятым планам приростов строительных площадей на 2025 – 2033 годы;

- завершение строительства теплотрассы на участке от ТЭЦ-4 через вантовый мост до ПНС-16 Ду700 мм (Т1), 2Ду600 мм (Т2), L=12500 м.

Строительство вантового моста включено в стоимость строительства теплотрассы;

- реконструкция тепловой сети от V-C-ТК-12 до V-C-ТК-16 с увеличением диаметра с 2Ду800 мм на 2Ду1000 мм, L=449 м;

- реконструкция тепловой сети от V-C-ТК-16 до ПНС-9 с увеличением диаметра с 2Ду800 мм на 2Ду1000 мм, L=579 м;

- завершение реконструкции ПНС-8 (Западный луч): замена 2 рабочих насосов и 1 резервного на обратном трубопроводе на более высоконапорные с 60 на 110 м.в.ст и производительностью 2500 м³/ч каждый;

- завершение строительства подкачивающей насосной станции № 13а (ПНС-13а) в районе ТК-V-5-2/1г (окружная дорога – проспект Космический): производительность насосной 10000 м³/ч (с учетом резервирования), напор 70 м.в.ст.;

- строительство тепловой сети от ТК-V-B-15/2 до ТК-3 (переключение потребителей жилого фонда от Котельной 3.05 ПО «Полет», территория «Г»), 2Ду300 мм, L=550 м, для переключения котельной 3.04 (ПО Полет, территория «О») в 2030 году;

- строительство тепловой сети от V-5-2/1г до V-Ю-11 2Ду700 мм, L=1750 м;

- строительство тепловой сети от ПНС-13/1 до УТ-3 (Краснопресненская) 2Ду500 мм, L=3660 м;

- строительство подкачивающей насосной станции № 13/1 (ПНС-13/1) в районе ПНС-13 (ул. 3-я Молодежная – ул. 5-я Кордная): производительность насосной 1500 м³/ч (с учетом резервирования), напор 35 м.в.ст;

- строительство перемычки в районе Уз-IV-I-29 между существующей теплотрассой и строящейся теплотрассой на ЛБИ 2Ду 250 мм, L=10 м.

В таблице № 109 представлены мероприятия АО «Омск РТС», которые отличаются от представленных в схеме теплоснабжения (данные теплоснабжающей компании).

Таблица № 109

Дополнительные мероприятия АО «Омск РТС» по развитию теплосетевого хозяйства города Омска

№	Мероприятие	Год
Новое строительство		
1	Строительство подкачивающей насосной станции № 15 Омских тепловых сетей	2022
2	Строительство 2 очереди теплотрассы «Релеро» в Омских тепловых сетях, 3 этап	2023 – 2024
3	Строительство теплотрассы от ТК-6 (УТ-3) для подключения многоквартирных домов № 4, № 5 ЖК «Микрорайон Прибрежный-2»	2021
4	Строительство теплотрассы от ТК-28/3 для подключения жилого дома по ул. К. Маркса	2021

№	Мероприятие	Год
5	Строительство теплотрассы 2Ду-100 мм от ТК-I-3-49/08-5 по ул. Кемеровской	2021
Техническое перевооружение и реконструкция		
1	Техническое перевооружение участка Восточного луча от ТК-V-B-46 до ТК-V-B-46/3 по территории онкологического диспансера	2024
2	Техническое перевооружение теплотрассы 2 луча КРК по ул. Дмитриева от К-II-34 до К-II-34/1 с увеличением диаметра до 720 мм	2022 – 2024
3	Техническое перевооружение участка теплотрассы Северного луча от V-C-ТК-6/1 до V-C-ТК-12 с 2хДу800 на 2хДу1000	2020 – 2025
4	Техническое перевооружение теплотрассы Восточного луча ТЭЦ-5 по ул. Б. Хмельницкого между V-B-ТК-101 и V-B-ТК-103 с устройством канала	2021 – 2022
5	Техническое перевооружение теплотрассы Западного луча ТЭЦ-5 по ул. Красногвардейской между I-3-ТК-29 и I-3-ТК-29/10	2021 – 2022, 2024
6	Техническое перевооружение электрической схемы насосов на подкачивающей насосной станции № 4 с установкой автоматического ввода резерва	2024
7	Монтаж системы дистанционного контроля и мониторинга тепловых камер, тепловых павильонов	2021

8. Схема размещения электрических сетей 110 кВ и выше с развитием на 2021 – 2025 годы

Схема размещения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области и с выделением энергосистемы города Омска на 2021 – 2025 годы в базовом варианте развития приведена в приложении № 1.

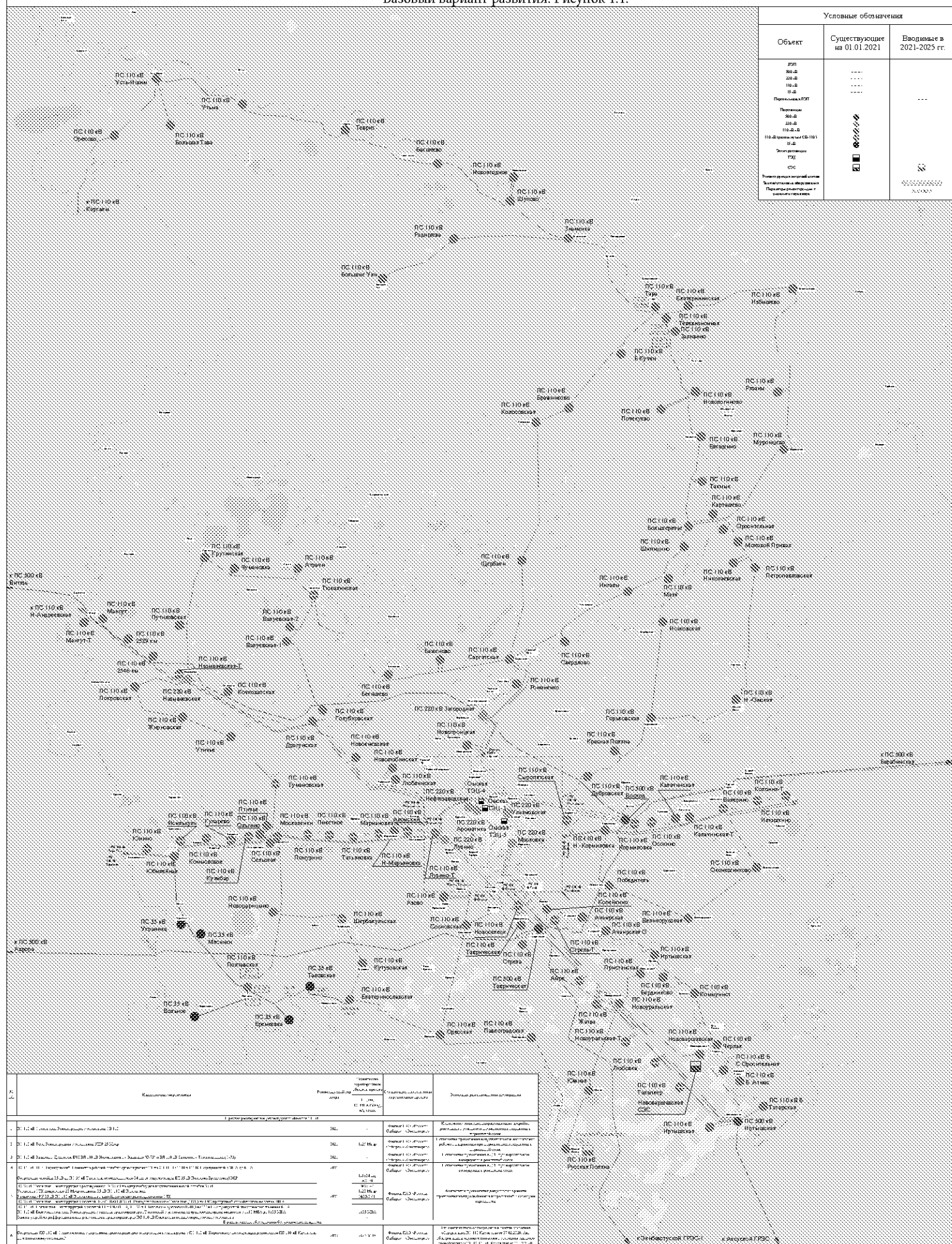
Схема размещения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области и с выделением энергосистемы города Омска на 2021 – 2025 годы в дополнительном варианте развития приведена в приложении № 1.

9. Принципиальная схема электрических соединений 110 кВ и выше с развитием на 2021 – 2025 годы

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы в базовом варианте развития приведена в приложении № 2.

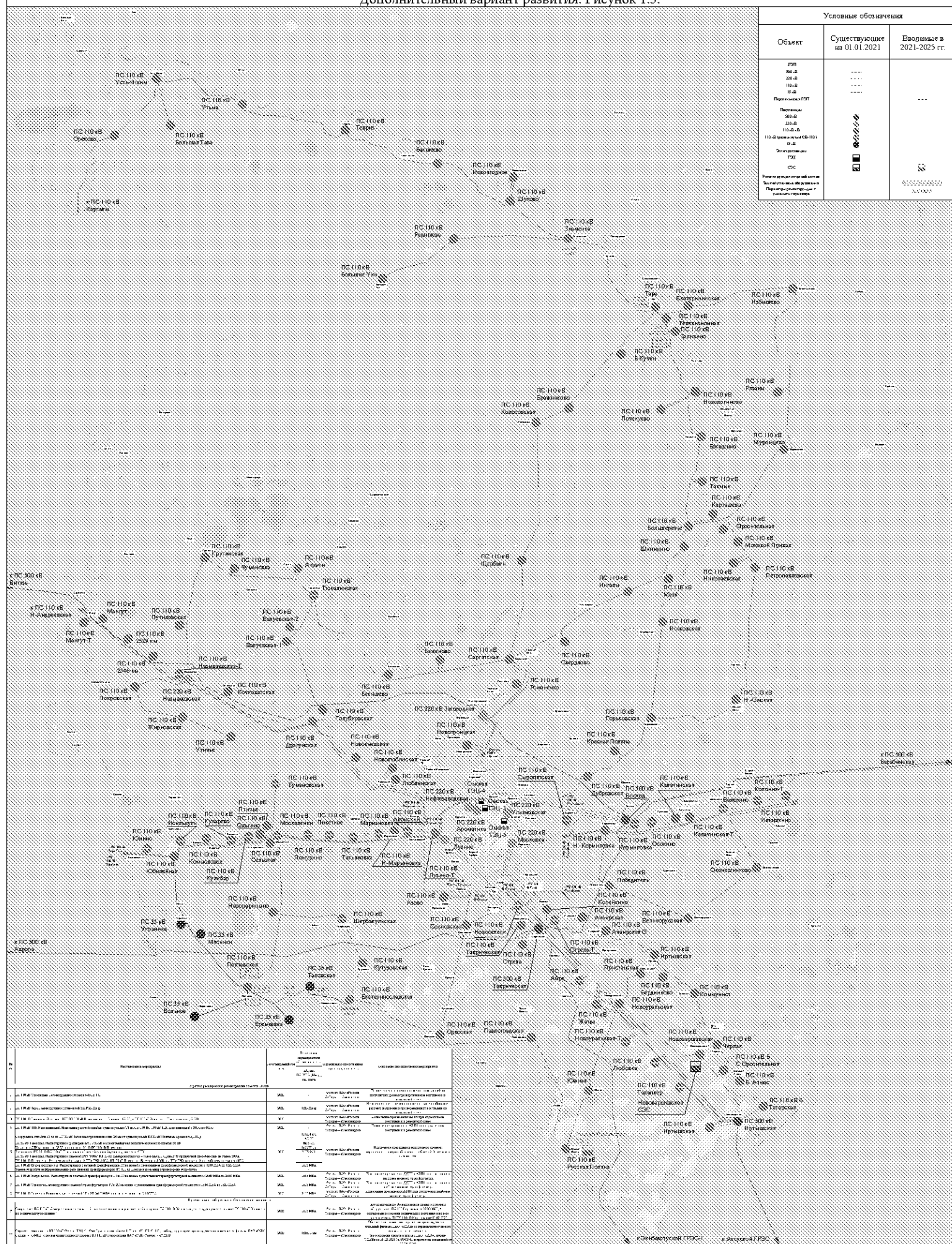
Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на 2021 – 2025 годы в дополнительном варианте развития приведена в приложении № 2.

электрических сетей 110 кВ и выше Омской области на период 2021-2025 годов.
Базовый вариант развития. Рисунок 1.1.



Условные обозначения			Перечень мероприятий на 2021-2025 годы					
Объект	Существующие на 01.01.2021	Вводимые в 2021-2025 гг.	№ п/п	Наименование мероприятия	Рекомендуемый год начала	Технические характеристики объектов проекта БЛ, км, ПС, МВА (Мвар), кА	Организация ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
ЛЭП 500 кВ 220 кВ 110 кВ 35 кВ	----- ----- ----- -----	-----		В рамках расширения и реконструкции объектов 110 кВ				
Переводы ЛЭП		-----	1	ПС 110 кВ ПИК Надеждинский. Изменение рабочей схемы существующего ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ПИК Надеждинский с 300/5 до 600/5	2021	-	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Исключение протекания ВУТН при отключении наиболее мощного трансформатора
Подстанции 500 кВ 220 кВ 110 кВ кВ 35 кВ	   			В рамках замены оборудования без увеличения мощности				
110 кВ (разомкнутый СВ-110)			2	Сооружение ПС 110 кВ Саяреленская с пералацией трансформаторов и переводом ней нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с несоответствиям комплектном ПС 110 кВ Кировская на техническому состоянию)	2025	2x25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27.02.2020, Акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора ТП ПС 110 кВ Кировская от 11.02.2020.
Переводы ПС								
Электростанции ТЭС								
СЭС								
Реконструкция и/или объектов Замена/ремонт оборудования								
Параметры реконструкции с указанием года ввода								
Ввод из эксплуатации								
Замена комплектного оборудования ПС								

Дополнительный вариант развития. Рисунок 1.3.

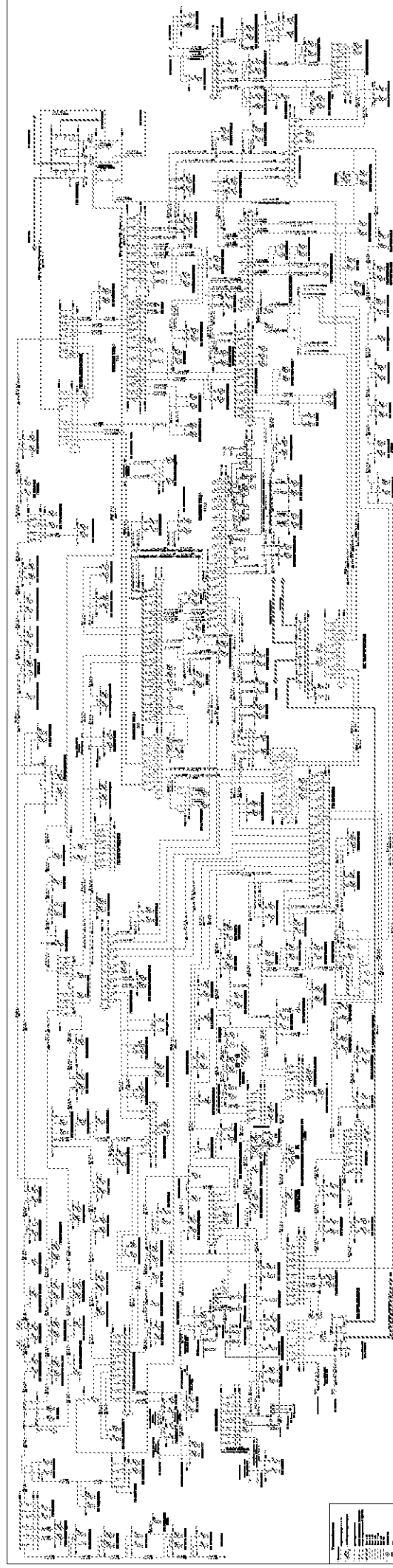


Дополнительный вариант развития. Рисунок 1.4.



Условные обозначения			Перечень мероприятий на 2021-2025 годы					
Объект	Существующие на 01.01.2021	Вводимые в 2021-2025 гг.	№ п/п	Наименование мероприятия	Рекомендуемый год ввода	Техническое описание мероприятий по расширению объектов проекта ВЛ, ЛЭП, КЛ, МЛЛ (МЛР), КЛ	Организация ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
ЛЭП 500 кВ 220 кВ 110 кВ 35 кВ	----- ----- ----- -----	-----						
Перекатывания ЛЭП		-----						
Подстанции 500 кВ 220 кВ 110 кВ 110 кВ (разновысокий СВ-110) 35 кВ	    	    						
Перекатывания ПС								
Электростанции								
ТЭЦ								
СЭС								
Реконструкция энергообъектов								
Закрытие/отказ оборудования								
Планы при реконструкции с указанием года ввода								
Ввод на эксплуатацию								
Замена коммутирующего оборудования ПС								
			1	В рамках расширения и реконструкции объектов 110 кВ ПС 110 кВ ТПК Насажинский. Исполнение работ по 1. существующему ТТ на СВ-110 ПС 110 кВ ТПК Насажинский с 300/5 до 400/5	2021	-	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
			2	ПС 110 кВ ТПК Насажинский. Реконструкция с заменой трансформаторов ТТ и 2Т на новые с увеличением трансформаторной мощности с 2х40 МВА до 2х63 МВА	2021	2х63 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
			3	ПС 110 кВ Советская. Реконструкция с заменой трансформаторов ТТ и 2Т на новые с увеличением трансформаторной мощности с 2х40 МВА до 2х63 МВА	2021	2х63 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Исключение превышения ДДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
			4	В рамках замены оборудования без увеличения мощности Сооружение ПС 110 кВ Самарская с переноской трансформаторов и переводом всей нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с последующим демонтированием ПС 110 кВ Кировская по техническому состоянию)	2025	2х25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Акт технического обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27.02.2020, Акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора ТТ ПС 110 кВ Кировская от 11.02.2020
			5	Строительство участка ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Омская с опышкой I, II class (С-109, С-110) в объекте территории промышленного комплекса филиала ПАО «ОЭЛС-Сургут» - «ОМКБ» с последующим вводом линий ВЛ 110 кВ с территории ПАО «ОЭЛС- Сургут» - «ОМКБ»	2023	1х2х0,9 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Обоснование возможности развития производственных площадей филиала ПАО «ОМКБ» с строительством нового испытательного комплекса. На основании плана филиала ПАО «ОЭЛС-Сургут-ОМКБ» от 16.02.2021 №689/13-62 и протокола совещаний от 10.04.2018

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА
электрических сетей 110 кВ и выше Омской области на период 2021-2025 годов.
Базовый вариант развития. Рисунок 2.1.



ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА
 электрических сетей 110 кВ и выше Омской области на период 2021-2025 годов.
 Дополнительный вариант развития. Рисунок 2.2.

