



ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

От 26.04.2018

г. Вологда

№ 97

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2019-2023 годы

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Вологодской области на 2019 – 2023 годы (далее - Программа) согласно приложению.
2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.
3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его подписания.

Губернатор области

О.А. Кувшинников

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением
Губернатора области
от 26.04.2018 № 97

**Схема и программа развития электроэнергетики
Вологодской области
на 2019-2023 годы**

Анализ существующего состояния. Характеристика электроснабжения и теплоснабжения региона за отчетные 2013-2017 годы

Основные положения

1. Основание для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2019-2023 годы:

- 1) постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- 2) Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- 3) Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;
- 4) постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- 5) необходимость обеспечения компаний топливно-энергетического комплекса актуальной информацией для формирования инвестиционных программ.

2. Цели разработки схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2019-2023 годы:

- анализ состояния электросетевой инфраструктуры за отчётный период 2013-2017 годов;
- оценка надежности и безопасности функционирования энергосистемы за отчётный пятилетний период,
- оценка возможности обеспечения растущего спроса на электроэнергию хозяйственного комплекса Вологодской области;
- анализ «районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы» в энергосистеме Вологодской области;

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

Задачи:

– определение приоритетных направлений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры;

– обеспечение экономической эффективности решений, предлагаемых при реализации мероприятий в рамках перспективного развития электроэнергетики Вологодской области;

– обеспечение применения новых технологических решений при реализации мероприятий перспективного развития электроэнергетики;

– разработка рекомендаций по снижению физического износа электрических сетей в разрезе собственников электроэнергетического оборудования.

В работе использованы и учтены отчетные данные за 2013-2017 годы; расчетный срок – 2023 год.

РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Вологодская область расположена на севере Европейской части России в поясе умеренно-континентального климата в 500 км от Москвы. По площади является одной из крупных областей Российской Федерации и составляет почти 1 % ее территории (144,5 тыс. кв. км); наибольшая протяженность с севера на юг — 385 км, с запада на восток — 650 км.

Область граничит на севере с Архангельской, на востоке — с Кировской, на юге — с Костромской и Ярославской, на юго-западе — с Тверской и Новгородской, на западе — с Ленинградской областями, на северо-западе с Республикой Карелия.



Рисунок 1. Карта Вологодской области

В соответствии со СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» основные климатические характеристики Вологодской области следующие:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для проектирования отопления) — минус 37 ÷ минус 39°C;
- средняя температура за отопительный период — минус 6,9 ÷ минус 8,6°C;
- продолжительность отопительного периода — 158 ÷ 166 суток.

Годовое число часов использования максимума отопительной нагрузки — 1 790 ÷ 1 931 ч.

На современной карте Вологодской области — 209 муниципальных образований, из них: 26 муниципальных районов, 2 городских округа (г. Вологда, г. Череповец), 22 городских и 159 сельских поселений. Вологда, Череповец, Великий Устюг и Сокол — города областного значения. Административным центром является г. Вологда.

Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области представлена на рисунке 2.



Рисунок 2. Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области

Общая численность населения Вологодской области на 01 января 2018 года составила 1176,678 тыс. чел., в том числе:

- городского населения — 851,640 тыс. чел.;
- сельского населения — 325,038 тыс. чел.

Таким образом, на 01 января 2018 года удельный вес городского населения составил 72,4 %, а плотность населения Вологодской области — 8,14 чел./км².

Динамика численности населения (по данным Вологдастата) за период 2014-2018 годы представлена на рисунке 3.

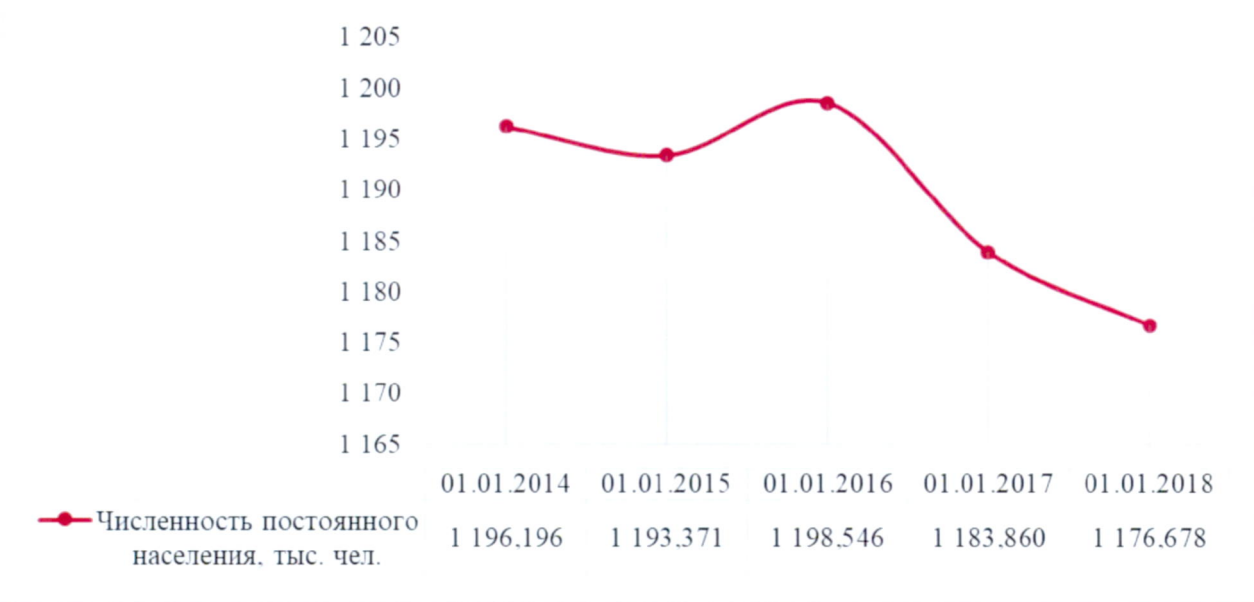


Рисунок 3. Изменение численности постоянного населения Вологодской области на начало года за 2014-2018 годы

Перечень наиболее крупных населенных пунктов Вологодской области представлен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень наиболее крупных населенных пунктов Вологодской области

Наименование населенного пункта	Численность населения, тыс. чел.	Наименование населенного пункта	Численность населения, тыс. чел.
г. Вологда	320,702	г. Грязовец	14,916
г. Череповец	318,856	г. Бабаево	11,493
г. Сокол	37,191	г. Вытегра	10,232
г. Великий Устюг	31,606	-	-

Валовой региональный продукт (далее — ВРП) по итогам 2015 года составил 468,8 млрд рублей, рост в действующих ценах к 2014 году на 21,1 %, в сопоставимых ценах — на 1,3 %. Объем валового регионального продукта за 2016 год (по оценке) составил 497,0 млрд рублей, индекс ВРП — 100,3 %. Экономика региона имеет индустриальный характер. В структуре ВРП промышленность занимает порядка 40 %. Доминирующие виды промышленного производства: металлургическое, химическое, машиностроение, лесопромышленный комплекс, производство пищевых продуктов, включая напитки.

За 2017 год отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами в промышленности на сумму 611,7 млрд. рублей, что в действующих ценах выше 2016 года на 10,7 %. Индекс промышленного производства за 2017 год к 2016 году составил 101,0 %.

В структуре промышленности основную долю занимают обрабатывающие производства — 92,2 %, на обеспечение электрической энергией, газом и паром приходится 6,5 %, водоснабжение, водоотведение, организацию сбора и утилизацию отходов, деятельность по ликвидации загрязнений — 1,2 %, добычу полезных ископаемых — 0,1 %.

В районах развиты сельское хозяйство и лесозаготовка. Ведущее производство — животноводство, на которое приходится 72,9 % всей продукции сельского хозяйства. Производственно-промышленный потенциал агропромышленного комплекса позволяет обеспечить потребность населения в молоке, яйце, картофеле.

Существенен вклад Вологодской области в общий экономический потенциал Российской Федерации и СЗФО.

По объему ВРП на душу населения (394,1 тыс. рублей по итогам 2015 года) область занимает 6 место среди субъектов СЗФО и 25 место среди регионов России. На долю Вологодской области приходится 0,7 % общего объема валового регионального продукта страны, 1,1 % объема промышленного производства, 0,8 % занятых в российской экономике.

По объему промышленной продукции в расчете на душу населения (518,3 тыс. рублей) регион входит в первую двадцатку, в том числе по итогам 2017 года занимает 5 место в СЗФО и 19 место в России.

На Вологодскую область приходится 0,5 % российского производства продукции сельского хозяйства всех категорий хозяйств. В сельском хозяйстве СЗФО доля региона значительна и составляет 11,1 %.

По итогам 2017 года Вологодская область занимает 4 место по России и 1 место по СЗФО по производству молока сельскохозяйственными организациями

области на душу населения; 14 место по России и 2 место по СЗФО по производству яиц сельхозорганизациями области на душу населения; 49 место по России и 6 место по СЗФО по производству мяса сельхозорганизациями области на душу населения.

Доля области в общероссийском объеме строительных работ, выполненных собственными силами, составила в 2017 году 1,6 %. Предприятиями и организациями всех форм собственности введено в 2017 году 543,5 тыс. кв. м общей площади жилых домов (0,7 % от российского объема), что соответствует 41 месту среди других регионов страны по объему ввода жилья на 1 жителя.

Динамика развития туристской сферы позволила региону по итогам 2017 года занять 26 место в России по общему объему оказанных туристских услуг и 11 место (данные за 2016 год) по объему оказанных туристских услуг в расчете на 1 жителя. На область приходится 1,3 % от общего объема оказанных туристских услуг в России.

Туризм — динамично развивающееся направление области, которое дает толчок, как малым городам Вологодчины, так и Вологде, и Череповцу.

В 2017 году Вологодская область вошла в десятку лучших регионов по итогам Всероссийского рейтинга по оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти регионов России в сфере туризма (8 место). В 2017 году туристский поток приблизился к 3 млн. человек.

В 2016 году на развитие экономики и социальной сферы Вологодской области направлено 114,2 млрд. рублей инвестиций в основной капитал, или 0,6 % от суммарного объема инвестиций в России. Наибольший объем инвестиций направлен на развитие видов деятельности: «Обрабатывающие производства» (46,5 %), «Транспорт и связь» (35,7 %), «Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство» (4,2 %).

За 9 месяцев 2017 года на развитие экономики и социальной сферы Вологодской области направлено 91,9 млрд. рублей инвестиций в основной капитал, или 0,9 % от суммарного объема инвестиций в России.

По итогам 9 месяцев 2017 года по объему инвестиций в основной капитал в расчете на душу населения (77,6 тыс. руб.) область заняла 16 место среди регионов России и 5 место по СЗФО.

По темпам роста объема инвестиций в основной капитал относительно января — сентября 2016 года (в сопоставимых ценах) область заняла 4 место среди регионов России и 1 место по СЗФО.

Таким образом, можно утверждать, что сегодня роль Вологодской области в Российской Федерации определяется следующим образом:

- это один из наиболее развитых индустриальных регионов России, предприятия которого благодаря выгодному географическому положению активно торгуют высококачественной продукцией во всем мире, на всех континентах;

- это регион, который занимает прочную нишу по реализации задач продовольственной безопасности и импортозамещения, в котором развитый высокотехнологичный агропромышленный комплекс обеспечивает население в стране и за ее пределами экологически чистыми и натуральными продуктами питания;

- это центр притяжения туристов, которых привлекают тысячи объектов культурного, духовного, православного наследия, многочисленные музеи, природные ландшафты, туристские проекты международного и межрегионального значения;

- это регион с развитой социальной сферой, обеспечивающей условия для комфортной жизнедеятельности и реализации человеческого потенциала.

Вологодскую область характеризует выгодное геоэкономическое и геополитическое положение. Регион привлекателен для торговых партнеров и инвесторов в первую очередь как транспортный мультилогистический коридор, позволяющий развивать торговлю и обеспечивать мобильность контактов межрегионального и международного значения. Расположение на пересечении транспортных коммуникаций всех типов: федеральных автомобильных и железных дорог, воздушного коридора из Европы в Азию и Волго-Балтийского водного пути, путепроводов, а также в непосредственной близости от крупнейших российских мегаполисов Москвы и Санкт-Петербурга, зарубежных рынков Северной Европы — предопределило высокую емкость потенциального рынка сбыта производимой продукции, которая в радиусе 700 км от Вологды охватывает более 50 млн. человек — третью часть населения страны.

Область является транзитной для многих категорий грузов, поскольку располагается на маршрутах их доставки в морские порты Балтики, Белого и Баренцева морей на Северо-Западе России и потребителям Урала и Поволжья.

В пределах области проходит развитая железнодорожная сеть протяженностью более 760 км. По территории проходят транспортные железнодорожные коридоры «Транссиб» и «Юг-Север». Вологодский железнодорожный узел является одним из крупнейших на Северо-Западе Российской Федерации. Развита сеть водного транспорта. Волго-Балтийский водный путь и Северо-Двинская шлюзованная система, связывающие Санкт-Петербург, Москву и города, расположенные вдоль рек: Волги, Камы, Дона, обеспечивают выход к Беломоро-Балтийскому каналу, в Белое, Каспийское, Черное и Средиземное моря.

В воздушном пространстве над территорией области с запада на восток проходит коридор международных трасс. Функционируют два авиапредприятия, открыт международный сектор аэропорта «Череповец».

По территории также пролегает сеть трубопроводного транспорта, в том числе экспортного назначения («Северный поток»).

Регион обладает значительным минерально-сырьевым потенциалом и большими запасами полезных ископаемых промышленного применения (песчано-гравийные материалы, флюсовое сырье для металлургии, торф, стекольные и строительные пески, кирпично-черепичные глины, сапропель, минеральные краски). Выявлено и в различной степени разведано свыше 700 месторождений более чем 25 видов минерального сырья. Также важное значение имеет наличие подземных вод хозяйственно-питьевого, лечебно-столового и бальнеологического назначения.

Важнейшее природное богатство области — ее лесные ресурсы. Лесные ресурсы занимают 81 % территории области — 11,7 млн. га. Общий запас древесины — 1,6 млрд. куб. м, или 16,0 % от запаса древесины по СЗФО (что сопоставимо с запасом древесины в Финляндии, который составляет 2,3 млрд. куб. м), из них 51 % — хвойные леса. Объем древесины, который может быть заготовлен без ущерба для запасов (расчетная лесосека), составляет 29,7 млн. куб. м. По размеру расчетной лесосеки в СЗФО область уступает только Республике Коми, превосходит Архангельскую область на 16,0 %, Республику Карелия — в 2,5 раза.

В 2017 году Вологодская область выполнила весь комплекс лесовосстановительных мероприятий. Общий объем лесовосстановления проведен на площади 72,6 тыс. га, что на 39,6 % больше уровня прошлого года.

Объем заготовки древесины на территории области в 2017 году по сравнению с 2016 годом увеличился на 0,2 %, и составил 15,7 млн. куб. м.

В области сосредоточены существенные охотничьи ресурсы. Охотничье-ресурсный потенциал включает около 70 видов животных. Площадь охотничьих угодий — более 14 млн. га — является крупнейшей на Северо-Западе России.

Научно-промышленный потенциал региона характеризуется совокупностью экономических ресурсов — производственных, научно-образовательных, высококвалифицированных трудовых, финансовых, способствующих обеспечению высоких темпов экономического роста, повышению инвестиционной привлекательности.

Регион обладает значительным образовательным потенциалом. Его уровень характеризует наличие развитой сети образовательных организаций высшего и среднего профессионального образования для подготовки квалифицированных кадров, включающей 5 вузов федерального подчинения, 4 филиалов образовательных организаций высшего образования, 36 профессиональных образовательных организаций. Созданная современная образовательная инфраструктура способствует повышению качества практической подготовки специалистов для нужд реального сектора экономики. Функционируют 5 учебных центра профессиональной квалификации; 13 ресурсных центров на базе профессиональных образовательных организаций по приоритетным направлениям подготовки рабочих кадров и специалистов среднего звена, 12 учебно-производственных полигонов и 10 кафедр на базе коммерческих организаций.

Наличие высокоэффективных предприятий, обладающих современными инновационными технологиями и производствами, формирующих высокопроизводительные рабочие места, позволило области в 2015 году занять высокие позиции в стране по доле инновационной продукции, увеличив ее уровень до 21,6 %.

Большое значение для социально-экономического развития имеет наличие в регионе двух развивающихся агломераций — Вологодской и Череповецкой, территория которых привлекательна для бизнеса и жителей за счет имеющегося значительного промышленного, инфраструктурного, научно-образовательного, кадрового потенциала, растущего уровня и качества жизни.

Вологодская область — регион с развитой многопрофильной социальной инфраструктурой, включающей сеть образовательных, культурно-досуговых учреждений, учреждений здравоохранения.

По мощности амбулаторно-поликлинических организаций (36,5 тысяч посещений в смену) Вологодская область занимает 36 место среди регионов России. В регионе расположено 10,2 % от числа амбулаторно-поликлинических организаций СЗФО (4 место в округе).

В регионе расположено более 3500 объектов культурного наследия. В Единый государственный реестр объектов культурного наследия включены 747 объектов, из них 217 имеют статус федерального значения, 530 относятся к категории объектов регионального значения. В области сохраняются 13 исторических городов России.

За пределами области широко известны историко-культурные и туристские бренды всероссийского значения: «Великий Устюг — родина Деда Мороза», «Вологда — Новогодняя столица Русского Севера», «Серебряное ожерелье России» и другие, а также исторически развитые бренды «Вологодское масло», «Вологодское кружево». В последние годы сформированы устойчивые и получившие широкую известность бренды «Вологодская область — душа Русского Севера», товарный знак и система добровольной сертификации «Настоящий Вологодский продукт».

Основной фактор, ограничивающий развитие региона, — сокращение численности населения, как вследствие естественных факторов, так и ввиду миграционного оттока.

За период 2000-2016 годов среднегодовая численность постоянного населения Вологодской области сократилась на 109,2 тыс. человек (8,4 %) и составила 1 185,773 тыс. человек. Городское население области уменьшилось на 35,5 тыс. человек (4,0 %), сельское — на 74,0 тыс. человек (18,2 %). Уменьшение численности сельского населения происходит значительными темпами. В сельской местности наблюдается как естественная, так и миграционная убыль.

Ожидаемая продолжительность жизни при рождении за 2000-2016 годы выросла с 65,7 до 70,24 лет.

Россия и Вологодская область вошли в полосу неблагоприятных изменений возрастной структуры населения. Дальнейшее улучшение демографической ситуации сдерживают негативные тенденции, связанные с сокращением численности женщин активного репродуктивного возраста и увеличением численности пожилого населения.

Численность населения в трудоспособном возрасте имеет устойчивую тенденцию к снижению. За 2000-2016 годы в Вологодской области доля населения трудоспособного возраста сократилась с 59,1 % до 55,9 %. При этом доля населения старше трудоспособного возраста выросла с 21,3 % до 25,4 %. В этой связи происходит рост демографической нагрузки на трудоспособное население пожилыми и детьми.

Не менее важным фактором, оказывающим влияние на размер и динамику численности населения области, является миграционный прирост. С 2006 года в Вологодской области наблюдается тревожная ситуация превышения численности выбывших над прибывшими, что является фактором снижения численности населения области. Миграционная убыль населения в 2016 году составила 1742 человека.

Указанные демографические и миграционные процессы приводят к неравномерному пространственному развитию муниципальных образований области.

Для Вологодской области характерны существенные межмуниципальные различия практически по всем направлениям социально-экономического развития.

Во-первых, существенные различия наблюдаются в части демографической ситуации. Только в трех муниципальных образованиях Вологодской области — городах Вологде и Череповце, Вологодском районе, зафиксировано устойчивое увеличение численности населения. В остальных городских округах и муниципальных районах зафиксировано существенное снижение численности населения.

Во-вторых, муниципальные образования Вологодской области существенным образом различаются в части экономического развития. В частности, на три муниципальных образования (города Вологда и Череповец, Кадуйский район) приходится 60 процентов инвестиций в основной капитал среди крупных и средних организаций. Наблюдаются также существенные межмуниципальные различия в заработной плате работников (до двукратных разрывов).

РАЗДЕЛ II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

II–1. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ (В ТОМ ЧИСЛЕ ИНФОРМАЦИЯ ПО ГЕНЕРИРУЮЩИМ, ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ И СБЫТОВЫМ КОМПАНИЯМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ БЛОК-СТАНЦИЯМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ)

Энергосистема Вологодской области входит в состав Объединенной энергосистемы Центра (ОЭС Центра).

Энергосистема Вологодской области характеризуется как дефицитная по электроэнергии и мощности. Примерно 28,8 % потребности области в электроэнергии обеспечивается электростанциями ПАО «ОГК-2», ПАО «ТГК-2», Красавинская ТЭЦ ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго», около 42,1 % электроэнергии вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и гидроэлектростанциями ФГУ «Волго-Балтийское государственное бассейновое управление водных путей и судоходства». Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из-за пределов области.

Установленная мощность электростанций Вологодской энергосистемы на 12.03.2018 составила 2002,18 МВт, в том числе 1263,9 МВт — установленная мощность ТЭС общего пользования, 26,28 МВт — установленная мощность ГЭС и 712 МВт — установленная мощность блок-станций.

Электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Вологодской области управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, осуществляющим взаимодействие с субъектами электроэнергетики, исполнительными органами государственной власти Вологодской области, территориальными органами Ростехнадзора в субъекте РФ.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Вологодской области, относятся: ПАО «ОГК-2», ПАО «ТГК-2», ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» (ГЭП «ВОКЭ»). Также выработку электроэнергии на территории Вологодской области осуществляют собственные генерирующие источники (блок-станции) компаний, для которых выработка электроэнергии не является основным видом деятельности. К таким компаниям относятся: ПАО «Северсталь», АО «Апатит» (Череповец), ФБУ «Администрация Волго-Балт», Нюксенское ЛПУ МГ филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта», Юбилейное ЛПУ МГ филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта». Кроме того, на территории области работает промышленная мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующая в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» — Вологодское ПМЭС — предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью в Вологодской области.

Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» — региональная энергетическая компания, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на всей территории

Вологодской области. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» входит в группу компаний ПАО «Россети». В компанию входят пять производственных отделений:

- Вологодские электрические сети,
- Череповецкие электрические сети,
- Великоустюгские электрические сети,
- Тотемские электрические сети,
- Кирилловские электрические сети.

АО «Вологодская областная энергетическая компания» — одна из крупнейших территориальных энергетических компаний, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6 (10) кВ на территории вологодской области. Как единая электросетевая компания присутствует в 16 муниципальных образованиях Вологодской области (в основном центры муниципальных районов): г. Вологда, Вологодский, Череповецкий, Шекснинский, Кадуйский, Тотемский, Вожегодский, Вытегорский, Усть-Кубенский, Чагодощенский, Бабаевский, Белозерский, Харовский, Сокольский, Вашкинский и Междуреченский районы.

К сбытовым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Вологодской области, относятся:

- ПАО «Вологдаэнергосбыт»;
- ОАО «Межрегионэнергосбыт»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «ЭлТА»;
- ООО «Русэнергосбыт».

II–2. ОТЧЕТНАЯ ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВОЛОГДСКОЙ ОБЛАСТИ И СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ОСНОВНЫМ ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ

Анализ динамики и структуры потребления электроэнергии служит исходной базой формирования прогнозного спроса на электроэнергию, а в конечном счете — целям обоснования изменения нагрузок в регионе.

В полном потреблении электроэнергии областью имеются различия между данными АО «СО ЕЭС» и Росстата. Они существуют во всех субъектах Российской Федерации. Чаще данные Росстата превышают данные по электропотреблению СО, и эти расхождения традиционно принято относить на децентрализованную зону производства и потребления, которая находится вне зоны ответственности (и учета) Системного оператора. Однако почти в половине регионов страны (в отдельные годы или постоянно) данные Системного оператора превышают данные Росстата. Причем это превышение нередко бывает весьма значительным, доходя до 5-10 %.

Анализ проводится на основании данных Федеральной Службы Государственной Статистики по Вологодской области (Вологдастат) от 20.10.2017 № МС-38-05/1136-ДР «О предоставлении информации» за 2016 год.

Динамика потребления электроэнергии на территории Вологодской области за последние 5 лет под данным Системного оператора и Росстата представлена в таблице 2 и на рисунке 4.

Таблица 2. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора, млн кВт·ч

Показатель	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Полное потребление по данным Росстата	14406	14546	14332	14840	15046
Изменение полного потребления, %	102,6	101,0	98,5	103,5	101,4
Полное потребление по данным АО «СО ЕЭС»	13532	13423	13532	13611	13556
Изменение полного потребления, %	99,5	99,2	100,8	100,6	99,6
Разница между данными Росстата и АО «СО ЕЭС»	874	1123	800	1229	1490

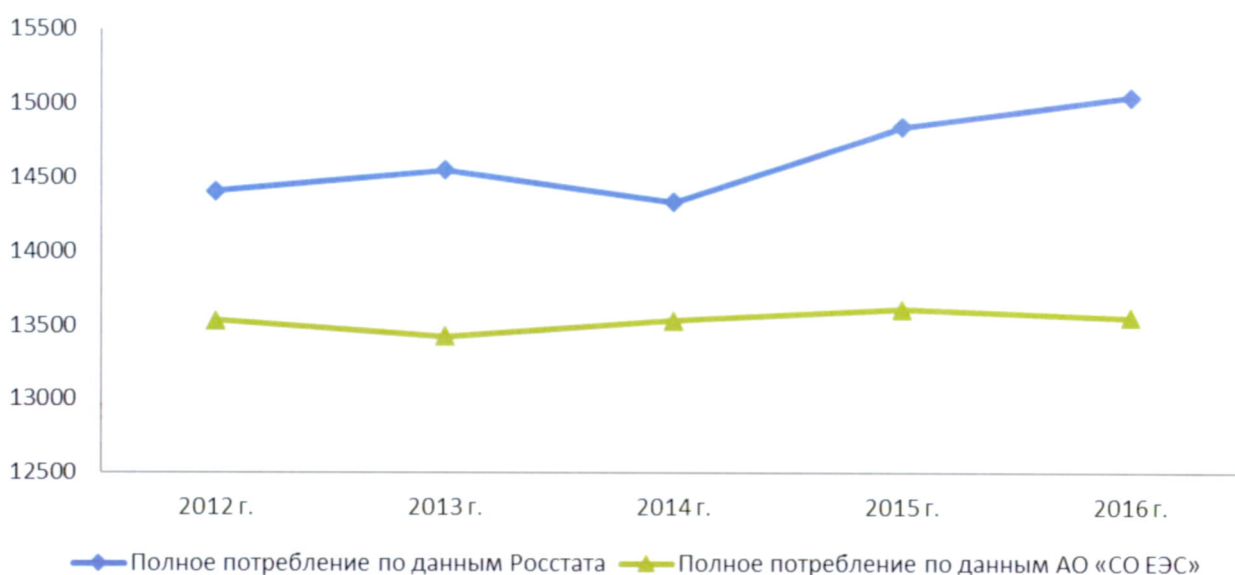


Рисунок 4. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора

В 2012 году электропотребление Вологодской энергосистемы было зафиксировано на уровне 13532 млн. кВт·ч. По данным СО в пределах Вологодской области с 2012 по 2013 гг. происходило постепенное снижение потребления электроэнергии (в сумме на 109 млн. кВт·ч). В 2014 г. по отношению к 2013 г. потребление электроэнергии выросло на 109 млн. кВт·ч (на 0,8 %) и составило 13532 млн кВт·ч. Тем самым оно возвратилось на уровень 2012 г. В 2015 г. прирост потребления продолжился и составил 79 млн. кВт·ч, или 0,6 %. В 2016 году потребление электроэнергии показало снижение относительно 2015 года на 55 млн. кВт·ч (на 0,4 %).

По данным Росстата картина изменения электропотребления в последние годы была обратной: наблюдался постепенный весьма существенный рост при снижении в 2014 г. Полное потребление электроэнергии в Вологодской области в 2014 г. составило 14332 млн. кВт·ч, снизившись по сравнению с 2013 г. на 1,5 % (Рисунок 4). В 2015 году прирост потребления продолжился и составил 508 млн кВт·ч или 3,5 %, а в 2016 году прирост умеренно продолжился и составил 206 млн кВт·ч или 1,4 %

Динамика укрупненной структуры электропотребления в Вологодской области по данным Росстата приведена ниже (таблица 3 и рисунок 5).

Таблица 3. Динамика полного потребления электроэнергии в Вологодской области

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Полное потребление	14 406	14 546	14 332	14 840	15046
Изменение полного потребления, %	102,6	101,0	98,5	103,5	101,4
в т. ч. потери в сетях	1 223	1 190	650	675	672
собств. нужды электростанций	226	244	484	513	503
Конечное потребление	12 957	13 112	13 198	13652	13004
Изменение конечного потребления, %	103,4	101,2	100,7	106,2	95,4
Доля потерь в сетях от отпуска эл. энергии в сеть, %	8,6	8,3	4,7	2,87	4,9

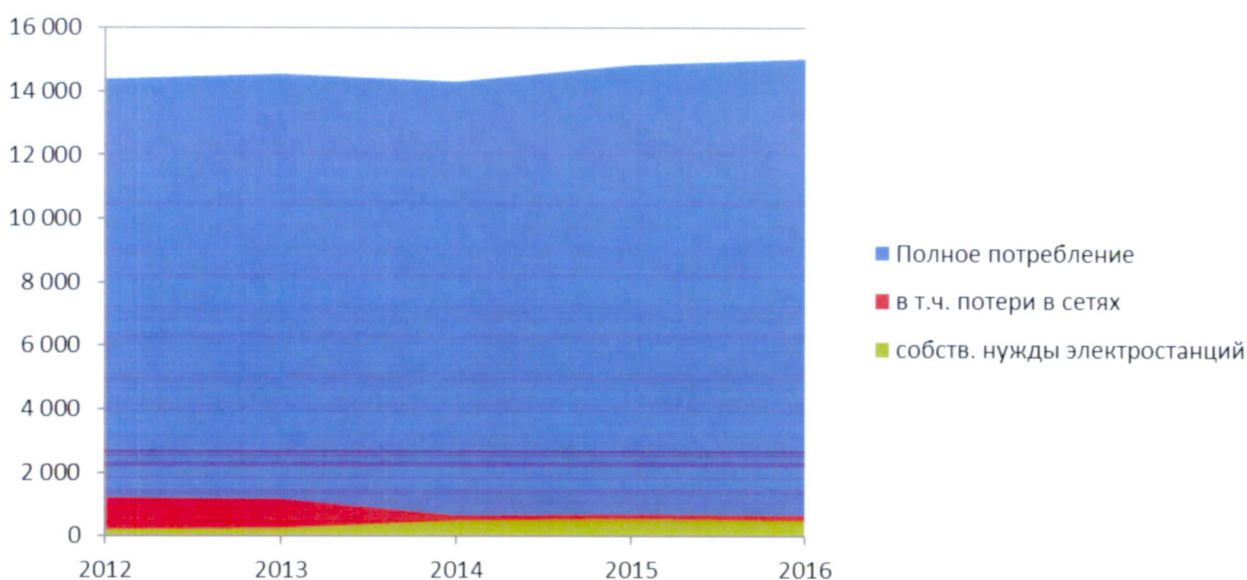


Рисунок 5. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата

По данным электробаланса Росстата потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций Вологодской области в последнее десятилетие находилось в пределах 210-270 млн. кВт·ч, или 3,2-3,5 % от выработанной электроэнергии. В 2014 г. доля резко увеличилась до 5,3 % и составила 484 млн. кВт·ч. В 2015 и 2016 годах доля электроэнергии на собственные нужды электростанций Вологодской области продолжает оставаться на уровне 5 %.

Подробная структура потребления электроэнергии по сегментам экономики/ВЭД приведена ниже (таблица 4 и рисунок 6-7).

Таблица 4. Динамика потребления электроэнергии в Вологодской области в 2012-2016 гг., млн. кВт·ч

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Полное потребление, всего, в том числе:	14406	14546	14332	14840	15046
Потери в сетях	1223	1190	650	675	672
Собственные нужды электростанций	226	244	484	513	503
Конечное потребление, в том числе:	12957	13112	13198	13652	13004
Добыча полезных ископаемых	4	4	6	6	14
Обрабатывающие производства	8578	8460	8667	9196	9134
Сельское хозяйство, охота и лесное	203	173	117	266	274

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
хозяйство (производственные нужды)					
Строительство	81	66	78	61	71
Транспорт и связь	1154	1455	1487	1427	1435
Прочие виды деятельности, включая сферу услуг	1596	1618	1532	787	592
Бытовой сектор	1001	1087	1151	1267	1262

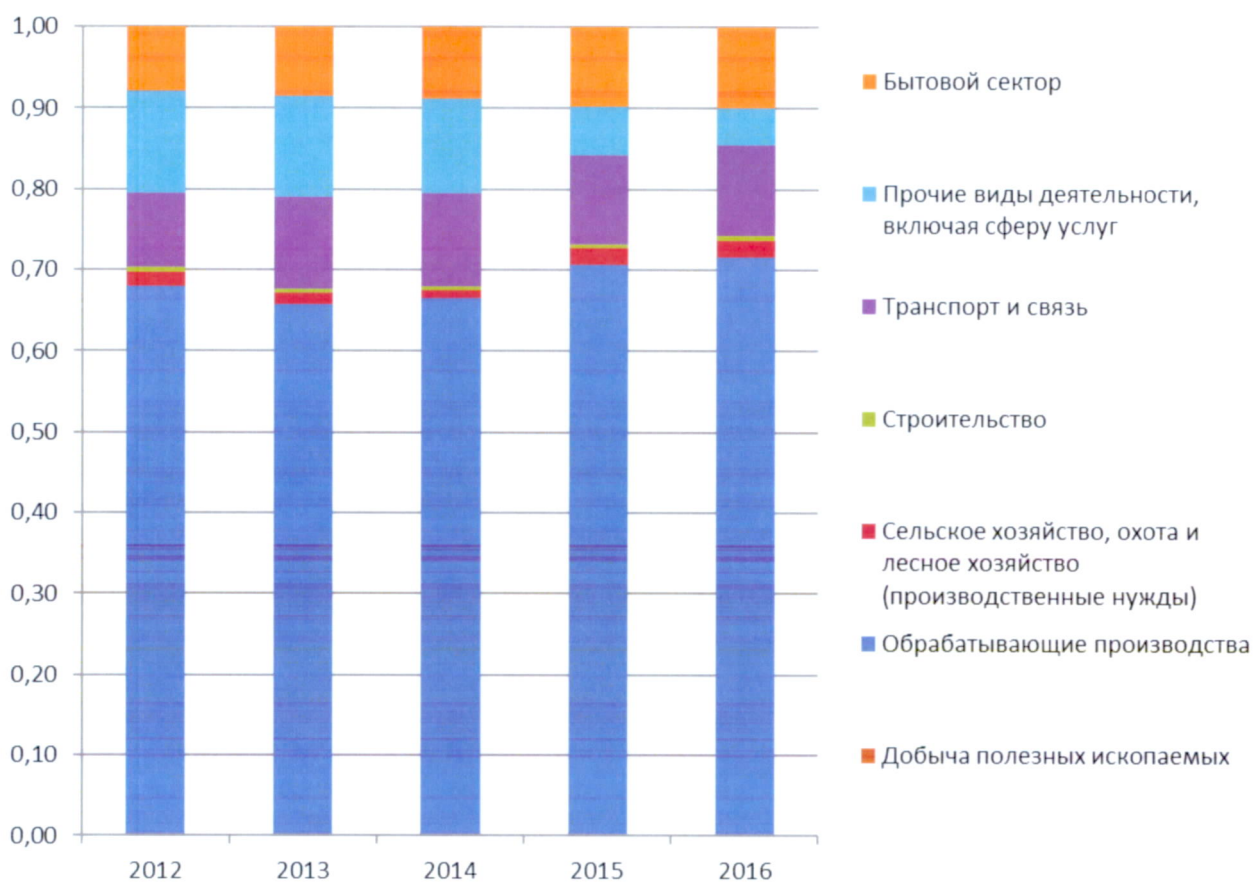


Рисунок 6. Динамика структуры потребления электроэнергии в Вологодской области в 2012-2016 гг.

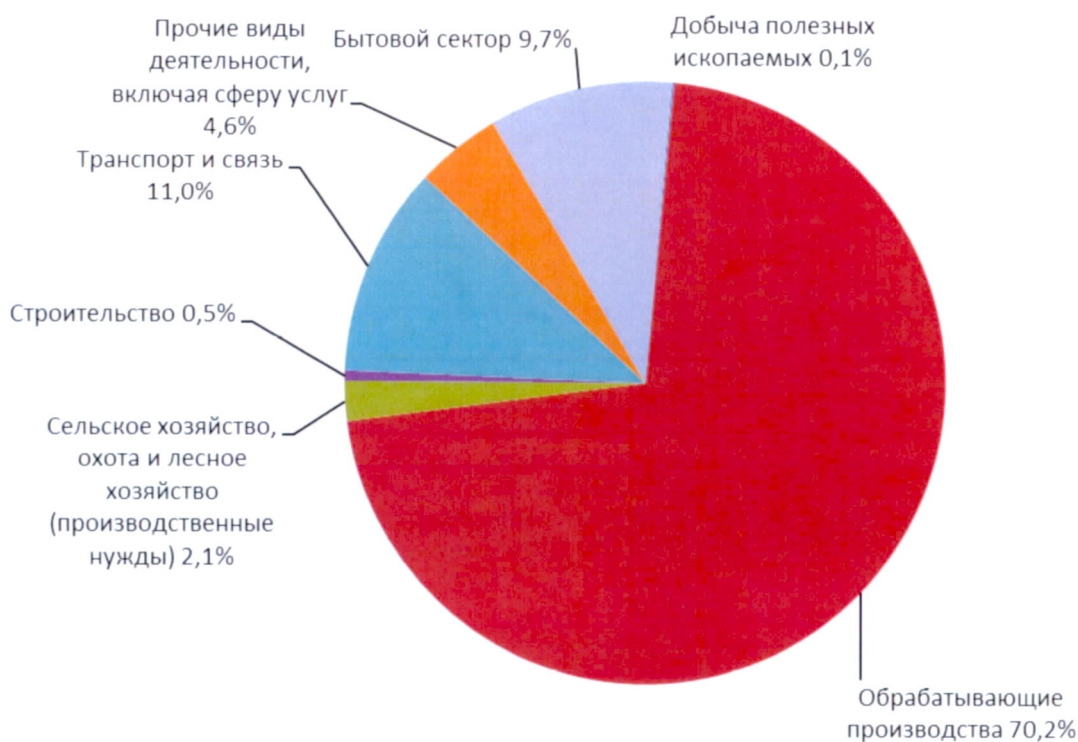


Рисунок 7. Структура конечного потребления электроэнергии в 2016 г. в Вологодской области

Основной объем потребления электроэнергии приходится на Обрабатывающие производства (70 %).

В 2016 г. общее потребление обрабатывающими производствами в Вологодской области составило почти 9,13 млрд. кВт·ч. Электропотребление существенно уступает докризисному максимуму в 9,47 млрд. кВт·ч (таблица 5).

Таблица 5. Динамика потребления электроэнергии обрабатывающими производствами

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление электроэнергии обрабатывающими производствами, млн. кВт·ч	8470	8578	8460	8667	9196	9134
Прирост/снижение к предыдущему году, %	0,9	1,3	-1,4	2,4	6,1	-0,67

Из таблицы следует, что электропотребление в последние четыре года весьма волатильно и постепенно увеличивается с 2013 г., в 2016 году демонстрировало незначительное снижение.

Таблица 6. Динамика структуры электропотребления по виду экономической деятельности «Транспорт и связь»

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Транспорт и связь, всего, в том числе:	1397	1154	1455	1487	1427	1435
Железнодорожный транспорт	940	985	932	854	976	1016
Трубопроводный транспорт	371	473	395	317	316	267
Деятельность проч. сухопутного транспорта	38	37	31	28	26	26
Транспортная обработка грузов и хранение;	н/д	18	19	32	40	5

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016
прочая вспомогательная транспортная деятельность						
Прочая транспортная деятельность	4	- 406	30	200	6	37
Связь	44	47	49	57	63	н/д

II-3. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

На территории Вологодской области работает большое количество крупных предприятий.

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности приведен ниже в таблице 7.

Таблица 7. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности в Вологодской области

№ п/п	Наименование потребителя	Показатель	Годовой объем электропотребления				
			2013	2014	2015	2016	2017
1	ООО ВОЛОГОДСКАЯ БУМАЖНАЯ МАНУФАКТУРА (ранее Сокольский ЦБК)	ЭП, млн кВт·ч	11,166	5,487	5,235	11,75	9,724
		Pmax, МВт	1,904	1,051	1,475	7,5	6,8
2	ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАНЕРНО-МЕБЕЛЬНЫЙ К/Т	ЭП, млн кВт·ч	52,619	52,559	49,893	54,835	58,170
		Pmax, МВт	7,115	6,941	6,635	7,9	8,4
3	АО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМХОЗ	ЭП, млн кВт·ч	4,241	4,362	5,259	6,805	8,183
		Pmax, МВт	0,770	0,812	0,911	1,3	1,5
4	АО ВОМЗ	ЭП, млн кВт·ч	4,765	5,260	6,925	9,575	8,277
		Pmax, МВт	30,000	20,710	18,417	4,4	4,5
5	ПАО Северсталь Белоручейское радиоуправление	ЭП, млн кВт·ч	8,848	8,850	8,741	8,77	9,293
		Pmax, МВт	1,041	1,014	1,363	2,0	2,1
6	АО СОКОЛЬСКИЙ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩИЙ КОМБИНАТ	ЭП, млн кВт·ч	17,044	17,147	16,834	20,005	19,069
		Pmax, МВт	2,683	2,907	2,301	3,7	4,4
7	ОАО ВРЗ	ЭП, млн кВт·ч	6,563	7,286	7,052	7,445	7,809
		Pmax, МВт	1,530	1,598	1,057	2,1	2,0
8	ООО Шекснинский КХП	ЭП, млн кВт·ч	3,504	2,915	1,406	1,695	3,802
		Pmax, МВт	0,860	0,851	0,811	1,2	2,1
9	ООО ВОХТОЖСКИЙ ДОК (ранее Монзенский ДОК)	ЭП, млн кВт·ч	36,887	39,653	36,101	18,319	24,823
		Pmax, МВт	5,616	4,587	5,072	6,8	6,2
10	ООО ШКДП	ЭП, млн кВт·ч	97,435	103,906	86,345	69,371	59,668
		Pmax, МВт	13,292	12,688	12,366	13,4	11,6
11	АО Апатит (ЧЕРЕПОВЕЦ) (договор с ООО «Хибинская энергосбытовая компания»)	ЭП, млн кВт·ч	313,145	303,253	269,696	230,982	311,982
		Pmax, МВт	33,536	30,873	28,9	74,5	92,8
12	ООО "Чагодощенский стеклозавод и К"	ЭП, млн кВт·ч	55,932	46,162	46,537	49,669	50,632
		Pmax, МВт	4,384	7,856	7,467	6,9	6,9
13	ОАО "Транснефть-Север"	ЭП, млн кВт·ч	87,808	94,558	111,247	0,714	0,731
		Pmax, МВт	10,116	10,036	13,033	н/д	0,1
14	ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА (договор с АО «Межрегионэнергосбыт»)	ЭП, млн кВт·ч	214,513	200,879	159,037	62,235	68,874
		Pmax, МВт	33,644	40,975	16,435	11,6	17,3
15	ОАО «Северсталь-метиз» (основное производство на ОРЭ)	ЭП, млн кВт·ч	177,910	163,261	165,574	0,0007	н/д
		Pmax, МВт	20,131	21,683	23,45	н/д	н/д
16	ОАО «РЖД» (в том числе по договору с ООО	ЭП, млн кВт·ч	872,874	911,334	919,12	26,366	19,561
		Pmax, МВт	129,091	127,296	112,947	н/д	н/д

№	Наименование потребителя «Русэнергосбыт»)	Показатель	Годовой объем электропотребления				
17	ПАО СЕВЕРСТАЛЬ (основное производство на ОРЭ)	ЭП, млн кВт·ч	3083,26	2480,14	2580,52	3,553	н/д
		Pmax, МВт	277,152	305,520	312,006	н/д	н/д
18	ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)	ЭП, млн кВт·ч	работал за счет собствен ной генерац ии	8,023	12,162	11,068	7,639
		Pmax, МВт		4,628	2,216	8	8,3
19	ОАО «Русджам-Покровский» (договор с ПАО «Мосэнергосбыт»)	ЭП, млн кВт·ч	56,699	46,162	53,805	0,539	0,428
		Pmax, МВт	0,303	0,096	0,067	0,1	0,1

II–4. ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ И НАЛИЧИЕ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ КРУПНЫХ УЗЛОВ НАГРУЗКИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум нагрузки соответствует 2014 году и составляет 2025 МВт. С 2012 года до 2013 года происходило постепенное падение максимума нагрузки, в 2014 году был зафиксирован рост собственного максимума, однако в 2015 году собственный максимум снова снизился. 2016 год показал незначительное увеличение. После чего в 2017 году показал незначительное снижение.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Вологодской области за последние 5 лет представлена в таблице 8.

Таблица 8. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области за последние 5 лет

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Собственный максимум нагрузки, МВт	1950	2025	1944	1968	1917
Абсолютные прирост (снижение) максимума нагрузки, МВт	-32	75	-81	24	-51
Среднегодовые темпы прироста/ снижения, %	-1,61	3,85	-4,00	1,23	-2,59

II–5. ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РЕГИОНЕ, СТРУКТУРА ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ ОСНОВНЫМ ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ

На основании форм анализа статистических форм 1-ТЕП, 11-ТЭР, 6-ТП Вологдастат и данных баланса ТЭБ Вологодской области суммарный отпуск тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2016 год превысил 19 млн. Гкал.

Динамика изменения суммарного отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС, котельных и прочих установок области за 2013-2017 годы представлена в таблице 9 и рисунке 8.

Таблица 9. Динамика отпуска тепловой энергии на территории Вологодской области в период 2013-2017 гг., тыс. Гкал/год

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017 ¹
Отпуск тепловой энергии, всего, в том числе:	18 834,8	18 823,2	18 639,9	19 169,8	19 071,7
ТЭС, в том числе:	8 797,6	8 730,7	8 551,8	9 034,4	8 635,9
общего пользования	1 083,8	1 026,8	1 236,2	1 009,3	1 114,9
промышленных предприятий	7 713,8	7 703,9	7 315,6	8 025,2	7 520,9
Котельные	7 168,6	6 989,4	7 342,4	7 303,6	7 590,2
Прочие установки	2 868,6	3 103,1	2 745,7	2 831,8	2 845,7

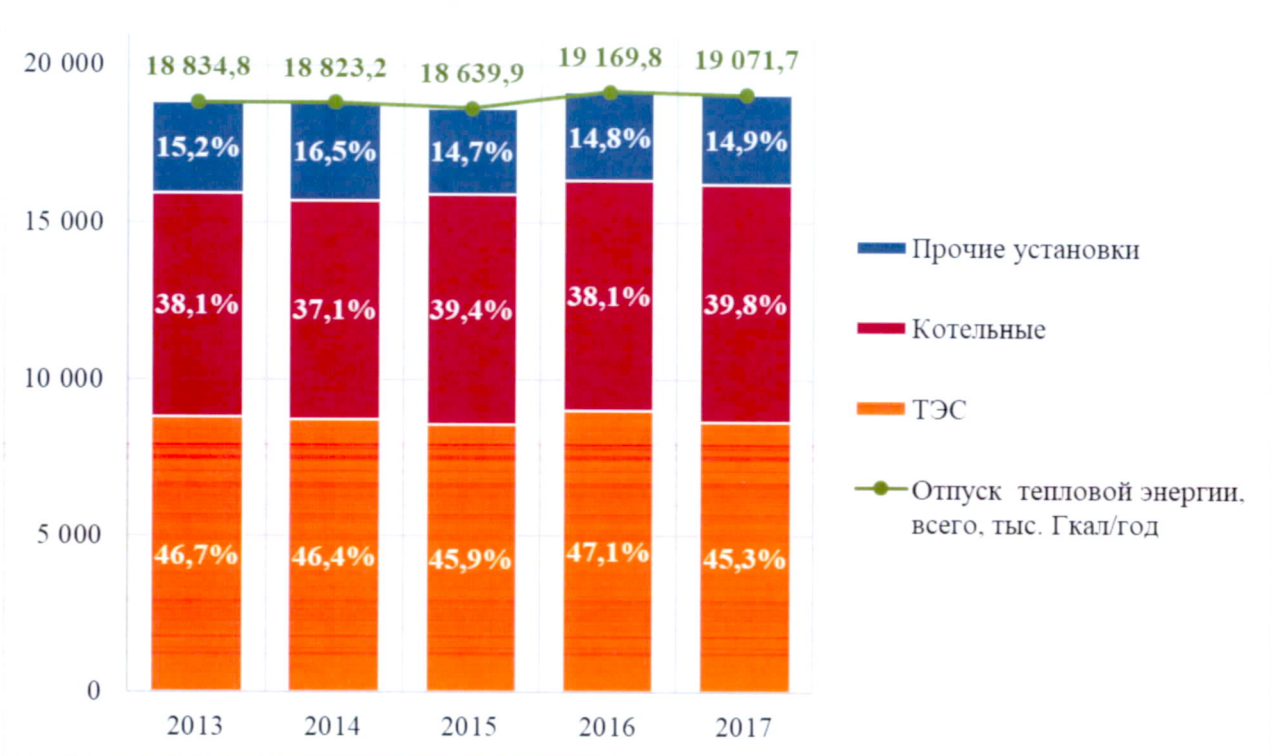


Рисунок 8. Динамика изменения отпуска тепловой энергии на территории Вологодской области в период 2013-2017 гг.

Структура отпуска тепла за рассматриваемый период не претерпела существенных изменений: доля отпуска тепла от ТЭС снизилась до 45,3 %, а от котельных возросла до 39,8 %.

Основная доля тепла, производимого на ТЭС, приходится на ТЭС промышленных предприятий — около 87,1 %.

Структура фактического потребления тепла по основным группам потребителей за 2013-2017 годы представлена в таблице 10 и на рисунке 9.

¹ — Ожидаемые (прогнозные) значения. Отчетные данные по выпуску тепловой энергии на территории Вологодской области будут представлены Вологдастатом в мае 2018 года.

Таблица 10. Структура потребления тепла основными группами потребителей Вологодской области за период 2013-2017 гг., тыс. Гкал/год

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017 ²
Отпуск тепловой энергии, всего, в том числе:	18 834,7	18 823,2	18 639,9	19 169,8	19 071,7
Потери в тепловых сетях	914,4	908,3	1 002,5	1 029,8	1 073,8
Потребление, в том числе:	17 920,3	17 914,9	17 637,4	18 140,0	17 997,8
Население	4 800,7	4 576,4	4 690,7	4 974,6	4 919,3
Бюджетные организации	1 195,5	1 256,6	1 025,7	1 123,6	1 038,5
Промышленность	11 178,3	11 323,7	11 321,6	11 417,4	11 489,1
Прочие организации	745,8	758,2	599,4	624,4	551,0

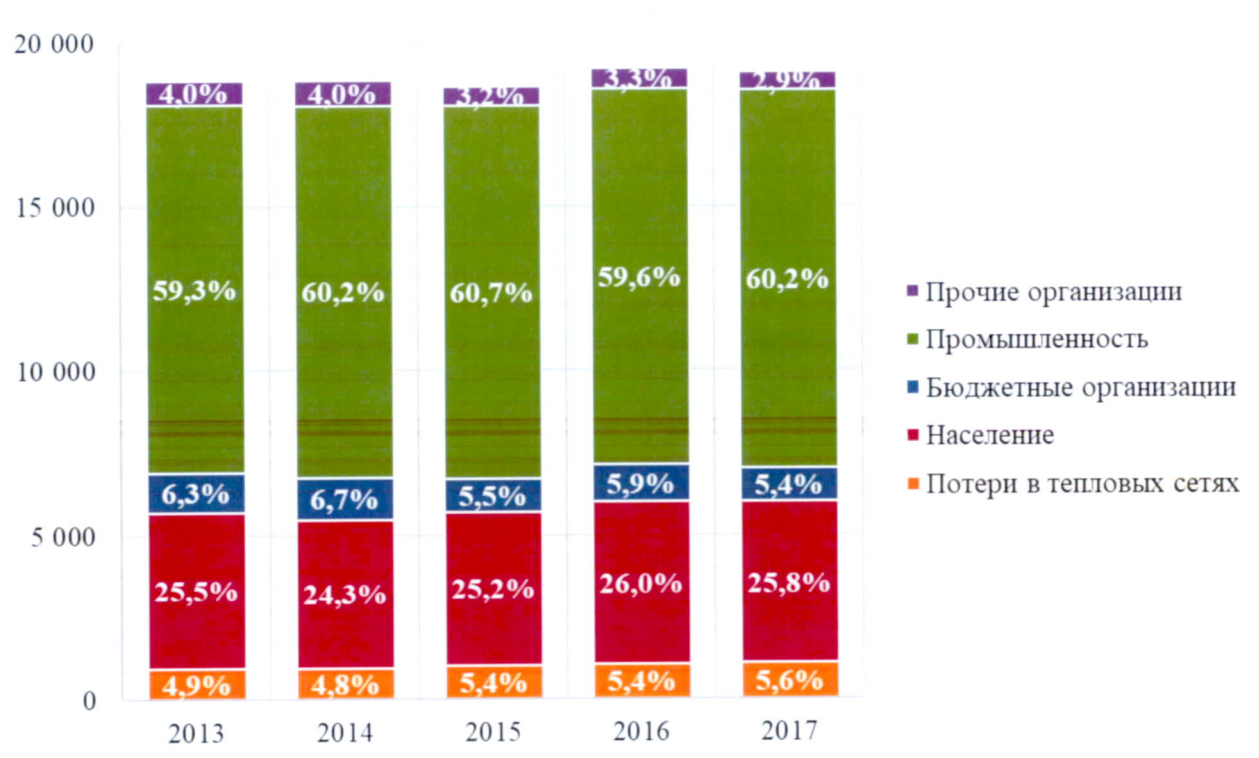


Рисунок 9. Структура фактического потребления тепла по основным видам потребителей Вологодской области за 2013-2017 гг.

Около 60,2 % суммарного потребления тепловой энергии приходится на промышленные предприятия, прежде всего, это Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь» (около 50 % от суммарного потребления промышленностью региона).

Доля потребления тепла населением и бюджетными организациями составляет 25,8 % и 5,4 % соответственно. Остальная часть потребления тепла приходится на потери в тепловых сетях (5,6 %) и прочие организации (2,9 %).

Доля потребления тепла бюджетными предприятиями в 2013-2017 годы незначительно снизилась, а потери в тепловых сетях возросли на 13,3 %.

² — Ожидаемые (прогнозные) значения. Отчетные данные по отпуску тепловой энергии на территории Вологодской области будут представлены Вологдастатом в мае 2018 года.

II–6. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ, ВКЛЮЧАЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ, С УКАЗАНИЕМ ИХ ПОТРЕБНОСТИ В ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ИСТОЧНИКОВ ЕЕ ПОКРЫТИЯ

К наиболее крупным потребителям тепловой энергии относятся промышленные предприятия: ООО «Сухонский КБК», ПАО «Сокольский ЦБК», ООО «ВБМ», ПАО «Северсталь», ОАО «Северсталь-метиз», АО «Апатит» (Череповец), системы централизованного теплоснабжения г. Вологды (МУП «Вологдагортеплосеть») и г. Череповца (ООО «Вологдагазпромэнерго»).

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Вологодской области представлен в таблице 11.

Таблица 11. Перечень основных крупных потребителей тепла Вологодской области с источников тепла по состоянию на 01.01.2018 г.

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
1	Череповецкий металлургический комбинат (ЧерМК) ПАО «Северсталь»	г. Череповец, ул. Мира, 30	чугун, сталь, прокат, лист и жесть с покрытием, трубы стальные, кокс, удобрения минеральные, бензол, пиломатериалы, электроэнергия, теплоэнергия, прокат холоднокатаный горячеоцинкованный в рулонах, пиломатериалы, орешек коксовый сухой, мелочь коксовая сухая, водород, аргон, азот, кислород, диоксид углерода (газ углекислый) и прочие соединения неметаллов неорганические кислородные, углеводороды циклические, масла и прочие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смолы; пек и кокс пековый, удобрения минеральные или химические, макадам (покрытие щебеночное дорожное); макадам гудронированный, известь, электроэнергия, тепловая энергия	2 ТЭЦ ПАО «Северсталь» (ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2)
2	ООО «ССМ — Тяжмаш»	г. Череповец, ул. Мира, 30	Сервисная компания дивизиона «Северсталь Российская сталь», входящего в состав горно-металлургической компании ПАО «Северсталь». Обеспечивает сервисное техническое обслуживание металлургического комплекса.	
3	ООО «Северсталь-Промсервис»	г. Череповец, ул. Строите-лей, 9	ремонт и изготовление энергооборудования; ремонт и изготовление электрооборудования; ремонт механического оборудования; изготовление и ремонт металлоконструкций; системы автоматизации; диагностика и геодезические работы; промышленное строительство, монтаж, пуско-наладка; комплексное сервисное обслуживание оборудования	
4	Череповецкий завод ОАО «Северсталь-Метиз»	г. Череповец, ул. 50-летия Октября, 1/33	прокат сортовой холоднотянутый, проволока стальная	
5	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец, ул. Северное шоссе, 75	кислота серная, удобрения минеральные, аммиак синтетический, удобрения минеральные, карбамид приллированный, электроэнергия, теплоэнергия.	ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец»
6	ЗАО «Череповецкий фанерно-мебельный комбинат» (ЗАО «ЧФМК»)	г. Череповец, ул. Проезжая, 4	фанера клееная, плиты древесностружечные, пиломатериалы, теплоэнергия	Котельная
7	ХК «Череповец лес»	г. Череповец, ул. Ленина, 80	заготовка круглых лесоматериалов; производство хвойных и лиственных пиломатериалов	Котельная
8	ООО «Стальэмаль»	г. Череповец, ул. Окружная д.9	изделия столовые, кухонные и бытовые и их части из черных металлов, меди или алюминия	Котельная
9	ООО «Вологда газпром энерго»	г. Череповец, ул. Пролетарская, 59	тепловая энергия	Котельные и тепловые сети взяты в аренду у МУП «Теплоэнергия»

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
10	ЗАО «Вологодский подшипниковый завод» (ЗАО «ВПЗ»)	г. Вологда, Окружное шоссе, 13	подшипники качения	Котельная
11	ХК «Вологодские лесопромышленности»	г. Вологда, Благовещенская, 47	деловая древесина, пиломатериалы	Котельная
12	АО «Вологодский оптико-механический завод» (АО «ВОМЗ»)	г. Вологда, ул. Мальцева, 54	Участствует в выполнении межзаводских договоров по гособоронзаказу и межправительственных контрактов	Котельная, Мини-ТЭЦ АО «ВОМЗ»
13	ЗАО «Вологодский хлебокомбинат»	г. Вологда, ул. Самойло, 20	Культуры зерновые для завтрака и прочие продукты из зерновых культур, кондитерские изделия, хлеб и хлебобулочные изделия, какао, шоколад и изделия кондитерские сахаристые, макаронные изделия, воды минеральные, тепловая энергия	Котельная
14	ООО «Вологодское мороженое»	г. Вологда, ул. Клубова д.87	мороженое и десерты замороженные прочие	Котельная
15	ГЭП «Вологда-облкомунэнерго»	г. Вологда, ул. Горького, д. 99	электроэнергия, тепловая энергия	Котельные, Красавинская ГТ ТЭЦ
16	МУП «Вологдагортеплосеть»	г. Вологда, ул. Яшина, 8-А	тепловая энергия	Собственные и ведомственные котельные, Вологодская ТЭЦ
17	ООО «Вологодская бумажная мануфактура» (ООО «ВБМ») — ЗАО «Инвестлеспром»	г. Сокол, Советский просп., 8	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура»
18	ЗАО «Инвестлеспром» (ПАО «Сокольский ЦБК»)	г. Сокол, ул. Фабричная	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	
19	ООО «Сухонский КБК»	г. Сокол, ул.Советская д.129	плиты древесноволокнистые из древесины или других одревесневших материалов, бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК»

II–7. СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ИНФОРМАЦИИ ПО ВВОДАМ, ДЕМОНТАЖАМ И ДРУГИМ ДЕЙСТВИЯМ С ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ В ПОСЛЕДНЕМ ГОДУ

По состоянию на 12 марта 2018 года суммарная установленная мощность электростанций Вологодской области составляет 2002,18 МВт. При этом на долю тепловых электростанций (ТЭС) приходится 98,7 % установленной мощности (1975,9 МВт), а на долю ГЭС, соответственно, 1,3 % (26,28 МВт).

Структура установленной электрической мощности станций на территории Вологодской области в разрезе электростанций, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с оборудованием станций в последнем отчетном году, приведена в таблице 12.

Таблица 12. Структура установленной электрической мощности станций в разрезе энергетических компаний., МВт

Наименование электростанции	Генерирующая компания	2018 г.				
		Вводы	Демонтаж	Перемаркировка	Установленная мощность	% от общего объема
Череповецкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			+16,4	1068	53,4
Вологодская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»			-4	132,1	6,6
ТЭЦ ПВС	ПАО «Северсталь»			+25 МВт	311	15,5
ТЭЦ ЭВС-2	ПАО «Северсталь»				160	8,00
ГУБТ	ПАО «Северсталь»				45	2,2
УЭС ТСЦ	ПАО «Северсталь»				16	0,8
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	Нюксенское ЛПУ МГ — филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта»				7,5	0,4
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	Юбилейное ЛПУ МГ — филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта»				7,5	0,4
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»				102	5,10
ГТЭС ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»	25			57	2,8
Красавинская ГТ ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»				63,8	3,2
ПМТЭЦ «Белый ручей»	АО «ТЭЦ «Белый ручей»				6	0,3
ШГЭС	Филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»				24	1,2
Вытегорская ГЭС	Филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»				2,28	0,1
ИТОГО:		25		12,4	2002,18	100

Таблица 13. Перечень вводов мощности на электростанциях за отчетный год
(по состоянию на 12.03.2018 г.)

Наименование электростанции	Номер блока	Тип оборудования (турбины)	Вид топлива	Установленная мощность блока	
				МВт	Гкал/ч
ГТЭС ФосАгро-Череповец	ТГ-2	С9-R9-RL	-	25	63,7

Таблица 14. Перечень энергоблоков, на которых в отчетном году (2017-2018 г.) была изменена мощность

Наименование электростанции	Номер блока	Тип оборудования	Вид топлива	Старая мощность блока, МВт	Новая мощность блока, МВт
Вологодская ТЭЦ	ТГ ст.№3	P-6-3,4/0,5M	природный газ	10	6
Череповецкая ГРЭС	ТГ ст.№4	ГТ: SGT5-4000F; ПТ: SST5-3000	природный газ	421,6	438
ТЭЦ ПВС Северсталь	ТГ ст.№4	С10-R 12-E	природный газ	25	50

Структура установленной мощности по типам генерирующих мощностей представлена в таблице 15.

Таблица 15. Структура установленной мощности на территории Вологодской области

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО, в т. ч.:	2002,18	100
АЭС	-	-
ТЭС, в т. ч.:	1975,9	98,35
КЭС	1068	53,63
из них ПГУ	438	21,5
ТЭЦ	892,9 ³	45,03
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	165,9	8,46
ГТУ (ГТЭС) ⁴	15	
ГЭС	24	1,22
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ), в том числе:	2,28	0,12
Ветровые ЭС		
Мини ГЭС	2,28 ⁵	0,12
Гео ТЭС		
Солнечные ЭС		
Прочие		

Следует отметить, что в таблице 15 не рассматриваются объекты генерации электрической энергии, находящиеся на территории Вологодской области, которые используются собственниками только в целях производства электроэнергии для

³ — Учтен ввод в работу ТГ-2 на ГТЭС Фосагро-Череповец.

⁴ — Включены ГТЭС 2,5 производства НПО «Сатурн — Рыбинские моторы», установленных на ЭСН КС-15 и ЭСН КС-16.

⁵ — Учтена установленная мощность ГЭС № 31 и № 32 в г. Вытегра.

собственных нужд и, соответственно, не учитываются АО «СО ЕЭС» в балансах электрической энергии и мощности. К таким объектам относятся следующие источники, расположенные на промышленных предприятиях области:

- ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура» — 24 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Вологодский ОМЗ» — 5,3 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК Новатор» — 3 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция» — 2,1 МВт;
- ТЭЦ ООО «Харовсклеспром» — 0,75 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК» — 24 МВт.

II–8. ПЕРЕЧЕНЬ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 5 МВт (В ТОМ ЧИСЛЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ)

В таблице 16 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций (включая блок-станции) мощностью более 5 МВт в разрезе энергетических компаний Вологодской области с выделением информации о типе установленного генерирующего оборудования.

Таблица 16. Состав оборудования электростанций Вологодской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
ПАО «ОГК-2»	ЧЕРЕПОВЕЦКАЯ ГРЭС	
	К-200-130-3	210
	К-200-130-3	210
	К-210-130-3	210
	SGT5-4000F, SST5-3000	438
	Всего по станции	1068
ПАО «ТГК-2»	ВОЛОГОДСКАЯ ТЭЦ	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-3,4/1,0	12
	Р 6 3,4/0,5М	6
	PG6111FA	77
	Т 28/35-8.8/0.1	25,1
	Всего по станции	132,1
ГЭП «Вологдаоблкомунэнерго»	КРАСАВИНСКАЯ ГТ ТЭЦ	
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	SIEMENS SST-300	20,6
	Всего по станции	63,8
ПАО «Северсталь»	ТЭЦ ГУБТ	
	ГУБТ-8	8
	ГУБТ-12	12
	ГУБТ-25	25
	Всего по станции	45
	ТЭЦ ПВС	
	Р-6-2	6
	ПТ-25-3	25
	ПТ-30-90-10	30

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт	
	C10-R12-E	50	
	ПТ-60-90/13	50	
	T-60-130	50	
	T-100-130	100	
	Всего по станции	311	
	ТЭЦ ЭВС-2		
	ПТ-80-130/13	80	
	ПТ-80-130/13	80	
	Всего по станции	160	
	УЭС ТСЦ		
	P 4-35/15M	4	
	ПТ-12-35/10/4	12	
	Всего по станции	16	
АО «Апатит»	ТЭЦ ФОСАГРО-ЧЕРЕПОВЕЦ		
	ПТ-12-35/10M	12	
	ПТ-12-35/10M	12	
	P-12-35/5M	12	
	P-12-35/5M	12	
	ПТ-12/13-3,4/1,0	12	
	ПТ-30/35-3,4/1,0	30	
	ПТ-12-3,4/0,6	12	
	Всего по станции	102	
	ГТЭС ФОСАГРО-ЧЕРЕПОВЕЦ		
	LM 2500+G4	32	
	C9-R9-RL	25	
	Всего по станции	57	
ШРГСис — филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»	ШЕКСНИНСКАЯ ГЭС		
	ПЛ 20/548-ГК-550	6	
	ПЛ 20/548-ГК-550	6	
	ПЛ 548-ГК-550	6	
	ПЛ 548-ГК-550	6	
Всего по станции	24		
АО «ТЭЦ «Белый ручей»	ТЭЦ «БЕЛЫЙ РУЧЕЙ»		
	П-6-3,4/0,5-1	6	
Всего по станции	6		
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	ЭСН КС-15 НЮКСЕНСКОГО ЛПУ МГ		
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
Всего по станции	7,5		
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	ЭСН КС-16 ЮБИЛЕЙНОГО ЛПУ МГ		
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5	
Всего по станции	7,5		

II–9. СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ

В 2017 году по данным собственников энергетического оборудования было произведено 8403,6 млн кВт·ч электроэнергии. Производство электроэнергии

станциями Вологодской области покрывает примерно 70,9 % потребности региона в электроэнергии.

Таблица 17. Структура выработки электроэнергии в 2017 году на территории Вологодской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Структура, %
Череповецкая ГРЭС	2814,4	33,5
Вологодская ТЭЦ	806,7	9,5
Красавинская ГТ ТЭЦ	297,6	3,5
Шекснинская ГЭС	н/д	
Вытегорская ГЭС	н/д	
ТЭЦ ПВС ПАО «Северсталь»	2623,5	31,2
ТЭЦ ЭВС-2 ПАО «Северсталь»	1509,4	18
ГУБТ ПАО «Северсталь»	191,7	2,28
УЭС ТСЦ ПАО «Северсталь»	116,983	1,39
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	н/д	
ГТЭС ФосАгро-Череповец	н/д	
ПМТЭЦ «Белый ручей»	43,4	0,51
ЭСН КС-15 Ньюсенского ЛПУ МГ	н/д	
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	н/д	
ВСЕГО, в т. ч.:	8403,6	100
АЭС	0	0
ТЭС, в т. ч.:	8403,6	100
КЭС	2814,4	33,5
ТЭЦ	5589,2	66,5
ГЭС	н/д	
НВИЭ, в т. ч.:	н/д	
Мини ГЭС	н/д	

II–10. СОСТАВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (А ТАКЖЕ БЛОК-СТАНЦИЙ) С ГРУППИРОВКОЙ ПО ПРИНАДЛЕЖНОСТИ К СОБСТВЕННИКАМ С ПОИМЕННЫМ ПЕРЕЧНЕМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 5 МВт

В таблице 18 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций в разрезе энергетических компаний Вологодской области с выделением информации о типе установленного генерирующего оборудования.

Таблица 18. Состав оборудования электростанций Вологодской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
ПАО «ОГК-2»	ЧЕРЕПОВЕЦКАЯ ГРЭС	
	К-200-130-3	210
	К-200-130-3	210
	К-210-130-3	210
	SGT5-4000F, SST5-3000	438
	Всего по станции	1068
ПАО «ТГК-2»	ВОЛОГОДСКАЯ ТЭЦ	

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-3,4/1,0	12
	Р-12-35/5М	6
	РG6111FA	77
	Т 28/35-8.8/0.1	25,1
	Всего по станции	132,1
ГЭП «Вологдаоблкомунэнерго»	КРАСАВИНСКАЯ ГТ ТЭЦ	
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	SIEMENS SST-300	20,6
	Всего по станции	63,8
ПАО «Северсталь»	ТЭЦ ГУБТ	
	ГУБТ-8	8
	ГУБТ-12	12
	ГУБТ-25	25
	Всего по станции	45
	ТЭЦ ПВС	
	Р-6-2	6
	ПТ-25-3	25
	ПТ-30-90-10	30
	С10-Р12-Е	50
	ПТ-60-90/13	50
	Т-60-130	50
	Т-100-130	100
	Всего по станции	311
	ТЭЦ ЭВС-2	
	ПТ-80-130/13	80
	ПТ-80-130/13	80
	Всего по станции	160
	УЭС ТСЦ	
	Р 4-35/15М	4
	ПТ-12-35/10/4	12
	Всего по станции	16
АО «Апатит» (Череповец)	ТЭЦ ФОСАГРО-ЧЕРЕПОВЕЦ	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-35/10М	12
	Р-12-35/5М	12
	Р-12-35/5М	12
	ПТ-12/13-3,4/1,0	12
	ПТ-30/35-3,4/1,0	30
	ПТ-12-3,4/0,6	12
	Всего по станции	102
	ГТЭС ФОСАГРО-ЧЕРЕПОВЕЦ	
	LM 2500+G4	32
	С9-Р9-RL	25
Всего по станции	57	
ШРГСис — филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»	ШЕКСНИНСКАЯ ГЭС	
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	Всего по станции	24
ОАО «ПМ-ТЭЦ «Белый ручей»	ТЭЦ «БЕЛЫЙ РУЧЕЙ»	
	П-6-3,4/0,5-1	6

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
	Всего по станции	6
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	ЭСН КС-15 НЮКСЕНСКОГО ЛПУ МГ	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	7,5
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	ЭСН КС-16 ЮБИЛЕЙНОГО ЛПУ МГ	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	7,5

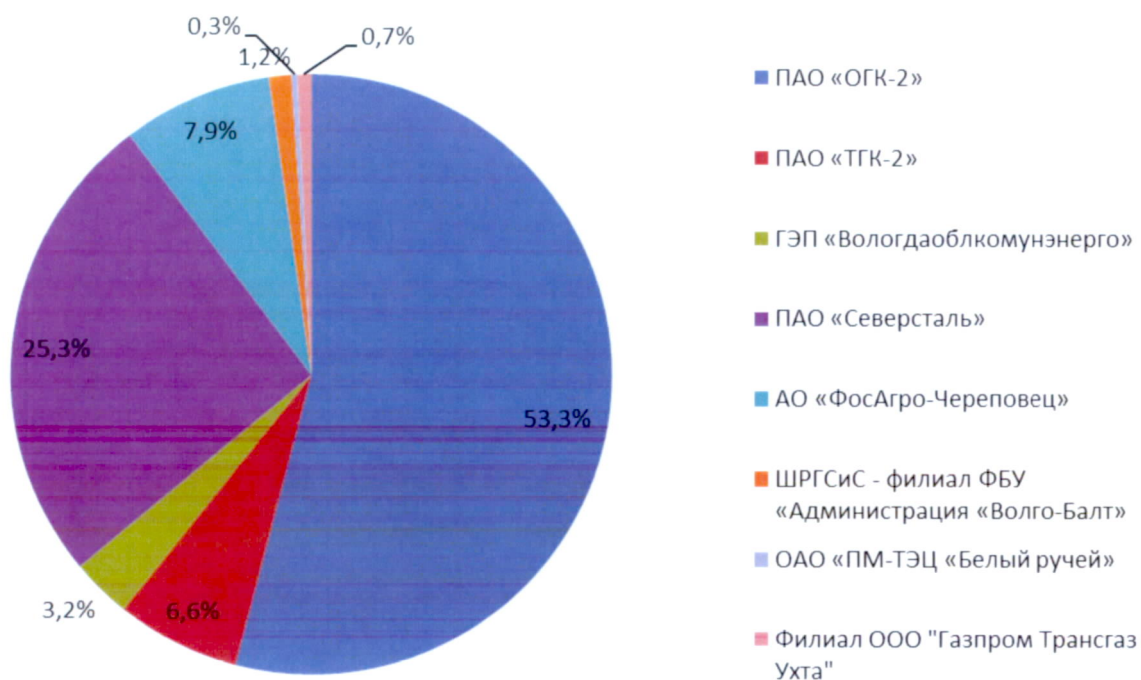


Рисунок 10. Структура установленной мощности по видам собственности

Как видно из приведенных данных, наиболее крупной по величине установленной мощности генерирующей компанией Вологодской энергосистемы является ПАО «ОГК-2», осуществляющая эксплуатацию Череповецкой ГРЭС, установленная мощность которой составляет 1068 МВт или 53,3 % от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников, расположенных на территории области.

В производственные активы второй по величине установленной электрической мощности компании области — ПАО «Северсталь» — входят 4 объекта осуществляющих выработку электрической энергии: ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2, ГУБТ и УЭС ТСЦ, суммарная электрическая мощность которых составляет 532 МВт (или 26,6 % от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников).

II–11. ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ

Баланс электрической мощности

Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС Вологодской энергосистемы, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.

Балансы мощности Вологодской энергосистемы на час прохождения совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки за период 2013-2017 гг. представлены в таблице 19 и на рисунке 11.

Таблица 19. Баланс мощности энергосистемы на максимум нагрузки за 2013-2017 гг., МВт

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки	1916	1954	1893	1926	1892
Собственный максимум нагрузки ЭС	1950	2025	1944	1968	1916
Установленная мощность на конец года	1400,8	1932,28	1932,28	1939,78	1985,78
Генерация:	-	-	-	-	-
на час совмещенного максимума	1082	1320	1122	1452	1515
на час собственного максимума	946	1285	1225	1659	1239
Фактический резерв мощности на час совмещенного максимума	217	12,0	53	436	335
То же, в % от совмещенного максимума	11,33	0,62	2,77	22,6	17,7
Сальдо перетоков:	-	-	-	-	-
на час совмещенного максимума	834	634	771	474	377
на час собственного максимума	1004	740	719	309	677

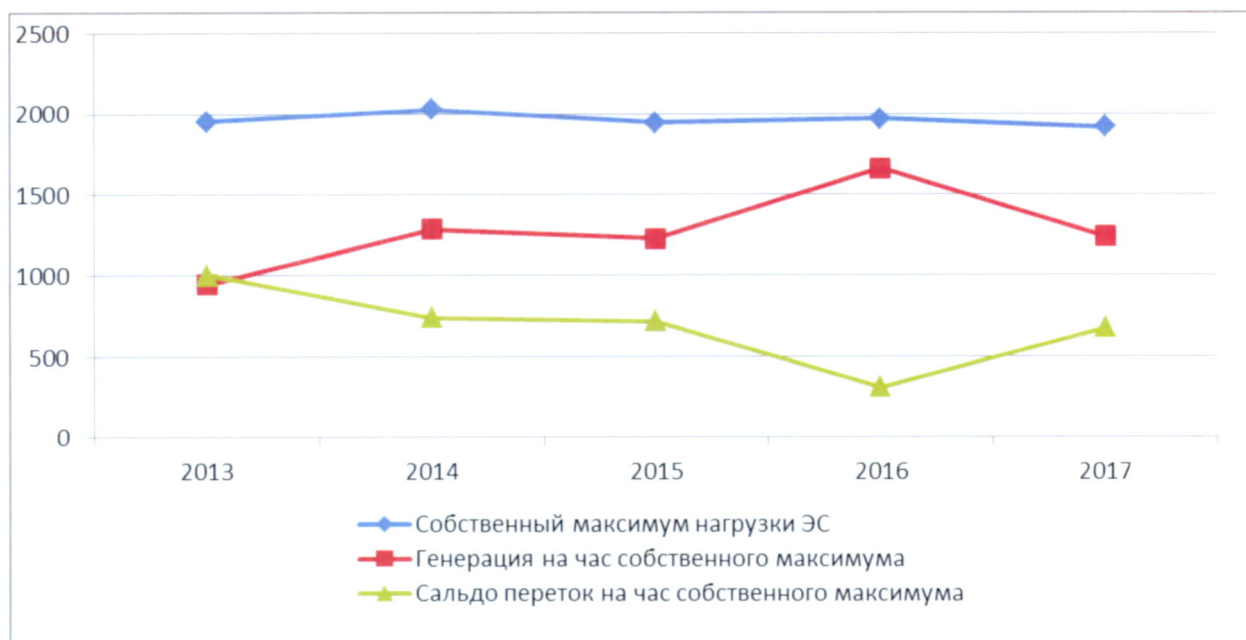


Рисунок 11. Балансы мощности Вологодской ЭС за 2013-2017 гг.

Баланс мощности Вологодской энергосистемы в отчетный период 2013-2017 гг. складывался дефицитно. В 2013 году дефицит мощности составил 1004 МВт. В 2017

году дефицит мощности снизился и составил 677 МВт. Такая динамика дефицита обусловлена изменением собственного максимума нагрузки Вологодской энергосистемы и увеличением генерации.

Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки Вологодской области в 2017 году составил 1892 МВт, что составляло около 5,2 % от общего потребления ОЭС Центра. Величина собственного максимума нагрузки энергосистемы в 2017 году составила 1916 МВт, снизилась на 2,71 % по сравнению со значением предыдущего отчетного периода.

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности Вологодской ЭС составляет 35,3 % от собственного максимума нагрузки. Оставшаяся часть нагрузки покрывалась за счет перетоков мощности из соседних энергосистем.

Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии Вологодской энергосистемы за 2013-2017 годы представлен в таблице 20 и на рисунке 12.

Таблица 20. Баланс электроэнергии Вологодской ЭС за 2013-2017 гг., млн.кВт·ч

Год	2013	2014	2015	2016	2017
Электропотребление	13 422,70	13 531,53	13 611,25	13 555,95	13639,99
Производство электроэнергии	7 883,34	9 115,24	10640,67	11490,63	9666,472
Дефицит (-)	-5 539,36	-4 416,30	-2 970,58	-2 065,32	-3973,52

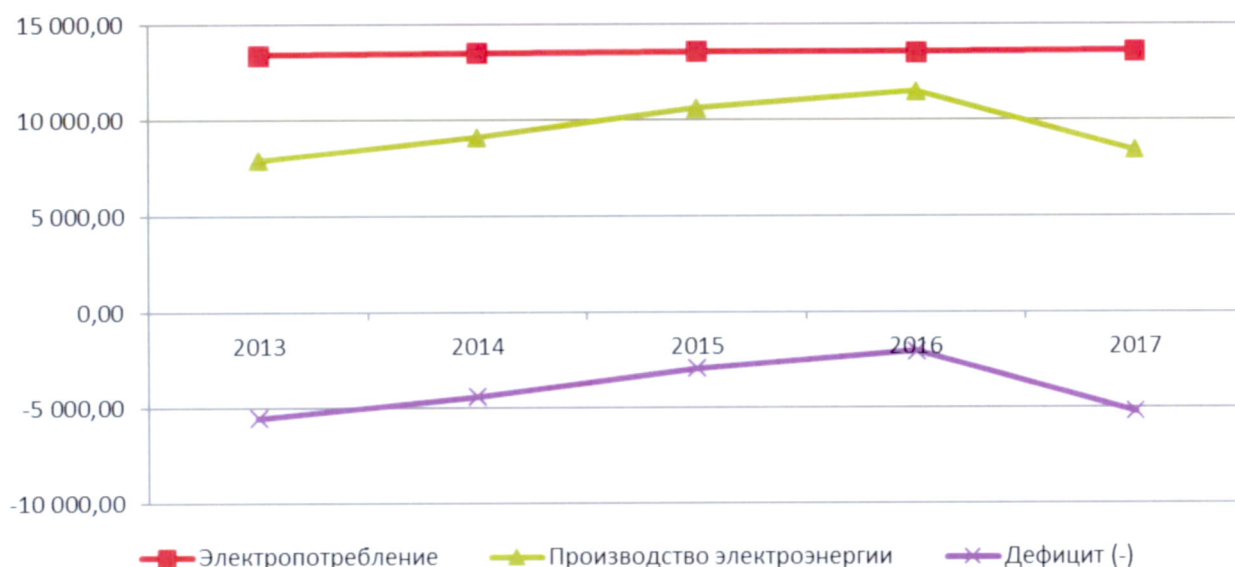


Рисунок 12. Баланс электроэнергии Вологодской ЭС за 2013-2017 гг.

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период Вологодская энергосистема являлась дефицитной. В период 2013-2017 гг. дефицит электроэнергии Вологодской энергосистемы находился в диапазоне 2065,32-5539,3 млн кВт·ч и покрывался перетоками электроэнергии из смежных энергосистем ОЭС Центра.

II–12. ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГО- И ЭЛЕКТРОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА ПЯТЬ ЛЕТ

К основным показателям энергоэффективности относятся:

- Энергоемкость ВРП (т у. т./млн руб.) — отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП.
- Электроемкость ВРП (тыс. кВт·ч/млн руб.) — отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году.
- Потребление электрической энергии на душу населения (тыс. кВт·ч/чел.) — показатель, характеризующий уровень валового потребления электроэнергии населением в определенном году.

На основании ответа Федеральной Службы Государственной Статистики по Вологодской области (Вологдастат) от 20.10.2017 № МС-38-05/1136-ДР «О предоставлении информации» информация по актуализации информации данного раздела будет возможна не ранее марта 2018 года.

В работе рассмотрен период 2011-2015 гг. по причине отсутствия статистической информации о величине и структуре валового регионального продукта за период 2016-2017 гг. на момент выполнения работы.

Динамика показателей, характеризующих эффективность энергопотребления в Вологодской области, приведена в таблице 21.

В подразделе по субъекту Российской Федерации приводится информация по энергоемкости ВРП, электроемкости ВРП, потреблению электроэнергии на душу населения, электровооруженности труда в экономике.

Таблица 21. Основные показатели энергоэффективности Вологодской области

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015
Энергоемкость ВРП, кг у. т./тыс. руб.	52,24	52,63	55,21	50,20	49,76
Электроемкость ВРП, кВт ч/тыс. руб.	43,91	45,28	47,01	42,96	44,15
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел. в год	0,86	0,87	0,79	0,81	0,92

Как можно видеть из приведенной таблицы, с 2011 года изменения энергоемкости ВРП и электроемкости ВРП происходили как в большую, так и в меньшую сторону.

II–13. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА РЕГИОНА 110 КВ И ВЫШЕ, ВКЛЮЧАЯ ПЕРЕЧЕНЬ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЛЭП И ПОДСТАНЦИЙ, КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ КОТОРЫХ РАВЕН ИЛИ ПРЕВЫШАЕТ 110 КВ С УКАЗАНИЕМ СВОДНЫХ ДАННЫХ ПО НИМ

Централизованное электроснабжение потребителей Вологодской области, входящей в Северо-Западный федеральный округ, осуществляет Вологодская энергосистема в составе ОЭС Центра.

Эксплуатацией электрических сетей 220-750 кВ в области занимается Вологодское предприятие магистральных электрических сетей, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС.

Транспортировка электроэнергии по территории области осуществляется по сетям, в подавляющем большинстве принадлежащим филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго». Эксплуатацию электросетевого хозяйства осуществляют 5 производственных отделений филиала:

Вологодские электрические сети — Вологодский, Грязовецкий, Сокольский, Сямженский, Междуреченский, Харовский, Усть-Кубенский, Вожегодский районы (РЭС);

Череповецкие электрические сети — Череповецкий, Устюженский, Шекснинский, Чагодощенский, Кадуйский, Бабаевский районы (РЭС);

Кирилловские электрические сети — Кирилловский, Белозерский, Вашкинский, Вытегорский районы (РЭС);

Великоустюгские электрические сети — Великоустюгский, Никольский, К-Городецкий, Нюксенский районы (РЭС);

Тотемские электрические сети — Тотемский, Верховажский, Тарногский, Бабушкинский районы (РЭС).

На территории области находится 89 понизительных подстанций напряжением 110 кВ принадлежащих филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», и 27 понизительных подстанций напряжением 110 кВ, собственниками которых являются другие территориальные сетевые организации и потребители.

В покупке электроэнергии с оптового рынка на территории области участвуют:

- ПАО «Вологдаэнергосбыт»;
- ОАО «Межрегионэнергосбыт»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «ЭлТА»;
- ООО «Русэнергосбыт».

Вологодская энергосистема имеет электрические связи с Тверской, Костромской и Ярославской энергосистемами ОЭС Центра, Ленинградской, Новгородской, Архангельской и Карельской энергосистемами ОЭС Северо-Запада и Кировской энергосистемой ОЭС Урала.

Основная часть электроэнергии, поступающая из-за пределов области, передается по двум ЛЭП 500 кВ «Костромская АЭС — Вологодская» и «Конаковская ГРЭС — Череповецкая» и ЛЭП 750 кВ «Калининская АЭС — Белозерская».

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем Костромской, Ярославской, Ленинградской областей.

Электрические связи 110 кВ и выше с Ярославской, Костромской, Тверской, Кировской, Карельской, Архангельской и Ленинградской энергосистемами.

В числе показателей электросетевого хозяйства приводится сводная информация по протяженности электрических сетей и трансформаторной мощности на территории Вологодской области в соответствии с таблицей 22.

Таблица 22. Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения на конец отчетного периода

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
750 кВ	131,94	2502
500 кВ	362,32	2505
330 кВ	-	-
220 кВ	1304,09	6529
110 кВ	3962,74	4544,1

Основными центрами питания распределительной сети 110 кВ кроме электростанций энергосистемы являются подстанции с высшим напряжением 220-750 кВ:

ПС 750 кВ Белозерская,
 ПС 500 кВ Череповецкая,
 ПС 500 кВ Вологодская,
 ПС 220 кВ Вологда-Южная,
 ПС 220 кВ Сокол,
 ПС 220 кВ Ростилово,
 ПС 220 кВ РПП-1,
 ПС 220 кВ Зашекснинская,
 ПС 220 кВ ГПП-1,
 ПС 220 кВ Первомайская.

Характеристика и возрастная структура трансформаторов ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодского ПМЭС приведена в таблице 23.

В таблицах 23-28 цветом выделен срок службы трансформаторов и автотрансформаторов 110-750 кВ, которые необходимо заменить по условиям сверхнормативного срока службы оборудования.

*Таблица 23. Характеристика и возрастная структура трансформаторов ПС
Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодского ПМЭС*

№	Название ПС	Диспетчерское наименование тр.	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Тип	Год ввода	Год последнего капитального ремонта	Техническое состояние	Срок службы, год		
									2019	2021	2023
1	ПС 750 кВ Белозерская	АТ-1	750	3×417	АОДЦТ	2011	не проводился	Рабочее	8	10	12
		АТ-2	750	3×417	АОДЦТ	2004	не проводился	Рабочее	15	17	19
		АТ-3	500	3×167	АОДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	8	10	12
2	ПС 500 кВ Вологодская	АТ-1	500	3×167	АОДЦТН	1983	не проводился	Рабочее	36	38	40
		АТ-2	500	3×167	АОДЦТН	1986	не проводился	Рабочее	33	35	37
3	ПС 500 кВ Череповецкая	АТ-1	500	3×167	АОДЦТН	1972	1994	Ухудшенное	47	49	51
		АТ-2	500	3×167	АОДЦТН	1975	1997	Ухудшенное	44	46	48
4	ПС 220 кВ Вологда-Южная	АТ-1	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
		АТ-2	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
		АТ-3	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
		АТ-4	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
		Т-5	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
		Т-6	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	6	8	10
5	ПС 220 кВ Зашекснинская	АТ-1	220	63	АТДЦТН	1985	2010	Рабочее	34	36	38
		АТ-2	220	63	АТДЦТН	1987	не проводился	Рабочее	32	34	36
6	ПС 220 кВ Первомайская	Т-1	220	40	ТРДНС	1991	не проводился	Рабочее	28	30	32
		Т-2	220	40	ТРДНС	2002	не проводился	Рабочее	17	19	21
7	ПС 220 кВ Ростилово	АТ-1	220	125	АТДЦТН	1971	2010	Неудовлетв.	48	50	52
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1971	1998	Ухудшенное	48	50	52
8	ПС 220 кВ РПП-1	АТ-2	220	200	АТДЦТН	2015	не проводился	Рабочее	4	6	8
		АТ-3	220	200	АТДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	8	10	12
		Т-4	110	10	ТДН	1969	не проводился	Ухудшенное	50	52	54
		Т-5	110	16	ТДН	2014	не проводился	Рабочее	5	7	9
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	220	125	АТДЦТН	1980	не проводился	Рабочее	39	41	43
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1987	2009	Рабочее	32	34	36
		Т-3	110	16	ТДТНГ	1962	не проводился	Ухудшенное	57	59	61
		Т-4	110	16	ТДТН	1966	не проводился	Ухудшенное	53	55	57

Таблица 24. Техническое состояние и возрастная структура абонентских подстанции 220 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2019	2021	2023

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
ОАО «РЖД»								
1	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	220	2×63	2×АТ	1987	32	34	36
		110	2×40	2×Т	1987	32	34	36
2	ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	220	2×63	2×АТ	1987	32	34	36
3	ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	220	2×40	2×Т	1987	32	34	36
4	ПС 220 кВ Октябрьская	220	125	АТ	2001	18	20	22
ПАО «СЕВЕРСТАЛЬ»								
5	ПС 220 кВ ГПП-1	220	2×125	2×АТ	2013	6	8	10
		110	2×63	2×Т	1979	40	42	44
6	ПС 220 кВ ГПП-3	220	100	Т1				
			100	Т2				
			160	Т5				
			63	Т6				
			63	Т7				
			160	Т8				
		110	63	Т3	2010	9	11	13
			63	Т4	2010	9	11	13
7	ПС 220 кВ ГПП-3А	220	2×63	2×Т	1979	40	42	44
8	ПС 220 кВ ГПП-6	220	2×32	2×Т	2000	19	21	23
9	ПС 220 кВ ГПП-7	220	2×100	2×Т	1992	27	29	31
10	ПС 220 кВ ГПП-7А	220	2×63	2×Т	1992	27	29	31
11	ПС 220 кВ ГПП-7Б	220	2×63	2×Т	2007	12	14	16
12	ПС 220 кВ ГПП-11	220	5×63	5×Т	1980	39	41	43
13	ПС 220 кВ ГПП-12	220	2×63	2×Т	1971	48	50	52
			100	Т	1983	36	38	40
14	ПС 220 кВ ГПП-14	220	3×100	3×Т	2005	14	16	18
АО «АПАТИТ»								
15	ПС 220 кВ ГПП-5	220	3×63	3×Т	1971 (Т1)	48	50	52
					2010 (Т2,Т3)	9	11	13
16	ПС 220 кВ ГПП-5А	220	1×63	2×Т	2016	3	5	7
			1×63		2017	2	4	6
17	ПС 220 кВ ГПП-1	220	2×63	2×Т	1973	46	48	50
18	ПС 220 кВ ГПП-3	220	2×63	2×Т	1987	32	34	36
ООО «ЭЛИС»								
19	ПС 220 кВ ГПП-2	220	2×63	2×Т	2005	14	16	18

Таблица 25. Техническое состояние и возрастная структура основного оборудования ПС 110 кВ

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2019	2021	2023
ЧЭС										
1	ПС 110 кВ Искра	110/10	T-1	TOTRc	40	2011	хорошее	8	10	12
		110/10	T-2	TOTRc	40	2011	хорошее	8	10	12
2	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	T-1	ТРДН	40	2007	хорошее	12	14	16
		110/10	T-2	ТРДН	40	2007	хорошее	12	14	16
3	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	T-1	ТДН	10	2008	хорошее	11	13	15
		110/10	T-2	ТДН	10	2008	хорошее	11	13	15
4	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	T-1	ТМН	2,5	2003	хорошее	16	18	20
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1990	хорошее	29	31	33
5	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1995	удовлетв.	24	26	28
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	1981	удовлетв.	38	40	42
6	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1992	удовлетв.	27	29	31
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1993	удовлетв.	26	28	30
7	ПС 110 кВ Желябово	110/10	T-1	ТМН	2,5	1970	треб. замена	49	51	53
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1997	треб. замена	22	24	26
8	ПС 110 кВ Загородная	110/10	T-1	ТДН	10	1976	удовлетв.	43	45	47
		110/10	T-2	ТДН	10	1982	удовлетв.	37	39	41
9	ПС 110 кВ Заполье	110/10	T-1	ТМН	2,5	1987	удовлетв.	32	34	36
10	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2005	удовлетв.	14	16	18
11	ПС 110 кВ Енюково	110/10	T-1	ТМН	6,3	1977	удовлетв.	42	44	46
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1977	удовлетв.	42	44	46
12	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	2007	удовлетв.	12	14	16
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1993	удовлетв.	26	28	30
13	ПС 110 кВ Климовское	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1979	удовлетв.	40	42	44
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2005	удовлетв.	14	16	18
14	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	T-2	ТДТН	10	2002	удовлетв.	17	19	21
		110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1969	удовлетв.	50	52	54
15	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1982	удовлетв.	37	39	41
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1980	удовлетв.	39	41	43
16	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1976	удовлетв.	43	45	47
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1976	удовлетв.	43	45	47
17	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1977	удовлетв.	42	44	46
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1981	удовлетв.	38	40	42
18	ПС 110 кВ Петрино	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1980	удовлетв.	39	41	43

№	Диспетчерское наименование	Класс	Диспетчерское	Тип тр-	Ном.	Год ввода в	Техническое	Срок службы, год		
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	удовлетв.	39	41	43
19	ПС 110 кВ Покровское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1986	удовлетв.	33	35	37
20	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	T-1	ТДН	10	1989	удовлетв.	30	32	34
		110/10	T-2	ТДН	10	1971	удовлетв.	48	50	52
21	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1969	треб. замена	50	52	54
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	треб. замена	39	41	43
22	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1978	треб. замена	41	43	45
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1969	треб. замена	50	52	54
23	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2003	хорошее	16	18	20
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2003	хорошее	16	18	20
24	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6	T-1	ТДТН	40	1984	удовлетв.	35	37	39
		110/35/6	T-2	ТДТН	40	1984	удовлетв.	35	37	39
25	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	ТДТН	40	2017	хорошее	2	4	6
		110/35/10	T-2	ТДТН	40	2017	хорошее	2	4	6
ТЭС										
1	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1968	хорошее	51	53	55
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1995	хорошее	24	26	28
2	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1980	хорошее	39	41	43
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	1979	хорошее	40	42	44
3	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1987	удовлетв.	32	34	36
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1977	удовлетв.	42	44	46
4	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2014	хорошее	5	7	9
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2014	хорошее	5	7	9
5	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1993	удовлетв.	26	28	30
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1993	удовлетв.	26	28	30
6	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1990	удовлетв.	29	31	33
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1990	удовлетв.	29	31	33
7	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	T-1	ТДН	10	1970	удовлетв.	49	51	53
		110/10	T-2	ТДН	10	1995	удовлетв.	24	26	28
8	ПС 110 кВ В.Спасский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1981	удовлетв.	38	40	42
9	ПС 110 кВ Царева	110/10	T-1	ТМТ	6,3	1985	удовлетв.	34	36	38
10	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	T-1	ТМТ	6,3	1972	удовлетв.	47	49	51
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1997	удовлетв.	22	24	26
11	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	T-1	ТМН	2,5	1983	удовлетв.	36	38	40
12	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013	отличное	6	8	10
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2013	отличное	6	8	10
ВЭС										

№	Диспетчерское наименование	Класс	Диспетчерское	Тип тр-	Ном.	Год ввода в	Техническое	Срок службы, год		
1	ПС 110 кВ Ананьино	110/35/6	T-1	ТДТНГ	10	1980 (год выпуска 1962)	удовлетв.	39	41	43
2	ПС 110 кВ Биряково	110/10	T-1	ТМН	2,5	2001	хорошее	18	20	22
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2003	хорошее	16	18	20
3	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1991	хорошее	28	30	32
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	хорошее	28	30	32
4	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1979	удовлетв.	40	42	44
5	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН	40	2013	отличное	6	8	10
		110/35/10	T-2	ТДТН	40	1988	удовлетв.	31	33	35
6	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	T-1	ТДН	10	1977	удовлетв.	42	44	46
		110/10	T-2	ТДН	10	1977	удовлетв.	42	44	46
7	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6	T-1	ТДН	10	1987	удовлетв.	32	34	36
		110/6	T-2	ТДН	10	1986	удовлетв.	33	35	37
8	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1975	удовлетв.	44	46	48
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1995	удовлетв.	24	26	28
9	ПС 110 кВ Жерноково	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1982	удовлетв.	37	39	41
10	ПС 110 кВ Западная	110/35/6	T-1	ТДТН	63	2016	удовлетв.	3	5	7
		110/35/6	T-2	ТДТН	63	2016	удовлетв.	3	5	7
11	ПС 110 кВ Кадников	110/10	T-1	ТДН	10	2006	хорошее	13	15	17
		110/10	T-2	ТДН	10	2006	хорошее	13	15	17
12	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	T-1	ТДН	16	1980	удовлетв.	39	41	43
		110/10	T-2	ТДН	16	1980	удовлетв.	39	41	43
13	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетв.	33	35	37
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1986	удовлетв.	33	35	37
14	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1980	удовлетв.	39	41	43
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1980	удовлетв.	39	41	43
15	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1994	удовлетв.	25	27	29
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	удовлетв.	23	25	27
16	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1985	удовлетв.	34	36	38
17	ПС 110 кВ Новленское	110/10	T-1	ТДН	10	1989	хорошее	30	32	34
		110/10	T-2	ТДН	10	1991	хорошее	28	30	32
18	ПС 110 кВ Плоское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1986	удовлетв.	33	35	37
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1971	удовлетв.	48	50	52
19	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	T-1	ТМН	2,5	1994	удовлетв.	25	27	29
20	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	T-1	ТМН	2,5	2005	хорошее	14	16	18
21	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1978	удовлетв.	41	43	45
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	удовлетв.	39	41	43
22	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1996	хорошее	23	25	27
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1984	хорошее	35	37	39

№	Диспетчерское наименование	Класс	Диспетчерское	Тип гр-	Ном.	Год ввода в	Техническое	Срок службы, год		
23	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	T-1	TOTRc	40	2010	хорошее	9	11	13
		110/10/6	T-2	TOTRc	40	2008	хорошее	11	13	15
24	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	T-1	ТМН	2,5	1982	удовлетв.	37	39	41
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1981	удовлетв.	38	40	42
26	ПС 110 кВ Ермаково	110/35/10	T-1	ТДТН	25	2017	хорошее	2	4	6
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	2017	хорошее	2	4	6
ВУЭС										
1	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/6	T-1	ТДТН	16	1982	удовлетв.	37	39	41
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	1976	удовлетв.	43	45	47
2	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2000	удовлетв.	19	21	23
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2000	удовлетв.	19	21	23
3	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	T-1	ТМТН	16	2007	хорошее	12	14	16
		110/35/10	T-2	ТМТН	16	2007	хорошее	12	14	16
4	ПС 110 кВ Кич. Городок	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1983	удовлетв.	36	38	40
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1967	удовлетв.	52	54	56
5	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1984	удовлетв.	35	37	39
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2012	удовлетв.	7	9	11
6	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2013	хорошее	6	8	10
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2013	хорошее	6	8	10
7	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	T-1	ТМН	2,5	1995	удовлетв.	24	26	28
		110/10	T-2	ТАМГ	2,5	1965	удовлетв.	54	56	58
8	ПС 110 кВ Усть Алексеево	110/10	T-1	ТМТН	6,3	2004	удовлетв.	15	17	19
		110/10	T-2	ТМТН	6,3	1976	удовлетв.	43	45	47
9	ПС 110 кВ Борки	110/6	T-1	ТДТН	10	1983	большой физ. износ	36	38	40
		110/6	T-2	ТДТНГ	10	1965		54	56	58
10	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2012	удовлетв.	7	9	11
11	ПС 110 кВ Калинино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013 (год выпуска 1969)	удовлетв.	6	8	10
		110/10	T-2	ТМ	6,3		1980	удовлетв.	39	41
12	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1968	удовлетв.	51	53	55
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1990	удовлетв.	29	31	33
13	ПС 110 кВ Вострое	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1970	удовлетв.	49	51	53
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1988	удовлетв.	31	33	35
КЭС										
1	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетв.	33	35	37
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1988	удовлетв.	31	33	35
2	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	T-1	ТДТН	6,3	1992	удовлетв.	27	29	31
3	ПС 110 кВ Ваши	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1988	удовлетв.	31	33	35

№	Диспетчерское наименование	Класс	Диспетчерское	Тип тр-	Ном.	Год ввода в	Техническое	Срок службы, год		
4	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	удовлетв.	28	30	32
		110/35/6	T-1	ТДТН	16	1971	удовлетв.	48	50	52
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	2012	хорошее	7	9	11
5	ПС 110 кВ Мегра	110/10	T-2	ТДМ	2,5	1979	удовлетв.	40	42	44
6	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	2011	хорошее	8	10	12
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	2011	хорошее	8	10	12
7	ПС 110 кВ Белозерск	110/10	T-1	ТДТН	10	1970	хорошее	49	51	53
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1989	хорошее	30	32	34
8	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2002 (год выпуска 1980)	хорошее	17	19	21
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2002	хорошее	17	19	21
9	ПС 110 кВ Андома	110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	23	25	27
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	хорошее	23	25	27
10	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2007	удовлетв.	12	14	16
11	ПС 110 кВ Феропонтово	110/10	T-2	ТМ	6,3	1993	хорошее	26	28	30
		110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	23	25	27
12	ПС 110 кВ Н-Торжок	110/10	T-1	ТМН	6,3	1996	хорошее	23	25	27
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1996	хорошее	23	25	27
13	ПС 110 кВ Устье	110/10	T-1	ТМН	2,5	2009	хорошее	10	12	14

Таблица 26. Техническое состояние и возрастная структура абонентских подстанции 110 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2019	2021	2023
ОАО «РЖД»								
1	ПС 110 кВ Кипелово (тяговая)	110	2×40	2×Т	1982	37	39	41
2	ПС 110 кВ Скалино (тяговая)	110	2×40	2×Т	1980	39	41	43
3	ПС 110 кВ Туфаново (тяговая)	110	2×40	2×Т	2006	13	15	17
4	ПС 110 кВ Вохтога (тяговая)	110	2×40	2×Т	2006	13	15	17
5	ПС 110 кВ Бабаево (тяговая)	110	3×25	3×Т	2000	19	21	23
6	ПС 110 кВ Уйта (тяговая)	110	2×40	2×Т	2000	19	21	23
7	ПС 110 кВ Тешемля (тяговая)	110	2×16	2×Т	2001	18	20	22
8	ПС 110 кВ Череповец (тяговая)	110	2×40	2×Т	1982	37	39	41
9	ПС 110 кВ Шексна (тяговая)	110	2×40	2×Т	1982	37	39	41
10	ПС 110 кВ Вологда (тяговая)	110	3×40	3×Т	1981	38	40	42
11	ПС 110 кВ Печаткино (тяговая)	110	2×40	2×Т	1987	32	34	36
12	ПС 110 кВ Грязовец (тяговая)	110	2×40	2×Т	1980	39	41	43
13	ПС 110 кВ Буй (тяговая)	110	2×40	2×Т	1988	31	33	35
ПАО «СЕВЕРСТАЛЬ»								
14	ПС 110 кВ ГПП-2	110	2×60	2×Т	1973	46	48	50
		110	40	Т	2003	16	18	20
ООО «ЭЛИС»								
15	ПС 110 кВ Ява	110	2×16	2×Т	2010	9	11	13
АО «ВОМЗ»								
16	ПС 110 кВ ВОМЗ	110	1×40 1×25	2×Т	2009	10	12	14
ОАО «СОКОЛЬСКИЙ ДОК»								
17	ПС 110 кВ Сокольский ДОК	110	2×25	2×Т	1979	40	42	44
ООО «СУХОНСКИЙ ЦБК»								
18	ПС 110 кВ Сухонский ЦБК	110	2×16	2×Т	1974	45	47	49
ООО «ЭЛИС»								
19	ПС 110 кВ ГПП-1	110	2×40	2×Т	1970	49	51	53
МУП Г. ЧЕРЕПОВЦА «ЭЛЕКТРОСЕТЬ»								
20	ПС 110 кВ ГПП-9	110	2×25	2×Т	2006 / 2005	14	16	18

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2	4	6
21	ПС 110 кВ ИП Череповец	110	2×25	2×Т	2017	2	4	6
АО «ВОЛОГДАОБЛЭНЕРГО»								
22	ПС 110 кВ Индустриальный парк Сокол	110	2×25	2×Т	2014	5	7	9
ДРУГИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ								
23	ПС 110 кВ ГПП-4 «Северсталь-метиз» (ЧСПЗ)	110	2×63	2×Т	1973	46	48	50

Таблица 27. Характеристика и возрастная структура оборудования ЛЭП 220 кВ и выше

№	Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
							Марка	Протяженность по цепям, км	2019	2021	2023
ЛЭП 750 кВ:						131,94		131,94			
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Белозерская	750	2004		1	131,94 (269,5)**	5×АС-300/39	131,94 (269,5)**	15	17	19
ЛЭП 500 кВ:						362,322		360,69			
2	ВЛ 500 кВ Белозерская — Вологодская	500	1987	2003	1	132,162	3×АС-300/39 3×АС-300/204 3×АС-300/39	119,95 1,55 10,29	32	34	36
3	ВЛ 500 кВ Белозерская - Череповецкая	500	1987		1	29,79	3×АС-300/39	29,44	32	34	36
4	ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС — Череповецкая	500	1969		1	87,86 (416,8)**	3×АС-400/51 2×АС-500/336	87,86 (416,8)**	50	52	54
5	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Вологодская	500	1981		1	112,51 (168,1)**	3×АС-400/51	112,51 (168,1)**	38	40	42
ЛЭП 220 кВ:						1526,54		1527,77			
6	ВЛ 220 кВ Вологодская — Явенга (Тяговая) с отпайками	220	1989 1975 1973 1973		1 1 2 2	191,46	АС-300/39	76,5 58,9 56,06 2,87*	30 44 46 46	32 46 48 48	34 48 50 50
7	ВЛ 220 кВ Вологодская — Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол	220	1973 1988 1989 1973		2 1 2 2	119	АС-300/39	56,06 59,98 2,96 2,62×	46 31 30 46	48 33 32 48	50 35 34 50
8	ВЛ 220 кВ Харовская (Тяговая) — Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (Тяговая)	220	1989		2 1 2	80,38 (124,44)**	АС-300/39	80,38 (80,38)** 0	30	32	34

№	Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж.,	Год	Год	Число	Протяженность	Провод		Срок службы, год			
								(44,06)**				
					2	1,56*		1,56*				
						(1,56)**		(1,56)**				
9	ВЛ 220 кВ Явенга (Тяговая) — Коноша	220	1989		1	0,8	АС-300/39	0,8	30	32	34	
						(44,65)**		(44,65)**				
10	КВЛ 220 кВ Вологда Южная — Ростилово	220	1971	2013	1	53,16	АС-300/39	52,416	48	50	52	
					1		АС-300/39	0,744				
11	КВЛ 220 кВ Пошехонье — Вологда Южная	220	1966	2013	1	37,962	АС-400/51	0,248	53	55	57	
						(102,05)**		(0,248)**				
					2		АС-400/51	37,714				
							(101,802)**					
12	ВЛ 220 кВ Вологодская — ГПП-2 ВПЗ I, II цепь	220	1985		2	15,5	АС-300/48	16,26	34	36	38	
							АС-400/51	14,7				
13	КВЛ 220 кВ Вологодская — Вологда-Южная I цепь	220	1973	2013	1	16,5	2×АС-300/39	0,342	46	48	50	
					1		2×АС-300/39	7,316				
				1981	2		2×АС-300/39	8,5				
14	КВЛ 220 кВ Вологодская — Вологда-Южная II цепь	220	1981		2	16,5	2×АС-300/39	8,482	38	40	42	
					1		2×АС-300/39	7,57				
				2013	2		2×АС-300/39	0,29				
15	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП I I I цепь	220	1974		2	20,66	АС-240/32	41,32	45	47	49	
16	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП I I с отпайкой на Т-5 II цепь	220	1974		2	20,66	АС-240/32	41,32	45	47	49	
17	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-1 I I, II цепь	220	1974		2	5,3	АС-240/32	10,6	45	47	49	
18	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-7 I цепь	220	1992		1	6,7	АСКП-300/39	2,1	27	29	31	
					2		АСКП-300/39	4,6				
19	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-7 II цепь	220	1992		2	6,3	АСКП-300/39	4,6	27	29	31	
					1		АСКП-300/39	1,7				
20	ВЛ 220 кВ РПП-2-ГПП-3 № 1 I цепь с отпайкой на ГПП-3А	220	1969		2	6,5	АС-300/39	12,8	50	52	54	

№	Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж.,	Год	Год	Число	Протяженность	Провод		Срок службы, год		
21	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-3 № 1 II цепь с отпайкой на Т6	220	1980		2	6,3			39	41	43
22	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-3 № 2 I цепь с отпайкой на Т7	220	1977		2	6,6	АС-300/39	13,3	42	44	46
23	ВЛ 220 кВ РПП-2—ГПП-3 № 2 II цепь с отпайкой на ГПП-3А					6,7					
24	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-5 I цепь	220	1969		2	5,2	АС-240/39	10,4	50	52	54
25	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-5 II цепь с отпайкой на ГПП-5А					5,2					
26	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-5 I цепь	220	1974		2	15,6	АС-240/32	31,2	45	47	49
27	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-5А II цепь										
28	КВЛ 220 кВ Белозерская — РПП-1	220	1962		1	35,9	АС-400/51	6	57	59	61
			2011	2011	1		АС-400/51	1,1	8	10	12
			2011	2011	2		АС-400/51	28,8	8	10	12
29	ВЛ 220 кВ Белозерская — ГПП- 1	220	2011	2011	2	38,9	АС-400/51	28,4	8	10	12
			2011	2011	1		АС-400/51	1,14	8	10	12
			1959		1		АС-300/48	5,23	56	62	64
			1969		2		АС-300/48	4,13	56	52	54
30	ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-1	220	1969		2	8,9	АС-400/51	4,1	50	52	54
					1		АС-400/51	0,15			
					2		АС-400/51	4,65			
31	КВЛ 220 кВ РПП-2 — РПП-1	220	1969		2	4,7	АС-500/64	4,7	50	52	54
32	ВЛ 220 кВ Пошехонье —	220	1962		1	54,48	АС-400/51	53,32	57	59	61

№	Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж.,	Год	Год	Число	Протяженность	Провод		Срок службы, год											
							БС-300	(101,49)**												
	Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская					(102,65)**	БС-300	(101,49)**												
												1991	2		АС-400/51	1,16				
																				1984
												(13,8)**	(13,8)**							
33	ВЛ 220 кВ Белозерская — Первомайская	220	1962	1991	2	38,7	АС-400/51	2,31	57	59	61									
												220	2011	2011	1	АС-400/51	6,68	8	10	12
												220	2011	2011	2	АС-400/51	87,25	8	10	12
34	ВЛ 220 кВ Белозерская — Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская	220	1959		1	(136,07)**	АС-400/51	(136,07)**	8	10	12									
												220	1984	1	АС-300/48	60	62	64		
																			220	1984
												(13,8)**	(13,8)**							
35	КВЛ 220 кВ Череповецкая — РПП-1	220	1984		1	21,3	АС-400/64	4,9	35	37	39									
												1972	2	АС-400/51	16,4	47	49	51		
36	ВЛ 220 кВ Череповецкая — РПП-2	220	1972		2	16,4	АС-400/64	16,2	47	49	51									
												1983	1	АС-400/51	0,2	36	38	40		
37	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 — РПП-2	220	1972		2	10,6	АС-300/39	7,6	36	38	40									
												1972	2	АС-300/39	3	47	49	51		
38	ВЛ 220 кВ РПП 2 — ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 1)	220	1972		2	7,7	АС-300/39	3	47	49	51									
												1983	1	АС-300/39	0,3	36	38	40		
																			1972	2
39	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 2)	220	1972		2	19,4	АС-300/39	4,4	47	49	51									
												1985	2	АС-300/39	15*	34	36	38		
40	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 — Череповецкая	220	1985		1	21,3	АС-300/39	21,3	34	36	38									
41	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-2 №1	220	1976		1	47,7	2×АС-400/51	47,7	43	45	47									
42	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-2 №2	220	2015		1	48,3	2×АС-400/51	48,3	4	6	8									
43	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — Череповецкая №1	220	1977		1	31,7	2×АС-400/51	31,7	42	44	46									
44	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — Череповецкая №2	220	2015		1	31,9	2×АС-400/51	31,9	4	6	8									
45	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-1 ФосАгро-Череповец I	220	1975		2	7,15	АС-240/39	14,3	44	46	48									
												1978	АСКС-240/32	41	43	45				

№	Наименование ВЛ/КВЛ цепь	Напряж.,	Год	Год	Число	Протяженность	Провод		Срок службы, год		
46	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-1 ФосАгро-Череповец II цепь	220	1975		2	7,15	АС-240/39		44	46	48
			1978				АСКС-240/32		41	43	45
47	ВЛ 220 кВ Белозерская-РПП-2	220	2011		1	23,7	АС-400/51	23,7	8	10	12
48	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС- Октябрьская	220	н.д.		1	0,6	АС-300/39	0,6	н.д.	н.д.	н.д.
49	ВЛ 220 кВ Пошехонье- Ростилово	220	н.д.		1	15,51	АС-400/51	15,51	н.д.	н.д.	н.д.
						(84,45)**		(84,45)**			
50	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-3 ФосАгро-Череповец I цепь	220	н.д.		1	5,9	АС-300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.
51	ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-3 ФосАгро-Череповец II цепь	220	н.д.		1	5,9	АС-300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.

Таблица 28. Характеристика и возрастная структура оборудования ЛЭП 110 кВ

№	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
							2019	2021	2023
ВУЭС									
1	ВЛ 110 кВ РП Красавино — В.Устюг I, II цепь	1981	23,14	АС-120	2	удовл.	38	40	42
		2009							
2	ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино I, II цепь с отпайкой на ПС Приводино	1970	0,6	АС-95	2	удовл.	49	51	53
		1970	0,12	АС-150	2		49	51	53
		1965	1,5	АС-300	2		54	56	58
		1981	36,372	АС-120	2		38	40	42
3	ВЛ 110 кВ Великий Устюг — Дымково I цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	удовл.	53	55	57
		2001	1,5	АС-300	2		18	20	22
		2001	0,167	АС-120	2		18	20	22
4	ВЛ 110 кВ Великий Устюг — Дымково II цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	удовл.	53	55	57
		2001	1,5	АС-300	2		18	20	22
		2001	0,167	АС-120	2		18	20	22
5	ВЛ 110 кВ Дымково — Усть Алексеево	1997	10,84	АС-120	2	Хорошее	22	24	26
		2000	37,86	АС-120	2		19	21	23
6	ВЛ 110 кВ Дымково — Кич.Городок с отпайкой на	1966	57,8	АС-70	1	удовл.	53	55	57

№	Диспетчерское наименование ПС Усть Алексеево	Год	Протяженность,	Марка провода	Кол-во	Физическое	Срок службы, год		
7	ВЛ 110 кВ Полдарса — Вострое	1995	30,5	АС-120	1	Хорошее	24	26	28
8	ВЛ 110 кВ Дымково — Полдарса	1997	56,86	АС-120	1	Хорошее	22	24	26
9	ВЛ 110 кВ Кич.Городок — Калинино	1967	44,5	АС-70	1	удовл.	52	54	56
10	ВЛ 110 кВ Калинино — Никольск	1967	28,4	АС-70	1	удовл.	52	54	56
11	ВЛ 110 кВ Калинино — Зеленцово	1970	27,8	АС-70	1	удовл.	49	51	53
12	ВЛ 110 кВ Никольск — Павино	1972	70,4	АС-95	1	удовл.	47	49	51
13	ВЛ 110 кВ Тарнога — НПС	1981	48,6	АС-95	1	Ухудшенное	38	40	42
14	ВЛ 110 кВ НПС — Вострое	1988	42,13	АС-120	1	Хорошее	31	33	35
ВЭС									
1	ВЛ 110 кВ Ростилово — Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское	1985	32,998	АС-185/29	1	удовл.	34	36	38
		1986	1,137	АС-95/16	1		33	35	37
2	КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — РП ВТЭЦ II цепь с отпайками	1963	11,526	АС-185/29 ACCR 300-T16	1	удовл.	56	58	60
3	КВЛ 110 кВ ОМЗ-1	1980	3,4	АС-120/19	1	удовл.	39	41	43
4	КВЛ 110 кВ ОМЗ-2	1980	3,4	АС-120/19	1				
5	ВЛ 110 кВ Ростилово — Грязовец II цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	удовл.	46	48	50
6	ВЛ 110 кВ Воробьево — Шуйское	1984	58,651	АС-95/16	1	удовл.	35	37	39
7	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Вожега с отпайками	1971	60,637	АС-150/24	1		48	50	52
8	ВЛ 110 кВ Новленское — Нефедово	1977	23,312	АС-120/19	1	удовл.	42	44	46
9	отпайка 110 кВ на ПС Харовск (Районная)	1982	0,02	АС-150/24	1	удовл.	37	39	41
10	КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Кубенское с отпайками	1985	38,492	АС-185/29	1	удовл.	34	36	38
		1979	0,986	АС-95/16	1	удовл.	40	42	44
		1963	3,079	АС-185/29	1	удовл.	56	58	60
11	ВЛ 110 кВ Сокол — Кубенское	1961	47,097	АС-185/29	1	удовл.	58	60	62
12	ВЛ 110 кВ Сокол — Харовская (Тяговая) с отпайками	1981	85,788	АС-95/16, АС-150/24	1	удовл.	38	40	42
		1981	0,909	АС-150/24	1	удовл.	38	40	42
		2004	2,305	АС-120/19	1	Хорошее	15	17	19
13	КВЛ 110 кВ ГПЗ-1	1976	6,3	АС-300/39	1	удовл.	43	45	47
14	КВЛ 110 кВ ГПЗ-2	1976	6,3	АС-300/39	1	удовл.	43	45	47
15	КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Кипелово (Тяговая)	1980	47,006	АС-185/29	1	удовл.	39	41	43

№	Диспетчерское наименование с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	Год	Протяженность,	Марка провода	Кол-во	Физическое	Срок службы, год		
		1980	3,484	АС-185/29	1	удовл.	39	41	43
16	КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — РП ВТЭЦ I цепь с отпайками	1963	11,528	АССР 300-Т16, АС-150/24	1	удовл.	56	58	60
17	КВЛ 110 кВ Вологда-Южная — Ермаково	1984	8,06	АС-150/24	1	Удовл.	35	37	39
18	ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	1984	75,836	АС-185/29, АС-150/24	1	Удовл.	35	37	39
19	ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) — Шексна	1961	22,949	АС-185/29, АС-150/24	1	удовл.	58	60	62
20	отпайка на ПС 110 кВ Кипелово (Районная)	1980	3,593	АС-185/29	1	удовл.	39	41	43
21	КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Западная	1963	14,746	АС-185/29	1	удовл.	56	58	60
22	ВЛ 110 кВ Сокол — Воробьево с отпайками	1982	56,667	АС-150/24, АС-120/19	1	удовл.	37	39	41
		1979	1,072	АС-95/16	1	удовл.	40	42	44
		1979	1,427	АС-120/19	1	удовл.	40	42	44
23	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-1	1974	7,021	АС-150/19	1	удовл.	45	47	49
24	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-2	1974	7,021	АС-150/19	1	удовл.	45	47	49
25	ВЛ 110 кВ Грязовец-Тяговая-1	1981	2,959	АС-120/19	1	удовл.	38	40	42
26	ВЛ 110 кВ Грязовец-Тяговая-2	1981	2,959	АС-120/19	1	удовл.	38	40	42
27	ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	1967	23,126	АС-95/16	1	удовл.	52	54	56
28	отпайки на ПС 110 кВ Луговая	1974	0,743	АС-120/19	1	удовл.	45	47	49
		1974	0,743	АС-120/19	1	удовл.	45	47	49
29	ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ — Центральная II цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	АССР 300-Т16, ПС-70, АС-120/19	1	удовл.	45	47	49
		1977	0,77	АС-120/19	1	удовл.	42	44	46
30	ВЛ-110 кВ Сокол — Кадников	1965	18,517	АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24	1	удовл.	54	56	58
31	ВЛ 110 кВ Грязовец — Вохтога (Районная) с отпайкой на ПС Жернаково	1975	45,146	АС-95/16, АС-150/24	1	удовл.	44	46	48
		1976	1,036	АС-95/16	1	удовл.	43	45	47
32	ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	1982	64,38	АС-150/24, АС-120/19	1	удовл.	37	39	41
33	ВЛ 110 кВ Очистные-1 с отпайкой на ПС ГДЗ	1975	7,814	АС-240/32, АС-150/24	1	удовл.	44	46	48
		1975	0,368	АС-95/16	1	удовл.	44	46	48
34	ВЛ 110 кВ Очистные-2 с отпайкой на ПС ГДЗ	1975	7,814	АС-240/32, АС-150/24	1	удовл.	44	46	48

№	Диспетчерское наименование	Год	Протяженность,	Марка провода	Кол-во	Физическое	Срок службы, год		
		1975	0,368	АС-95/16	1	удовл.	44	46	48
35	ВЛ 110 кВ Нефедово — Никольский Торжок	1985	0,931	АС-120/19	1	удовл.	34	36	38
36	ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ — Центральная I цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	АССР 300-Т16, ПС-70, АС-120/19	1	удовл.	45	47	49
		1977	0,77	АС-120/19	1	удовл.	42	44	46
37	ВЛ 110 кВ Печаткино-1	1982	8,313	АС-120/19, АС-240/39	1	удовл.	37	39	41
38	ВЛ 110 кВ Печаткино-2	1982	8,313	АС-120/19, АС-240/39	1	удовл.	37	39	41
39	ВЛ 110 кВ Ростилово — Грязовец I цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	удовл.	46	48	50
40	ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы	1989	51,46	АС-120/19	1	Хорошее	30	32	34
41	ВЛ 110 кВ Явенга (Тяговая) — Вожега	1990	20,31	АС-120/19	1	Хорошее	29	31	33
42	ВЛ 110 кВ Сокол — Биряково	1967	98,513	АС-95/1, АС-150/24	1	удовл.	52	54	56
43	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск	1979	53,746	АС-95/1, АС-150/24	1	удовл.	40	42	44
		1981	0,508	АС-150/24	1	удовл.	38	40	42
44	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Никольский Погост	1993	16,067	АС-120/19	1	Хорошее	26	28	30
45	ВЛ 110 кВ Кубенское — Новленское	1985	30,468	АС-120/19	1	удовл.	34	36	38
46	отпайка на ПС 110 кВ Пундуга	1971	3,885	АС-70/11	1	удовл.	48	50	52
47	отпайка на ПС 110 кВ ИП Сокол	2014	0,809	АС-240	2	Хорошее	5	7	9
	Всего:		1135,62						
КЭС									
1	ВЛ 110 кВ Кириллов — Никольский Торжок I, II цепь с отпайками	1986	25,4	АС-120/19	2	Хорошее	33	35	37
2	ВЛ 110 кВ Восточная — Андома с отпайкой на ПС Устье	1996	33,33	АС-120/20	1	Хорошее	23	25	27
3	ВЛ 110 кВ Петриново — Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка	1989	64,5	АС-120/21	1	Хорошее	30	32	34
4	ВЛ 110 кВ Белоусово — Восточная I, II цепь	1996	11,59	АС-120/22	2	Хорошее	23	25	27
5	ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово II, I цепь с отпайками	1989	61,5	АС-120/23	2	Хорошее	30	32	34
6	ВЛ 110 кВ Антушево — Белозерск	1984	19,2	АС-120/24	1	Хорошее	35	37	39
7	ВЛ 110 кВ Кириллов — Белозерск	1977	40,5	АС-150/24	1	Хорошее	42	44	46
8	ВЛ 110 кВ Нефедово — Никольский Торжок	1976	24,7	АС-150/25	1	Хорошее	43	45	47
	Всего:		280,72						
ТЭС									

№	Диспетчерское наименование	Год	Протяженность,	Марка провода	Кол-во	Физическое	Срок службы, год		
1	ВЛ 110 кВ Тарнога — Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост (ВЛ 110 кВ Тарнога — Заячерецкая)	1980	72,76	АС-95	1	удовл.	39	41	43
2	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино	1970	33,41	АС-95	1	удовл.	49	51	53
3	ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга	1972	44,8	АС-70	1	удовл.	47	49	51
4	ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино	1971	66,7	АС-95	1, 2	удовл.	48	50	52
5	ВЛ 110 кВ Тарнога — Власьевская	1970	36,1	АС-95	1	удовл.	49	51	53
6	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Власьевская	1970	64,15	АС-95	1	удовл.	49	51	53
7	ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	1980	11,32	АС-150	1	удовл.	39	41	43
8	ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	1983	44,2	АС-95	1	удовл.	36	38	40
9	ВЛ-110 кВ Сямжа-Чушевицы	1989	23,41	АС-120	1, 2	удовл.	30	32	34
10	ВЛ 110 кВ Погорелово — Тотьма-2	1995	71,34	АС-300, АС-185	1, 2	удовл.	24	26	28
11	ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье	1994	43,13	АС-120	1	удовл.	25	27	29
12	ВЛ 110 кВ Погорелово — Тотьма-1 с отпайкой на ПС Царева	1967	53,12	АС-95	1	удовл.	52	54	56
		1983	1,8	АС-95	1	удовл.	36	38	40
14	ВЛ 110 кВ Тотьма-1 — Тотьма-2	1970	8,4	АСО-240, АС-95	1, 2	удовл.	49	51	53
15	ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	1967	12,95	АС-95	1, 2	удовл.	52	54	56
	Всего:		590,39						
ЧЭС									
1	ВЛ 110 кВ Октябрьская — Бабаево с отпайкой на ПС Заполье	1970	75,99	АС-120/19	2	удовл.	49	51	53
2	ВЛ 110 кВ Бабаево — Бабаево (Тяговая)	2002	5,31	АС-120/19		удовл.	17	19	21
3	ВЛ 110 кВ Батран-1	1990	34,9	АС-150/24	2	удовл.	29	31	33
4	ВЛ 110 кВ Батран-2	1990	34,9	АС-150/24		удовл.	29	31	33
5	ВЛ 110 кВ Петриневе — Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка	1972	36	АС-120/19, АС-95/16	1	удовл.	47	49	51
6	ВЛ 110 кВ Завод-1	1969	3,6	АСО-300/39	2	удовл.	50	52	54
7	ВЛ 110 кВ Завод-2	1969	3,6	АСО-300/39		удовл.	50	52	54
8	ВЛ 110 кВ Завод-3	1969	3,8	АСО-300/39	2	удовл.	50	52	54
9	ВЛ 110 кВ Завод-4	1969	3,8	АСО-300/39		удовл.	50	52	54
10	ВЛ 110 кВ Октябрьская — Суда I цепь с отпайкой на ПС Кадуй	1978	30,04	АС-150/24, АС-120/19	2	удовл.	41	43	45
11	ВЛ 110 кВ Октябрьская — Суда II цепь с отпайкой на ПС Кадуй	1978	30,04	АС-150/24, АС-120/19		удовл.	41	43	45
12	ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) — Шексна	1984	21,66	АС-185, АС-150	1	удовл.	35	37	39
13	ВЛ 110 кВ РПП-1 — ГПП-1 I цепь с отпайками	1963	4,6	АС-240/39, АСК-	2	удовл.	56	58	60

№	Диспетчерское наименование	Год	Протяженность,	Марка провода	Кол-во	Физическое	Срок службы, год		
				185/29					
14	ВЛ 110 кВ РПП-1 — ГПП-1 II цепь с отпайками	1963	4,6	АС-240/39, АСК-185/29		удовл.	56	58	60
15	ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	1976	35,03	АС-150/24	1	удовл.	43	45	47
16	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Петриневе I цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11	2	удовл.	47	49	51
17	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Петриневе II цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11		удовл.	47	49	51
18	ВЛ 110 кВ Бабаево — Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая)	2000	65,05	АС-300/48, АС-120/19	1	удовл.	19	21	23
19	ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское	1982	59,2	АС-95/16	1	удовл.	37	39	41
20	ВЛ 110 кВ Поселковая-1	1978	1,3	АС-120/19	2	удовл.	41	43	45
21	ВЛ 110 кВ Поселковая-2	1978	1,3	АС-120/19		удовл.	41	43	45
22	ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС — ГПП-1 I цепь с отпайкой на ГПП-4	1959	2,24	АС-240/39	2	удовл.	60	62	64
23	ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС — ГПП-1 II цепь с отпайкой на ГПП-4	1959	2,24	АС-240/39		удовл.	60	62	64
24	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I цепь с отпайками	1975	33,9	АС-120/19, АС-70/11	2	удовл.	44	46	48
25	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда II цепь с отпайками	1975	33,9	АС-120/19, АС-70/11		удовл.	44	46	48
26	ВЛ 110 кВ Тяговая-1	1983	4,2	АС-120/19	2	удовл.	36	38	40
27	ВЛ 110 кВ Тяговая-2	1983	4,2	АС-120/19		удовл.	36	38	40
28	ВЛ 110 кВ Октябрьская — Уйта (Тяговая)	2002	21,6	АС-120/19	2	удовл.	17	19	21
29	ВЛ 110 кВ Бабаево (Тяговая) — Уйта (Тяговая)	2002	50,7	АС-120/19		удовл.	17	19	21
30	ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово	1978	65,3	АС-120/19	1	удовл.	41	43	45
31	ВЛ 110 кВ Чагода — Анисимово	1980	17,01	АС-95/16	2	Хорошее	39	41	43
32	ВЛ 110 кВ Ефимовская — Анисимово с отпайкой на ПС Сомино	1980	14,21	АС-95/16		удовл.	39	41	43
33	ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи	1982	46,15	АС-95/16	1	удовл.	37	39	41
34	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна I цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19, АС-185/29	2	удовл.	40	42	44
35	ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна II цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19, АС-185/29		удовл.	40	42	44
36	ВЛ 110 кВ Кварц-1	2008	10,2	АС-120/19	2	Хорошее	11	13	15
37	ВЛ 110 кВ Кварц-2	2008	10,2	АС-120/19		Хорошее	11	13	15

II–14. ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ, С УКАЗАНИЕМ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПО ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВНЕШНИХ СЕЧЕНИЙ

Вологодская энергосистема имеет электрические связи с Тверской, Костромской и Ярославской энергосистемами ОЭС Центра, Ленинградской, Новгородской, Архангельской и Карельской энергосистемами ОЭС Северо-Запада и Кировской энергосистемой ОЭС Урала.

Основная часть электроэнергии, поступающая из-за пределов области, передается по двум ЛЭП 500 кВ «Костромская АЭС — Вологодская» и «Конаковская ГРЭС — Череповецкая» и ЛЭП 750 кВ «Калининская АЭС — Белозерская».

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем Костромской, Ярославской, Ленинградской областей. Электрические связи 110 кВ и выше с Ярославской, Костромской, Тверской, Кировской, Карельской, Архангельской и Ленинградской энергосистемами.

Поименный перечень ВЛ напряжением 220 кВ и выше и количество ВЛ напряжением 110 кВ, обеспечивающих внешние связи энергосистемы Вологодской области, представляются в таблице 29.

Таблица 29. Внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области

№	Наименование объекта	Протяженность, км
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА И ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 110 кВ Бабаево — Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская)	65,05
2.	ВЛ 110 кВ Ефимовская — Анисимово с отпайкой на ПС Сомино (ВЛ 110 кВ Чагодощенская 2)	49,9
3.	ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская 2)	61,5
4.	ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская 1)	142,8
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС — Вологодская	168,1
2.	ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) — Вохтога (тяговая)	47,8
3.	ВЛ 110 кВ Никольск — Павино	70,4
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Белозерская	289,5
2.	ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС — Череповецкая	416,8
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 220 кВ Белозерская — Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская	136,07
2.	КВЛ 220 кВ Пошехонье — Вологда-Южная	102,05
3.	ВЛ 220 кВ Пошехонье — Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская	102,65
4.	ВЛ 220 кВ Пошехонье — Ростилово	84,45
5.	ВЛ 110 кВ Скалино (тяговая) — Пречистое (ВЛ 110 кВ Скалино — Пречистое)	18,2
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 220 кВ Харовская (тяговая) — Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (тяговая)	124,44
2.	ВЛ 220 кВ Явенга (тяговая) — Коноша	44,65
3.	ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	57,1
4.	ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС Приводино	38,94
5.	ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино II цепь с отпайкой на ПС Приводино	38,24
6.	ВЛ 110 кВ Тарнога — Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост	71,1

№	Наименование объекта	Протяженность, км
7.	ВЛ 110 кВ Савватия — Сусоловка	25,4
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ		
1.	ВЛ 110 кВ Каршево — Андома (Л-141)	50,9
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ		
1.	ВЛ 110 кВ Луза — Сусоловка	26,83

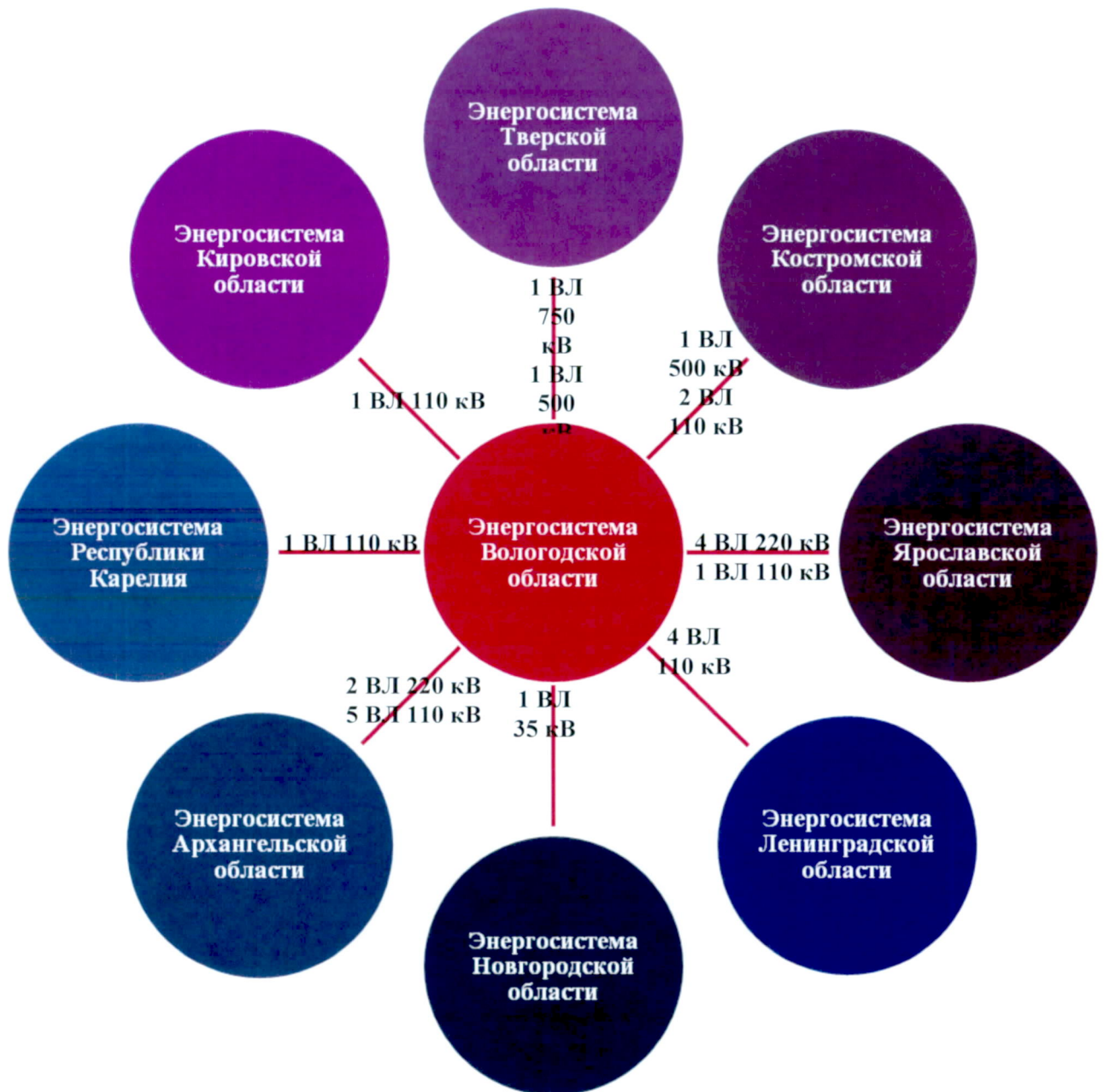


Рисунок 13. Блок-схема внешних электрических связей Вологодской области

II-15. Единый топливно-энергетический баланс Вологодской области за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД

Топливо-энергетические балансы Вологодской области за 2012-2016 гг. представляют собой таблицы, в которых в едином топливном эквиваленте (тоннах условного топлива) отражены взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок, распределения и использования конечными потребителями основных видов энергетических ресурсов.

К ним относятся:

- уголь и продукты его переработки — кокс металлургический, орешек коксовый, мелочь коксовая, а также доменный и коксовый и другие отходящие газы металлургических процессов (в балансе эти энергоресурсы объединены в группу «Уголь»);
- различные продукты переработки нефти — бензины, керосины, дизельные топлива, мазуты, углеводородные газы, в том числе сжиженные и прочее («Нефтепродукты»);
- природный газ, включая попутный нефтяной газ («Природный газ»);
- прочие виды горючих энергоресурсов, в том числе возобновляемые, — торф и торфобрикеты, древесина топливная, древесные топливные гранулы (пеллеты), отходы деревообрабатывающего производства, твердые бытовые отходы и другое («Прочие виды топлива»);
- энергия потока водных масс («Гидроэнергия»);
- электрическая энергия;
- тепловая энергия.

Балансы разработаны в соответствии с международными стандартами и в формате, используемом Международным энергетическим агентством (МЭА) и Евростатом, то есть с выделением следующих основных разделов:

- поставки первичных энергоресурсов и их эквиваленты;
- преобразование энергоресурсов (сектор трансформации);
- потери энергоресурсов при распределении;
- конечное потребление.

Поставки первичных энергоресурсов и их эквиваленты.

В течение рассматриваемого периода, значения по строке «Сальдо экспорта-импорта» для всех энергоресурсов положительны. Согласно логике ТЭБ это означает, что регион импортирует топливо, в том числе все основное первичное, и энергию, и он является зависимым от этих внешних поставок.

Таблицы 30-34, представляющие ТЭБ Вологодской области за 2012-2016 годы, сформированы на базе официальной статистической отчетности в сфере энергетики и экономики, выпускаемой Государственным комитетом по статистике и его территориальными подразделениями на основе форм федерального статистического наблюдения.

Таблица 30. ТЭБ Вологодской области за 2012 год, тыс. т у. т.

Параметр	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Гидроэнергия	Прочие виды топлива	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	17	490	0	0	507
Сальдо экспорта-импорта	8319	642	8514	-17	-205	923	0	18175
Изменение запасов	2	15	0	0	14	0	0	31
Валовые поставки первичных энергоресурсов	8321	657	8514	0	298	923	0	18713
Полное потребление энергоресурсов	8321	657	8514	0	298	923	-13	18700
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	13	13
Электростанции: всего	-1797	-3	-1834	-17	-63	907	1188	-1621
в т. ч. электроэнергия	-1171	-2	-1195	0	-41	907	0	-1503
Тепловая энергия (все источники)	-606	-9	-1738	0	-156	0	3075	567
в т. ч. электростанции	-526	-1	-537	0	-18	0	1188	105
котельные	-79	-8	-1201	0	-138	0	1233	-192
теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	654	654
Собственные нужды предприятий энергетики	-712	0	0	0	0	0	0	-712
Потери при распределении	-446	0	0	0	0	-102	-131	-679
Конечное потребление энергии	0	0	0	0	0	-150	-136	-286
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	5385	646	5581	0	101	1577	2795	16086
Добыча полезных ископаемых ⁶	0	61	7	0	9	25	82	185
Обрабатывающие производства	0	0,2	0	0	0	0	0,5	1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды ⁷	0	1	0	0	0	0	0	1
Строительство	5375	103	2549	0	34	1038	1660	10760
Транспорт и связь	0	12	8	0	2	42	67	132
Прочие ВЭД (сфера услуг)	2	19	2	0	0	10	14	47
Бытовой сектор	4	83	1370	0	2	142	53	1653
Неэнергетические нужды	3	46	7	0	25	196	196	473
Население	1	323	196	0	17	123	721	1381

⁶ — Кроме топливно-энергетических.

⁷ — Кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 31. ТЭБ Вологодской области за 2013 год, тыс. т у. т.

Параметр	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Гидроэнергия	Прочие виды топлива	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	13	523	0	0	536
Сальдо экспорта-импорта	9102	796	8321	-13	-240	866	0	18833
Изменение запасов	75	5	0	0	-2	0	0	78
Валовые поставки первичных энергоресурсов	9177	802	8321	0	281	866	0	19447
Полное потребление энергоресурсов	9177	802	8321	0	281	866	-333	19114
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	333	333
Электростанции: всего	-2166	-1	-1698	-13	-67	981	1258	-1706
в т. ч. электроэнергия	-1445	-1	-1133	0	-45	981		-1642
Тепловая энергия (все источники)	-671	-13	-1604	0	-133	0	3086	666
в т. ч. электростанции	-602	0	-472	0	-19		1258	166
котельные	-69	-12	-1132	0	-114	0	1156	-172
теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	672	672
Собственные нужды предприятий энергетики	-842	0	0	0	0	0	0	-842
Потери при распределении	-491	0	0	0	0	-114	-137	-741
Конечное потребление энергии	0	0	0	0	0	-146	-131	-277
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	5728	788	5584	0	104	1588	2485	16277
Добыча полезных ископаемых ⁸	0	58	2	0	7	21	75	164
Обрабатывающие производства	0	0,2	0	0	0	0	0,5	1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды ⁹	0	1	0	0	0	0	0	1
Строительство	5722	93	2474	0	36	1016	1462	10802
Транспорт и связь	0	10	3	0	3	31	58	105
Прочие ВЭД (сфера услуг)	0	15	2	0	0	8	8	33
Бытовой сектор	5	80	1567	0	2	179	50	1883
Неэнергетические нужды	1	40	7	0	23	199	145	415
Население	0	491	178	0	16	134	687	1505

⁸ — Кроме топливно-энергетических.

⁹ — Кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 32. ТЭБ Вологодской области за 2014 год, тыс. т у. т.

Параметр	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Гидроэнергия	Прочие виды топлива	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	12	500	0	0	512
Сальдо экспорта-импорта	9356	794	8631	-12	-215	685	0	19239
Изменение запасов	-48	8	0	0	-1	0	0	-41
Валовые поставки первичных энергоресурсов	9308	803	8631	0	284	685	0	19710
Полное потребление энергоресурсов	9308	803	8631	0	284	685	-273	19437
Невязка баланса	0	0	0	0	0	0	273	273
Электростанции: всего	-2550	-1	-1529	-12	-49	1116	1248	-1775
в т. ч. электроэнергия	-1775	0	-1064	0	-34	1116	0	-1757
Тепловая энергия (все источники)	-710	-11	-1463	0	-146	0	3062	732
в т. ч. электростанции	-650	0	-389	0	-12	0	1248	197
котельные	-60	-11	-1074	0	-134	0	1120	-159
теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	694	694
Собственные нужды предприятий энергетики	-792	0	0	0	0	0	0	-792
Потери при распределении	-508	0	0	0	0	-123	-145	-776
Конечное потребление энергии	0	0	0	0	0	-80	-130	-210
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	5523	791	6103	0	103	1598	2514	16633
Добыча полезных ископаемых ¹⁰	0	60	3	0	9	14	63	150
Обрабатывающие производства	0	0,2	0	0	0	0	0,4	1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды ¹¹	0	1	0	0	0	1	0	2
Строительство	5515	102	2788	0	37	1041	1475	10958
Транспорт и связь	0	10	2	0	2	20	65	100
Прочие ВЭД (сфера услуг)	0	16	1	0	0	10	6	32
Бытовой сектор	6	79	1844	0	2	183	52	2166
Неэнергетические нужды	1	40	6	0	17	188	199	451
Население	0	482	177	0	17	142	654	1472

¹⁰ — Кроме топливно-энергетических.

¹¹ — Кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 33. ТЭБ Вологодской области за 2015 год, тыс. т у. т.

Параметр	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Гидроэнергия	Прочие виды топлива	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	0,0	0,0	0,0	12,6	498,0	1333,4	1109,6	2953,6
Сальдо экспорта-импорта	5617,1	261,0	13183,0	-12,6	-218,0	491,9	381,6	19704,0
Изменение запасов	61,9	-4,5	0,0	0,0	-2,7	0,0	0,0	54,7
Валовые поставки первичных энергоресурсов	5617,1	875,6	13183,5	0,0	182,1	797,1	381,6	21036,9
Полное потребление энергоресурсов	5555,2	619,1	13183,5	0,0	184,7	1825,3	1956,4	23324,2
Невязка баланса	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,0	189,0
Электростанции: всего	-1804,5	-1,9	-1835,0	-12,6	-47,0	1333,0	1093,0	-1275,0
в т. ч. электроэнергия	-862,5	0,0	-1106,0	0,0	-43,0	1333,0	0,0	-678,5
Тепловая энергия (все источники)	-1014,0	-10,0	-1212,0	0,0	-151,0	-286,4	2890,6	217,3
в т. ч. электростанции	-942,0	0,0	-729,0	0,0	-4,0	0,0	1093,0	-582,0
котельные	-72,0	-10,0	-483,0	0,0	-147,0	0,0	1109,6	397,6
теплоутилизационные установки	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	688,0	688,0
Собственные нужды предприятий энергетики	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-69,9	-154,0	-223,9
Потери при распределении	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-83,1	-118,8	-201,9
Конечное потребление энергии	5510,4	543,4	8664,0	0,0	253,0	1857,1	3866,8	20694,7
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,6	27,7	61,0	0,0	9,0	32,8	40,1	171,2
Добыча полезных ископаемых ¹²	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	3,3
Обрабатывающие производства	4887,0	8,2	3268,0	0,0	112,5	1131,1	1497,0	10903,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды ¹³	595,1	4,5	1539,7	0,0	52,3	84,5	326,0	2602,1
Строительство	0,6	2,5	1,2	0,0	0,0	7,6	0,6	12,5
Транспорт и связь	1,2	33,7	2013,0	0,0	2,7	175,5	287,0	2513,1
Прочие ВЭД (сфера услуг)	6,7	11,0	19,0	0,0	21,0	57,0	184,0	298,7
Бытовой сектор	3,2	37,0	173,2	0,0	19,0	212,0	860,5	1304,9
Неэнергетические нужды	15,0	1,0	1390,0	0,0	25,6	0,0	0,0	1431,6
Население	0,0	417,0	198,9	0,0	10,9	155,9	670,8	1453,5

¹² — Кроме топливно-энергетических.

¹³ — Кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Таблица 34. ТЭБ Вологодской области за 2016 год, тыс. т у. т.

Параметр	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Гидроэнергия	Прочие виды топлива	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	0	0	0	16,8	568	1665,1	3691,1	5941
Сальдо экспорта-импорта	5702,4	268	14148,1	-16,8	-205	299,3	0	20196
Изменение запасов	48,8	-3,2	0	0	-3,1	0	0	42,5
Валовые поставки первичных энергоресурсов	5751,2	264,8	14148,1	0	359,9	299,3	0	20823,3
Полное потребление энергоресурсов	5623,2	629,8	14148,1	0	429,8	2036,6	4265,7	27133,2
Невязка баланса	79,2	0	0	0	2,2	0	189	270,4
Электростанции: всего	-1711,4	-2,5	-2011	-16,8	-42	1665,1	1253,4	-865,2
в т. ч. электроэнергия	958,4	0	1311,1	0	-40	1665,1	0	3894,6
Тепловая энергия (все источники)	-948,2	-13	-1727	0	-160,2	-289,4	3691,1	553,3
в т. ч. электростанции	-895	0	-833	0	-4	0	1211,7	-520,3
котельные	-69	-12	-894	0	-154	0	1788,4	659,4
теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	691	691,0
Собственные нужды предприятий энергетики	0	0	0	0	0	-72,3	-158	-230,3
Потери при распределении	0	0	0	0	0	-89,5	-129,3	-218,8
Конечное потребление энергии	5828,5	554,8	7372,0	0,0	267,6	1874,8	3978,4	19876,1
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,7	29,7	61	0	9	33,2	42,1	175,7
Добыча полезных ископаемых ¹⁴	1,1	0,9	0,1	0	0,2	0,8	0,9	4,0
Обрабатывающие производства	5186,6	8,5	3361	0	123,6	1138,2	1564	11381,9
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды ¹⁵	611,2	4,9	64,1	0	52,3	84,9	351,2	1168,6
Строительство	0,8	2,7	1,3	0	0,1	7,8	0,7	13,4
Транспорт и связь	1,5	33,7	2055,6	0	2,9	176,2	290,1	2560,0

¹⁴ — Кроме топливно-энергетических.

¹⁵ — Кроме производства и распределения электроэнергии и тепла.

Прочие ВЭД (сфера услуг)	7,1	11,4	20,5	0	22,1	58	184,5	303,6
Бытовой сектор	3,5	37	181,1	0	19,5	217,3	868	1326,4
Неэнергетические нужды	16	1	1415,7	0	26,4	0	0	1459,1
Население	0	425	211,6	0	11,5	158,4	676,9	1483,4

РАЗДЕЛ III. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

III–1. ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

На основании приведенных в разделе II-13 данных, особенности и проблемы текущего состояния электросетевого оборудования сводятся к следующему:

На ПС 500 кВ Череповецкая выявлен значительный износ силового оборудования 500 и 220 кВ, опорных конструкций. Часть выключателей 220 кВ не соответствует требованиям по отключающей способности. ПС 500 кВ Череповецкая является одним из главных источников питания производственных объектов ПАО «Северсталь» и АО «Апатит», нарушение электроснабжения которых может привести техногенной катастрофе в регионе. Рекомендуется проведение комплексной технической реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая.

ПС 220 кВ Октябрьская является однострансформаторной без резервного питания по стороне 220 кВ.

Схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 220 кВ Явенга (Тяговая), ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая) выполнены по устаревшей схеме с отделителями и короткозамыкателями. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Рекомендуется произвести замену короткозамыкателей и отделителей на элегазовые выключатели.

Оценка технического уровня дана на основании анализа основных параметров электросетевых объектов, предоставленных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и другими компаниями, владеющих оборудованием 110 кВ и выше.

На основании данных, представленных в таблицах, можно заключить, что около 40 % находящегося в эксплуатации электросетевого оборудования отработало срок службы и требует проведения работ по техническому перевооружению или строительству новых подстанций взамен отработавших. Большой уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Техническое состояние сети 110 кВ и выше оценивается в целом удовлетворительно, хотя к 2019 году около 60 % трансформаторов подстанций и около 20 % линий электропередач 110 кВ и выше отработало нормативный срок службы. Необходимо обратить внимание на то, что при истечении срока службы электрооборудования вероятность отказа увеличивается на порядок.

Таблица 35. Технический уровень электросетевых объектов 110 кВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Показатель	Кол-во подстанций 110 кВ, находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго» (всего 89 шт.)		
	Наименование	шт.	%
Одно- трансформаторные ПС	ВЭС (110 кВ — 26 шт.)		
	ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородняя, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Шуйское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	8	30
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		

Показатель	Кол-во подстанций 110 кВ, находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго» (всего 89 шт.)		
		ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Избоищи (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	3
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Сусоловка	1	7,7
	ТЭС (110 кВ — 12 шт.)		
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	3	25
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Мегра, ПС 110 кВ Бечевинка, ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Устье	4	30,8
	Итого	17	19
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	ВЭС (110 кВ — 26 шт.)		
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородняя, ПС 110 кВ Никольский Погост, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино, ПС 110 кВ Плоское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ), ПС 110 кВ Шуйское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	8	30
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		
	ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Избоищи	3	12
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	-	0	0
	ТЭС (110 кВ — 12 шт.)		
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	3	25
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Бечевинка	1	7,7
Итого	15	16,8	
Подстанции на ОД и КЗ	ВЭС (110 кВ — 26 шт.)		
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Вожега, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Вохтога, ПС 110 кВ ГДЗ, ПС 110 кВ Жерноково, ПС 110 кВ Кипелово, ПС 110 кВ Луговая, ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Новленское, ПС 110 кВ Плоское, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Сямжа, ПС 110 кВ Чекшино	15	57,6
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		
	ПС 110 кВ Нелазское, ПС 110 кВ Новые углы, ПС 110 кВ Батран, ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Поселковая	7	28
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Борки, ПС 110 кВ Сусоловка, ПС 110 кВ Зеленцово, ПС 110 кВ Вострое	4	30,8
	ТЭС (110 кВ — 12 шт.)		
	ПС 110 кВ В. Спасский Погост, ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Власьевская, ПС 110 кВ Ляменьга	4	33,3
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Вашки	2	15,4
Итого	32	36	

Технический уровень сети 110 кВ филиала «Вологдаэнерго», согласно таблице 36, не высокий:

- подстанции без резервного питания со стороны высшего напряжения — 15 шт.;
- однострансформаторные подстанции — 17 шт.
- подстанции на ОД и КЗ — 32 шт.

В таблице 36 представлена информация об электросетевом оборудовании подстанций, находящихся на балансе сторонних организаций 110 кВ.

Таблица 36. Технический уровень абонентских подстанций 110 кВ

Показатель	Наименование	Кол-во абонентских подстанций, шт.
Подстанции на ОД и КЗ	ПС 110 кВ Скалино (тяговая), ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ПС 110 кВ Кипелово (тяговая).	5

Большая часть схем РУ 110 кВ выполнена по упрощенным схемам с отделителями и короткозамыкателями. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

В сети 110 кВ имеются очень длинные транзиты и участки, где структура сети не соответствует рекомендациям по количеству промежуточных подстанций, присоединенных к ВЛ между двумя опорными ПС (таблица 37).

Таблица 37. Участки сети с большим количеством промежуточных ПС

№	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Протяженность транзита / количество ПС
Длина одноцепного транзита 110 кВ более 120 км			
1	ВЛ 110 кВ Дымково — Кич.Городок с отпайкой на ПС Усть Алексеево, ВЛ 110 кВ Кич.Городок — Калинин	Дымково, Усть Алексеево, Кич-Городок, Калинин	140,16 км
2	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинин — Зеленцово	Тотьма-2, Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово, Калинин	171,45 км
3	ВЛ 110 кВ Сокол — Воробьево с отпайками, ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	Сокол, Чекшино, Воробьево (Шуйское), Погорелово	132,5 км
4	ВЛ 110 кВ Сокол — Биряково, ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	Сокол, Биряково, Погорелово	136,7 км
5	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 110 кВ Харовск (Районная) Сямжа, Чушевицы, Верховажье, Вельск	228,65 км
6	ВЛ 110 кВ Дымково — Полдарса, ВЛ 110 кВ Полдарса — Вострое, ВЛ 110 кВ НПС-Вострое, ВЛ 110 кВ Тарнога — НПС	Дымково, Полдарса, Вострое, НПС, Тарнога	178,06 км

№	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Протяженность транзита / количество ПС
7	ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	Чагода, Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово, Суда	192,23 км
8	ВЛ 110 кВ Петриново — Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка, ВЛ 110 кВ Антушево — Белозерск, ВЛ 110 кВ Кириллов — Белозерск	Петриново, Бечевинка, Антушево, Белозерск, Кириллов	124,15 км
БОЛЕЕ ТРЕХ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПС НА ОДНОЦЕПНОМ ТРАНЗИТЕ 110 кВ			
9	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с от-пайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинин — Зеленцово	Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово	4
10	ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово	5
11	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	ПС 110 кВ Харовск (Районная), Сямжа, Чушевицы, Верховажье	4

III–2. ОЦЕНКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ РЕЖИМНО-БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ

Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Вологодской области за последние 5 лет по данным АО «СО ЕЭС»

Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС Вологодской энергосистемы, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.

Балансы мощности Вологодской энергосистемы на час прохождения совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки за период 2013-2017 гг. представлены в таблице 38.

Таблица 38. Баланс мощности Вологодской энергосистемы за 2013-2017 года, МВт

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки	1916	1954	1893	1926	1892
Собственный максимум нагрузки ЭС	1950	2025	1944	1968	1916
Установленная мощность на конец года	1400,8	1932,28	1932,28	1939,78	1985,78
Генерация:	-	-	-	-	-
на час совмещенного максимума	1082	1320	1122	1452	1515
на час собственного максимума	946	1285	1225	1659	1239

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Фактический резерв мощности на час совмещенного максимума	217	12,0	53	436	335
То же, в % от совмещенного максимума	11,33	0,62	2,77	22,6	17,7
Сальдо перетоков:	-	-	-	-	-
на час совмещенного максимума	834	634	771	474	377
на час собственного максимума	1004	740	719	309	677

Баланс мощности Вологодской энергосистемы в отчетный период 2013-2017 гг. складывался дефицитно. В 2013 году дефицит мощности составил 1004 МВт. В 2017 году дефицит мощности снизился и составил 677 МВт. Такая динамика дефицита обусловлена изменением собственного максимума нагрузки Вологодской энергосистемы и увеличением генерации.

Совмещенный с ОЭС Центра максимум нагрузки Вологодской области в 2017 году составил 1892 МВт, что составляло около 5,2 % от общего потребления ОЭС Центра. Величина собственного максимума нагрузки энергосистемы в 2017 году составила 1916 МВт, снизилась на 2,71% по сравнению со значением предыдущего отчетного периода.

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности Вологодской ЭС составляет 35,3 % от собственного максимума нагрузки. Оставшаяся часть нагрузки покрывалась за счет перетоков мощности из соседних энергосистем.

Баланс электрической энергии Вологодской энергосистемы за 2013-2017 годы представлен в таблице 39.

Таблица 39. Баланс электроэнергии Вологодской энергосистемы за 2013-2017 года

Год	2013	2014	2015	2016	2017
Электропотребление	13 422,70	13 531,53	13 611,25	13 555,95	13 639,99
Производство электроэнергии	7 883,34	9 115,24	10 640,67	11 490,63	9 666,47
Дефицит (-)	-5 539,36	-4 416,30	-2 970,58	-2 065,32	-3 973,52

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период Вологодская энергосистема являлась дефицитной. В период 2013-2017 гг. дефицит электроэнергии Вологодской энергосистемы находился в диапазоне 2065,32 - 5539,3 млн. кВт·ч. и покрывался перетоками электроэнергии из смежных энергосистем ОЭС Центра.

Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Вологодской области за последние 5 лет по данным органов исполнительной государственной власти Вологодской области

Динамика производства энергетических ресурсов на территории Вологодской области проводится путем сопоставления данных предоставленных Росстатом и Системным оператором АО «СО ЕЭС», представлена в табл. 40.

Таблица 40. Фактическое производство электрической энергии по Вологодской энергосистеме в 2013-2017 гг., млн. кВт·ч

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Производство электрической энергии по	8091	9190	10841	11699	10131,334 (предполагаемое)

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
данным Росстата					значение показателя по данным Вологдастата) Официальные данные Росстата не ранее 01.07.2018 г.
Производство электрической энергии по данным АО «СО ЕЭС»	7883	9115	10641	11491	9666,5
Соотношение показателей производства электроэнергии Росстата и АО «СО ЕЭС»	208	75	200	208	464,8
Соотношение показателей, в %	2,6	0,8	1,8	1,8	4,6

III–3. НАЛИЧИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ ПОВЫШЕННОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СВЯЗАННЫХ С НЕДОСТАТКОМ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ МОЩНОСТИ В НЕОБХОДИМЫХ ОБЪЕМАХ С УКАЗАНИЕМ ОГРАНИЧИВАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Анализ загрузки сетевого оборудования на территории Вологодской области

Загрузка автотрансформаторов 220/110 кВ на подстанциях Вологодской энергосистемы по данным предоставленных контрольных замеров в период прохождения максимумов 2013-2017 г. представлена в таблице 41.

Из таблицы 41 следует, что загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ находится в допустимых пределах. Анализ загрузки автотрансформаторов 220/110 кВ Вологодской энергосистемы позволяет сделать вывод о достаточном резерве мощности автотрансформаторов.

Сводные данные за отчетный период о загрузке трансформаторов в нормальном режиме совмещенного зимнего максимума, послеаварийной или ремонтной перегрузке, наличии резервов мощности на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» приведены в таблице 42.

Согласно приведенной информации, необходима первоочередная замена трансформаторов:

- на ПС 110/35/10 кВ Кубенское замена Т-1 и Т-2 мощностью 2×10 МВА;
- на ПС 110/10 кВ Вохтога замена Т-1 и Т-2 мощностью 2×10 МВА;
- на ПС 110/35/10 кВ Устюжна замена Т-1 и Т-2 мощностью 2×10 МВА.

Таблица 41. Загрузка автотрансформаторов 220 кВ основных центров питания в зимний и летний периоды

Наименование	Установленная мощность, МВА	2013 год					2014 год					2015 год					2016 год					2017 год					
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	
Зимний период																											
ПС 220 кВ Вологда-Южная (новая)																											
АТ1	150	45,7	23,4	51,3	34,2	98,7	30,3	12,3	32,7	21,8	117,3	27,7	16,5	32,2	21,4667	117,8	17,7	17,5	24,8906	16,6	125,109	23,9	1,6	24,0	16,0	126,0	
АТ2	150	46	23,3	51,6	34,4	98,4	30,7	12,4	33,1	22,1	116,9	28	16,7	32,6	21,7	117,4	19,1	17,9	26,1767	17,5	123,823	24	1,6	24,1	16,0	125,9	
АТ3	150	45,9	23,1	51,4	34,3	98,6	30,4	12,3	32,8	21,9	117,2	27,7	16,5	32,2	21,5	117,8	20,3	17,8	26,9987	18,0	123,001	22,4	1	22,4	14,9	127,6	
АТ4	150	36,5	18,3	40,8	27,2	109,2	30,4	12,3	32,8	21,9	117,2	27,7	16,5	32,2	21,5	117,8	15	13,9	20,4502	13,6	129,55	22,4	1	22,4	14,9	127,6	
ПС 220 кВ Сокол																											
АТ1	125	40,3	5,9	40,7	32,6	84,3	31,2	11,3	33,2	26,6	91,8	34,3	19	39,2	31,4	85,8	33,7	14	36,4923	29,2	88,5077	40	4,1	40,2	32,2	84,8	
АТ2	125	35,5	4,4	35,8	28,6	89,2	28,9	10,4	30,7	24,6	94,3	37,1	16	40,4	32,3	84,6	27,9	11,3	30,1015	24,1	94,8985	38,1	4,3	38,3	30,7	86,7	
ПС 220 кВ Ростилово																			0						0,0		
АТ1	125	37,3	17,9	41,4	33,1	83,6	41,9	13,4	44	35,2	81	34,9	13,9	37,6	30,1	87,4	31,9	11,4	33,8758	27,1	91,1242	42,5	29,2	51,6	41,3	73,4	
АТ2	125	26,5	17,2	31,6	25,3	93,4	41,9	13,4	44	35,2	81	34,9	13,9	37,6	30,1	87,4	31,7	11,5	33,7215	27,0	91,2785	42,5	29,2	51,6	41,3	73,4	
ПС 220 кВ РПП-1																											
АТ2	200	70,5	82	108,1	54,1	91,9	53,9	77,7	94,6	47,3	105,4	60,3	51,5	79,3	39,7	120,7	66	60	89,1964	44,6	110,804	75,6	77,5	108,3	54,1	91,7	
АТ3	200	70,9	83	109,2	54,6	90,8	53,9	77,7	94,6	47,3	105,4	60,3	51,5	79,3	39,7	120,7	66	60	89,1964	44,6	110,804	76,5	77,5	108,9	54,4	91,1	
ПС 220 кВ Зашекснинская																											
АТ1	63	12,6	4,9	13,5	21,4	49,5	7,9	3,2	8,5	13,5	54,5	12,7	0,8	12,7	20,2	50,3	16	1	16,0312	25,4	46,9688	17,4	9,3	19,7	31,3	43,3	
АТ2	63	12,3	4,7	13,2	21	49,8	11,4	4,6	12,3	19,5	50,7	15,6	0,8	15,6	24,8	47,4	13	2	13,1529	20,9	49,8471	12,2	4,5	13,0	20,6	50,0	
ПС 220 кВ Первомайская																											
Т (2х40)	80	18,3	3,7	18,7	23,4	61,3	22,5	6,6	23,4	29,3	56,6	24,3	5,8	25	31,3	55	8,03	1,78	8,22492	10,3	71,7751	17,9	4,2	18,4	23,0	61,6	
ПС 220 кВ ГПП-1																											
АТ1	125	26,1	23,3	35	28	90	20	19,7	28,1	22,5	96,9	24,3	6	25	20	100	24,3	6	25,0298	20,0	99,9702	-	-	-	-	-	
АТ2	125	26,1	23,3	35	28	90	20	19,7	28,1	22,5	96,9	24,3	6	25	20	100	24,3	6	25,0298	20,0	99,9702	-	-	-	-	-	
ПС 500 кВ Череповецкая																											
АТ1	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,1	79,3	82,1	16,4	418,9	57	165	174,568	34,8	326,432	127,5	145,9	193,8	38,7	307,2	
АТ2	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,5	96,7	97	19,4	404	6	138	138,13	27,6	362,87	152,1	165,5	224,8	44,9	276,2	
ПС 500 кВ Вологодская																											
АТ1	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	169,5	13,4	170	33,9	331	108,7	15,4	109,785	21,9	391,215	171,4	3,2	171,4	34,2	329,6	
АТ2	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	169,4	11,9	169,8	33,9	331,2	111	22,3	113,218	22,6	387,782	173,1	3,1	173,1	34,6	327,9	
ПС 750 кВ Белозерская																											
АТ1	1251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274,5	95,6	290,7	23,2	960,3	221,1	50,5	226,794	18,1	1024,21	415,2	9,8	415,3	33,2	835,7	
АТ2	1251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	276,6	97,6	293,3	23,4	957,7	218,8	51,2	224,711	18,0	1026,29	413,8	7,2	413,9	33,1	837,1	
АТ3	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	89,6	121,5	24,2	379,5	151,3	113,2	188,96	37,7	312,04	181,2	124,8	220,0	43,9	281,0	
Всего	6963					873,7										1383,1				5192,7						4357,9	
Летний период																											
ПС 220 кВ Вологда-Южная (новая)																											
АТ1	150	20,4	1,4	20,4	13,6	129,6	31	1,6	31	20,7	119	24,8	26,9	36,6	24,4	113,4	21,9	14,4	26,21	17,47	123,79	25,9	7	26,8	17,9	123,2	
АТ2	150	20,6	1,4	20,6	13,7	129,4	31	1,6	31	20,7	119	24,8	26,9	36,6	24,4	113,4	22,2	15,1	26,85	17,90	123,15	-	-	-	-	-	

Наименование	Установленная мощность, МВА	2013 год					2014 год					2015 год					2016 год					2017 год				
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв Мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА
АТЗ	150	20,5	1,4	20,5	13,7	129,5	31,2	1,6	31,2	20,8	118,8	25	27,1	36,9	24,6	113,1	23,1	15,8	27,99	18,66	122,01	30	9,2	31,4	20,9	118,6
АТ4	150	20,5	1,4	20,5	13,7	129,5	30,9	1,6	30,9	20,6	119,1	24,7	26,8	36,4	24,3	113,6	18,2	12,2	21,91	14,61	128,09	29,9	8,9	31,2	20,8	118,8
ПС 220 кВ Сокол																										
АТ1	125	26,6	3,5	26,8	21,4	98,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,1	10,9	32,01	25,61	92,99	-	-	-	-	-
АТ2	125	23,3	2,4	23,4	18,7	101,6	32,8	17,9	37,4	29,9	87,6	33,9	8,8	35	28	90	25,1	8,1	26,37	21,10	98,63	52,6	31	61,1	48,8	63,9
ПС 220 кВ Ростилово																										
АТ1	125	17,5	17	24,4	19,5	100,6	29,2	20,1	35,4	28,3	89,6	32,7	16,9	36,8	29,4	88,2	29,9	13,3	32,72	26,18	92,28	-	-	-	-	-
АТ2	125	12,6	16,5	20,8	16,6	104,2	29,2	20,1	35,4	28,3	89,6	32,7	16,9	36,8	29,4	88,2	29,9	13,2	32,68	26,15	92,32	65,4	41,6	77,5	62,0	47,5
ПС 220 кВ РПП-1																										
АТ2	200	65	60,2	88,6	44,3	111,4	-	-	-	-	-	51	60,5	79,1	39,6	120,9	58	41	71,03	35,51	128,97	36,4	55,1	66,0	33,0	134,0
АТ3	200	65	60,2	88,6	44,3	111,4	76	48,5	90,2	45,1	109,8	51	60,5	79,1	39,6	120,9	58	41	71,03	35,51	128,97	36,4	55,1	66,0	33,0	134,0
ПС 220 кВ Зашекснинская																										
АТ1	63	-	-	-	-	-	1,2	0,7	1,4	2,2	61,6	7,8	13,1	15,2	24,1	47,8	8	0	8,00	12,70	55,00	8,6	0	8,6	13,7	54,4
АТ2	63	14	2	14,1	22,4	48,9	14,2	5,7	15,3	24,3	47,7	9	3,5	9,7	15,4	53,3	9	0	9,00	14,29	54,00	8,6	0	8,6	13,7	54,4
ПС 220 кВ Первомайская																										
Т (2х40)	80	9	1,6	9,1	11,4	70,9	21,9	3,6	22,2	27,8	57,8	17,3	5,3	18,1	22,6	61,9	8,3	1,7	8,47	10,59	71,53	16,5	3,4	16,8	21,1	63,2
ПС 220 кВ ГПП-1																										
АТ1	125	-	-	-	-	-	33,9	72	79,6	63,7	45,4	9,4	35,7	36,9	29,5	88,1	9,4	35,7	36,92	29,53	88,08	13,4	13,2	18,8	15,0	106,2
АТ2	125	35,4	20,1	40,7	32,6	84,3	33,9	72	79,6	63,7	45,4	9,4	35,7	36,9	29,5	88,1	9,4	35,7	36,92	29,53	88,08	-	-	-	-	-
ПС 500 кВ Череповецкая																										
АТ1	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115,4	66,2	133	26,6	368	3,9	1,8	4,30	0,86	496,70	25,9	113,9	116,8	23,3	384,2
АТ2	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158,7	126,9	203,2	40,6	297,8	12,8	94,9	95,76	19,11	405,24	6,2	114,1	114,3	22,8	386,7
ПС 500 кВ Вологодская																										
АТ1	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187,7	16,7	188,4	37,6	312,6	131,8	3,5	131,85	26,32	369,15	186,5	13,2	187,0	37,3	314,0
АТ2	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187,8	18,3	188,7	37,7	312,3	133,7	7,1	133,89	26,72	367,11	188,3	13,5	188,8	37,7	312,2
ПС 750 кВ Белозерская																										
АТ1	1251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330,8	31,6	332,3	26,6	918,7	156,3	135,8	207,05	16,55	1043,95	588,5	153,6	608,2	48,6	642,8
АТ2	1251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330,8	31,8	332,3	26,6	918,7	-	-	-	0,00	-	-	-	-	0,0	-
АТ3	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,6	98,6	98,76	19,71	402,24	86,5	216,2	232,9	46,5	268,1
	6963					947,4										1359,1										3326,2

Таблица 42. Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций

№ п/п	Перечень центров питания 110 кВ	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность установленных тр-ров на 01.01.2017, кВА	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Кэфф. загрузки	Резерв
					2013	2014	2015	2016	2017	2017	2017
					Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Сфакт, кВА	Кз.ав. ¹⁷	Срез ¹⁸ , кВА
ПО «ВЭС»											
1	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	40+40	42 000	23 438	20 295	20 246	19 184	16 352	0,39	25 648
2	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	40+40	42 000	28 624	28 717	24 230	26 575	24 604	0,59	17 396
3	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	25+25	26 250	18 575	17 677	20 632	18 972	18 926	0,72	7 324
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	63+63	66 150	36 810	34 737	42 322	42 054	32 840	0,50	33 310
5	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	10+10	10 500	14 758	14 481	10 338	10 320	11 940	1,14	-1 440
6	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	16+16	16 800	2 837	2 612	3 102	3 017	2 745	0,16	14 055
7	ПС 110 кВ Ананьино	110/6	10	10 000	4 760	4 678	3 989	4 387	3 166	0,32	6 834
8	ПС 110 кВ Новленское	110/10	10+10	10 500	1 871	1 679	2 173	2 435	1 846	0,18	8 654
9	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	6,3	6 300	946	946	1 109	1 154	1 053	0,17	5 247
10	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	25+25	26 250	13 774	13 622	14 136	15 325	21 350	0,81	4 900
11	ПС 110 кВ	110/10	10+10	10 500	12 228	11 905	12 349	4 699	10 013	0,95	487

¹⁶ — Сдоп.=Стр.*Кперег., где Сдоп. — максимально допустимая нагрузка подстанции, когда один трансформатор отключен, Стр. — установленная мощность наименьшего трансформатора подстанции, Кперег. — допустимый коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора, равный 1,05 для трансформаторов со сроком службы более 25 лет, 1,4 — менее 25 лет при длительном отключении второго (более 24 часов).

¹⁷ — Кз ав.= Сфакт/Сдоп., где S факт — нагрузка подстанции в зимний максимум. Кз ав. — коэффициент загрузки подстанции в послеаварийном или ремонтном режиме, когда второй отключен. Если Кз ав.>1, то подстанция перегружена.

¹⁸ — Срез.= Сдоп. — Сфакт., где S рез. — резерв мощности на подстанции.

№ п/п	Перечень центров	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Коэфф. загрузки	Резерв
	Вохтога										
12	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	2,5+2,5	2 625	1 286	1 268	668	680	303	0,12	2 322
13	ПС 110 кВ Жернаково	110/35/10	6,3	6 300	1 068	946	1 031	1 166	738	0,12	5 562
14	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6-10	10+10	10 500	3 359	3 227	3 436	3 886	3 354	0,32	7 146
15	ПС 110 кВ Биряково	110/10	2,5+2,5	2 625	694	803	686	734	617	0,24	2 008
16	ПС 110 кВ Кадников	110/10	10+10	10 500	5 372	5 231	4 872	4 788	4 226	0,40	6 274
17	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	6,3	6 300	492	486	572	567	2 204	0,35	4 096
18	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	2,5	2 500		631	619	749	594	0,24	1 906
19	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	10+10	10 500	4 678	4 320	4 706	4 689	4 624	0,44	5 876
20	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	25+25	26 250	8 854	9 488	8 562	9 638	7 871	0,30	18 379
21	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	2,5	2 500	481	433	470	452	397	0,16	2 103
22	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	2,5+2,5	2 625	191	226	281	272	179	0,07	2 446
23	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	2,5	2 500	344	330	375	317	380	0,15	2 120
24	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	10+10	10 500	3 956	3 800	4 716	4 776	4 010	0,38	6 490
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	2,5+6,3	6 300	2 412	1 857	2 058	2 266	1 748	0,28	4 552
26	ПС 110 кВ Ермаково	110/35/10	25+25	26 250	0	0	0	0	0	0,00	26 250
27	ПС 110 кВ ИП Сокол	110/10	25+25	26 250	0	0	0	0	0	0,00	26 250
ПО «ЧЭС»											
28	ПС 110 кВ Искра	110/10	40+40	42 000	19 216	18 643	28 362	27 241	22 401	0,53	19 599

№ п/п	Перечень центров	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Коэфф. загрузки	Резерв
29	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	2,5+2,5	2 625	1 323	1 404	1 489	1 275	1 208	0,46	1 417
30	ПС 110 кВ Загородная	110/10	10+10	10 500	5 074	5 029	4 182	3 553	2 280	0,22	8 220
31	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	40+40	42 000	22 709	20 837	17 454	12 363	18 901	0,45	23 099
32	ПС 110 кВ Енюково	110/6-10	6,3+6,3	6 615	1 828	2 245	2 116	2 311	1 992	0,30	4 623
33	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	25+25	26 250	9 117	10 370	10 662	9 018	8 411	0,32	17 839
34	ПС 110 кВ Климовская	110/35/10	16+10	10 500	3 122	3 111	3 346	3 122	2 785	0,27	7 715
35	ПС 110 кВ Петрино	110/35/10	10+10	10 500	1 103	1 987	1 683	1 582	1 615	0,15	8 885
36	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	10+6,3	6 615	4 715	5 072	3 369	3 605	2 863	0,43	3 752
37	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	10+10	10 500	7 433	7 431	6 718	6 000	5 852	0,56	4 648
38	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	10+10	10 500	6 615	6 273	4 637	5 955	5 700	0,54	4 800
39	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	10+10	10 500	11 767	11 356	11 080	11 261	10 022	0,95	478
40	ПС 110 кВ Желябово	110/10	2,5+2,5	2 625	1 984	2 198	1 587	1 592	1 431	0,55	1 194
41	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	16+16	16 800	10 685	13 109	10 884	12 077	9 247	0,55	7 553
42	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	2,5+6,3	2 625	2 158	2 157	1 798	1 795	1 972	0,75	653
43	ПС 110 кВ Покровское	110/10	2,5	2 500	171	163	182	234	200	0,08	2 300
44	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	10+1,6	10 000	498	514	636	646	583	0,06	9 417
45	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	10+10	10 500	636	202	150	142	100	0,01	10 400
46	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6-10	40+40	42 000	33 780	32 198	31 001	30 022	44 520	1,06	-2 520
47	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	10+10	10 500	6 915	7 224	7 167	8 048	6 220	0,59	4 280

№ п/п	Перечень центров	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Кэфф. загрузки	Резерв
48	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	10+10	10 500	5 133	4 324	3 692	3 792	3 671	0,35	6 829
49	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	6,3+6,3	6 615	5 352	4 890	4 528	4 617	3 956	0,60	2 659
50	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	16+16	16 800	12 548	12 052	11 681	11 613	12 389	0,74	4 411
51	ПС 110 кВ Заполье	110/10	2,5	2 500	457	400	522	505	412	0,16	2 088
52	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	40+40	42 000	0	0	0	0	0	0,00	42 000
ПО «ВУЭС»											
53	ПС 110 кВ Борки	110/35/10	10+10	10 500	3 347	3 883	3 664	3 047	3 296	0,31	7 204
54	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/10	16+16	16 800	13 723	12 769	12 432	14 556	11 546	0,69	5 254
55	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	10+10	10 500	7 835	8 184	6 479	6 273	6 984	0,67	3 516
56	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	110/35/10	6,3+6,3	6 615	1 362	1 381	1 384	1 402	1 411	0,21	5 204
57	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	2,5+2,5	2 625	555	816	680	741	595	0,23	2 030
58	ПС 110 кВ Привоудино	110/35/10	16+16	16 800	10 365	10 481	12 483	12 522	10 996	0,65	5 804
59	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	2,5	2 500	348	325	564	390	316	0,13	2 184
60	ПС 110 кВ Кичменгский Городок	110/35/10	10+10	10 500	8 225	8 401	8 249	9 825	8 668	0,83	1 832
61	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	16+16	16 800	10 654	10 755	9 648	10 510	7 880	0,47	8 920
62	ПС 110 кВ Вострое	110/10	2,5+2,5	2 625	297	282	282	494	281	0,11	2 344
63	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	10+10	10 500	7 478	7 454	7 438	7 596	7 320	0,70	3 180
64	ПС 110 кВ Калинино	110/10	6,3+2,5	6 615	815	899	781	878	684	0,10	5 931

№ п/п	Перечень центров	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Кэфф. загрузки	Резерв
65	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	2,5+2,5	2 625	869	783	739	742	676	0,26	1 949
ПО «ТЭС»											
66	ПС 110 кВ Верхне- Спасский Погост	110/10	2,5	2 625	596	843	588	700	614	0,23	2 011
67	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	6,3+2,5	2 625	840	1 073	934	1 003	887	0,34	1 738
68	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	10+10	10 500	5 922	6 024	6 384	7 375	6 636	0,63	3 864
69	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	10+10	10 500	3 525	3 611	3 380	4 438	3 108	0,30	7 392
70	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	10+10	10 500	5 178	4 791	5 709	4 801	4 882	0,46	5 618
71	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	16+16	16 800	9 664	10 395	11 726	11 195	9 346	0,56	7 454
72	ПС 110 кВ Царева	110/35/10	6,3	6 300	517	550	362	571	504	0,08	5 796
73	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	6,3+6,3	6 615	4 541	4 594	4 388	5 215	4 541	0,69	2 074
74	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	2,5+2,5	2 625	1 847	2 017	1 456	1 630	1 371	0,52	1 254
75	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	2,5	2 500	610	741	671	857	600	0,24	1 900
76	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	10+10	10 500	5 962	5 749	5 173	5 487	4 354	0,41	6 146
77	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	10+10	10 500	1 936	2 150	2 166	2 875	2 875	0,27	7 625
ПО «КЭС»											
78	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	10+10	10 500	9 355	8 298	7 223	7 440	7 025	0,67	3 475
79	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	6,3+6,3	6 615	1 390	1 475	1 153	1 221	1 135	0,17	5 480
80	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	2,5+6,3	2 625	586	577	702	656	700	0,27	1 925

№ п/п	Перечень центров	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность	Сдоп ¹⁶ , кВА	Максимум нагрузки потребителей, подключенных к центрам питания, кВА					Коэфф. загрузки	Резерв
81	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	6,3	6 300	315	360	385	410	365	0,06	5 935
82	ПС 110 кВ Белозерск	110/35/10	10+10	10 500	6 387	6 236	6 353	6 577	6 111	0,58	4 389
83	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	2,5	2 500	210	178	164	268	259	0,10	2 241
84	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	6,3+6,3	6 615	3 544	3 706	2 850	3 599	2 756	0,42	3 859
85	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	10+10	10 500	3 767	3 858	3 409	3 853	3 865	0,37	6 635
86	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	16+16	16 800	7 974	5 014	2 167	2 087	4 991	0,30	11 809
87	ПС 110 кВ Андома	110/10	2,5+2,5	2 625	1 643	1 518	1 647	858	918	0,35	1 707
88	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	16+16	16 800	10 782	9 504	8 105	8 460	8 543	0,51	8 257
89	ПС 110 кВ Мегра	110/10	2,5	2 500	444	377	428	422	395	0,16	2 105
90	ПС 110 кВ Устье	110/10	2,5	2 500	298	208	353	1 131	898	0,36	1 602

III–4. НАЛИЧИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ ПОВЫШЕННОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ (В ТОМ ЧИСЛЕ НЕДОСТАТОЧНЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ)

В Вологодской энергосистеме отсутствуют отдельные части энергосистемы, характеризующиеся повышенной вероятностью возникновения недопустимых режимов работы энергосистемы, связанных с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

РАЗДЕЛ IV. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

IV–1. ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД (С РАЗБИВКОЙ ПО ГОДАМ) ПО ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по базовому варианту развития Вологодской энергосистемы

В соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, разработанной АО «СО ЕЭС», предполагается, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по базовому варианту прогноза с 13789,3 млн. кВт·ч в 2018 г. до 14129,3 млн. кВт·ч в 2023 г., или на 340 млн. кВт·ч., тем самым среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии в период 2019-2023 гг. составит 0,52 %.

Это более чем на порядок ниже среднегодовых темпов прироста в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81 %).

Потребление мощности за период 2018-2023 год в рамках базового варианта возрастет — с уровня 2015 МВт в 2018 году до 2065 МВт в 2023 году, т.е. прирост составит 2,48 % к уровню 2018 года со среднегодовым темпом прироста потребления мощности 0,52 %.

Таблица 43. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергосистеме Вологодской области по базовому варианту

Показатель	Прогноз					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление ЭС Вологодской области — базовый вариант, млн кВт·ч	13789,3	14085,4	13643,2	14109,0	14118,8	14129,3
Среднегодовой темп изменения, %	-	2,1	-3,1	3,4	0,1	0,1
Потребление мощности в ЭС Вологодской области — базовый вариант, МВт	2015	2061	2061	2062	2064	2065
Среднегодовой темп изменения, %	-	2,3	0,0	0,1	0,1	0,1

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по максимальному варианту развития энергосистемы

Данный раздел основан на наличии собственного прогноза спроса у Правительства Вологодской области в лице Департамента топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области.

В качестве исходных данных для разработки «максимального» варианта развития электроэнергетики Вологодской области принята информация об инвестиционных проектах, структуре вводов генерирующего оборудования и установленной мощности генерирующего оборудования, предоставленная Департаментом топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области.

Перечень инвестиционных проектов (максимальный вариант) по развитию электросетевого и энергетического комплекса Вологодской области на 2019-2023 годы представлен в таблице 44.

Таблица 44. Перечень инвестиционных проектов (максимальный вариант) по развитию электросетевого и энергетического комплекса Вологодской области на 2019-2023 гг.

Создание на территории Череповецкого муниципального района области особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Суда», включающей строительство крупного лесоперерабатывающего комплекса с созданием собственных генерирующих мощностей с возможностью выдачи в сеть ЕЭС России. Предварительно проработаны варианты подключения к электрическим сетям различного класса напряжения. В настоящее время инвестором рассматривается вопрос разработки схемы выдачи мощности электростанции, планируемой к строительству.

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Мощность, МВт		Срок реализации
		Генерация	Потребление	
1.	Индустриальный парк «Череповец» и строительство понизительной подстанции 110/10 кВ на новом земельном участке в границах территории ИП – подключение к ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда-1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Суда-1) и ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда-II цепь с отпайками (ВЛ - 110 кВ Суда-2).		26	До 2020 года
2.	Государственная программа «Энергоэффективность и развитие газификации на территории Вологодской области на 2014-2020 годы», утвержденная постановлением Правительства области от 28 октября 2013 года № 1107. Ввод малых ГЭС на девяти объектах в соответствии с Соглашением о сотрудничестве между Правительством Вологодской области и ЗАО «Норд Гидро»:			
3.	- МГЭС «Череповецкая» - ГТС Вологодского водоканала - Плотина «Александровская» - Плотина «Ковжа» - Плотина «Депо» - МГЭС «Опоки» - Плотина «Красавино» - Шекснинская гидроэлектростанция - МГЭС «Вытегра»	0,9 0,4 0,35 0,2 0,08 10 0,04 20-80 1,2		До 2020 года
	Город Череповец			
4.	Новое строительство на территории котельной № 3 когенерационной установки электрической мощностью 1,5 МВт	1,5		До 2022 года

5.	Новое строительство на территории котельной «Южная» когенерационной установки электрической мощностью 5 МВт	5		До 2018 года
6.	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 1,5 МВт на территории котельной № 1	1,5		До 2018 года
7.	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 5 МВт на территории котельной № 2	5		До 2018 года
8.	Новое строительство когенерационной установки электрической мощностью 1,5 МВт на территории котельной «Северная»	1,5		До 2022 года

Необходимо отметить, что ввиду отсутствия точных сроков реализации ряда проектов по строительству энергоисточников не учитывается возможность их поэтапного ввода. При анализе динамики изменения установленной мощности электростанций Вологодской области в 2019-2023 гг. принято допущение, что все станции, сооружаемые по проектам с верхней границей срока реализации (т.е. до какого-либо года), вводятся в работу одновременно в соответствующий последний год. Мощность планируемой к строительству Шекснинской ГЭС принята максимальной, равной 80 МВт, что соответствует наиболее полной реализации инвестиционных проектов в рамках «максимального» варианта развития электроэнергетики Вологодской области.

Таблица 45. Установленная мощность генерирующего оборудования до 2023 г. по типам электростанций Вологодской области, МВт

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022-2023
Вологодская энергосистема, всего	2038,68	2038,68	2131,75	1501,75	1501,75
ГЭС	24	24	105,07	105,07	105,07
ТЭС	2012,4	2012,4	2012,4	1382,4	1382,4
ВИЭ (в т. ч. МГЭС)	2,28	2,28	14,28	14,28	14,28

В соответствии с приведенными выше данными Правительства Вологодской области по реализации инвестиционных проектов и строительству новых генерирующих электрических и тепловых мощностей (и появлению дополнительных собственных нужд этих генерирующих объектов) можно ожидать, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по максимальному варианту прогноза с 13,79 млрд кВт·ч в 2018 г. до 14,12 млрд кВт·ч в 2023 г., или более чем на 0,33 млрд кВт·ч со среднегодовым темпом прироста потребления электроэнергии в 0,49 % за рассматриваемый период. Это более чем в пять раз ниже среднегодовых темпов прироста потребления электроэнергии в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81 %).

Потребление мощности за период 2018-2023 годов в рамках максимального варианта также возрастет — с уровня 2015 МВт в 2018 году до 2065 МВт в 2023 году (+2,48 %), со среднегодовым темпом прироста потребления мощности 0,52 %.

Таблица 46. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергосистеме Вологодской области по максимальному варианту развития

Показатель	Прогноз					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление ЭС Вологодской области (максимальный вариант), млрд. кВт·ч	13,79	14,08	13,64	14,10	14,11	14,12
Среднегодовой темп изменения, %	-	2,1	-3,1	3,3	0,07	0,07
Потребление мощности в ЭС Вологодской области (максимальный вариант), МВт	2015	2061	2061	2062	2064	2065
Среднегодовой темп изменения, %	-	2,3	0	0,1	0,1	0,1

Сравнительный анализ прогноза потребления электроэнергии по базовому и максимальному варианту развития энергосистемы Вологодской области

В подразделе приводится прогноз потребления электроэнергии Вологодской области на период до 2023 года для базового и максимального вариантов.

Сравнительный анализ электропотребления по Вологодской области на расчетный период приведен в таблице 47 и на рисунке 14.

Таблица 47. Прогноз электропотребления Вологодской области, млрд.кВт·ч

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Базовый вариант(Схема ЕЭС России)						
Электропотребление, млрд кВт·ч	13,78	14,08	13,64	14,1	14,11	14,12
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,1	-3,1	3,4	0,1	0,1
Максимальный вариант (ОИВ Вологодской области)						
Электропотребление, млрд кВт·ч	13,789	14,085	13,643	14,109	14,119	14,129
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,1	-3,1	3,3	0,07	0,07

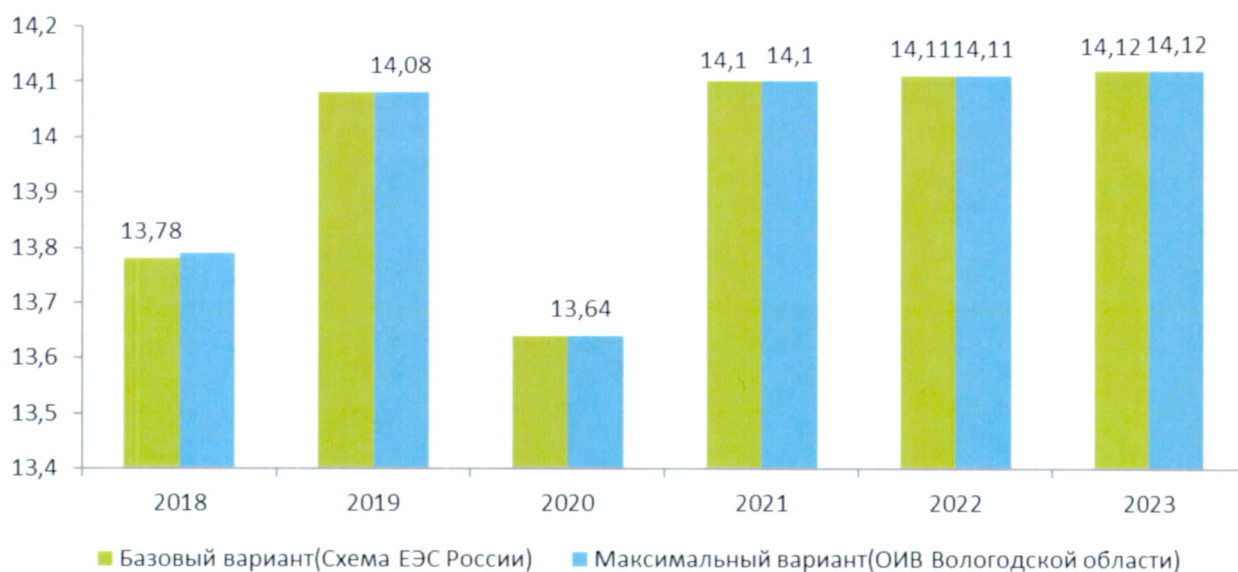


Рисунок 14. Прогноз электропотребления Вологодской области, млрд.кВт·ч

По результатам проведенного анализа, и принимая во внимание то, что на текущий период отсутствуют должным образом оформленные намерения (заявки на технологическое присоединение, оформленные технические условия на технологическое присоединение) от инвесторов по вводу новых мощностей в соответствии с максимальным вариантом развития, базовый вариант, подкрепленный заявками на технологическое присоединение и разработанными техническими условиями на технологическое присоединение является основополагающим для стратегии развития энергосистемы Вологодской области.

Сравнительный анализ прогноза потребления мощности (максимума нагрузки) по базовому и максимальному варианту развития энергосистемы Вологодской области

В подразделе приводится прогноз максимума нагрузки Вологодской области на период до 2023 года для вариантов электропотребления, определенных выше.

Сравнительный анализ собственного максимума нагрузки на расчетный период приведен в таблице 48 и на рисунке 15.

Таблица 48. Прогноз собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области, МВт

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Базовый вариант						
Максимум нагрузки, МВт	2015	2061	2061	2062	2064	2065
Среднегодовые темпы прироста, %		2,3	0,0	0,1	0,1	0,1
Максимальный вариант						
Максимум нагрузки, МВт	2015	2061	2061	2062	2064	2065
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,3	0	0,1	0,1	0,1

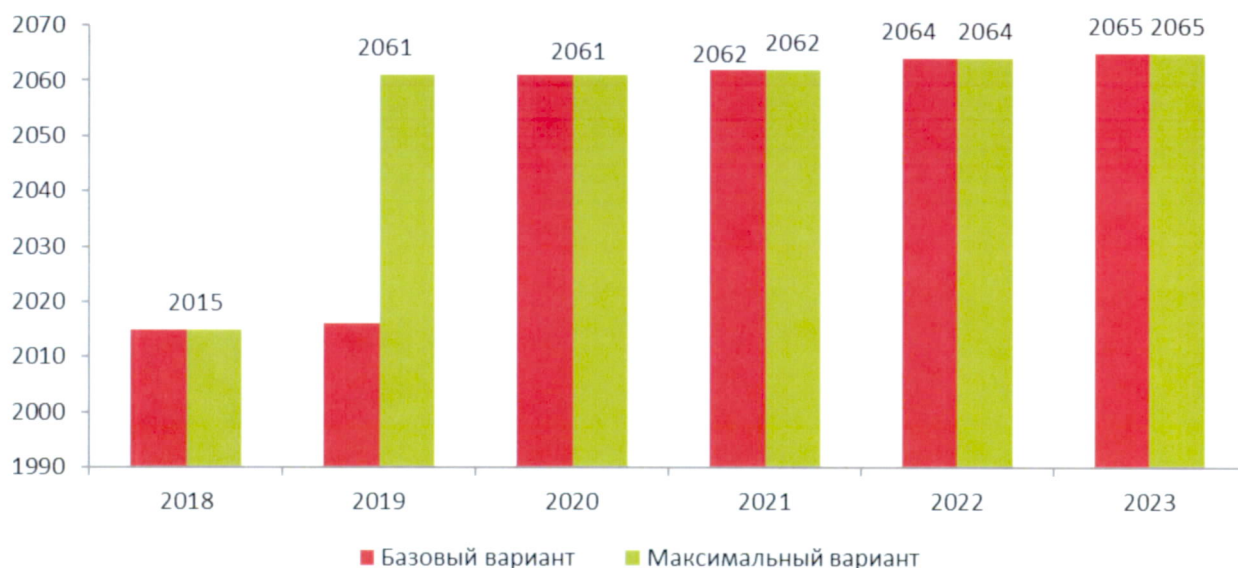


Рисунок 15. Прогноз собственного максимума нагрузки Вологодской области, МВт

По результатам проведенного анализа, и принимая во внимание то, что на текущий период отсутствуют должным образом оформленные намерения (заявки на технологическое присоединение, оформленные технические условия на

технологическое присоединение) от инвесторов по вводу новых мощностей в соответствии с максимальным вариантом развития, базовый вариант, подкрепленный заявками на технологическое присоединение и разработанными техническими условиями на технологическое присоединение является основополагающим для стратегии развития энергосистемы Вологодской области.

IV–2. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 5 МВт (в том числе генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии) на пятилетний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации

Планируемые к выводу из эксплуатации генерирующие объекты на основании актуальной Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период на электростанциях Вологодской области представлены в таблице 49.

Таблица 49. Перечень выводимых из эксплуатации энергетических установок

Электростанция	Ст. №	Уст. мощность исходная, МВт	Уст. мощность / изменение уст. мощности, МВт	Год	Тип мероприятия
Череповецкая ГРЭС	1	210	0 / –210	2021	Вывод из эксплуатации
Череповецкая ГРЭС	2	210	0 / –210	2021	Вывод из эксплуатации
Череповецкая ГРЭС	3	210	0 / –210	2021	Вывод из эксплуатации

IV–3. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ВВОДУ НОВЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ (НОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, БАЛАНСОВАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ)

Планируемых к строительству и вводу новых генерирующих мощностей на территории Вологодской области на основании актуальной Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период на электростанциях Вологодской области не предусматривается.

IV–4. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОЙ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ (ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ) НА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

Базовый вариант

В соответствии с прогнозируемыми уровнями роста нагрузки и планируемым изменением мощности генерирующего оборудования сформированы перспективные балансы мощности по Вологодской энергосистеме на 2019-2023 годы по базовому варианту развития (таблица 50).

Таблица 50. Баланс мощности Вологодской энергосистемы в 2019-2023 гг. по базовому варианту развития, МВт

Вологодская энергосистема	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (собственный максимум)	2061	2061	2062	2064	2065
Покрытие (установленная мощность)	2002,18	2002,18	1372,18	1372,18	1372,18
ГЭС	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28
ТЭС	1975,9	1975,9	1345,9	1345,9	1345,9
Избыток (+) / Дефицит (-)	-58,82	-58,82	-689,82	-691,82	-692,82

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической мощности с возможностью ее покрытия за период 2019-2023 гг. по базовому варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 16.

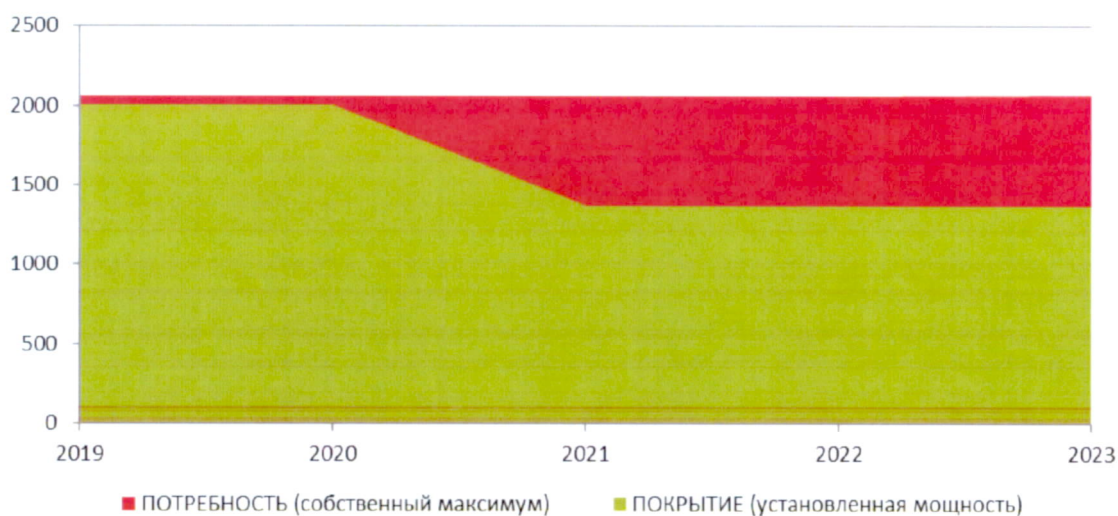


Рисунок 16. Динамика изменения потребности и покрытия электрической мощности 2019-2023 гг. по базовому варианту развития, МВт

Перспективный баланс электропотребления по базовому варианту развития представлен в таблице 51.

Таблица 51. Баланс электрической энергии Вологодской энергосистемы в 2019-2023 гг. по базовому варианту развития, млрд кВт·ч

Вологодская энергосистема	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (потребление электрической энергии)	14,08	13,64	14,11	14,12	14,13
Покрытие (производство электрической энергии)	10,51	10,46	8,80	8,89	9,05
ГЭС	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
ТЭС	10,39	10,33	8,68	8,76	8,92
Избыток (+) / Дефицит (-)	-3,57	-3,19	-5,31	-5,23	-5,08

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической энергии с возможностью ее покрытия за период 2019-2023 гг. по базовому варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 17.

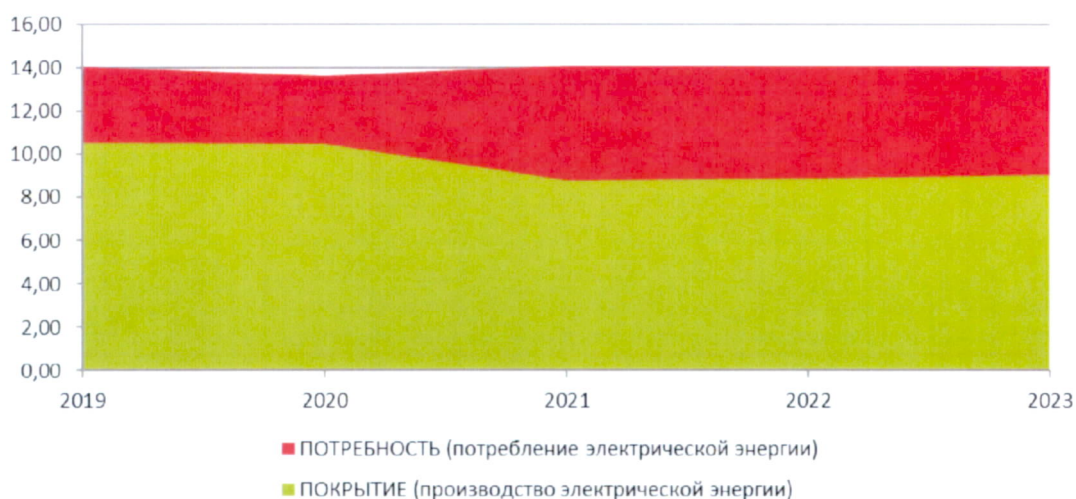


Рисунок 17. Динамика изменения потребности и покрытия электрической энергии 2019-2023 гг. по базовому варианту развития, млрд.кВт.час.

Анализ данных, представленных в таблицах 50 и 51, показывает, что Вологодская энергосистема в перспективе останется дефицитной как по мощности, так и по электрической энергии; дефицит мощности к 2023 г. составит 692,82 МВт, электроэнергии — 5,08 млрд. кВт·ч. Таким образом, за рассматриваемый период покрытие балансов электроэнергии и мощности может быть обеспечено только за счет сальдо-перетока из соседних энергосистем.

Максимальный вариант

Анализ данных по производству электрической энергии (собственной электрогенерации) в Вологодской области в период 2012-2017 годов, между Росстатом и АО «СО ЕЭС», приведенный в разделе III-2 настоящей работы показывает, что в среднем разница показателей составляет приблизительно 2,5 %. С учетом поправочного коэффициента 1,025 (Росстат) в соответствии с прогнозируемыми Департаментом стратегического планирования (ДСП) уровнями роста нагрузки и планируемым изменением мощности генерирующего оборудования сформированы перспективные балансы мощности по Вологодской энергосистеме на 2019-2023 годы (табл. 52).

Таблица 52. Баланс мощности энергосистемы Вологодской области в 2019-2023 гг. по максимальному варианту развития, МВт

Вологодская энергосистема	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ (собственный максимум)	2061,0	2061,0	2062,0	2064,0	2065,0
ПОКРЫТИЕ *(установленная мощность)	2002,2	2002,2	2002,2- 630 = 1372,2	2002,2- 630 = 1372,2	2002,2- 630 = 1372,2
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1975,9	1975,9	1975,9- 630= 1345,9	1975,9- 630= 1345,9	1975,9- 630= 1345,9
ИЗБЫТОК (+) /ДЕФИЦИТ (-)	-58,8	-58,8	-689,8	-691,8	-692,8

Таблица 53. Баланс электрической энергии энергосистемы Вологодской области в 2019-2023 гг. по максимальному варианту развития, млрд.кВт·ч

Вологодская энергосистема	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ (потребление электрической энергии)	13,789	14,085	13,643	14,109	14,119	14,129
ПОКРЫТИЕ (производство электрической энергии)	8,639	8,594	8,46	8,40	8,366	9,72
ПОКРЫТИЕ (производство электрической энергии) – планируемое Росстатом	8,855	8,809	8,672	8,610	8,575	н/д
ГЭС	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	н/д
ТЭС	8,512	8,467	8,333	8,273	8,239	н/д
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	- 4,93	- 5,28	-4,97	-5,5	-5,554	н/д

Анализ данных, представленных в таблицах 1-3, показывает, что Вологодская энергосистема в перспективе останется дефицитной как по мощности, так и по электрической энергии; дефицит мощности к 2023 году составит 692,8 МВт, дефицит электроэнергии к 2022 году – 5,554 млрд. кВт·ч.

IV–5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ВКЛЮЧАЯ ВНЕШНИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ

ПС 110 кВ Индустриальный парк Шексна (ИП Шексна)

Ввод ПС 110 кВ ИП Шексна позволит обеспечить питанием промышленные предприятия в Шекснинском районе. Заявленная мощность потребителей составляет 20 МВт. На ПС 110 кВ ИП Шексна установлены два трансформатора 2x40 МВА. ОРУ 110 кВ подстанции выполнена по схеме №110-9 — «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ предусматривается путем заходов ВЛ 110 кВ РПП 1 — Шексна I, II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Шексна 1, 2), отходящими от центра питания — ПС 220/110/10 кВ РПП-1 (рисунок 25). Согласно ТУ №1432/11 01 от 05.08.2011 года для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо Запада» «Вологдаэнерго» присоединение осуществляется в четырёх точках в пролете опор № 166 — 167.

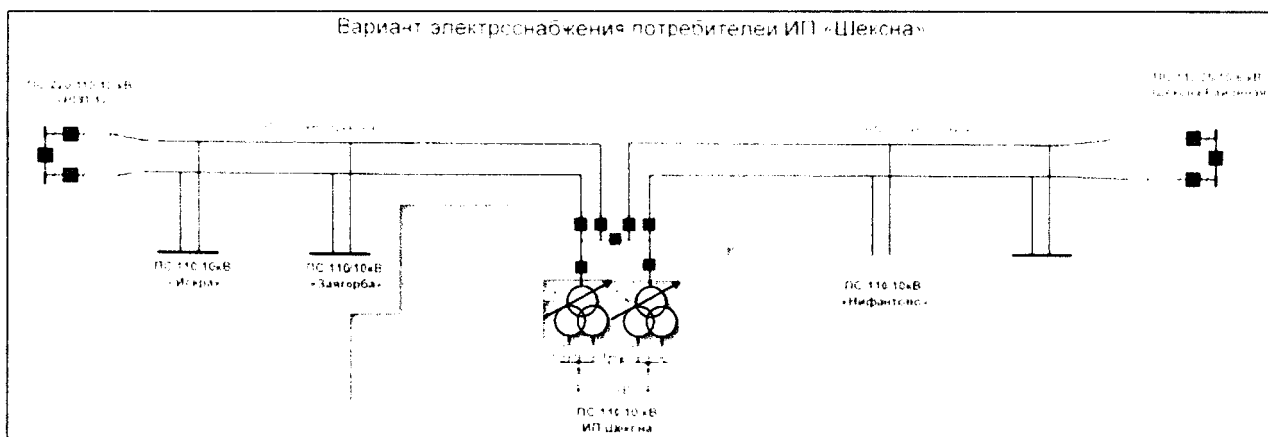


Рисунок 18. Вариант электроснабжения потребителей ИП «Шексна»

Расчет электрических режимов района присоединения ПС 110 кВ ИП Шексна к существующей электрической сети 110 кВ, перечень мероприятий по усилению электрической сети необходимых для обеспечения планируемого ввода ПС 110 кВ ИП Шексна, а также обоснования необходимости оснащения ЛЭП и подстанций данного района устройствами противоаварийной автоматики, изложены в разделах IV-11 настоящей работы.

На основании исходных данных, выданных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» письмом № МР2/2/12/854 от 16.02.2018 года «О предоставлении исходных данных», выполнена проработка представленных на рассмотрение мероприятий по строительству, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов.

По результатам технической проработки и выполненных расчетов электрических режимов, в схему и программу развития включены те мероприятия, которые получили обоснованные подтверждения к их выполнению.

В связи с техническим износом в соответствии с информацией, полученной от филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» рассмотрены и проанализированы следующие объекты:

- ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС;
- ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2.

ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС

Реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога — НПС планируется согласно титулам «Реконструкция линии электропередачи 110 кВ «Тарнога — НПС» Нюксенского района Вологодской области (1 этап)», включающей: замену провода АС 95/16, замену грозозащитного троса, замену опор, протяженность по трассе 23,2 км» и «Реконструкция линии электропередачи 110 кВ «Тарнога — НПС» Тарногского района Вологодской области (2 этап)», включающей: замену провода АС 95/16, замену грозозащитного троса, замену опор, протяженность по трассе 24,7 км».

Технический износ линии составляет 90 %, бухгалтерский износ 25,8 %. ЛЭП введена в эксплуатацию в 1980 году. Существующий провод АС 95/16. По проекту в качестве грозозащитного троса принят ТК-35 ГОСТ 839-59, фактически по участкам смонтирован трос марок ТК-35, ТК-50, ПС-50. Трасса проходит в районах с обычными полевыми загрязнениями. В качестве поддерживающей и натяжной изоляции использованы гирлянды со стеклянными изоляторами ПС-6А. Предпосылками реализации проекта является состояние электроустановки, необходимость обеспечения надежности электроснабжения потребителей с. Нюксеница, в том числе социально значимых (детский сад, ФОК «Газовик», Котельная, средняя школа), и необходимость обновления электроустановок, отработавших нормативный срок, а также вызвана многочисленными аварийными отключениями.

В связи с отсутствием по результатам выполненных расчетов электрических режимов ограничений по пропускной способности ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС, изменение существующего сечения провода линии не требуется.

ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2

«Реконструкция ВЛ-110 кВ Очистные-1,2 в двухцепном исполнении». ВЛ-110 кВ введена в работу в 1980 году. Технический износ составляет 90 %, бухгалтерский износ 25,8 %. Предпосылками реализации проекта является состояние электроустановки, необходимость обеспечения надежности электроснабжения потребителей и необходимость обновления электроустановок, отработавших нормативный срок.

Необходимость реализации также вызвана аварийными отключениями, имевшими место на данной линии в конце 2014 года.

Реализация проекта позволит снизить аварийность по сети 110 кВ, и затраты на аварийно-восстановительные работы, эксплуатационные затраты, расширит объем реализуемой продукции и даст возможность дальнейшему развитию инфраструктуры северо-восточных районов Вологодской области.

ВЛ 110 кВ «Очистные-1,2» приобретена в 31.05.2012 и предназначена для электроснабжения подстанций 110 кВ: «Очистные», «Индустриальный парк «Сокол», «ГДЗ», «ЦБК», которые в свою очередь обеспечивают электроэнергией социально-значимых потребителей города Сокол и Сокольского района.

Тупиковые ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2 реконструируются в связи с физическим износом. Загрузка существующих ЛЭП, состоящих из проводов разных сечений (АСО-240/32, АС-150/24, АС-185/29), согласно отчетным данным в таблице 53 небольшая. На текущий момент в районе ПС 220 Сокол завершено строительство новой ПС 110 кВ ИП Сокол с трансформаторами 2×25 МВА, ПС подключена к ВЛ 110 кВ Очистные 1,2. В сентябре 2015 г. ПС ИП Сокол была введена в работу. По состоянию на текущий период подстанция находится в консервации. Учитывая максимально возможную нагрузку ПС 110 кВ ИП Сокол, загрузка головных участков ВЛ зимой и летом приведена в таблице 54. Нагрузка ПС ИП Сокол принята одинаковой в летний и зимний периоды на уровне 35 МВА (31,3 МВт).

Таблица 54. Перспективная загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1,2

Показатель	Нормальная схема		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 1		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 2	
	зима	лето	зима	лето	зима	лето
Существующая нагрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1, кВт/МВА	2100/2352	5400/6048	-	-	6900/7728	5900/6608
Существующая нагрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2, кВт/МВА	4800/5376	500/560	6900/7728	5900/6608	-	-
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 1 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, кВт/МВА	17753/19939	21053/23635	-	-	38206/42902	37206/41782
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, кВт/МВА	20453/22963	16153/18147	38206/42902	37206/41782	-	-
Загрузка ВЛ 110 кВ	104	124	-	-	224	218

Показатель	Нормальная схема		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 1		Ремонт ВЛ 110 кВ Очистные 2	
Очистные 1 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, А						
Загрузка ВЛ 110 кВ Очистные 2 с учётом ПС 110 кВ ИП Сокол, А	120	95	224	218	-	-

Согласно расчётному значению тока по одной цепи ВЛ 110 кВ Очистные, когда вторая цепь в ремонте, достаточно провода сечением АС-70 с допустимым током зимой 342 А, летом — 265 А.

Выбор сечения по нормированной плотности тока приведен в таблице 55.

Таблица 55. Выбор сечения провода по плотности тока

Ток в линии в нормальном режиме, А	104	120	124	95
Ток в линии с учетом коэффициента, учитывающего изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаемого для линий 110-220 кВ 1,05, А	109,2	126	130,2	99,7
Нормированная плотность тока для алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки 3000-5000 часов/год, А/мм ²	0,9	0,9	0,9	0,9
Расчетное сечение провода, мм ²	121,3	140	144,7	110,8
Стандартное сечение провода (наиболее близкое), мм ²	120	120	120	120

Таким образом, при реконструкции на ВЛ 110 кВ Очистные 1, 2 рекомендуется подвеска провода с сечением 120 мм²

Объем предлагаемой реконструкции ЛЭП 110 кВ в связи с техническим износом приведен в таблице 56.

Таблица 56. Реконструкция ЛЭП 110 кВ в Вологодской энергосистеме в период 2019-2023 гг. в связи с техническим износом

№	Наименование ВЛ	Технические характеристики			Срок ввода, год
		Длина, км	Марка провода и сечение		
			Существующее	Новое	
1	ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС	23,2	АС-95	АС-95	2021
		24,7	АС-95	АС-95	2021
2	ВЛ 110 кВ Очистные 1,2	8,18	АСПТ-150, АС-240	АС-120	2021

IV–6. ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО СИПР, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (В ТОМ ЧИСЛЕ, ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ ПОВЫШЕННОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ) И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ

На рассматриваемый период 2019-2023 согласно проекту «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы» планируется ввод следующих объектов:

- в 2018 году планируется ввод ВЛ 750 кВ Белозерская-Ленинградская протяженностью 473 км с установкой на шинах 750 кВ ПС Белозерская и Ленинградской АЭС ректоров 3×110 Мвар для повышения пропускной способности сечения «Северо-Запад — Центр»;

- в 2023 году планируется завершить «Комплексную реконструкцию ПС 500 кВ Череповецкая» с заменой существующего трансформаторного оборудования на аналогичные по мощности (2×501 МВА), реактора 500 кВ на аналогичные по мощности (180 Мвар).

IV–7. ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Расчеты потокораспределения в электрических сетях Вологодской энергосистемы выполнены на расчетный период развития энергосистемы 2019-2023 гг. для характерных нормальных схем и послеаварийных режимов.

Расчеты режимов потокораспределения выполнены по годам расчетного периода 2019-2023 гг. для:

- режим зимних максимальных нагрузок;
- режим зимних минимальных нагрузок;
- режим летних максимальных нагрузок;
- режим летних минимальных нагрузок.

Расчеты режимов проводились с целью:

- выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации;
- проверки пропускной способности сети для расчетного уровня нагрузок;
- оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети;
- проверки обоснованности предлагаемых к выполнению мероприятий региональными сетевыми и энергетическими компаниями.

Для анализа загрузки сети в зимних режимах использовались длительно допустимые токи для неизолированных сталеалюминевых проводов при температуре воздуха (-5°C) с учетом поправочного коэффициента. Анализ загрузки сети в летних режимах выполнен для температуры воздуха +25°C.

Допустимые токовые нагрузки проводов и оборудования подстанций приняты по данным, предоставленным собственниками.

Результаты расчетов электрических режимов представлены в приложении 1.

При проведении расчетов установившихся режимов были учтены перспективный рост нагрузок по узлам энергосистемы в соответствии с предоставленными техническими условиями на технологическое присоединение электроустановок.

Уровни напряжений во всех проведенных расчетах соответствуют нормированным значениям, установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности в Вологодской энергосистеме не требуется.

Результаты выполненных расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения послужили основанием для разработки рекомендаций, позволяющих обеспечить надежную работу сетей 110 кВ и выше энергосистемы на расчетный период 2019-2023 гг. в районах, которые в настоящее время характеризуются высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы.

IV–8. ОЦЕНКА УРОВНЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ СХЕМЫ НА ПЕРИОД ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ

Расчеты токов трехфазных и однофазных коротких замыканий в настоящей работе выполнены для определения перспективных уровней токов к.з. в сетях 110 кВ и выше Вологодской энергосистемы в целях:

- проверки соответствия коммутационного оборудования, установленного в РУ действующих электросетевых объектов, расчетным значениям токов к.з.;
- определения параметров нового оборудования;
- разработки мероприятий по ограничению токов к.з.

В таблице 57 представлены токи короткого замыкания на 2019 год и на 2023 год с учетом сложившейся перспективы. В таблице учтены подстанции с выключателями. Подстанции, имеющие отделители и короткозамыкатели, а также подстанции, информация по оборудованию которых отсутствуют, в расчет не включались.

Таблица 57. Токи короткого замыкания на 2019 и 2023 года

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
				I(3), кА	I(1), кА	I(3), кА	I(1), кА
ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС» ВОЛОГОДСКОЕ ПМЭС							
ПС Белозерская РУ 750 кВ	HPL-800 В-4-40/3150	3	50	11,9	9,9	12,2	10,2
	HPL-800 В-4	1	40				
ПС Белозерская РУ 500 кВ	HPL-550 В2	3	50	17,7	15,8	18	16,1
	HPL-550 В2	5	31,5				
ПС Белозерская РУ 220 кВ	HPL-245 В1	7	50	22,9	20,9	23,2	21,2
ПС Череповецкая РУ 500 кВ	ВВ-500-20/2000	4	20	15,6	14,6	15,9	14,9
	ВВ-500Б-31,5/2000	1	31,5				
ПС Череповецкая РУ 220 кВ 1,2 СШ 220 кВ	ВВБ-220Б-31,5/2000	11	31,5	22,3	24,7	22,6	25
ПС Череповецкая РУ 220 кВ 3,4 СШ 220 кВ	ВВН-220-15-20/2000	7	40	25,5	27,5	25,8	27,8
	ВВБК-220Б-56/3150	4	56				
ПС Вологодская РУ 500 кВ	ВВ-500Б-31,5/2000	5	31,5	10,8	9,8	11,1	10,1
ПС Вологодская РУ 220 кВ	ВВБ-220Б-31,5/2000	10	31,5	17,6	19,8	17,9	20,1
ПС Первомайская РУ 220 кВ	HPL-245	3	50	8,6	7,8	8,9	8,1
ПС Зашекснинская РУ 220 кВ	GL-314	2	50	6,1	4,8	6,4	5,1
				5,9	4,9	6,2	5,2
ПС Зашекснинская РУ 110 кВ	МКП-110Б	1	20	2,6	3	2,9	3,3
	ВМТ-110	2	25	2,6	2,9	2,9	3,2
ПС РПП-1 РУ 220 кВ	В105-СВ	6	40	26	27	26,3	27,3
ПС РПП-1 РУ 110 кВ	У-110-2000	17	40	30,5	34,5	30,8	34,8
	ВМТ-110Б-40	2	40				
ПС РПП-2 РУ 220 кВ	HPL-245В1	22	40	30,1	34,7	30,4	35
ПС Вологда Южная РУ 220 кВ	В105-СВ	8	40	15,8	15,9	16,1	16,2
ПС Вологда Южная РУ 110 кВ	У-110-2000	20	40	21,2	25,1	21,5	25,4
ПС Ростилово РУ 220 кВ	У-220Б-25/1000	4	25	8,6	7,4	8,9	7,7
ПС Ростилово РУ 110 кВ	МКП-110Б-1000/20	6	20	12,2	13	12,5	13,3
ПС Сокол РУ 220 кВ	LТВ-145D1/В	2	40	6,6	6	6,9	6,3
ПС Сокол РУ 110 кВ	МКП-110Б-1000/20	18	20	9,7	11,4	10	11,7
АО «АПАТИТ» (ЧЕРЕПОВЕЦ)							
ПС ГПП-1 РУ 220 кВ	HPL245В1	2	50	15,5	14,6	15,8	14,9
ПС ГПП-3 РУ 220 кВ	HPL245В1	2	50	16,2	15,6	16,5	15,9
ПС ГПП-5 РУ 220 кВ	HPL245В1	4	50	11,6	10,6	11,9	10,9
				20	20	20,3	20,3
				20,1	20,1	20,4	20,4
ПС ГПП-5А РУ 220 кВ	HPL245В1	2	50	12,6	11,7	12,9	12

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
				21,5	22,1	21,8	22,4
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»							
ПС Великий Устюг РУ 110 кВ	МКП-110/630	7	20	4	3,8	4	4,1
ПС Дымково РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	9	25	3,9	3,5	3,9	3,8
ПС Приводино РУ 110 кВ	ЛТВ-145D1/В-31,5	2	31,5	4,4	4	4,4	4,3
ПС Кич-Городок РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	2	1,9	2	2,2
	HLD-145/1250	3	25				
ПС Никольск РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	2	2,2	2	2,5
	HLD-145/1250	3	25				
ПС НПС РУ 110 кВ	ММО-110/1250	3	н/д	2,2	2	2,2	2,3
	ЛТВ-145D1/В-40	2	40				
ПС Красавино РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	4,7	4,7	4,7	5
ПС Полдарса РУ 110 кВ	ЛТВ-145D1/В-40	1	40	2,1	1,9	2,3	2,2
ПС Усть-Алексеево РУ 110 кВ	ЛТВ-145D1/В-31,5	2	31,5	1,6	1,4	1,8	1,7
				2	1,7	2,2	2
ПС Борки РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	3,8	3,6	3,8	3,9
ПС Калинино РУ 110 кВ	ВБ-110 П-40/2500	4	40	2,1	2,1	2,1	2,4
ПС Зеленцово РУ 110 кВ	HLD-145/1250	1	25	1,8	1,6	1,8	1,9
	КЗ-110	2					
	ОД-110/600	2					
ПС Вострое РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	1	25	2,1	1,8	2,1	2,1
	КЗ-110	2					
	ОД-110/600	2					
ПС Ананьино РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	10,2	8,1	10,2	8,4
ПС Биряково РУ 110 кВ	ВГТ-110	3	40	2,7	1,9	2,7	2,2
ПС Вожега РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	1,9	1,9	1,9	2,2
	ОД-110	2					
	КЗ-110	2					
ПС Воробьево РУ 110 кВ	ВМТ-110	1	25	3,1	2,4	3,1	2,7
	ОД-110	1					
	КЗ-110	1					
ПС Восточная РУ 110 кВ	н/д	н/д	25	10,4	9,7	10,4	10
ПС Вохтога Р РУ 110 кВ	ЗАРІFJ-145/ЕК	1	20	4,3	4,5	4,3	4,8
	ОД-110	2					
	КЗ-110	2					
ПС ГДЗ РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	6,8	6	6,8	6,3
ПС 110 кВ ИП Сокол	ЛТВ-145D-1/В	2	31,5	6,8	6	6,8	6,3
ПС Грязовец РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	5	25	10,1	10	10,1	10,3

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
	МКП-110	5	20				
ПС Ермаково РУ 110 кВ	ВГТ-110	5	40	11,3	8,9	11,6	9,2
ПС Жернаково РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	5,2	4,2	5,2	4,5
ПС Западная РУ 110 кВ	н/д	н/д	40	8,4	6,2	8,4	6,5
	н/д	н/д	40	7,4	5	7,4	5,3
ПС Кадников РУ 110 кВ	ЛТВ 145D1	2	40	5,1	4,2	5,1	4,5
				4,9	3,9	4,9	4,2
ПС Кипелово Р РУ 110 кВ	У-110	3	40	4,9	4,6	4,9	4,9
	ОД-110\630	2					
	КЗ-110	2		5	3,4	5	3,7
ПС Кубенское РУ 110 кВ	ВМТ110Б	6	25	6,7	4,9	6,7	5,2
ПС Луговая РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	13	12	13	12,3
ПС Нефедово РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	3	2,7	3	3
	ОД-110	1					
	КЗ-110	1					
ПС Новленское РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	3,6	3,4	3,6	3,7
	ОД-110	2					
	КЗ-110	2					
ПС Плоское РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	7,5	5,4	7,5	5,7
ПС Пундуга РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,5	2,4	2,5	2,7
ПС Сямжа РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	1	25	2,2	1,9	2,2	2,2
	ОД-110\2000	2					
	КЗ-110	2					
ПС Харовск-районная РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	3	25	3,8	4,6	3,8	4,9
	ЛТВ145D1/В	1	40	3,7	4,4	3,7	4,7
	Siemens 3AP1 FG	2	31,5				
ПС Центральная РУ 110 кВ	ЛТВ-145	3	40	8,8	8	9	8,3
				8,8	8	9	8,3
ПС Чекшино РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	3,6	2,8	3,6	3,1
ПС Шуйское РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,6	1,3	1,6	1,6
ПС Кириллов РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	5	25	2,6	2,4	2,6	2,7
	ВГТ-110П-40	1	40				
ПС Коварзино РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	1	25	1,5	1,6	1,5	1,9
	ОДЗ-1-110/1000	1		1,8	1,7	1,8	2
	КЗ-110У1	1					
ПС Вашки РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,5	1,4	1,5	1,7
	н/д	н/д	н/д	1,2	1,3	1,2	1,6
ПС Белоусово РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	8	25	1,1	1,3	1,1	1,6

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
ПС Мегра РУ 110 кВ	ВГТ-110 П-40/2500	1	40	1,2	1,2	1,2	1,5
ПС Антушево РУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В-25	3	25	3,5	2,4	3,5	2,7
ПС Белозерск РУ 110 кВ	ВГТ-40-2500	3	40	2,9	2,4	2,9	2,7
ПС Восточная РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	4	25	1	1,2	1	1,5
ПС Андома РУ 110 кВ	ВГТ-110П-40/2500	3	40	0,8	0,9	0,8	1,2
ПС Бечевинка РУ 110 кВ	ВМТ-110-25/1250	1	25	3,3	2,2	3,3	2,5
ПС Феропонтово РУ 110 кВ	ВМТ-110<-25/1250	2	25	2,4	2,4	2,4	2,7
				2	2,1	2	2,4
ПС Никольский Торжок РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	2	25	1,8	1,8	1,8	2,1
	ВГТ-110 П-40/2500	2	40	2,6	2,6	2,6	2,9
ПС Устье РУ 110 кВ	ВГП-110	1	40	0,9	0,9	0,9	1,2
ПС Тотьма-1 РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	1	н/д	2,6	2	2,6	2,3
ПС Погорелово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	8	н/д	3,1	2,5	3,1	2,8
ПС Бабушкино РУ 110 кВ	ЛТВ-127/3150	3	н/д	2,1	1,6	2,1	1,9
ПС Тарнога РУ 110 кВ	МКП-110/630	4	н/д	2,5	2,2	2,5	2,5
ПС Верховажье РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	3	н/д	2,2	2	2,2	2,3
ПС Чушевицы РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	1	н/д	2	1,9	2	2,2
	ОДЗ-1-110/1000	2	н/д				
	КЗ-110У1	2	н/д				
ПС Тотьма-2 РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250	8	н/д	2,8	2,2	2,8	2,5
ПС В Спасский Погост РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,7	2,1	2,7	2,4
ПС Царева РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,5	1,9	2,5	2,2
ПС Власьевская РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,2	1,8	2,2	2,1
ПС Ляменьга РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,7	1,4	1,7	1,7
ПС Рослятино РУ 110 кВ	ЗАР1-DTC-126 1250 А	3	н/д	1,7	1,4	1,7	1,7
ПС Заягорба РУ 110 кВ	ЛТВ-145/3150/40	2	40	12,1	8,4	12,1	8,7
ПС Анисимово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	1	25	1,8	1,6	1,8	1,9
	ЛТВ-145/3150/40	2	40				
ПС Бабаево РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	7	25	2,8	3,1	2,8	3,4
ПС Желябово РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,8	1,6	1,8	1,9
ПС Загородная РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	2	25	10,7	7,6	10,7	7,9
ПС Заполье РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	3,3	2,9	3,3	3,2
ПС Избоищи РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1	1	1	1,3
ПС Енюково РУ 110 кВ	ЛТВ-145	2	40	7,7	5,1	7,7	5,4
ПС Кадуй РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	2	25	8	6,5	8	6,8
ПС Климовская РУ 110 кВ	ЛТВ-145	2	40	7,4	4,9	7,4	5,2
ПС Коротово РУ 110 кВ	ВМТ-110/1250/25	2	25	3,4	2,7	3,4	3
ПС Нелазское РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	9,6	6,2	9,6	6,5

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
ПС Нифантово РУ 110 кВ	ЛТВ-145/3150/40	2	40	8,7	7,5	8,7	7,8
ПС Новые Углы РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	12,7	8,7	12,7	9
ПС Петриново РУ 110 кВ	HLD-145/1250/25	2	25	6,7	4,1	6,7	4,4
	ЛТВ-145	2	40				
ПС Покровское РУ 110 кВ	HLD-145/1250/25	1	25	1,1	1,1	1,1	1,4
	ОД-110	1	н/д				
	КЗ-110	1	н/д				
ПС Поселковая РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	8,2	8,5	8,2	8,8
ПС Суда РУ 110 кВ	МКП-110М/630/20	4	20	10,2	6,6	10,2	6,9
	ВМТ-110Б/1250/25	2	25				
	У-110/2000/40	3	40				
ПС Устюжна РУ 110 кВ	МКП-110М/630/20	4	20	1,5	1,4	1,5	1,7
	ВМТ-110Б/1250/25	2	25				
ПС Чагода РУ 110 кВ	ЛТВ-145D1/В/3150/40	8	40	0,9	1	0,9	1,3
				1,5	1,5	1,5	1,8
ПС Шексна РУ 110 кВ	МКП-110Б/630/20	10	20	8,6	8,7	8,6	9
ПС Подборовье РУ 110 кВ	ВМТ-110Б/1250/25	8	25	2,9	2,8	2,9	3,1
ПС РП ВТЭЦ РУ 110 кВ	ЛТВ-145	5	40	14,1	14,7	14,1	15
ПС Никольский Погост РУ 110 кВ	ВМТ110Б	3	25	2,9	2,8	2,9	3,1
ПС Стеклозавод РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	0,9	0,9	0,9	1,2
	н/д	н/д	н/д	1,4	1,2	1,4	1,5
ПС Батран РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,8	1,5	1,8	1,8
ПС Приводино РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	6,1	5,9	6,1	6,2
ПАО «СЕВЕРСТАЛЬ»							
ПС ГПП-6 РУ 220 кВ	ВМТ-220Б-40/2000-УХЛ1	2	40	10,2	10,2	10,5	10,5
				19,8	19,4	20,1	19,7
ПС ГПП-7 РУ 220 кВ	ВГ-220-40/2000-УХЛ4	6	40	22,2	23,2	22,5	23,5
	ВГГК 1-220-40/2000-УХЛ4	2	40				
	ВГ-220-2000	1	н/д				
ПС ГПП-7А РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	21,4	22,4	21,7	22,7
ГПП-2 110 кВ	н/д	н/д	н/д	19,4	18,3	19,7	18,6
ПС ГПП-11 РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	8,3	10,7	8,6	11
	н/д	н/д	н/д	16,4	20,6	16,7	20,9
	н/д	н/д	н/д	16,4	20,6	16,7	20,9
ПС ГПП-7Б РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	21,8	22	22,1	22,3
ПС ГПП-14 РУ 220 кВ	HPL 245B1	4	н/д	21,2	21,4	21,5	21,7
ПС ГПП-12 РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	10,4	10,6	10,7	10,9
ПС ГПП-3А РУ 220 кВ	ВГБУ-220 II*- 40/2000-У1	2	40	18,3	19,2	18,6	19,5

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Кол-во, шт	Ином откл, кА	2019		2023	
				18,8	19,5	19,1	19,8
ПС ГПП-1 РУ 220 кВ	В105-СВ	5	50	20,1	20,9	20,4	21,2
ПС ГПП-1 РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	29,3	30,5	29,6	30,8
ПС ГПП-3 РУ 220 кВ	ВГБУ-220.П*- 40/2000-У1	6	40	18,4	17	18,7	17,3
				19	19,6	19,3	19,9
				19,1	19,8	19,4	20,1
				18,3	19	18,6	19,3
ПС ГПП-3 РУ 110 кВ	ВБГУ-110 П-40/2000-У1	2	40	16,1	15,7	16,4	16
ТЭЦ ПВС РУ 110 кВ	ЛТВ-145		40	26,8	27,7	27,1	28
ТЭЦ ЭВС-2 РУ 220 кВ	НРЛ-245В1	2	50	21,7	22	22	22,3
ПОТРЕБИТЕЛЬСКИЕ ОБЪЕКТЫ							
ПС ГПП-2 ЗАО "ВПЗ" РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	9,8	9,5	10,1	9,8
ПС ГПП-1 ЗАО "ВПЗ" РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	11,9	9,7	12,2	10
ПС ГПП-4 Северсталь Метиз РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	26,6	26,7	26,9	27
ПС Ява РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	10,9	9,8	11,2	10,1
ПС ЧГРЭС РУ 220 кВ	У-220/2000-40	10	40	26,5	29,9	26,8	30,2
	242 РМР-40	1	40				
ПС Шекснинская ГЭС РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	7,8	7,3	8,1	7,6
ПС Кадниковский тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	3,8	3,8	4,1	4,1
ПС Харовск тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	4,2	4,2	4,5	4,5
ПС Харовск тяг РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	4	25	4	5,1	4,3	5,4
ПС Явенга тяг РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	3,9	4	4,2	4,3
ПС Явенга тяг РУ 110 кВ	ВМТ-110Б	5	25	3,6	4,2	3,9	4,5
ПС Кипелово тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	5,4	5,8	5,7	6,1
ПС Тяшемля тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	1,8	1,9	2,1	2,2
ПС Туфаново тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	7,2	7,6	7,5	7,9
ПС Череповец тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	26,9	27,5	27,2	27,8
ПС Вохтога тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	4,4	5,1	4,7	5,4
ПС Октябрьская РУ 220 кВ	н/д	н/д	н/д	25,4	27,7	25,7	28
ПС Октябрьская РУ 110 кВ	ВГТ-110	н/д	25	8,9	9,8	9,2	10,1
ПС Бабаево тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,8	3,2	3,1	3,5
ПС Уйта тяг РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	4,8	4,6	5,1	4,9
ПС Сокольский ЦБК РУ 110 кВ	ВМТ-110Б-20/100У1	2	20	6,8	6	7,1	6,3
ПС Сухонский ЦБК РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	6,7	6	7	6,3
ГПП-9 РУ 110 кВ	ЛТВ145D1/В	2	31,5	26,9	27,5	27,2	27,8
ПС Южная РУ 110 кВ	н/д	н/д	н/д	2,5	2,7	2,8	3
ПС ИП Шексна РУ 110 кВ	ВГТ-110	7	40	9,7	8	10	8,3
ПС ИП Череповец РУ 110 кВ	ВГТ-110/2000-10	2	40	14,83	10,15	14,83	10,15

Развитие электрических сетей с повышением их пропускной способности и сохранением точек разрыва со смежными энергосистемами, а также установленными в настоящее время согласно «Нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Вологодского РДУ» не приводит к существенному росту токов короткого замыкания.

IV–9. ОЦЕНКА ПОТРЕБНОСТИ В УВЕЛИЧЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ И ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С РАЗБИВКОЙ ПО ГОДАМ НА ПЕРИОД ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ

В таблице 58 приведена загрузка трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ и выше с целью определения необходимости их замены. Проведенный анализ загрузки показал отсутствие ограничений в передаче мощности потребителям. Увеличение трансформаторной мощности в сети 220 кВ и выше не требуется.

Таблица 58. Загрузка автотрансформаторов и трансформаторов 220 кВ и выше на 2023 г

№	Параметры трансформаторов						Загрузка в максимум энергосистемы				Кэф. токовой загрузки	
	Наименование ПС	Дисп. наим.	Snом, МВА	Inом, А	Кав. перег.	Идоп.ава р. (при t=-5°C), А	Snорм, МВА	Sавар, МВА	Inорм, А	Iавар, А	Кз норм	Кз авар
1	ПС 750 кВ Белозерская	АТ-1	3×417	963	1,5	1445	386,6	-	299	-	0,2	-
		АТ-2	3×417	963	1,5	1445	386,6	713,7	299	554	0,2	0,4
		АТ-3	3×167	578	1,5	867	209	-	236	-	0,3	-
2	ПС 500 кВ Череповецкая	АТ1	3×167	578	1,2	694	144,7	-	166	-	0,2	-
		АТ2	3×167	578	1,2	694	192,8	237,6	211	283	0,3	0,4
3	ПС 500 кВ Вологодская	АТ-1	3×167	578	1,2	694	192,6	-	221	-	0,3	-
		АТ-2	3×167	578	1,5	867	192,6	367	221	426	0,3	0,5
4	ПС 220 кВ Октябрьская	АТ-1	125	314	1,46	458	90,8	-	228	-	0,5	-
5	ПС 220 кВ РПП-1	АТ-2	200	502	1,5	753	60,5	-	154	-	0,2	-
		АТ-3	200	503	1,5	755	60,5	84,9	154	217	0,2	0,3
6	ПС 220 кВ ГПП-1	АТ-1	125	314	1,4	440	32,6	-	82	-	0,2	-
		АТ-2	125	314	1,4	440	32,6	41	82	104	0,2	0,2
7	ПС 220 кВ Зашекснинская	АТ-1	63	158	1,45	229	19,8	-	98	-	0,4	-
		АТ-2	63	158	1,45	229	19,8	39,5	98	159	0,4	0,7
8	ПС 220 кВ Вологда-Южная	АТ-1	150	377	1,5	566	43,3	53,5	109	138	0,2	0,2
		АТ-2	150	377	1,5	566	43,3	53,5	109	138	0,2	0,2
		АТ-3	150	377	1,5	566	43,3	53,5	109	138	0,2	0,2
		АТ-4	150	377	1,5	566	43,3	-	109	-	0,2	-
9	ПС 220 кВ Ростилово	АТ-1	125	313	1,2	376	36,9	-	94	-	0,3	-
		АТ-2	125	313	1,2	376	36,9	63,9	94	165	0,3	0,4
10	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	313	1,2	376	38,3	-	95	-	0,3	-
		АТ-2	125	313	1,5	470	43,6	59,6	108	151	0,2	0,3
11	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	АТ-1	63	158	1,15	182	11,4	-	29	-	0,2	-
		АТ-2	63	158	1,15	182	11,4	18,4	29	46	0,2	0,3
12	ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	АТ-1	63	158	1,15	182	3,2	-	7	-	0,0	-
		АТ-2	63	158	1,15	182	3,2	5,4	7	13	0,0	0,1
13	ПС 220 кВ Первомайская	Т-1	40	100	1,5	150	12,8	-	81	-	0,5	-
		Т-2	40	100	1,5	150	12,8	25,4	81	142	0,5	0,9
14	ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	Т-1	40	100	1,5	150	6,1	-	15	-	0,1	-
		Т-2	40	100	1,5	150	6,1	12,2	15	28	0,1	0,2

В таблице 59 приведена загрузка трансформаторов 110 кВ на 2023 год. При рассмотрении максимальной нагрузки в послеаварийном режиме использовалась максимальная мощность подстанций, определенная по контрольным замерам 2017 года с учетом фактически присоединенных новых потребителей к электрической сети 35-110 кВ, выданных технических условий на технологическое присоединение и действующих заявок на технологическое присоединение предоставленных сетевыми организациями. В соответствии с п. 5.3.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Перечень перегруженных трансформаторов, рекомендуемых к замене, представлен в таблице 59.

Таблица 59. Рекомендации по замене существующих трансформаторов 110 кВ в порядке приоритетности

№	Параметры тр-ров ПС			Год появления перегрузки	Кэффиц. Загрузки, Кз авар	Рекомендации по замене	Год замены
	Наименование ПС	Дисп. Наим.	Сном, кВА				
1	ПС 110 кВ Кубенское	Т-1	10 000	2012-2017	1,33	Замена Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА	2020
		Т-2	10 000		1,33		2020
2	ПС 110 кВ Устюжна	Т-1	10 000	2017	1,24	Замена Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА	2024
		Т-2	10 000		1,24		
3	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	25 000	2018	1,48	Замена Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА	2022

Таблица 60. Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций на 2023 год

№	Перечень центров питания 110 кВ	Напряже- ние, кВ	Кол-во и мощность установлен- ных тр-ров, кВА	Максимально допустимая нагрузка, кВА	2023 г.	Кэф. Загрузки 2023 г.		Резерв (+) / дефицит (-) 2023 г.	Примечание
					Срарч, МВА	Кз норм	Кз авар	Срез, МВА	
ПО «ВЭС»									
1	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	40+40	42,00	38,80	0,46	0,92	3,20	
2	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	40+40	42,00	40,80	0,49	0,97	1,20	
3	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	40+40	42,00	37,1	0,44	0,88	4,9	
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	63+63	66,15	60,80	0,46	0,92	5,35	
5	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	25+25	26,25	20	0,38	0,76	6,25	
6	ПС 110 кВ Кипелово	110/10	16+16	16,80	3,90	0,12	0,23	12,90	
7	ПС 110 кВ Ананьино	110/6	10	10,50	4,40	0,42	-	6,10	
8	ПС 110 кВ Новленское	110/10	10+10	10,50	3,80	0,18	0,36	6,70	
9	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	6,3	6,62	1,30	0,20	-	5,32	
10	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	25+25	26,25	20,20	0,38	0,77	6,05	
11	ПС 110 кВ Вохтога	110/10	16+16	16,8	12,7	0,38	0,76	4,1	
12	ПС 110 кВ Плоское	110/35/10	2,5+2,5	2,63	0,80	0,15	0,30	1,83	
13	ПС 110 кВ Жернаково	110/35/10	6,3	6,62	1,20	0,18	-	5,42	
14	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6-10	10+10	10,50	4,00	0,19	0,38	6,50	
15	ПС 110 кВ Биряково	110/10	2,5+2,5	2,63	0,80	0,15	0,30	1,83	
16	ПС 110 кВ Кадников	110/10	10+10	10,50	5,40	0,26	0,51	5,10	
17	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	6,3	6,62	0,60	0,09	-	6,02	
18	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	2,5	2,63	0,90	0,34	-	1,73	
19	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	10+10	10,50	5,20	0,25	0,50	5,30	
20	ПС 110 кВ Харовск (Районная)	110/35/10	25+25	26,25	10,50	0,20	0,40	15,75	
21	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	2,5	2,63	0,50	0,19	-	2,13	
22	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	2,5+2,5	2,63	0,40	0,08	0,15	2,23	
23	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	2,5	2,63	0,30	0,11	-	2,33	
24	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	10+10	10,50	8,20	0,39	0,78	2,30	
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	2,5+6,3	2,63	2,50	0,48	0,95	0,13	
26	ПС 110 кВ Ермаково	110/35/10	25+25	26,25	22,00	0,42	0,84	4,25	
ПО «ЧЭС»									
27	ПС 110 кВ Искра	110/10	40+40	42,00	27,20	0,32	0,65	14,80	
28	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	2,5+2,5	2,63	1,95	0,04	0,08	0,68	
29	ПС 110 кВ Загородная	110/10	10+10	10,50	4,50	0,21	0,43	6,00	
30	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	40+40	42,00	27,80	0,33	0,66	14,20	

№	Перечень центров питания 110 кВ	Напряже- ние, кВ	Кол-во и мощность установлен-	Максимально допустимая нагрузка,	2023 г.	Коэф. Загрузки 2023 г.		Резерв (+) / дефицит (-) 2023 г.	Примечание
31	ПС 110 кВ Енюково	110/6-10	6,3+6,3	6,62	3,40	0,26	0,51	3,22	
32	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	25+25	26,25	20,80	0,40	0,79	5,45	
33	ПС 110 кВ Климовская	110/35/10	16+10	10,50	3,90	0,19	0,37	6,60	
34	ПС 110 кВ Петриново	110/35/10	10+10	10,50	2,40	0,11	0,23	8,10	
35	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	10+6,3	6,62	10,6	0,8	1,6	-3,99	Перегрузка больше допустимой 5 % при отключении одного тр-ра. Для съема перегрузки имеется возможность оперативного перевода нагрузки по сети 6(10) кВ на ПС 110 кВ Суда
36	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	10+10	10,50	10,30	0,49	0,98	0,20	
37	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	10+10	10,50	15	0,71	1,43	-4,5	Перегрузка больше допустимой 5 % при отключении одного тр-ра. Для съема перегрузки имеется возможность оперативного перевода нагрузки по сети напряжения 35 кВ на ПС 110 кВ Шексна районная
38	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	16+16	16,8	12,4	0,37	0,74	4,4	
39	ПС 110 кВ Желябово	110/10	2,5+2,5	2,63	2,60	0,50	0,99	0,02	
40	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	16+16	16,80	12,20	0,36	0,73	4,60	
41	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	2,5+6,3	2,63	1,90	0,36	0,72	0,73	
42	ПС 110 кВ Покровское	110/10	2,5	2,63	0,20	0,08	-	2,43	
43	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	10+1,6	1,68	0,60	0,18	0,36	1,08	
44	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	10+10	10,50	0,20	0,01	0,02	10,30	
45	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6-10	40+40	42,00	49,7	0,59	1,18	-7,7	Перегрузка больше допустимой 5 % при отключении одного тр-ра. Для съема перегрузки имеется возможность оперативного перевода нагрузки по сети напряжения 35 кВ на ПС

№	Перечень центров питания 110 кВ	Напряже- ние, кВ	Кол-во и мощность установлен-	Максимально допустимая нагрузка,	2023 г.	Коэф. Загрузки 2023 г.		Резерв (+) / дефицит (-) 2023 г.	Примечание
									110 кВ Батран и ПС 110 кВ Новые Углы
46	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	10+10	10,50	9,10	0,43	0,87	1,40	
47	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	10+10	10,50	4,20	0,20	0,40	6,30	
48	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	6,3+6,3	6,62	5,70	0,43	0,86	0,92	
49	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	16+16	16,80	13,00	0,39	0,77	3,80	
50	ПС 110 кВ Заполье	110/10	2,5	2,63	0,70	0,27	-	1,93	
51	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	40+40	42,00	30,80	0,37	0,73	11,20	
ПО «ВУЭС»									
52	ПС 110 кВ Борки	110/35/10	10+10	10,50	6,00	0,29	0,57	4,50	
53	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/10	16+16	16,80	16,6	0,49	0,99	0,2	
54	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	10+10	10,50	8,23	0,39	0,78	2,27	
55	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	110/35/10	6,3+6,3	6,62	1,60	0,12	0,24	5,02	
56	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	2,5+2,5	2,63	0,70	0,13	0,27	1,93	
57	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	16+16	16,80	12,50	0,37	0,74	4,30	
58	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	2,5	2,63	0,40	0,15	-	2,23	
59	ПС 110 кВ Кичменгский Городок	110/35/10	10+10	10,50	10,3	0,49	0,98	0,2	
60	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	16+16	16,80	12,20	0,36	0,73	4,60	
61	ПС 110 кВ Вострое	110/10	2,5+2,5	2,63	1,00	0,19	0,38	1,63	
62	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	10+10	10,50	9,80	0,47	0,93	0,70	
63	ПС 110 кВ Калинино	110/10	6,3+2,5	2,63	0,90	0,17	0,34	1,73	
64	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	2,5+2,5	2,63	0,80	0,15	0,30	1,83	
ПО «ТЭС»									
65	ПС 110 кВ Верхне-Спасский Погост	110/10	2,5	2,63	0,80	0,30	-	1,83	
66	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	6,3+2,5	2,63	1,10	0,21	0,42	1,53	
67	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	10+10	10,50	8,90	0,42	0,85	1,60	
68	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	10+10	10,50	5,00	0,24	0,48	5,50	
69	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	10+10	10,50	5,60	0,27	0,53	4,90	
70	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	16+16	16,80	14,10	0,42	0,84	2,70	
71	ПС 110 кВ Царева	110/35/10	6,3	6,62	0,60	0,09	-	6,02	
72	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	6,3+6,3	6,62	6,55	0,50	0,99	0,07	
73	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	2,5+2,5	2,63	2,10	0,40	0,80	0,53	
74	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	2,5	2,63	1,10	0,42	-	1,53	
75	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	10+10	10,50	8,00	0,38	0,76	2,50	
76	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	10+10	10,50	3,30	0,16	0,31	7,20	

№	Перечень центров питания 110 кВ	Напряже- ние, кВ	Кол-во и мощность установлен-	Максимально допустимая нагрузка,	2023 г.	Кэф. Загрузки 2023 г.	Резерв (+) / дефицит (-) 2023 г.	Примечание
ПО «КЭС»								
77	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	10+10	10,50	9,88	0,47	0,94	0,62
78	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	6,3+6,3	6,62	2,30	0,17	0,35	4,32
79	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	2,5+6,3	2,63	1,00	0,19	0,38	1,63
80	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	6,3	6,62	0,60	0,09	-	6,02
81	ПС 110 кВ Белозерск	110/35/10	10+10	10,50	10,30	0,49	0,98	0,20
82	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	2,5	2,63	0,30	0,11	-	2,33
83	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	6,3+6,3	6,62	5,80	0,44	0,88	0,82
84	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	10+10	10,50	4,20	0,20	0,40	6,30
85	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	16+16	16,80	4,50	0,13	0,27	12,30
86	ПС 110 кВ Андома	110/10	2,5+2,5	2,63	0,90	0,17	0,34	1,73
87	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	16+16	16,80	9,20	0,27	0,55	7,60
88	ПС 110 кВ Мегра	110/10	2,5	2,63	0,50	0,19	-	2,13
89	ПС 110 кВ Устье	110/10	2,5	2,63	1,10	0,42	-	1,53

ПС 110 кВ Кубенское

На ПС 110 кВ Кубенское (год ввода — 1986 г.) максимальная фактическая нагрузка составила 13,3 МВ·А (дата замера 08.01.2017). На ПС 110 кВ Кубенское установлены два трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый (изготовлены в 1983 г.). Таким образом, в настоящее время при максимальной нагрузке перегрузка одного из трансформаторов при аварийном отключении другого составит 133,0 %, что недопустимо. По заявкам и договорам на технологическое присоединение с 2017 по 2022 года планируется подключение 6,4 МВт (7,1 МВ·А) дополнительной нагрузки (с учетом ПС 35 кВ, питаемых от ПС 110 кВ Кубенское). Вся зарезервированная мощность — жилые/дачные дома, объекты соцкультбыта (год ввода объектов — 2017-2018 гг.). Таким образом, при аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе составит около 204 % от его номинальной мощности, что недопустимо. В послеаварийных режимах возможен перевод нагрузки по НН на ПС 35 кВ Макарово, ПС 35 кВ Фетинино и ПС 35 кВ Калининское суммарной мощностью не более 0,4 МВ·А. Также возможен перевод нагрузки по 35 кВ на ПС Западная, ПС Вологда-Южная, ПС Шексна. Объемов резервирования недостаточно. Поэтому на ПС 110 кВ Кубенское рекомендуется замена двух трансформаторов мощностью 10 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 16 МВ·А каждый.

ПС 110 кВ Луговая

На ПС 110 кВ Луговая (год ввода — 1980 г.) максимальная фактическая нагрузка составила 24,9 МВ·А (дата замера 08.01.2017). На ПС 110 кВ Луговая установлены два трансформатора мощностью 25 МВ·А каждый (изготовлены в 1977 и 1980 гг.). Таким образом, в настоящее время при максимальной нагрузке перегрузка одного из трансформаторов при аварийном отключении другого составит 99,6 %. По заявкам и договорам на технологическое присоединение с 2017 по 2022 года планируется подключение 11,4 МВт (12,2 МВ·А) дополнительной нагрузки.

Заявки на ТП:

- Строительное управление 35. Мощность 2,5 МВт. Заявка 26-01577В/14 от 17.04.2014, доп. соглашение 26-01577А/14-004 от 27.09.2017 г. Планируемый год ввода объекта — 2018 г.;
- ООО «Южный» мощность 4,0 МВт. Заявка 26-00471В/16 от 25.02.2016г. Планируемый год ввода объекта 2018 г.;
- АО «Вологдаоблэнерго» мощность 4,9 МВт. Заявка 26-04264В/16 от 05.10.2016 г. Планируемый год ввода объекта — 2018 г.;
- ЗАО «Агромясопром» мощность 400 кВт. Заявка 26-04191В/17 от 12.09.2017. Планируемый год ввода объекта — 2018 г.

Таким образом, при аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе составит около 148 % от его номинальной мощности, что недопустимо. В послеаварийных режимах возможен перевод нагрузки по НН на ПС 35 кВ Паприха, ПС 35 кВ Надеево, ПС 35 кВ Снасудово, ПС 35 кВ Можайское суммарной мощностью не более 1,4 МВ·А. Объемов резервирования недостаточно. Поэтому на ПС 110 кВ Луговая рекомендуется замена двух трансформаторов мощностью 25 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 40 МВ·А каждый.

ПС 110 кВ Вохтога

ПС 110 кВ Вохтога введена в эксплуатацию в 1977 году, трансформаторы 2×10 МВ·А 1972 и 1973 года выпуска.

В период 2013-2015 гг. загрузка ПС 110 кВ Вохтога составляла от 14,5 МВт до 13,38 МВт. В 2016 году наблюдался спад нагрузки ПС, обусловленный банкротством ООО «Вохтожский ДОК», являющегося основным потребителем электроэнергии. Была осуществлена консервация всех цехов и оборудования предприятия.

В марте 2017 году объединенными усилиями Череповецкого фанерно-мебельного комбината и компании «Вологодские лесопромышленники» на паритетных началах было создано совместное предприятие «ВохтогаЛесДрев», которое занялось возобновлением деятельности предприятия Вохтожский ДОК. Нынешние собственники Вохтожского ДОКа говорят о возможности реализации на базе предприятия «ВохтогаЛесДрев» инвестиционного проекта по комплексной переработке древесины с увеличением ассортимента и объемов выпуска продукции и даже о строительстве здесь нового фанерного завода.

Зимний максимум по ПС 110 кВ Вохтога за контрольный замер 20.12.2017 г. составил 8,39 МВт.

На сегодняшний день потребление электроэнергии по данным АСКУЭ, предоставленным в качестве исходных данных филиалом ПАО «МРСК Северо Запада» «Вологдаэнерго», по фидерам 10 кВ «ДСП-1,2», по которым осуществляется электроснабжения ООО «Вохтожский ДОК» составляет 5 МВт. Общая максимальная загрузка по ПС 110 кВ Вохтога может составить 12,7 МВт. При аварийном отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе составит около 127 % от его номинальной мощности, что недопустимо. Перевод нагрузки по сети НН кВ с ПС 110 кВ Вохтога невозможен.

Также оборудование, установленное на подстанции, физически и морально устарело, требуется его замена. На основании этого ПС 110 кВ Вохтога рекомендуется замена двух трансформаторов мощностью 10 МВ·А на равные по мощности по техническому состоянию.

ПС 110 кВ Устюжна

На ПС 110 кВ Устюжна (год ввода — 1969 г.) максимальная фактическая нагрузка составила 12,4 МВ·А (дата замера 08.01.2017). На ПС 110 кВ Устюжна установлены два трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый (изготовлены в 1976 и 1986 гг.). Таким образом, в настоящее время при максимальной нагрузке перегрузка одного из трансформаторов при аварийном отключении другого составит 124,0 %, что недопустимо. По заявкам и договорам на технологическое присоединение с 2017 по 2022 года планируется подключение 1,07 МВт (1,2 МВ·А) дополнительной нагрузки. Вся зарезервированная мощность — жилые/дачные дома, объекты соцкультбыта. Таким образом, при аварийном отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе составит около 135,9 % от его номинальной мощности, что недопустимо. В послеаварийных режимах возможен перевод нагрузки по НН на ПС 110 кВ Желябово суммарной мощностью не более 1,1 МВ·А. Возможен перевод нагрузки ПС 35 кВ Никола, Подольская на ПС 35 кВ Быково. Объемов резервирования недостаточно.

Поэтому на ПС 110 кВ Устюжна рекомендуется замена двух трансформаторов мощностью 10 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 16 МВ·А каждый.

ПС 110 кВ Восточная

ПС 110 кВ Восточная введена в эксплуатацию в 1979 году.

Оборудование ПС 110 кВ Восточная имеет значительный физический износ, срок эксплуатации более 38 лет.

На ПС установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ ТДТН 40000/110/35/10. Силовой трансформатор Т-2 эксплуатируется с 1986 года, требуется замена РПН (акт ремонта РПН представителями Тольятинского трансформаторного завода от 21.09.2006).

Действующее оборудование ПС «Восточная» не даёт возможности применения автоматики для регулирования напряжения, что создает прецеденты для жалоб потребителей на качество электрической энергии.

Схема ОРУ 110 кВ представляет собой два блока с ОД и КЗ и неавтоматической перемычкой со стороны линии, схема РУ 35 кВ одна рабочая не секционированная система шин. Отсутствует возможность расширения КРУН 10 кВ для технологического присоединения новых потребителей. Защита присоединений 110, 35, 10 кВ организована на электромеханических реле.

Конструктивное исполнение, состояние силового оборудования, а также устройств РЗА и средств связи, не позволяет эффективно использовать системы АСУТП и АСКУЭ.

Загрузка ПС составляет 82 %.

Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой Т-2 с 40 МВА на 40 МВА в 2020 году, ОРУ 110 кВ, РУ 35 кВ, КРУН 10 кВ.

ПС 110 кВ Бабаево

Согласно инвестиционной программе собственника на ПС 110 кВ Бабаево в 2020 году планируется замена силового трансформатора 16 МВ·А на равный по мощности. Необходимость замены обусловлена техническим состоянием существующих трансформаторов.

ПС 110 кВ Зеленцово

Согласно инвестиционной программе собственника на ПС 110 кВ Зеленцово в 2018 году планируется замена силового трансформатора 2,5 МВ·А на равный по мощности. Необходимость замены обусловлена техническим состоянием существующих трансформаторов.

ПС 110 кВ Борки

ПС 110/6 кВ Борки введена в эксплуатацию в 1983 году, трансформаторы 2×10 МВА 1965 и 1966 года выпуска с выносными РПН. ПС оборудована КЗ и ОД 110 кВ. Ячейки КРУ 6 кВ типа К-VI-Y наружной установки.

Из-за конструктивных недостатков оборудования возможно аварийное отключение потребителей по стороне 6 кВ. Из-за применения в цепях силовых трансформаторов блоков ОД/КЗ-110 кВ аварийные отключения происходят с отключением ВЛ-110 кВ «В.Устюг-Дымково», что снижает надежность

электроснабжения потребителей, а также оказывает воздействие на устойчивость работы узла энергосистемы, так как при отключении указанных ВЛ происходит разрыв транзита 110 кВ между энергосистемами Вологдаэнерго и Архэнерго. Из-за малого диапазона регулирования напряжения устройствами РПН, а также высокой степени их износа невозможно обеспечение требуемого уровня напряжения у потребителей электроэнергии и в сети собственных нужд ПС. Строительные конструкции, металлические конструкции КРУ 6 кВ, фундаменты под оборудование, кабельное хозяйство и охранное ограждение ПС также имеют большую степень износа, что снижает безопасность эксплуатации ПС в черте города.

Оборудование, установленное на ПС, имеет 93 % технической износ, является не ремонтнопригодным, т.к. отсутствуют запасные части и комплектующие.

Основными потребителями электроэнергии, которые запитаны от ПС 110 кВ Борки, являются бытовые потребители, магазины, мелкие предприятия, социально значимые объекты инфраструктуры города, детские сады, школы, гостиницы, пункты общественного питания и организации города Великий Устюг.

За последний 5 лет по ПС прослеживается рост потребления электроэнергии с 3,76 МВт в ЗРД 2013 года до 4,95 МВт в зимний максимум 2017 года. В 2018 году ожидается выполнение мероприятий по договору на технологическое присоединение РП-1 мощностью 2,7 МВт ООО «Электротеплосеть» в г. Великий Устюг. Так как подстанция находится в черте города, предполагается тенденция к сохранению и дальнейшему росту уровня потребления электроэнергии.

Для повышения надежности работы сети, качества передаваемой электроэнергии, требуется замена оборудования подстанции с истекшим нормативным сроком эксплуатации, в том числе ОРУ 110 кВ, КРУ-6кВ и установка новых трансформаторов без увеличения мощности.

Реконструкция ПС 110 кВ Борки позволит снизить затраты на обслуживание ПС, на проведение ремонтных работ; снижение периодичности ремонтов и устранения аварийных ситуаций, позволит высвободить часть персонала, занятого ремонтными работами.

На основании вышеизложенного рекомендуется проведение реконструкция ПС 110 кВ Борки с заменой трансформаторного оборудования 2×10 МВА на аналогичные.

На основании проведенного анализа перечень рекомендуемого к замене трансформаторного оборудования обусловленный техническим состоянием существующих трансформаторов представлен ниже:

- ПС 110 кВ Восточная: Т-2 с 40 МВА на 40 МВА в 2021 году;
- ПС 110 кВ Бабаево: один трансформатор с 16 МВА на 16 МВА в 2020 году;
- ПС 110 кВ Зеленцово: один трансформатор с 2,5 МВА на 2,5 МВА в 2018 году;
- ПС 110 кВ Борки: 2×10 МВА на 2×10 МВА в 2023 году.

IV–10. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ СРОКОВ ВВОДА ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ 220 кВ И ВЫШЕ ОТНОСИТЕЛЬНО АКТУАЛЬНОЙ СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ НА СЕМИЛЕТНИЙ ПЕРИОД (ПРОЕКТА)

На рассматриваемый период 2019-2023 согласно проекта «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 20172018-2023 2024 годы» планируется ввод следующих объектов:

- в 2018 году планируется ввод ВЛ 750 кВ Белозерская-Ленинградская протяженностью 450 473 км с установкой на шинах 750 кВ ПС Белозерская и Ленинградской АЭС ректоров 3×110 Мвар для повышения пропускной способности сечения «Северо-Запад — Центр»;
- в 2023 году планируется завершить «Комплексную реконструкцию ПС 500 кВ Череповецкая» с заменой существующего трансформаторного оборудования на аналогичные по мощности (2×501 МВА), реактора 500 кВ на аналогичные по мощности (180 Мвар).

IV–11. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ИЛИ УСТАНОВКЕ НОВЫХ УСТРОЙСТВ ПА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЙОНОВ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ ВЫХОДА ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ ЗА ОБЛАСТЬ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ ИЛИ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

В соответствии с предложениями Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрической сети на территории Вологодской области и в соответствии с выполненными расчетами электрических режимов на 2018 год, а также на рассматриваемую перспективу развития электроэнергетики Вологодской области 2019-2023 года в работе отмечены следующие «узкие места» и предложения по их ликвидации.

Установка АОПО на ПС 220 кВ Октябрьская ВЛ 110 кВ Бабаево-1 и ВЛ 110 кВ Уйта-1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ПС 110 кВ Уйта (тяговая)

На рисунках П23-П34 Книги II «Приложения» рассмотрены режимы зимнего максимума нагрузки района размещения ПС 110 кВ Бабаево(тяговая), Уйта(тяговая). При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уйта 1 в схеме ремонта в Ленинградской ЭС и переводом нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС в объеме до 150 А, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Бабаево 1 перегружается до 129,5 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года (Рис. П25 Приложения 3), до 133,1 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (Рис. П31 Приложения 3). При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Бабаево 1 в схеме ремонта в Ленинградской ЭС и переводом нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС в объеме до 150 А, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Уйта 1 перегружается до 115,1 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года (Рис. П27 Приложения 3), до 116,4 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (Рис. П33 Приложения 3).

На основании вышеизложенного, с целью обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений в ПАР, на ПС 220 кВ Октябрьская необходимо предусмотреть установку АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1, АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево.

Таблица 61. Загрузка ВЛ 110 кВ Бабаево 1, Уйта 1

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ Бабаево 1		ВЛ 110 кВ Уйта 1	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	400		400	
	ТТ (400)		ТТ (400)	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	390		390	
	Провод ВЛ АС-120/19 (390), ТТ (400)		Провод ВЛ АС-120/19 (390), ТТ (400)	
	А	%	А	%
Зимний максимум 2019 года. Нормальный режим. (Рис. П23 Книги II «Приложения»)	96	24,6	199	49,7
Зимний максимум 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. (Рис. П24 Книги II «Приложения»)	171	42,9	269	67,3
Зимний максимум 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Уйта 1. (Рис. П25 Книги II «Приложения»)	518	129,5	-	-
Зимний максимум 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Уйта 1. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево. (Рис. П26 Книги II «Приложения»)	358	89,4	-	-
Зимний максимум 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бабаево 1. (Рис. П27 Книги II «Приложения»)	-	-	460	115,1
Зимний максимум 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бабаево 1. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта (тяговая). (Рис. П28 Книги II «Приложения»)	-	-	396	99,1
Зимний максимум 2023 года. Нормальный режим. (Рис. П29 Книги II «Приложения»)	99	24,8	201	50,1
Зимний максимум 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. (Рис. П30 Книги II «Приложения»)	173	43,2	271	67,8
Зимний максимум 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Уйта 1. (Рис. П31 Книги II «Приложения»)	532	133,1	-	-
Зимний максимум 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Уйта 1. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево. (Рис. П32 Книги II «Приложения»)	352	87,9	-	-
Зимний максимум 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ	-	-	466	116,4

Наименование ВЛ	Токовая загрузка ЛЭП			
Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бабаево 1. (Рис. П33 Книги II «Приложения»)				
Зимний максимум 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской ЭС. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от Вологодской ЭС. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бабаево 1. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта (тяговая). (Рис. П34 Книги II «Приложения»)	-	-	391	97,7

Отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы и ПС 110 кВ Суда от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I (II) цепь с отпайками

На рисунках П35-42 Книги II «Приложения» рассмотрены режимы летнего максимума нагрузки района размещения ПС 220 кВ РПП-1, Октябрьская. При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Суда 1(2) в схеме ремонта АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Суда 2(1) перегружается до 136,2 % в режиме летних максимальных нагрузок 2019 года (Рис. П37 Приложения 3), до 135,9 % в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (Рис. П41 Приложения 3).

Рекомендуется замена провода ВЛ 110 кВ Суда 1 и 2 на провод марки АС-240 (610 А на температуру +25 °С) на участке от ПС 220 кВ РПП-1 до отп. на ПС 110 кВ Новые Углы.

Альтернативным мероприятием реконструкции ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда цепь 1 и 2 предлагается предусмотреть АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда цепь 1 и 2 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ИП Череповец, Новые Углы, Суда.

Таблица 62. Загрузка ВЛ 110 кВ Суда 1 (2)

Наименование ВЛ	Токовая загрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ Суда 1		ВЛ 110 кВ Суда 1	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	503		503	
	Провод ВЛ АС-120/19		Провод ВЛ АС-120/19	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	390		390	
	Провод ВЛ АС-120/19 (390)		Провод ВЛ АС-120/19 (390)	
-	А	%	А	%
Летний максимум 2019 года. Нормальный режим. (Рис. П35 Книги II «Приложения»).	107	27,3	107	27,3
Летний максимум 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. (Рис. П36 Книги II «Приложения»).	261	66,9	261	66,9
Летний максимум 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Суда 2. (Рис. П37 Книги II «Приложения»).	531	136,2	-	-
Летний максимум 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Суда 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Суда 1. (Рис. П38 Книги II «Приложения»).	384	98,5	-	-
Летний максимум 2023 года. Нормальный режим. (Рис. П39 Книги II «Приложения»).	107	27,4	107	27,4
Летний максимум 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. (Рис. П40 Книги II «Приложения»).	260	66,7	260	66,7
Летний максимум 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Суда 2. (Рис. П41 Книги II «Приложения»).	530	135,9	-	-
Летний максимум 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Суда 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Суда 1. (Рис. П42 Книги II «Приложения»).	383	98,3	-	-

Установка на ПС 220 кВ РПП-1 устройств АОПО ВЛ 110 кВ Шексна-1 и АОПО ВЛ 110 кВ Шексна-2 с управляющим воздействием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Заягорба, ПС 110 кВ Шексна, ПС 110 кВ ИП Шексна

Для возможности подключения новых потребителей и повышения надёжности электроснабжения подстанций в районе ПС 110 кВ ИП Шексна на основании результатов расчетов рекомендуется произвести реконструкцию ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками (существующая ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна I, II цепь с отпайками) с заменой существующего провода на провод с пропускной способностью не менее 700 А, а также произвести замену разъединителей, ВЧ заградителей и трансформаторов тока в ячейках присоединений ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ РПП-1.

В таблице 63 представлена загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками в нормальных, аварийных и ремонтных режимах 2019-2023 гг. В летний максимум 2019 г. загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I цепь при отключении ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна II цепь и выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская — Вологодская достигает 659 А (Рис. П45 Приложения 3), в летний максимум 2023 г. 666 А (Рис. П51 приложения 3), что выше допустимого тока 510 А существующего сечения АС-185. Аналогично в летний максимум 2019 г. загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна II цепь при отключении ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I цепь и выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская — Вологодская достигает 658 А (Рис. П47 Приложения 3), в летний максимум 2023 г. 665 А (Рис. П53 Приложения 3), что выше допустимого тока 450 А существующего сечения АС-150. Нового провода с допустимым током летом не менее 700 А, достаточно для исключения перегрузки.

В качестве временного мероприятия до завершения реконструкции ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна I, II цепь с отпайками предлагается предусмотреть АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками.

По информации, приведенной в актуальных инвестиционных программах Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС и Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ввод в работу АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками на соответствующих подстанциях (за исключением ПС 110 кВ ИП Шексна находящейся в консервации) предусмотрена в 2018 году.

Таблица 63. Загрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I, II цепь с отпайками

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка ЛЭП			
	ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна I цепь с отпайками		ВЛ 110 кВ РПП-1 — ИП Шексна II цепь с отпайками	
	600		500	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=-5^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	Провод ВЛ АС-185/29 (658), ТТ, загр, разьед (600)		Провод ВЛ АС-150/19 (581), ТТ (500), загр, разьед (600)	
	510		450	
Длительно/аварийно допустимый ток ЛЭП при $t=+25^{\circ}\text{C}$ с указанием ограничивающих элементов, А	Провода ВЛ АС-185/29 (510), ТТ, загр, разьед (600)		Провода ВЛ АС-150/19 (450), ТТ (500), загр, разьед (600)	
-	А	%	А	%
Летний максимум 2019 г. Нормальный режим (Рис. П43 Книги II «Приложения»)	285	55,9	303	67,3
Летний максимум 2019 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская (Рис. П44 Книги II «Приложения»)	369	72,4	387	86,1
Летний максимум 2019 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками. (Рис. П45 Книги II «Приложения»)	659	129,2	-	-
Летний максимум 2019 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра, Заягорба, ИП Шексна. (Рис. П46 Книги II «Приложения»)	494	96,9	-	-
Летний максимум 2019 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками. (Рис. П47 Книги II «Приложения»)	-	-	658	146,3
Летний максимум 2019 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра, Заягорба, ИП Шексна, Шексна. (Рис. П48 Книги II «Приложения»)	-	-	443	98,4
Летний максимум 2023 г. Нормальный режим (Рис. П49 Книги II «Приложения»)	287	56,2	305	67,7
Летний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская (Рис. П50 Книги II «Приложения»)	373	73,2	392	87
Летний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками. (Рис. П51 Книги II «Приложения»)	666	130,6	-	-
Летний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра, Заягорба, ИП Шексна. (Рис. П52 Книги II «Приложения»)	501	98,3	-	-
Летний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками. (Рис. П53 Книги II «Приложения»)	-	-	665	147,8

Наименование ВЛ	Токовая загрузка ЛЭП			
Летний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна I цепь с отпайками. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна II цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра, Заягорба, ИП Шексна, Шексна. (Рис. П54 Книги II «Приложения»)	-	-	442	98,3

IV–12. ОЦЕНКА ПОТРЕБНОСТИ В ИНВЕСТИЦИОННЫХ РЕСУРСАХ НА ВВОД НОВЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на ввод новых электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше в работе не приводится вследствие отсутствия предложений по вводу новых электросетевых объектов 220 кВ и выше на рассматриваемый период по территории Вологодской области.

IV–13. ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РАЙОНОВ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ ВЫХОДА ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ ЗА ОБЛАСТЬ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ

Перечень электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рассматриваемый период для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений в электрической сети напряжением 220 кВ и выше отсутствует.

IV–14. ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РАЙОНОВ С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ ВЫХОДА ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ ЗА ОБЛАСТЬ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ

На основании результатов выполненных расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше на рассматриваемую перспективу, с учетом существующей топологии сети, официальной информации о планируемом изменении схем внешнего электроснабжения потребителей, установленной на текущий момент, а так же предлагаемой к установке устройств противоаварийной автоматики согласно рекомендациям раздела IV-11 настоящей работы, в Вологодской энергосистеме отсутствует необходимость к вводу новых электросетевых объектов для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений.

IV–15. РАЗРАБОТАННЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СХЕМАМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ, СХЕМАМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ, СООРУЖАЕМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПЕРИОД ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОГРАММОЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Схемы внешнего электроснабжения и схемы выдачи мощности электростанций в данной работе не рассматриваются.

IV–16. ФОРМИРОВАНИЕ СВОДНЫХ ДАННЫХ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ НИЖЕ 220 кВ С ВЫДЕЛЕНИЕМ СВОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ СЕТИ НИЖЕ 110 кВ (ДЛЯ КАЖДОГО ГОДА)

В результате выполненных расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше и проведенного анализа:

- выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации;
- проверки пропускной способности сети для расчетного уровня нагрузок;
- загрузки трансформаторного оборудования по центрам питания 110 кВ и выше;
- необходимости нового строительства электросетевых и энергетических объектов для удовлетворения спроса на электроэнергию по заявкам на технологическое присоединение и выданным техническим условиям;
- оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети,

В данном подразделе приводятся сводные данные по предлагаемому развитию электрических сетей 110 кВ и выше Вологодской энергосистемы — суммарные вводы (протяженность и трансформаторная мощность) по классам напряжения.

Вводы электросетевых объектов, реконструкция и техперевооружение объектов 110 кВ и выше на территории Вологодской области представлены в таблице 64.

Таблица 64. Объемы строительства сетей 110 кВ и выше Вологодской области на период 2019-2023 гг.*

№	Наименование мероприятия	Параметры	Обоснование	Предлагаемый год ввода/реконструкции объекта	ответственная организация	Вариант развития базовый/умеренно-оптимистичский	Примечание
1.	Мероприятия, необходимые для технологического присоединения						
1.1.	Строительство ПС 110 кВ ИП Шексна	2х40 МВА, 7 элегазовых выключателей 110 кВ	Обеспечение питанием промышленных предприятий в Шекснинском районе, заявитель — ГУП «Вологдаоблстройзаказчик».	не определен			Договор ТП №ВЭ2.6-13/0002 от 09.01.2013г. ИП Шексна. Ввод ПС 110 кВ ИП Шексна приостановлен на неопределенное время. Требуется проведение дополнительных работ.
1.2.	Реконструкция головного участка ВЛ-110 кВ "Суда-1,2" от ПС 220 кВ "РПП-1" до опоры №1 отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ "ИП Череповец"	двухцепная ВЛ длиной 7 км с проводом АС-240	Подключение потребителей согласно второго этапа ТУ на ТП ПС 110 кВ ИП Череповец планируется до 2020 года. Заявка на ТП: Управление капитального строительства и ремонтов МКУ Договор от 11.03.2016 № 26-04280Ч/15	2024	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2024 год (I_002-25-1-01.12-3637)
1.3.	Строительство ПС 110 кВ Цветочная и ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ РПП 1 — ПС 110 кВ Цветочная	110 кВ / 25 МВА 110 кВ / 1 км	Технические условия от 03.03.2017 с изменениями от 28.07.2017 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Череповецкий тепличный комплекс «Новый»	2018			Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
2.	Мероприятия, связанные с недостаточной пропускной способностью электрической сети						

2.1.	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская — Ленинградская	750 кВ / 473 км	Проект СиПР ЕЭС России на 2018- 2024 гг.	2018			Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
2.2.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Кубенское	2x16 МВА	Дефицит мощности	2020	МРСК Северо- Запада	базовый	Трансформаторы перегружены в отчетном году. Замена с увеличением трансформаторной мощности.
		2x25 МВА				умеренно- оптимистичес кий	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2021 год (I_000-21-1-03.13-0131)
2.3.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая	2x40 МВА	Дефицит мощности	2022	МРСК Северо- Запада	базовый	Замена с увеличением трансформаторной мощности. Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2023 год (I_000-21-1-03.13-0011)
2.4.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Вохтога	2x16 МВА	Дефицит мощности	2022	МРСК Северо- Запада	базовый	Трансформаторы перегружены в отчетном году. Замена с увеличением трансформаторной мощности. Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2022 год (I_000-21-1-03.13-0108)

2.5.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Устюжна	2x16 МВА	Дефицит мощности	2024	МРСК Северо-Запада	базовый	Трансформаторы перегружены в отчетном году. Замена с увеличением трансформаторной мощности
		2x25 МВА				умеренно-оптимистический	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2025 год (I_000-25-1-03.13-0156)
2.6.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Кичменгский городок с 2x10 МВА на 2x16 МВА	замена 2x10 МВА на 2x16 МВА	КПР 2018-2022 гг.	2019-2022	МРСК Северо-Запада	умеренно-оптимистический	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2022 год
2.7.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шекснинская 1,2 с отпайками на ПС 110/10 кВ Искра, ПС 110/10 кВ Заягорба, ПС 110/10 кВ Нифантово и Шекснинскую ГЭС	63,793 км	Перегрузка участка ЛЭП в послеаварийных режимах.	2018-2024	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2024 год (G_000-25-1-01.12-0033)
2.8.	Замена разъединителя, заградителя и ТТ на ПС 220 кВ РПП-1 в ячейке присоединения ВЛ 110 кВ РПП-1 -Шексна I цепь с отпайками	Ином обор = 1000 А	Перегрузка существующего оборудования в послеаварийных режимах.	2019-2024			Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» реконструкция не предусмотрена.
2.9.	Замена разъединителя, заградителя и ТТ на ПС 220 кВ РПП-1 в ячейке присоединения ВЛ 110 кВ РПП-1 -Шексна II цепь с отпайками			2019-2024			

2.10.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево-1 на ПС 220 кВ Октябрьская		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования (ТТ) ПС в послеаварийных режимах.	2018-2019			УВ на отключение нагрузки на подстанциях 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево.
							Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
2.11.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Уйта-1 на ПС 220 кВ Октябрьская		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования (ТТ) ПС в послеаварийных режимах.	2018-2019			УВ на отключение нагрузки на подстанциях 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево. Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
2.12.	Выполнение УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы и ПС 110 кВ Суда от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I (II) цепь с отпайками		Перегрузка существующего провода ВЛ в послеаварийных режимах.	2018-2019			Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
2.13.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ		Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования ПС в послеаварийных режимах	2018			УВ на отключение нагрузки на подстанциях 110 кВ ИП Шексна, Искра, Заягорба и Шексна.

	Шексна 1)						Предлагаемый срок ввода в работу ПА соответствует сроку реализации ПА по ИП Вологдаэнерго 2018-2025 гг
							(Техническое перевооружение ПС 110 кВ Шексна, Искра, Заягорба в части монтажа и пуско-наладки устройства УПАСК и каналов связи (УПАСК - 3 шт.)
							(I_000-25-1-04.60-0009)
2.14.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Шексна 2)			2018			Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2018 год
3.	Мероприятия технического перевооружения и реконструкции энергообъектов, не связанные с развитием сети						
3.1.	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая	500 кВ / 2x501 МВА	Проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.	2023			Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2023 год
		500 кВ / 180 Мвар					
3.2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС в Тарногском районе	замена участка ВЛ протяженностью 24,7 км на новый с сечением провода АС-95	Акты расследования технологических нарушений (аварий) №501 от 07.01.2015, № 502 от 07.01.2015, № 503 23.01.2015, № 505 от 07.01.2015, № 505 от 12.01.2015, № 507 от 14.01.2015, № 513 от 26.01.2015, № 514 от 26.01.2015.	2021	МРСК Северо-Запада	базовый	Увеличение сечения провода не требует — раздел IV-5 Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2021 и 2022 год соответственно

3.3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тарнога-НПС в Нюксенском районе	замена участка ВЛ протяженностью 23,2 км на новый с сечением провода АС-95		2021			(F_000-22-1-01.12-0003 и F_000-22-1-01.12-0002)
3.4.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Очистные 1,2	замена двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 8,179 км, рекомендуемое сечение провода АС-120	Акт технического освидетельствования от 10.10.2014 б/н	2021	МРСК Северо-Запада	базовый	Выбор сечения провода --- раздела IV-5.
							Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2022 год
							(F_000-21-1-01.12-0004)
3.5.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «В. Устюг – Дымково» с отпайкой на ПС «Борки» В-Устюгского района протяженностью 6,2 км	6,2 км	Протокол технического совета от 18.12.2017 № 9, акт технического освидетельствования от 06.09.2017	2024	МРСК Северо-Запада	умеренно-оптимистический	I_000-22-1-01.12-0017
3.6.	Замена силового трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Восточная	40 МВА	Замена трансформатора обусловлена техническим состоянием	2020	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2021 год
							(I_000-21-1-03.13-0028)
3.7.	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Бабаево	16 МВА	Замена трансформатора обусловлена техническим состоянием	2020	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2020 год
							(F_000-25-1-03.13-0002)

3.8.	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Зеленцово	2,5 МВА	Замена трансформатора обусловлена техническим состоянием	2018	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2018 год
							(I_000-22-1-03.13-0002)
3.9.	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Борки	2x10 МВА	Замена трансформатора обусловлена техническим состоянием	2023	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2023 год
							(I_000-22-1-03.13-0001)
3.10.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Коротово Череповецкого района: замена силового трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ в количестве 3 шт., реконструкция РУ 35 кВ и РУ 10 кВ	10 МВА	Акт оценки технического состояния от 01.03.2015 б/н	2025	МРСК Северо-Запада	базовый	I_000-25-1-03.13-0160
3.11.	Реконструкция ПС 110/35/10 "Суда" Череповецкого района Вологодской области: замена силовых трансформаторов 2x10 МВА на равные по мощности, реконструкция РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, РУ 10 кВ	2x10 МВА	Акт оценки технического состояния от 01.03.2015	2023	МРСК Северо-Запада	базовый	I_000-25-1-03.13-0162
3.12.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Ананьино Вологодского района: замена силового трансформатора 1x10 МВА на 2x10 МВА, реконструкция РУ 110 кВ и РУ 6 кВ	2x10 МВА	Акт технического освидетельствования от 30.06.2015 б/н	2025	МРСК Северо-Запада	базовый	I_000-21-1-03.13-3655

3.13.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Избоищи Чагодощенского района: замена силового трансформатора 1,6 МВА на равный по мощности, замена ОД, КЗ 110 кВ на элегазовый выключатель 110 кВ, реконструкция РУ 35 кВ, замена КРУ 10 кВ	1,6 МВА	Акт технического освидетельствования от 01.03.2015 б/н	2025	МРСК Северо-Запада	базовый	I_000-25-1-03.13-0159
3.1.4.	Строительство КЛ 110 кВ заход на ПС 110 кВ "Западная" от ВЛ 110 кВ "Вологда Южная - Кубенское" в г. Вологда протяжённостью 3,166 км	3,166 км	Обоснования включения: Акт технического освидетельствования от 2008 года	2023	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2018-2025: 2024 год (I_000-21-2-02.11-0001)
4.	Мероприятия по развитию электросетевых объектов 35 кВ и выше, предусмотренные иными программами развития электросетевого комплекса Вологодской области (мероприятия данного раздела не имели проработку в данной работе)						
4.1.	Реконструкция ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ Восточная-Городская-Северная-Западная в 2-х-цепном исполнении	12,47 км	«Комплексная программа развития электрических сетей Вологодской области напряжением 35 кВ и выше на пятилетний период 2018 2022 гг.» (далее — КПП 2018-2022)	2018-2023	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок завершения мероприятия по КПП 2018-2022: 2023 год Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2023 год F_000-21-1-01.21-0018
4.2.	Реконструкция ПС 35 кВ Молочное (замена двух	2x16 МВА	КПП 2018-2022, дефицит мощности	2019	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок завершения мероприятия по КПП 2018-2022: 2020 год

	трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 16 МВ·А каждый)						Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2020 год
							(F_000-21-1-03.21-0111)
4.3.	Реконструкция ПС 35 кВ Можайское с заменой силовых трансформаторов	Замена 2х2,5 МВА на 2х4 МВА	КПР 2018-2022, дефицит мощности	2020	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2020 год
		Замена 2х2,5 МВА на 2х6,3 МВА				умеренно-оптимистический	Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2020 год
							I_000-21-1-03.21-0102
4.4.	Реконструкция ПС 35 кВ Ягница (замена двух трансформаторов мощностью 1,6 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 2,5 МВ·А каждый)	2х2,5 МВА	КПР 2018-2022, дефицит мощности	2018	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2019 год
							Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2016-2025: 2018 год
							(I_000-25-1-03.21-0004)
4.5.	Реконструкция ПС 35 кВ Борисово-Суда (замена трансформатора мощностью 2,5 МВ·А на трансформатор мощностью 4 МВ·А)	2х4 МВА	КПР 2018-2022, дефицит мощности	2019-2022	МРСК Северо-Запада	умеренно-оптимистический	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2022 год
4.6.	Реконструкция ПС 35 кВ Морозовица	2х2,5 МВА	КПР 2018-2022, дефицит мощности	2019-2022	МРСК Северо-Запада	умеренно-оптимистический	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-

	(замена двух трансформаторов мощностью 1,6 МВ·А каждый на два трансформатора мощностью 2,5 МВ·А каждый)					кий	2022: 2022 год
4.7	Реконструкция ПС 35/10 кВ Абаканово Череповецкого района: замена силового трансформатора 2,5 МВА на равный по мощности, реконструкция РУ 35 кВ, замена КРУ 10 кВ	2,5 МВА	Акт оценки технического состояния от 01.03.2015 б/н	2024	МРСК Северо-Запада	базовый	I_000-25-1-03.21-0005
4.8	Расконсервация ПС 110 кВ «ИП Сокол»	2x25 МВА	Письмо АО «Вологодская областная энергетическая компания» №7-4/10674 от 13.12.2017 «О предоставлении информации»				Срок не определен собственником оборудования
4.9	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ирдоматка Череповецкого района с переводом на класс напряжения 110/10кВ: замена силовых трансформаторов 1x6,3 МВА и 1x4 МВА на 2x6,3 МВА, реконструкция РУ 35 кВ и РУ 10 кВ	2x6,3 МВА	Акт оценки технического состояния от 01.03.2015 б/н, КПР 2018-2022	2026	МРСК Северо-Запада	умеренно-оптимистический	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2022 год Устанавливаемая мощность трансформаторов по КПР 2018-2022: 2x10 МВА Срок окончания реализации согласно ИПР Вологдаэнерго 2018-2025: 2027 год (I_000-25-1-03.13-0161)
4.10	Реконструкция ПС 35 кВ Новатор с заменой трансформаторов 2x4 МВА на 2x10 МВА	2x10 МВА	Договор ТП от 03.04.2018 №26-02857ВУ/17, Фанерный комбинат НАО СВЕЗА Новатор, КПР 2018-2022, дефицит мощности	2019-2022	МРСК Северо-Запада	базовый	Срок завершения мероприятия по КПР 2018-2022: 2022 год

4.11.	Строительство ПС 35/10 кВ "Поток" 2х10 МВА, заходов от ВЛ-35кВ "Газовая" и от ВЛ-35кВ "Лесная"	2х10 МВА/0,81 км	Исполнение обязательств по договору ТП от 13.02.2017 №26-00244Ч/17, Газпром	2019	МРСК Северо-Запада	базовый	I_002-25-2-03.21-0002
4.12.	Строительство ПС 35/10 кВ "Балатон" 2х10 МВА и двухцепной ВЛ-35 кВ "Компрессор 1,2" от ПС 110/35/10 кВ "Бабаево" в Бабаевском районе	2х10 МВА/8,11 км	Исполнение обязательств по договору ТП от 13.02.2017 №26-00243Ч/17, Газпром	2019	МРСК Северо-Запада	базовый	I_002-25-2-03.21-0001

*Мероприятия по модернизации, реконструкции и новому строительству объектов напряжением 110 кВ и выше выполнять исходя из принципов построения цифровой сети в рамках программы «Цифровая экономика»

IV–17. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

IV–17.1. Ветроэнергетика

Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках на территории Вологодской области можно оценить по рисунку 19.



Рисунок 19. Распределение среднегодовой скорости ветров на территории России, м/с

В соответствии с представленным распределением удельного ветропотенциала территория, Вологодской области относится к территориям с низкой эффективностью использования ветрогенерирующих установок. Исходя из показателей ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергоснабжения экономически не оправданы.

IV–17.2. Солнечная энергетика

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в Вологодской области определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли.

На рисунке 20 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории РФ.

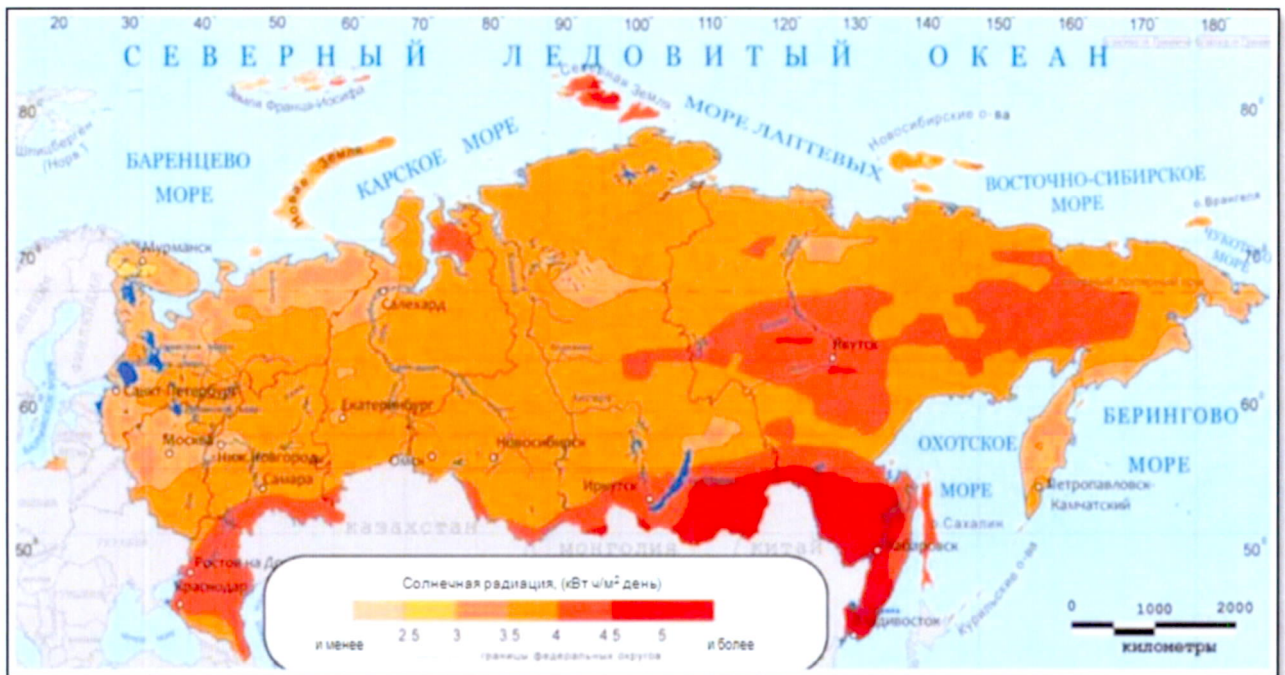


Рисунок 20. Поток солнечной радиации, приходящийся на m^2 за один день на территории РФ

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории Вологодской области суммарная солнечная радиация на $1 m^2$ составляет от 3,0 до 3,5 кВт·ч/м². При этом продолжительность солнечного сияния по территории Вологодской области составляет менее 1 700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на рисунке 21.

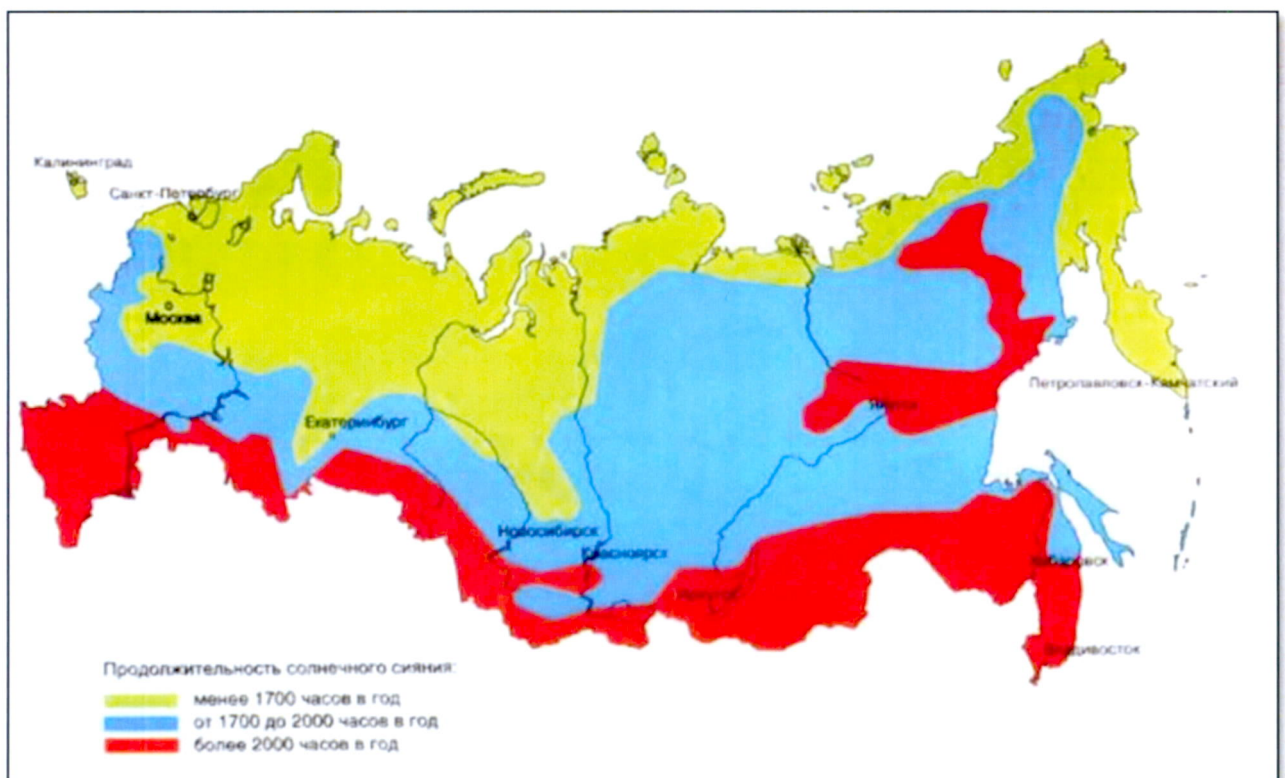


Рисунок 21. Продолжительность солнечного сияния на территории РФ

По приведенным картам можно оценить эффективность использования генерирующих установок на основе солнечных батарей как не высокую.

Однако, в настоящее время использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей. В таких условиях и с учетом того, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетики на территории Вологодской области в ближайшей перспективе маловероятно. При существенном снижении стоимости оборудования по производству электроэнергии на основе энергии солнечного излучения, а также снижения стоимости сопутствующей инфраструктуры для хранения выработанной электроэнергии возможно появление механизмов окупаемости капиталовложений.

IV–17.3. Биоэнергетика

Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо — топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование леса. Лесопромышленный комплекс занимает третье место в общем объеме экспорта из Вологодской области после металлургии и химической промышленности, поэтому использование древесных отходов в качестве топлива позволяет добиться существенного экономического эффекта.

Фактически на всех деревообрабатывающих предприятиях области установлены котельные на отходах лесопиления и деревообработки, позволяющие получать тепловую энергию, используемую для отопления производственных помещений и обслуживания сушильных камер. Наиболее крупные котлы утилизаторы установлены на лесопильных производствах АО «Белозерский леспромхоз», АО «Череповецкий ФМК», АО «Сокольский ДОК», ООО «Премиумлес», ООО «Харовсклеспром», ООО «Новаторский ЛПК», АО «Великоустюгский ФК Новатор». В области также действуют пиролизные установки для получения древесного угля в Кадуе и Сямже, а на лесных предприятиях и некоторых сельхозпредприятиях идет апробация газогенераторных установок, работающих на древесном сырье.

Благоприятные условия для строительства мини-ТЭЦ на древесных отходах позволяют получать электрическую и тепловую энергию при утилизации отходов лесопромышленного комплекса. Целесообразность применения таких станций в отдаленных от центра районах, где наблюдается дефицит электроэнергии, подтверждается успешной работой АО «ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующей в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий. Для повышения надежности и эффективности работы станции ТЭЦ «Белый Ручей» предприятием в период 2019-2020 годов планируется строительство склада топлива.

Вторая мини-ТЭЦ на древесных отходах мощностью 3 МВт электрической энергии введена в работу в 2006 г. на АО «Великоустюгский фанерный комбинат «Новатор». Пуск мини-ТЭЦ позволил на 68 % обеспечить производство собственной

электрической энергией, обеспечить ежемесячную утилизацию около 7 тыс. плотных куб. м отходов деревообработки.

В области построено 22 предприятия по производству биотоплива, общей производственной мощностью 138,6 тыс. тонн пеллет в год, перечень которых представлен в таблице 65.

Таблица 65. Предприятия по производству биотоплива (пеллеты, брикеты)

Наименование предприятия	Место размещения предприятия	Вид выпускаемой продукции	Производственная мощность, т/год
ООО «Кадуйский фанерный комбинат»	г. Кадуй	брикеты	383,33
ООО «Харовский лес»	г. Харовск	брикеты	4300
ООО «Бабушкинский союз предпринимателей»	с. им. Бабушкина	брикеты	325
ООО «Вологодский лес»	г. Вологда	брикеты	7000
ООО «Никольский лес»	г. Никольск	брикеты	5644,8
ООО «БиоЛесПром»	д. Терменьга Верховажский район	пеллеты	15000
ООО «Голдпеллетс» (ГолдГрупп)	г. Вологда	пеллеты	4800
ООО «Фабрика Дерусса»	п. Хохлово Кадуйский район	пеллеты	9600
АО «Череповецкая спичечная фабрика «ФЭСКО»	г. Череповец	пеллеты	3420
ООО «Восток» (ООО «МТС «Кичменский»)	с. Кичменский Городок	пеллеты	2400
ООО «Сокол»	г. Сокол	пеллеты	3500
ЗАО «Суда»	Бабаевский район, с. Борисово-Судское	брикеты	8000
АО «Белозерский леспромхоз»	г. Белозерск	брикеты	10000
ООО «Стройресурс»	г. Сокол	брикеты	2000
ИП Кабанов Константин Аркадьевич	п. Вохтога	пеллеты	2500
ИП Большаков А.И.	д. Григорово Кичменгско-Городецкий район	брикеты	3000
ООО «Вологодские безотходные технологии»	г. Бабаево	пеллеты	30000
ООО «Гиперком С-3»	п. Новатор Великоустюгский район	брикеты	7200
ООО «Холбит»	пос. Туровец Междуреченский район	брикеты	530
ООО «Патриот»	п. Морозовица Великоустюгский район	пеллеты	10000
ООО «Устьелес»	г. Сокол	пеллеты	7000
ООО «Леон»	Никольский район, 5 км автодороги Никольск- Чекшино	пеллеты	2000

Также важным и перспективным местным видом топлива является торф, эффективное использование которого на тепловых электростанциях станет возможным после увеличения объемов его добычи и модернизации технологической базы торфяной промышленности. Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной

продукции для нужд малой и средней энергетики позволит значительно увеличить долю использования торфа в топливно-энергетическом балансе Вологодской области.

IV–17.4. Гидроэнергетика

Большое количество гидроресурсов Вологодской области позволяет сделать вывод о высоком приоритете над другими возобновляемыми источниками энергии для условий Вологодской области сооружение малых гидроэлектростанций (МГЭС) различных типов в зависимости от рельефа местности и уклона русел рассматриваемых рек. Существуют предпроектные проработки размещения МГЭС. Однако, в каждом случае необходимо предварительное технико-экономическое обоснование целесообразности сооружения МГЭС. При этом может быть целесообразно сооружение как бесплотинных МГЭС (деривационных и русловых), так и плотинных мощностью до нескольких мегаватт, рассчитанных на пропуск основной части весеннего паводка и сглаживание пиков летних и осенних паводков.

Развитие малой гидрогенерации на территории Вологодской области в настоящий момент является одним из наиболее приоритетных направлений. На территории области сейчас действуют ГЭС № 31, № 32 г. Вытегра мощностью 2,28 МВт и Шекснинская ГЭС мощностью 24 МВт.

IV–17.5. Заключение

Включение генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики должно осуществляться на конкурсной основе (в соответствии с пунктом 28(1) Постановления Правительства РФ от 17.10.2009 N 823 (в редакции от 16.02.2015 года) «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»).

Порядок и условия проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики Вологодской области, а также требования к соответствующим инвестиционным проектам и критерии их отбора устанавливаются администрацией Вологодской области.

В случае принятия собственником объекта по производству электрической энергии решения о работе объекта в составе ОЭС возникает необходимость осуществления процедуры технологического присоединения к электрическим сетям в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 N 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.

IV–18. ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД С ВЫДЕЛЕНИЕМ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ВКЛЮЧАЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Прогноз потребления тепловой энергии в Вологодской области на период до 2023 года выполнен с учетом:

- 1) численности населения и социально-экономических показателей в соответствии с базовым сценарием «Прогноза социально-экономического развития Вологодской области на долгосрочный период 2016-2030 годов», утвержденного постановлением Правительства Вологодской области от 30.11.2016 г. № 1022 (в ред. постановления Правительства Вологодской области от 19.12.2016 г. № 1170).
- 2) данных органов исполнительной государственной власти области о намечаемом развитии жилищно-коммунального сектора и крупных промышленных предприятий региона в период до 2023 года.
- 3) динамики фактического годового отпуска тепла с коллекторов энергоисточников (ТЭС и котельные) в период 2013-2017 годов.

Прогноз потребления тепловой энергии на территории Вологодской области на период 2019-2023 годы представлен на рисунке 22.

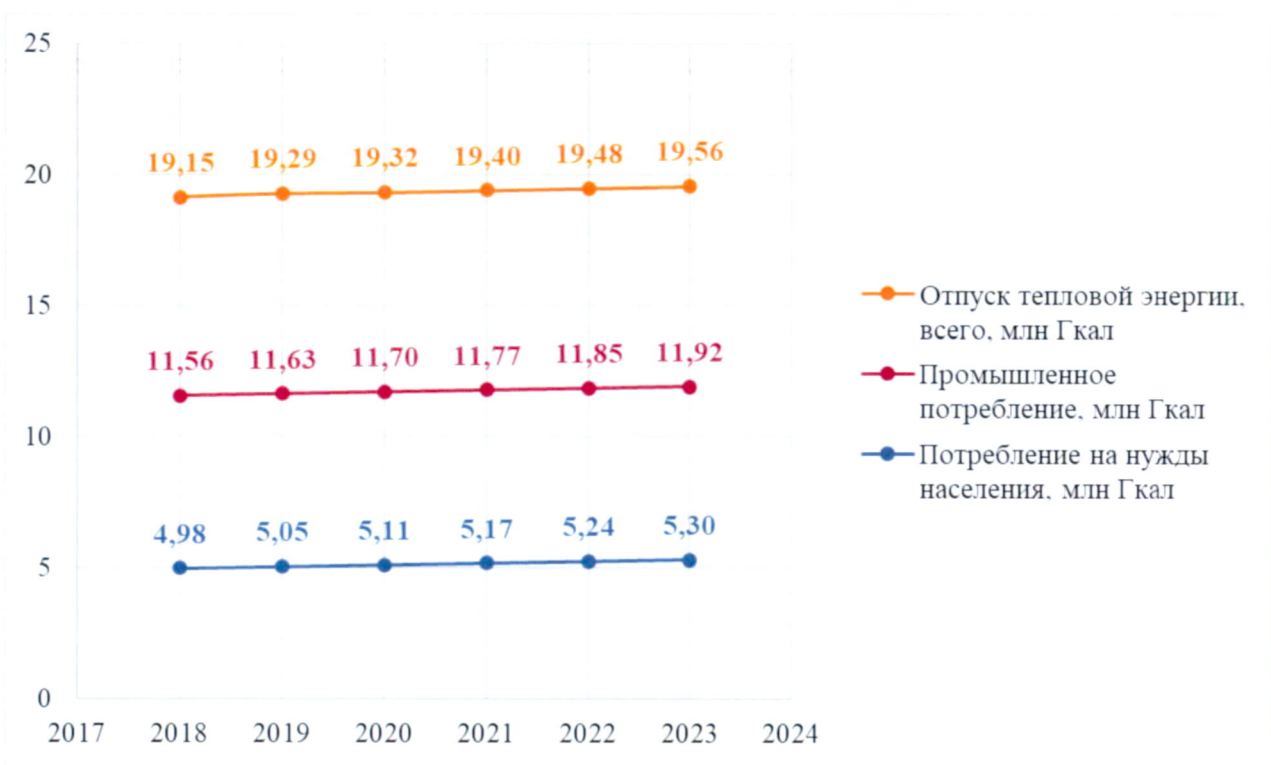


Рисунок 22. Прогноз потребления тепловой энергии на территории Вологодской области на период до 2023 года

В период до 2023 года в связи с перспективным увеличением численности населения Вологодской области годовое потребление тепловой энергии на нужды населения возрастет.

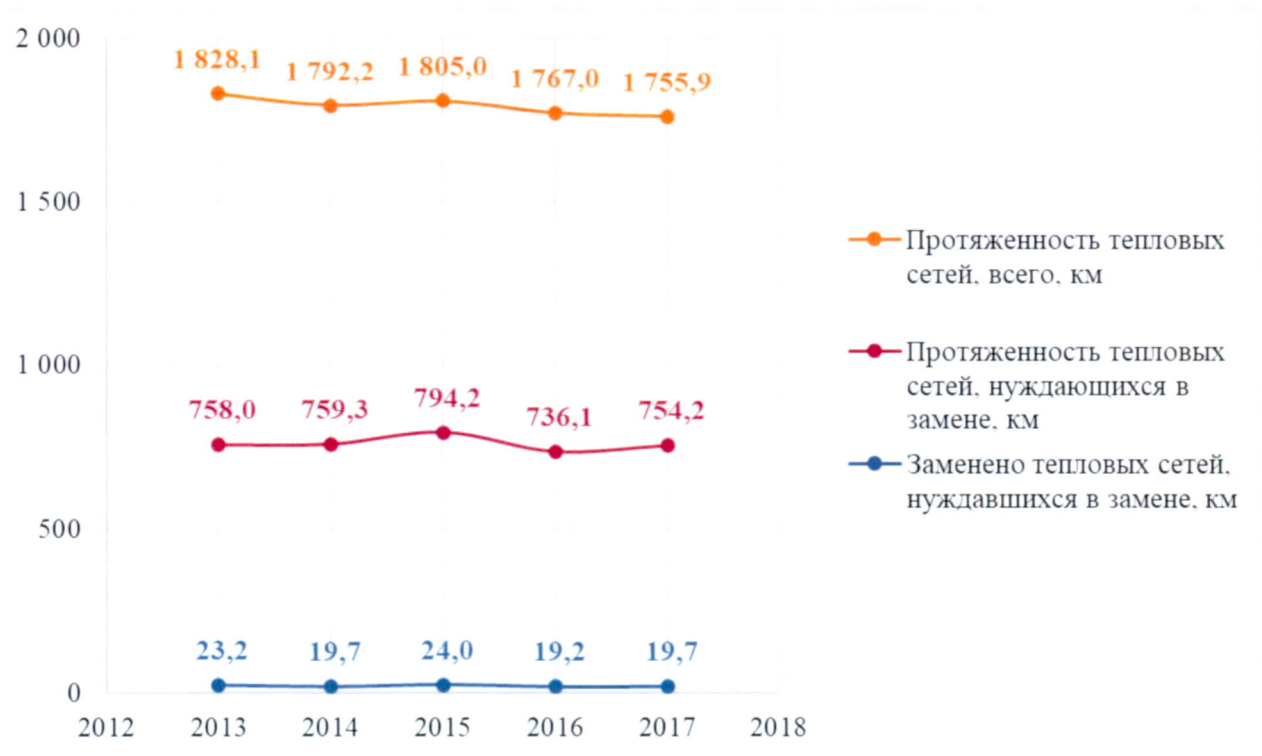
Также в период до 2023 года возрастет годовое потребление тепловой энергии на нужды промышленных предприятий.

IV–19. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ОБЛАСТИ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

Динамика износа тепловых сетей в Вологодской области по данным формы 1-ТЕП Вологдастата за последние 5 лет представлена в таблице 66 и на рисунке 23.

Таблица 66. Динамика износа тепловых и паровых сетей в Вологодской области в период 2013-2017 годы

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017 ¹⁹
Протяженность тепловых сетей, всего, км	1 828,1	1 792,2	1 805,0	1 767,0	1 755,9
Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене, км	758,0	759,3	794,2	736,1	754,2
Удельный вес тепловых сетей, нуждающихся в замене, %	41,5	42,4	44,0	41,7	43,0
Протяженность ветхих тепловых сетей, км	637,3	632,7	650,6	658,3	664,5
Удельный вес ветхих тепловых сетей, %	34,9	35,3	36,0	37,3	37,8
Заменено тепловых сетей, в двухтрубном исчислении, км	23,2	19,7	24,0	19,2	19,7
То же, в % от протяженности тепловых сетей, нуждающихся в замене, %	3,1	2,6	3,0	2,6	2,6
Заменено ветхих тепловых сетей, в двухтрубном исчислении, км	19,0	16,7	20,9	15,8	16,8
То же, в % от протяженности ветхих тепловых сетей, %	3,0	0,9	1,2	0,9	2,5



¹⁹ — Прогнозные значения. Отчетные данные по отпуску тепловой энергии на территории Вологодской области будут представлены Вологдастатом в сентябре 2018 года.

Рисунок 23. Динамика износа тепловых и паровых сетей в Вологодской области в период 2013-2017 годы

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, с 2013 по 2017 год увеличилась на 1,5 % (с 41,5 % до 43,0 %) от общей протяженности тепловых сетей.

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Вологодской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении наблюдаемых в отчетный период среднегодовых темпов износа тепловых сетей и их реконструкции, к 2023 году протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене, будет составлять 735,7 км в двухтрубном исчислении или 41,9 % от их общей протяженности (см. таблицу 67).

Таблица 67. Прогноз износа тепловых и паровых сетей в период 2019-2023 годы

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене, км	751,1	748,0	744,9	741,9	738,8	735,7
Удельный вес тепловых сетей, нуждающихся в замене, %	42,8	42,6	42,4	42,2	42,1	41,9
Среднегодовой темп износа тепловых сетей, %	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4

IV–20. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ОБЛАСТИ

Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения.

По состоянию на 01 января 2018 года в Вологодской области разработаны и утверждены схемы теплоснабжения во всех городских округах, городских и сельских поселениях, имеющих централизованные системы теплоснабжения.

Ниже представлены основные направления развития системы теплоснабжения муниципальных образований Вологодской области с учетом основных технических мероприятий и их ориентировочными объемами капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения.

Город Вологда

В соответствии со Схемой теплоснабжения города Вологды до 2028 года (актуализация на 2017 год) предполагается осуществлять теплоснабжение потребителей как от существующих источников централизованного теплоснабжения, так и от индивидуальных источников теплоснабжения в отдельных районах.

Основные технические мероприятия с указанием ориентировочных капитальных вложений в развитие энергоисточников и тепловых сетей города Вологды представлены в таблице 68.

Таблица 68. Основные технические мероприятия по развитию энергоисточников теплоснабжения и тепловых сетей города Вологды

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций, всего, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	МУП «Вологдагортеплосеть», Чернышевского, 84а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	137,68	2015-2022 гг.
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
2	МУП «Вологдагортеплосеть», Прилуцкая, 5	Консервация котельной с переключением ее тепловых нагрузок на котельную по ул. Чернышевского, 84а (перевод потребителей на другой температурный график)	3,70	2015 г.
3	МУП «Вологдагортеплосеть», Энгельса, 54а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	17,286	2015-2022 гг.
		Установка дополнительного (третьего котла) КВГ-2,5 или его аналога		2018-2022 гг.
4	МУП «Вологдагортеплосеть», Набережная VI Армии, 91а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	50,723	2018-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной и ее реконструкция для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2028 гг.
5	МУП «Вологдагортеплосеть», Добролюбова, 15а	Установка дополнительного котла на имеющемся свободном месте в котельной	18	2023-2028 гг.
6	МУП «Вологдагортеплосеть», Красноармейская, 27	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	137,692	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2018-2022 гг.
7	МУП «Вологдагортеплосеть», Комсомольская, 7б	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	46,293	2015-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной или ее реконструкция с увеличением ее установленной тепловой мощности		2015-2028 гг.
8	МУП «Вологдагортеплосеть», Колхозная, 71а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	93,457	2015-2022 гг.
		Техническое перевооружение котельной или ее реконструкция с увеличением ее установленной тепловой мощности		2017-2028 гг.
9	МУП «Вологдагортеплосеть», Старое шоссе, 5	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	62,103	2015-2022 гг.
		Увеличение тепловой мощности котельной с установкой тепловых мощностей в пристройке к котельной		2016-2017 гг.
11	МУП «Вологдагортеплосеть», Маяковского, 22а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	123,576	2015-2022 гг.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций, всего, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
12	МУП «Вологдагортеплосеть», Пролетарская, 73а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	45,4	2015 г.
		Консервация котельной		2018-2022 гг.
13	МУП «Вологдагортеплосеть», Горького, 130а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	51,711	2017 г.
		Техническое перевооружение котельной с переводом ее работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала		2017-2022 гг.
14	МУП «Вологдагортеплосеть», Горького, 99а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	91,42	2016 г.
		Реконструкция котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2017-2028 гг.
15	МУП «Вологдагортеплосеть», Карла Маркса, 70	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	90,855	2015-2017 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2028 гг.
16	МУП «Вологдагортеплосеть», Разина, 53-б	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	45,303	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2016 гг.
17	МУП «Вологдагортеплосеть», Пошехонское шоссе, 23-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	84,041	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2028 гг.
18	МУП «Вологдагортеплосеть», Пошехонское шоссе, 36-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	42,755	2015-2016 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2022 гг.
19	МУП «Вологдагортеплосеть», Болонина, 23-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	3,624	2015-2022 гг.
20	ООО «Теплоисточник», Московское шоссе, 44	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	5,75	2017 г.
21	МУП «Вологдагортеплосеть», Залинейная, 22-а	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	132,326	2016-2028 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2018-2028 гг.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Наименование мероприятия	Объем инвестиций, всего, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
22	МУП «Вологдагортеплосеть», Ленина, 14 в с. Молочное	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	53,705	2017-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2015 г.
23	Вологодская ТЭЦ ГУ ПАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	554,834	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии		2016-2022 гг.
24	ОАО «Агростройконструкция»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	74,321	2015-2017 гг.
		Выполнение утвержденной инвестиционной программы		2015-2016 гг.
25	ООО «ЗАПАДНАЯ КОТЕЛЬНАЯ», ул. Окружное шоссе, 13	Реконструкция и техническое перевооружение котельной для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии	139,871	2016-2022 гг.
		Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии		2015-2022 гг.
26	МУП «Вологдагортеплосеть», ул. Машиностроительная, 19	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	60,759	2015-2022 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной		2015-2016 гг.
27	АО «ВОМЗ»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	49,126	2015-2022 гг.
28	ООО «Теплосила»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	4,075	2015-2022 гг.
		Консервация котельной. Переключение тепловых нагрузок на котельную МУП «Вологдагортеплосеть» по адресу: Пошехонское шоссе, 23а		н/д
29	ООО «ЖилСтройИндустрия»	Строительство новой котельной установленной мощностью 10Гкал/ч по ул. Архангельской для подключения жилых домов	30,0	2015-2016 гг.
30	ОАО «Стройиндустрия»	Реконструкция и строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных приростов тепловой энергии	38,945	2015-2016 гг.
		Реконструкция и техническое перевооружение котельной		2016-2022 гг.

Согласно данным Схемы теплоснабжения города Вологды общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей составит 2 289,331 млн. руб.

Город Череповец

В соответствии с действующей Схемой теплоснабжения развитие теплоснабжения г. Череповца до 2030 года предполагается базировать на преимущественном использовании существующих котельных ООО «Вологдагазпромэнерго» с повышением эффективности топливоиспользования путем дооснащения их когенерационными установками.

Кроме нового строительства когенерационных установок, в схеме теплоснабжения г. Череповца намечается новое строительство ПГУ ТЭЦ для обеспечения перспективных потребностей города в тепловой и электрической энергии, мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных потребителей, по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения г. Череповец составляет 6,34 млрд. руб., в том числе:

в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии — 1,985 млрд. рублей;

в строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей — 0,863 млрд. рублей;

в реконструкцию тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности нерезервированных магистралей — 0,088 млрд. рублей;

в реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса— 3,278 млрд. рублей;

в мероприятия по регулировке гидравлического режима работы системы теплоснабжения — 0,126 млрд. рублей.

Город Сокол

Согласно материалам действующей «Схемы теплоснабжения муниципального образования город Сокол на период 2013-2028 год» намечается новое строительство и реконструкция источников тепловой энергии, а также реконструкция тепловых сетей:

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования город Сокол представлены в таблице 69.

Таблица 69. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования город Сокол

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.	Установленная тепловая мощность вновь водимого оборудования, Гкал/ч	Намечаемый период (год) реализации
1	Строительство новых источников теплоснабжения для города, включая: - котельную мощностью 60 МВт для центральной части города; - котельную мощностью 25 МВт для микрорайона Солдек и Сокольский ДОК; - котельная мощностью 25 МВт для микрорайона Печаткино	1 164,128	106,6	2014-2017 гг.
2	Установка оборудования для наладки гидравлического режима на источниках малой мощности	13,5476	-	2015-2016 гг.
3	Реконструкция котельной №7 с установкой дополнительного электродогревателя типа ЭНаТС-13/0,38 (ЭДИСОН-13)	0,078	0,011	2015 г.
4	Строительство газовой котельной для нового района «Западный»	15,5	1,9	2017 г.
5	Техническое перевооружение котельных №№ 1,2 за счет установки нового оборудования	19,68	1,3	2015-2016 гг.
6	Реконструкция ветхих тепловых сетей общей протяженностью 37,582 км: - 14,382 км тепловых сетей в центральной части; - 13,44 км — на участке 2; - 6,64 км — на участке 3; - 3,12 км — на участке 4.	67,2	-	2015-2016 гг.
7	Восстановление изоляции тепловых сетей	10,53	-	2015-2016 гг.
8	Реконструкция оборудования ЦТП № 1, 2, 3 микрорайона ОАО «Сокольский ДОК»	20,16	-	2015-2016 гг.
9	Мероприятия по модернизации и реконструкции теплопотребляющих установок для перевода на закрытую схему теплоснабжения	60,032	-	2015 г.
10	Установка оборудования для диспетчеризации существующих и вновь монтируемых приборов учета энергоресурсов у абонентов	1,12	-	2016 г.
	Итого	1 372	109,9	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения г. Сокол составляет 1,37 млрд. руб., в том числе новое строительство источников генерации — 1,2 млрд. руб., реконструкция источников тепла — 0,02 млрд. руб., новое строительство и реконструкция тепловых сетей — 0,1 млрд. руб., реконструкция теплопотребляющих установок потребителей — 0,06 млрд. руб.

Город Бабаево

Согласно действующей «Схеме теплоснабжения города Бабаево Бабаевского муниципального района Вологодской области до 2028 года» теплоснабжение потребителей города Бабаево в период до 2028 года намечается осуществлять как от централизованных систем теплоснабжения котельных, так и от индивидуальных источников теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Бабаево представлены в таблице 70.

Таблица 70. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Бабаево

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.	Установленная тепловая мощность вновь водимого оборудования, Гкал/ч	Намечаемый период (год) реализации
1	Замена существующих семи котельных на пять новых	134,0	31,8	2013-2014 гг.
2	Новое строительство участков тепловых сетей для объединения зон теплоснабжения существующих изношенных котельных №1, №3, №4	-	-	2013-2015 гг.
	Итого	134,0	31,8	

Ориентировочный объем капитальных вложений в новое строительство источников генерации г. Бабаево составляет 134,0 млн. руб.

Город Белозерск

Обеспечение тепловых нагрузок предусматривается Схемой теплоснабжения города Белозерска как от существующих, так и от вновь проектируемых источников теплоснабжения, при этом мер по переоборудованию котельных в источники когенерации не предусмотрено.

Строительство и реконструкция тепловых сетей производится в целях обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Белозерска представлены в таблице 71.

Таблица 71. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Белозерска

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб. , всего	Намечаемый период (год) реализации
1	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1.	Строительство проектируемой котельной № 1, рабочая мощность 3,8 МВт	21500	2015 г.
1.2.	Строительство проектируемой котельной № 2, рабочая мощность 5,16 МВт	29500	2017 г.
1.3.	Замена 3-х котлов котельной «Оптика»	2100	2019-2023 гг.
1.4.	Замена 6-ти котлов котельной «Агрофирма»	3600	2014-2016 гг.
1.5.	Замена 1-го котла котельной «Агрострой»	400	2016 г.
1.6.	Замена 2-х котлов котельной «Белозерье»	800	2015-2023 гг.
1.7.	Замена 1-го котла котельной «Клуб речников»	400	2017 г.
1.8.	Замена 1-го котла котельной «ПМК»	400	2018 г.
	Всего объем финансовых затрат	58700	
2	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ПРОКЛАДКЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ		
2.1	Строительство ТС от проектируемой котельной № 1, L=0,99 км	6600	2015 г.
2.2.	Строительство ТС от проектируемой котельной № 1, L=1,52 км	10140	2017 г.
2.3	Строительство ТС от существующей котельной «Оптика», L=1,98 км	13210	2019-2023 гг.
	Всего объем финансовых затрат	29950	
3	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ В СВЯЗИ С ИЗМЕНЕНИЯМИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ		
3.1.	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	200	2024-2029 гг.
	Всего объем финансовых затрат	200	
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	88850	

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Белозерск составит 88,85 млн. руб.

Город Великий Устюг

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Великий Устюг теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла. Также планируется сохранение действующей закрытой системы теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Великий Устюг представлены в таблице 72.

Таблица 72. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Великий Устюг на расчетный срок до 2020 года

№ п/п	Наименование котельной	Стоимость строительства и реконструкции, млн руб.		
		котельной	тепловых сетей	итого
1	Действующая котельная № 1	-	5,60	5,60
2	Действующая котельная № 2	-	1,96	1,96
3	Действующая котельная № 11 (авиалесоохраны)	-	-	-
4	Действующая котельная № 10 (ж/д вокзала)	-	-	-
5	Рекомендуемая данной работой котельная жилого района СРЗ	35,00	8,99	43,99
6	Запроектированная котельная Северо-запад и Яйково	15,23	2,34	17,57
7	Запроектированная котельная перспективной застройки	17,00	-	17,00
	Итого	67,23	18,89	86,12

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Великий Устюг составит 86,12 млн. руб.

Поселок Кадуй

Схемой теплоснабжения поселка Кадуй предусмотрено три варианта развития систем централизованного теплоснабжения: первый — предполагает использование существующих источников тепловой энергии, второй — предполагает модернизацию источников теплоснабжения с проведением капитального ремонта с мероприятиями по продлению ресурса оборудования котельных, третий — предполагает отказ от теплоснабжения от Череповецкой ГРЭС и котельной ГК М.Руковицкая и строительство собственных источников тепловой энергии. При этом строительство собственных источников комбинированной выработки в поселке не целесообразно.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Кадуй отражены в таблице 73.

Таблица 73. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Кадуи

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Стоимость строительства и реконструкции, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации	Стоимость строительства и реконструкции, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации	Стоимость строительства и реконструкции, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	ГК М.Руковицкая	6,344	2018-2022 гг.	6,344	2018-2022 гг.	-	-
2	ГК Судский Рейд	12,687	2013-2014 гг, 2023-2027 гг.	12,687	2013-2014 гг, 2023-2027 гг.	6,344	2018-2022 гг.
3	Котельная ул. Строителей	-	-	-	-	173,399	2015-2022 гг.
4	Котельная пер. Березовый	-	-	-	-	53,058	2014-2015 гг.
5	Котельная ДОЗ	-	-	-	-	6,773	2013-2014 гг.
	Итого	19,031	-	19,031	-	239,574	-

Таким образом, капитальные вложения в развитие системы теплоснабжения поселка Кадуи для трех различных вариантов составят 19,031 млн. руб. — для первого и второго вариантов и 239,574 млн. руб. — для третьего варианта.

Муниципальное образование Городецкое

Согласно материалам Схемы теплоснабжения муниципального образования Городецкое теплоснабжение потребителей планируется как от существующих источников тепла, так и от источников индивидуального теплоснабжения.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования Городецкое отражены в таблице 74.

Таблица 74. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения муниципального образования Городецкое

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1.	Капитальный ремонт котельной, замена дымовых труб	15750,0	2014-2023 гг.
1.2.	Строительство новой модульной автоматизированной котельной на базе котельной БУЗ ВО "Кич-Городецкая ЦРБ" и переключение на нее нагрузок с котельной БОУ "Первомайская СОШ"		
1.3.	Строительство новой модульной котельной взамен котельной БОУ "Кич-Городецкая СОШ" и переключение на нее нагрузок с котельной БДОУ "Детский сад "Улыбка", РДК, церкви, БДОУ "Детский сад "Солнышко"		
1.4.	Строительство новой модульной котельной взамен котельной Районного исполнительного комитета		
2.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ПРОКЛАДКЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ		
2.1.	Ремонт теплосетей на территории МО Городецкое	6782,4	2014-2018 гг.
2.2.	Прокладка 11029,7 п. м. труб новой теплотрассы	39960,0	2019-2023 гг.
2.3.	Строительство тепловой сети от котельной до зданий БОУ «Первомайская СОШ» и БДОУ «Детский сад «Аленушка»		
2.4.	Строительство новой тепловой сети от котельной до потребителей: БДОУ «Детский сад «Улыбка», РДК, церковь, БДОУ «Детский сад «Солнышко		
2.5.	Строительство новой тепловой сети от котельной БДОУ «ДДТ» для подключения новых потребителей (перспективное строительство)		
3.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ В СВЯЗИ С ИЗМЕНЕНИЯМИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ		
3.1.	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	1000	2024-2028 гг.
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	63492,4	

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения муниципального поселения Городецкое составит 63,5 млн. руб.

Город Кириллов

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Кириллов теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Кириллова отражены в таблице 75.

Таблица 75. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Кириллова на период 2016-2023 годов

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.
1	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	
1.1.	Реконструкция котельной № 2 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.2.	Реконструкция котельной № 3 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 2000 кВт	8180,560
1.3.	Реконструкция котельной № 4 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1060 кВт	5559,595
1.4.	Реконструкция котельной № 5 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.5.	Реконструкция котельной № 6 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1700 кВт	7636,235
1.6.	Реконструкция котельной № 8 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 720 кВт	4838,280
1.7.	Реконструкция котельной № 10 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 540 кВт	3591,710
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	43170,2

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Кириллова составит 43,2 млн. руб.

Город Тотьма

Согласно Схеме теплоснабжения города Тотьма теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Тотьма представлены в таблице 76.

Таблица 76. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Тотьма

Группа мероприятий	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
Техническое перевооружение котельных (модернизация, замена котельного и вспомогательного оборудования), в том числе:	15300	2015-2019 гг.
Котельная № 2	1500	2015 г.
Котельная № 4	1500	2017 г.
Котельная № 5	1000	2016 г.
Котельная № 6	1500	2018 г.
Котельная № 7	2000	2018 г.
Котельная № 8	1500	2019 г.
Котельная № 9	2000	2016 г.
Котельная № 10	1000	2015 г.

Группа мероприятий	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
Котельная № 13	2000	2017 г.
Вывод из эксплуатации котельной № 12 «Нефтебаза» и перевод жилого фонда на индивидуальное (электрическое) отопление	1300	2015 г.
Приобретение и установка приборов учета выработки и отпуска тепловой энергии в сеть, в том числе:	25000	2015-2019 гг.
Котельная № 2	3000	2015 г.
Котельная № 4	0	-
Котельная № 5	3000	2017 г.
Котельная № 6	3900	2016 г.
Котельная № 7	5800	2017-2018 гг.
Котельная № 8	2100	2015 г.
Котельная № 9	3000	2019 г.
Котельная № 10	2100	2016 г.
Котельная № 13	2100	2015 г.
Реконструкция трубопроводов тепловых сетей, в том числе:	36608,2	2015-2029 гг.
Котельная № 2	3651,6	2016 г.
Котельная № 4	1794	2017 г.
Котельная № 5	2341	2015 г.
Котельная № 6	5608,8	2018-2024 гг.
Котельная № 7	9664,8	2020-2029 гг.
Котельная № 8	2749,2	2016 г.
Котельная № 9	3811,2	2018 г.
Котельная № 10	3676,8	2019 г.
Котельная № 13	3310,8	2019 г.
ВСЕГО	76908,2	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Тотьмы составляет 76,9 млн. руб.

Город Вытегра

Согласно Схеме теплоснабжения города Вытегра теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих и перспективных источников тепла, при этом в городе централизованное теплоснабжение осуществляется от тринадцати отопительных котельных. В зданиях, не подключенных к централизованному теплоснабжению, имеется индивидуальное отопление, основным топливом индивидуальных источников тепловой энергии являются твердое топливо: дрова, уголь, отходы.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Вытегра представлены в таблице 77.

Таблица 77. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Вытегра

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1.	Строительство блочно-модульной газовой котельной №11 мощностью 5,7 Гкал/ч	85500	2018-2023 гг
1.2.	Строительство блочно-модульной газовой котельной №1 мощностью 3,9 Гкал/ч	58500	2018-2023 гг
1.3.	Предложение по замене дымовой трубы котельной № 3	500	2016 г.
1.4.	Строительство котельной в д. Шестово с 2 котлами КВУ-750 общей мощностью 1,5 МВт	10700	2016-2017 гг
1.5.	Модернизация котельной № 3, замена котлоагрегатов КВТС-1р суммарной мощностью 1,4 МВт на 2 котлоагрегата КВУ-750 мощностью 1,5 МВт	5218,1	2016 г.
	Всего объем финансовых средств	160418,1	
2.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ПРОКЛАДКЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ:		
2.1.	Реконструкция участков тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	300	2015-2016 гг, 2018 г.
2.2.	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2028 гг
2.3.	Строительство тепловой сети по ул. Карла Маркса 0100 мм длиной 180 м (от котельной №8 к котельной №4)	1400	2019-2023 гг
2.4.	Строительство тепловой сети через дорогу по просп. Ленина 0150 мм длиной 55 м (от котельной №4 к котельной №11)	800	2019-2023 гг
2.5.	Перекладка тепловой сети по просп. Ленина с увеличением диаметра трубопроводов 0100 мм на 0150 мм длиной 180 м (с целью объединения котельных №№ 11, 8, 4 для увеличения пропускной способности существующих трубопроводов)	2500	2019-2023 гг
	Всего объем финансовых средств	5300	
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	165718,1	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Вытегра составляет 165,7 млн. руб.

Городское поселение Вожегодское

Согласно Схеме теплоснабжения городского поселения Вожегодское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в поселении отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения городского поселения Вожегодское представлены в таблице 78.

Таблица 78. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения городского поселения Вожегодское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
-------	-------------	---	------------------------------------

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1	Замена котлов котельной №4	1200	2016-2017 гг.
1.2	Замена котла котельной №5	500	2015 г.
1.3	Замена котлов котельной №6	800	2014,2018 гг.
1.4	Замена котлов котельной №7	1000	2018 г.
1.5	Замена котла котельной №10	1000	2024-2029 гг.
1.6	Замена котлов котельной №13	1500	2015-2016 гг.
1.7	Замена котлов котельной №15	1300	2015-2016 гг.
1.8	Замена котлов котельной №17	1500	2015,2017 гг.
1.9	Замена котлов котельной №18	1400	2016,2019-2023 гг.
1.10	Замена котлов котельной №25	1800	2017-2018 гг.
1.11	Замена котлов котельной №26	900	2019-2023 гг.
1.12	Предложение по замене дымовой трубы:	-	-
	- котельной №4	500	2016 г.
	- котельной №5	1000	2017 г.
	- котельная №10	500	2015 г.
2	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ПРОКЛАДКЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ		
2.1	Реконструкция участков тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1480	2015-2018 гг.
3	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ В СВЯЗИ С ИЗМЕНЕНИЯМИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ		
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2029 гг.
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	16680	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения городского поселения Вожегодское составляет 16,6 млн. руб.

Сельское поселение Майское

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Майское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Майское представлены в таблице 79.

Таблица 79. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Майское

№ п/п	Наименование источников	Стоимость, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ ИСТОЧНИКОВ		
	Всего объем финансовых затрат	-	-
2	ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ПРОКЛАДКЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ		

№ п/п	Наименование источников	Стоимость, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
2.2	Прокладка новых теплосетей 0,850 км		
	Всего объем финансовых затрат	40000	2013-2016 гг.
3	ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ПРОЧИМ РАСХОДАМ		
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети по каждой котельной, с последующим шайбированием потребителей	600,0	2014-2016 гг.
3.2	Проведение энергоаудита объектов теплоснабжения предприятия	350	2013 г.
3.3	Установка приборов учета на объектах теплоснабжения	320	2013-2016 гг.
	Всего объем финансовых затрат	1270	
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	41270	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Майское составляет 41,3 млн. руб.

Сельское поселение Тоншаловское

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское представлены в таблице 80.

Таблица 80. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	Увеличение тепловой мощности котельной №3 (ООО «Аникор+», д.Ясная поляна) за счет установки котлов Viessmann — двух Vitoplex 200 SX2 — 1,95 МВт и одного Vitoplex 200 SX2 — 1,6 МВт, или котлов иного производителя суммарной теплопроизводительностью 5,2 МВт (4,5 Гкал/ч)	7,80	2018 г.
2	Проектирование и строительство блочно-модульной котельной теплопроизводительностью 15МВтс последующим увеличением мощности на конец расчетного периода до 22 МВт.	87,00	2018-2028 гг.
3	Проведение обследования состояния тепловых сетей	0,20	2014 г.
4	Разработка перспективных планов нового строительства и переключений тепловых сетей до 2018 и 2028 годов, согласно результатам обследования, и в связи с новым строительством и реконструкцией источников теплоснабжения. В среднем, ежегодно необходима перекладка 1,6 км тепловых сетей.	0,10	2014-2018 гг.
5	Строительство новых и реконструкции старых тепловых сетей в связи с подключением дополнительных нагрузок к тепловым сетям, согласно перспективным планам.	32,00	2014-2028 гг.

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское составляет 127,1 млн. руб.

Сельское поселение Тарногское

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Тарногское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тарногское представлены в таблице 81.

Таблица 81. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тарногское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1	Техническое перевооружение котельной БУК «Шебеньгский дом культуры» с выносом из здания.	1631,31	2018 г.
1.2	Реконструкция поселковой газовой котельной ул. Кирова с. Тарногский Городок.	18000	2015 г.
ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты		19631,31	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Тарногское составляет 19,6 млн. руб.

Сельское поселение Верховажское

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Верховажское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Верховажское представлены в таблице 82.

Таблица 82. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Верховажское

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
1	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
1.1	Перевод котельной № 11 по ул. Смидовича, с. Верховажье, Верховажского района, Вологодской области на природный газ	2100,00	2015-2016 гг.
1.2	Перевод котельной № 4 по ул. Гагарина, 65 с дров на природный газ	11000,00	2016-2017 гг.
1.3	Перевод котельной № 5 по ул. Тендрякова, 32г с дров на природный газ	12000,00	2017-2018 гг.
2	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ		
2.1	Замена подземной теплотрассы от котельной № 9	2040,00	2015 г.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
	по адресу: Вологодская область, Верховажский район, с. Верховажье, пос. Теплый ручей, ул. Лесная, д. 29		
	ИТОГО:	27140,00	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Верховажское составляет 27,1 млн. руб.

Поселок Шексна

«Схема теплоснабжения поселка Шексна на период с 2013 года по 2028 год» предусматривает развитие систем централизованного теплоснабжения п. Шексна по следующим направлениям:

–усовершенствование существующих систем централизованного теплоснабжения с применением современных видов основного оборудования и автоматизации систем управления технологическими процессами;

–реконструкция котельных с заменой морально устаревших котлов на современные котлы;

–строительство новых котельных с целью подключения потребителей, находящихся в зонах, не отвечающих требованиям надежности и больших тепловых потерь на транспорт теплоносителя;

–перекладка тепловых сетей для приведения в нормативное состояние существующих систем транспорта теплоносителя.

Перспективное развитие систем теплоснабжения п. Шексна предлагается по двум вариантам:

Вариант 1 — отказ от покупки тепловой энергии у сторонних источников для теплоснабжения потребителей п. Шексна и строительство новой котельной.

Вариант 2 — демонтаж котельной № 1 ШКДП и котельной № 3 «Спецшкола», и строительство собственных источников тепловой энергии для обеспечения существующих и перспективных нагрузок.

По варианту 1 намечается строительство котельной пос. Шексна — Северная мощностью 49 МВт для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной «ШКДП» и перспективных потребителей кварталов 6 и 7, а также реконструкция котельной № 2 (Центральная).

Вариант 2 предусматривает строительство котельной пос. Шексна-Северная мощностью 25,5 МВт для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной «ШКДП», строительство котельной установленной тепловой мощностью 20,5 Гкал/ч для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7 и реконструкция котельной № 2 «Центральная».

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения п. Шексна представлены в таблице 83.

Таблица 83. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения п. Шексна

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
-------	--------------------------	---	------------------------------------

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.		Намечаемый период (год) реализации
		Вариант 1	Вариант 2	
1	Строительство котельной пос. Шексна — Северная	154,7	123,9	2014-2017 гг.
2	Новое строительство котельной для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7	-	37,3	2018-2022 гг.
3	Реконструкция котельной № 2 (Центральная)	42,0		2013-2014 гг.
4	Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший котельная № 2 общей протяженностью 873 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.
5	Перекладка участков сети с меньшего диаметра на больший (котельная № 2) общей протяженностью 5 026 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.
6	Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший (котельная № 5) общей протяженностью 150 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.
	Итого	196,7	203,2	

По результатам выполненных в схеме теплоснабжения расчетов эффективности инвестиций к реализации рекомендуется первый вариант намечающих строительство новой котельной п. Шексна — Северная установленной тепловой мощностью 49 МВт и реконструкцию котельной № 2 Центральная.

Суммарные капитальные вложения в развитие систем теплоснабжения п. Шексна по рекомендуемому варианту оцениваются в 196,7 млн. руб.

Поселок Чагода

Согласно Схеме теплоснабжения поселка Чагода теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, также планируется строительство газовой и блочно-модульной котельных.

Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Чагода представлены в таблице 84.

Таблица 84. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения поселка Чагода

№ п/п	Адрес объекта, наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					
1.	Котельная «Центральная» ул. Кооперативная, д. 1				
1.1	Разработка ПСД реконструкции разводящих сетей от котельной до потребителей	к-т	1	575,50	2014
1.2	Реконструкция разводящих сетей с заменой запорной арматуры, ветхих участков и тепловой изоляции:				
	- с оптимизацией диаметров:				
	Ду 200 мм на Ду 100 мм	м	60	476,20	2014
	Ду 200 мм на Ду 125 мм	м	191		
	Ду 200 мм на Ду 100 мм	м	128		
	Ду 150 мм на Ду 100 мм	м	93		
	Ду 200 мм на Ду 250 мм	м	153	6920,80	2015
	Ду 150 мм на Ду 125 мм	м	72		
	Ду 250 мм на Ду 125 мм	м	251		
	Ду 250 мм на Ду 200 мм	м	167		
	Ду 200 мм на Ду 150 мм	м	720		
	- реконструкция подземных тепловых сетей с большим износом:				
	Ду 25	м	225	1854,3	2016
	Ду 32	м	553		
	Ду 40	м	380		
	Ду 50	м	1882		
	Ду 70	м	1596		
	Ду 80	м	901		
	Ду 100	м	2328	33287,60	2016
Ду 125	м	104			
Ду 150	м	501			
Ду 200	м	1518			
Ду 250	м	421			
Ду 300	м	592			
2.	Котел в жилом доме по ул. Сенная, 26				
2.1	Замена электрического котла на газовый, мощностью 27 кВт	шт.	1	62,6	2015
3.	Котел в жилом доме по ул. Высоцкого, д. 71				
3.1	Замена электрического котла на газовый, мощностью 42 кВт	шт.	1	75,00	2015
4.	Котельная «Баня ЛПХ»				
4.1	Замена твердотопливного котла на газовый, мощностью 302 кВт	шт.	1	610,20	2016

№ п/п	Адрес объекта, наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
5.	Котельная «Баня № 1»				
5.1	Замена твердотопливного котла на 2 газовых, мощностью по 291 кВт	шт.	2	1213,8	2016
6.	Котельная ООО «Тепловые системы», ул. Кооперативная , д. 1				
6.1	Разработка ПСД реконструкции котельной с заменой котлов и оборудования, выработавших ресурс: реконструкции котельной с выделением первого этапа реконструкции с переводом ее работы с парового на водогрейный режим	к-т	1	100,00	2015
6.2	Выполнение первого этапа реконструкции: установка водогрейного котла мощностью 7 МВт	шт.	1	1725,80	2016
6.3	Выполнение второго этапа реконструкции: установка двух водогрейных котлов мощностью 7 МВт каждый	шт.	2	3451,60	2017
7.	Котельная на территории клуба Леспромхоза				
7.1	Разработка ПСД блочно-модульной газовой котельной для целей отопления и горячего водоснабжения существующих зданий детского сада «Сказка» и здания клуба, по ул. Центральная	к-т	1	100,00	2015
7.2	Установка и монтаж блочно-модульной котельной, мощностью 180 кВт	шт.	1	2040,30	2016
7.3	Демонтаж существующих электрических радиаторов в здании детского сада	шт.	100	21,80	2016
7.4	Демонтаж электрического котла в здании клуба, мощностью 42 кВт	шт.	1	4,60	2016
7.5	Разработка ПСД разводящих сетей от котельной до потребителей	к-т	1	101,20	2016
7.6	Прокладка тепловых сетей к зданию детского сада и зданию клуба подземно в каналах	1 км канала	0,030	482,20	2017
7.7	Монтаж системы отопления в здании детского сада	объект	1	н/д	
Мероприятия по теплоснабжению новых объектов общественной и жилой застройки					
8.	Автономное теплоснабжение запроектированной общественной и усадебной застройки от газовых котлов для целей отопления и горячего водоснабжения. Поквартирное теплоснабжение от газовых котлов в новой многоквартирной застройке:				
8.1	Установка газового двухконтурного котла, мощностью 24 кВт, в каждом запроектированном усадебном доме (320 квартир)	котел	320	18003,2	2018
8.2	Установка газового двухконтурного котла, мощностью 24 кВт, в каждой квартире многоквартирных домов (80 квартир)	котел	80	4500,80	2018
8.3	Установка в здании детского сада на 20-25 мест двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 65 кВт	котел	1	175,20	2018
8.4	Установка в здании магазина одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котел	1	37,80	2018
8.5	Установка в здании бытового обслуживания с парикмахерской одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 40 кВт	котел	1	153,30	

№ п/п	Адрес объекта, наименование мероприятий	Ед. изм.	Объемные показатели	Величина инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период реализации (год)
8.6	Установка в административном здании двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 70 кВт	котел	1	175,20	2018
8.7	Установка в здании церковно-приходской школы газового двухконтурного котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 70 кВт	котел	1	175,20	
8.8	Установка в здании детского сада на 40-45 мест двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 65 кВт	котел	1	175,20	
8.9	Установка в здании спортзала двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 95 кВт	котел	1	228,70	
8.10	Установка в здании клуба на 300 мест с библиотекой газового двухконтурного котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 130 кВт	котел	1	274,50	
8.11	Установка в здании отделения связи одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котел	1	37,80	
8.12	Установка в здании аптеки одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 12 кВт	котел	1	37,80	
8.13	Установка в здании кафе двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 150 кВт	котел	1	361,00	
8.14	Установка в здании ФАП с аптекой и с молочной кухней одноконтурного газового котла для целей отопления, мощностью 40 кВт	котел	1	153,30	
8.15	Установка в здании детского сада с начальной школой на 65 мест и с молочной кухней двухконтурного газового котла для целей отопления и горячего водоснабжения, мощностью 75 кВт	котел	1	175,20	
Итого финансовые потребности:				77767,90	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения поселка Чагода составляет 77,8 млн руб.

Приложение I. Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше с развитием на пятилетний период и принципиальная схема электрических соединений 110 кВ и выше с развитием на пятилетний период (с отображением существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт; существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ; существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии)	2
Приложение II. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Вологодской области с учетом поэтапного развития на пятилетний период	5

**ПРИЛОЖЕНИЕ I. КАРТА-СХЕМА
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ С
РАЗВИТИЕМ НА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД И
ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ 110 КВ И ВЫШЕ С РАЗВИТИЕМ НА
ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД (С ОТОБРАЖЕНИЕМ
СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЛАНИРУЕМЫХ К
СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ, УСТАНОВЛЕННАЯ
МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 5 МВТ;
СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЛАНИРУЕМЫХ К
СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИИ,
КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ КОТОРЫХ РАВЕН ИЛИ
ПРЕВЫШАЕТ 110 КВ; СУЩЕСТВУЮЩИХ И
ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ
ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ
ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ)**

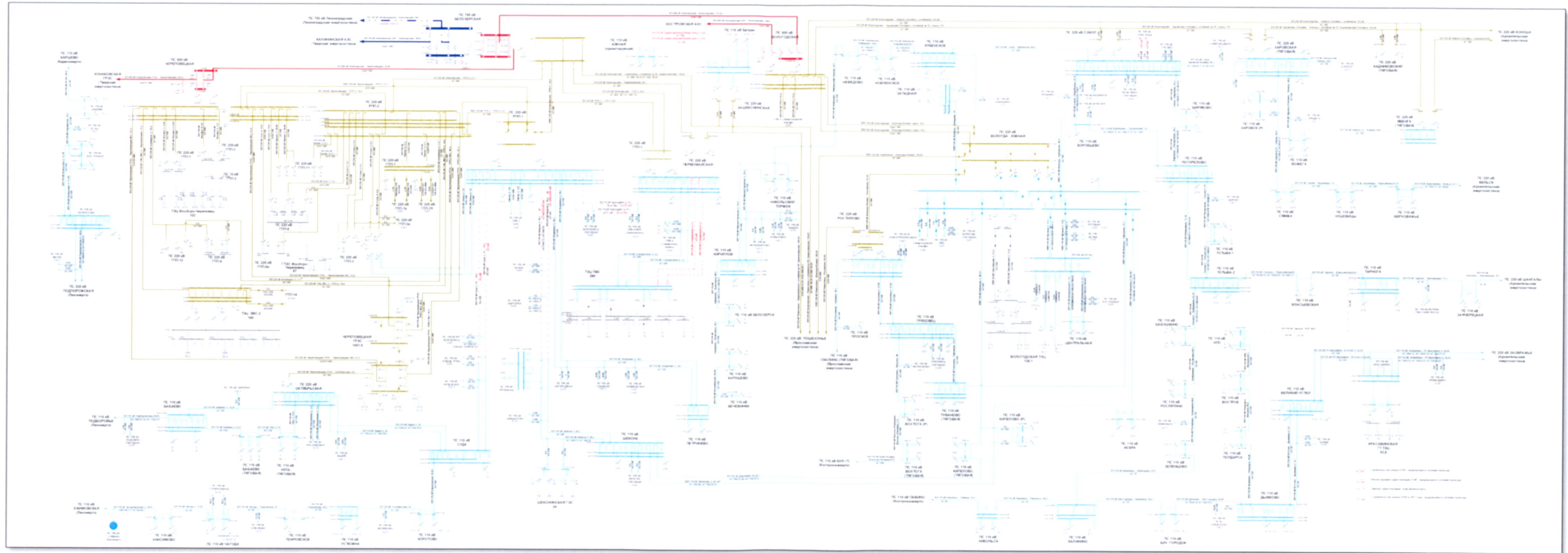
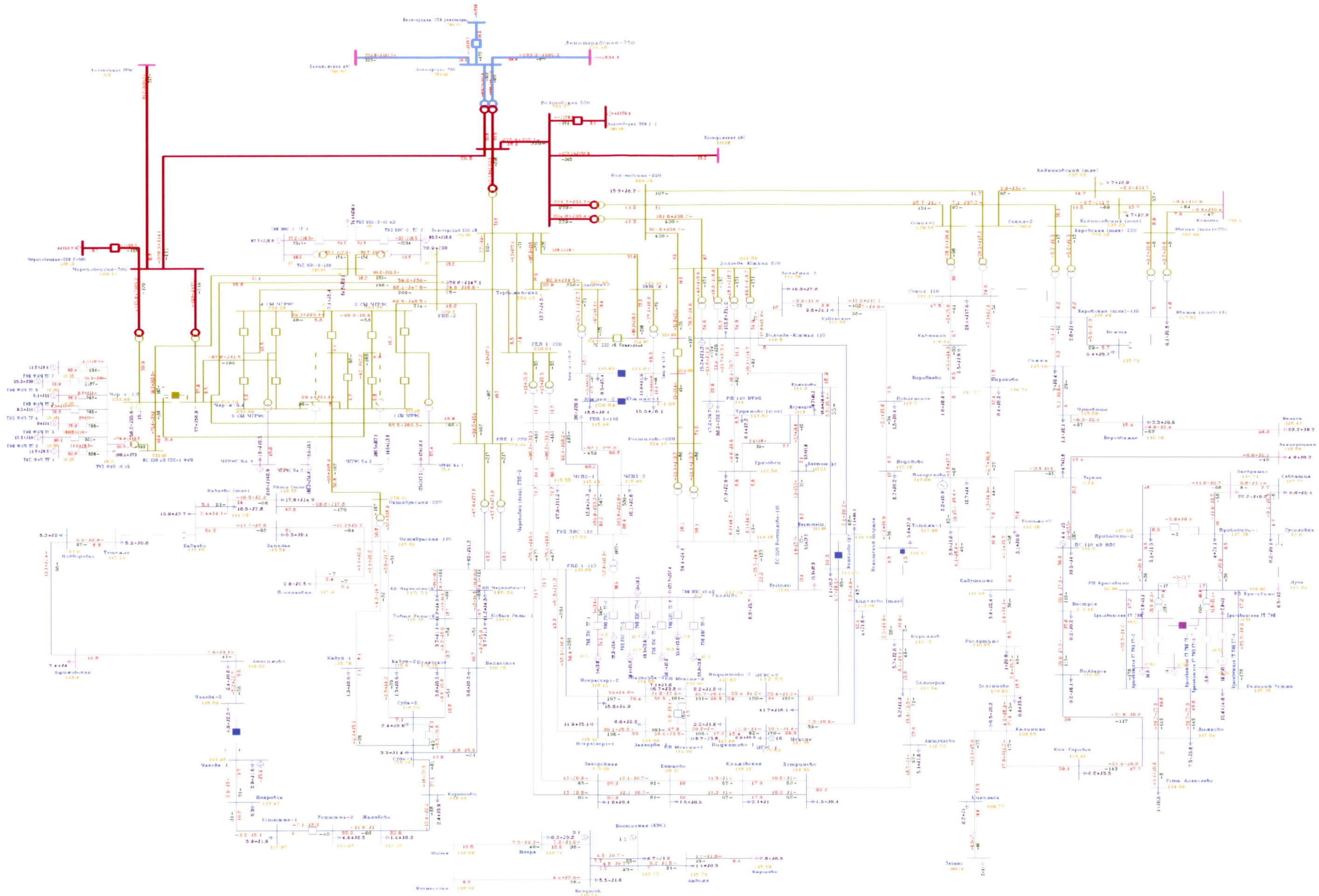


Рисунок П2. Схема для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Вологодской области на 2023 год

**ПРИЛОЖЕНИЕ II. РАСЧЕТЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
ОСНОВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ И
ВЫШЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ВОЛОГОДСКОЙ
ОБЛАСТИ С УЧЕТОМ ПОЭТАПНОГО РАЗВИТИЯ
НА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД**



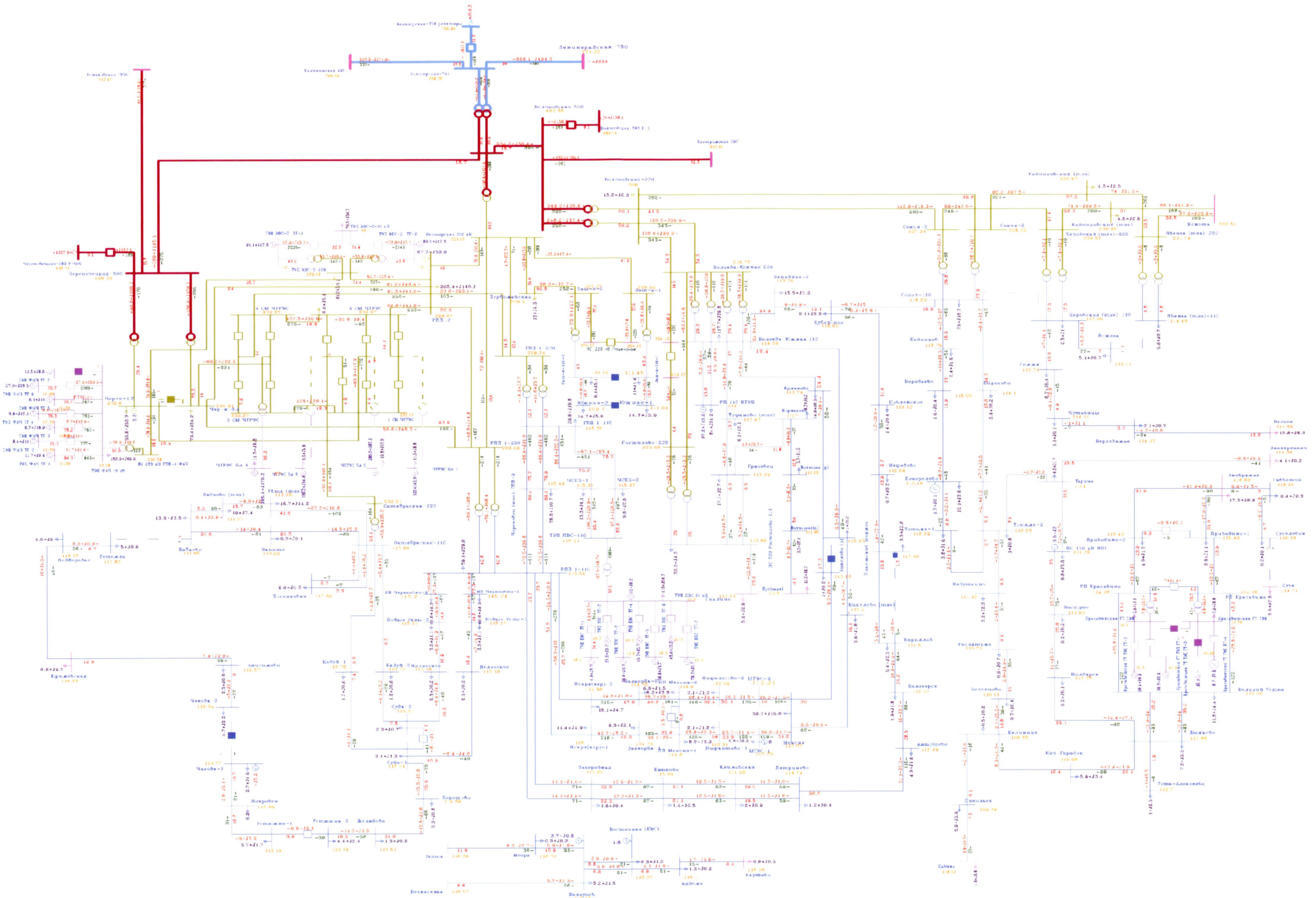


Рисунок П5. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Нормальный режим

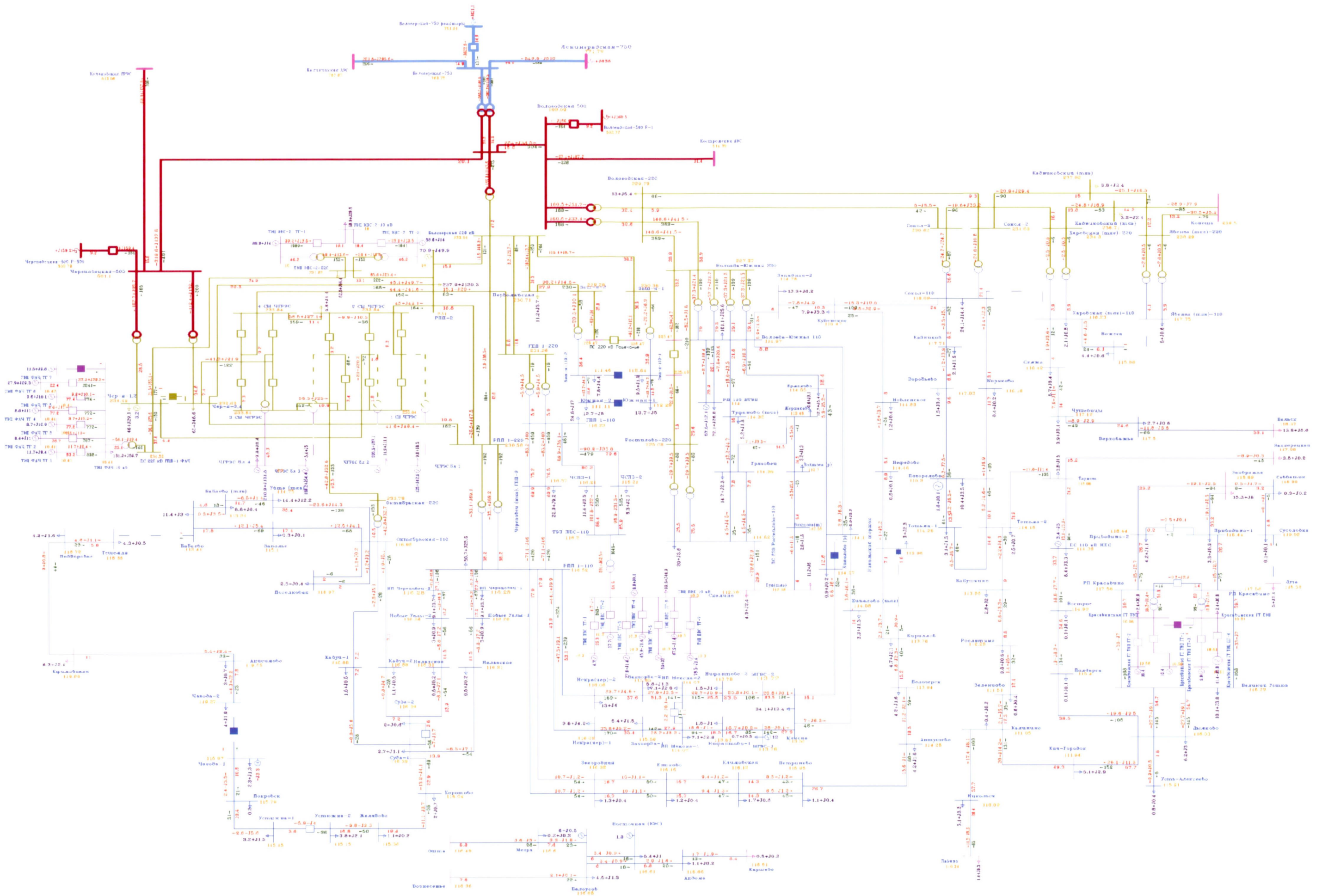


Рисунок Пб. Режим летних минимальных нагрузок 2019 года. Нормальный режим

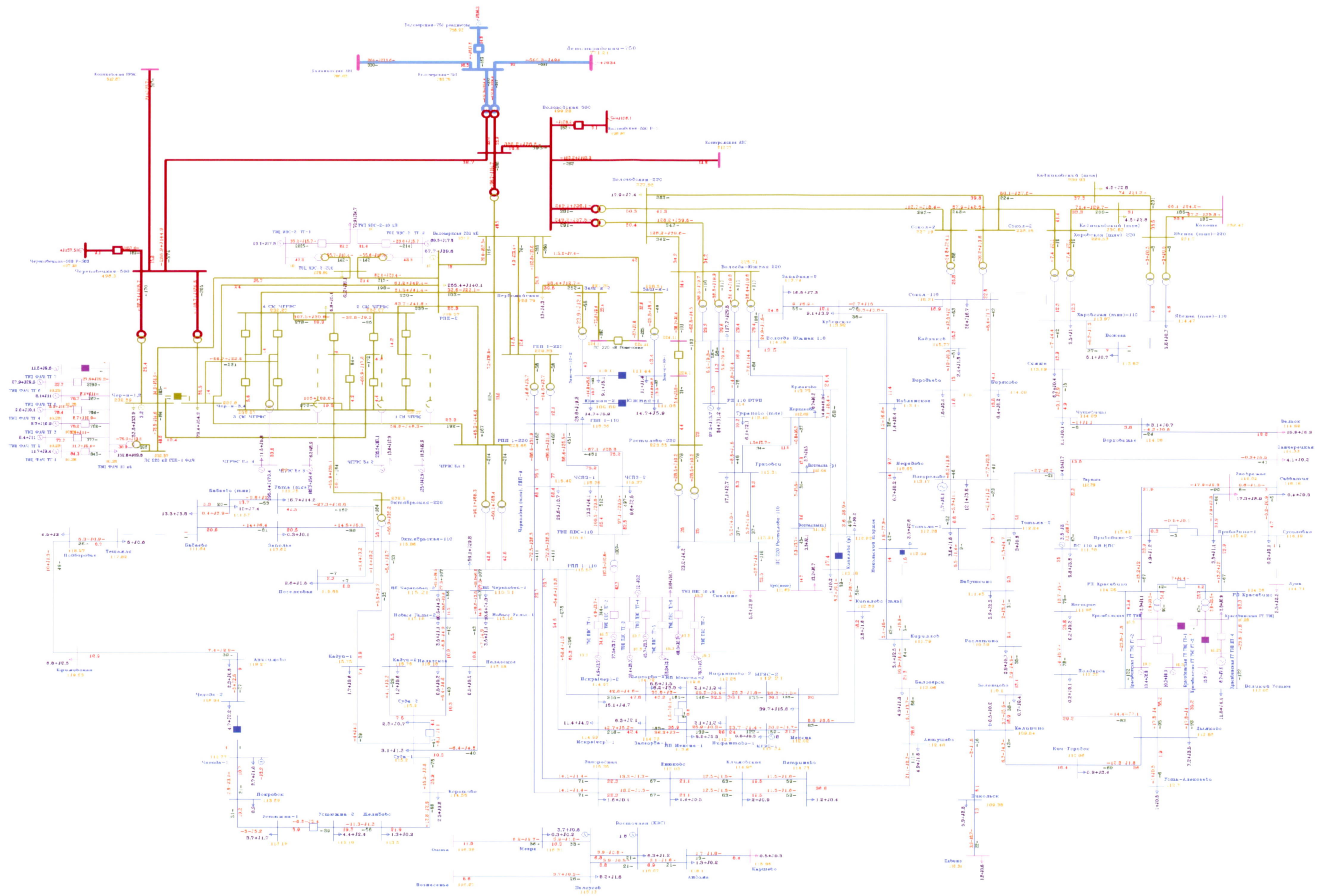


Рисунок П9. Режим летних максимальных нагрузок 2020 года. Нормальный режим

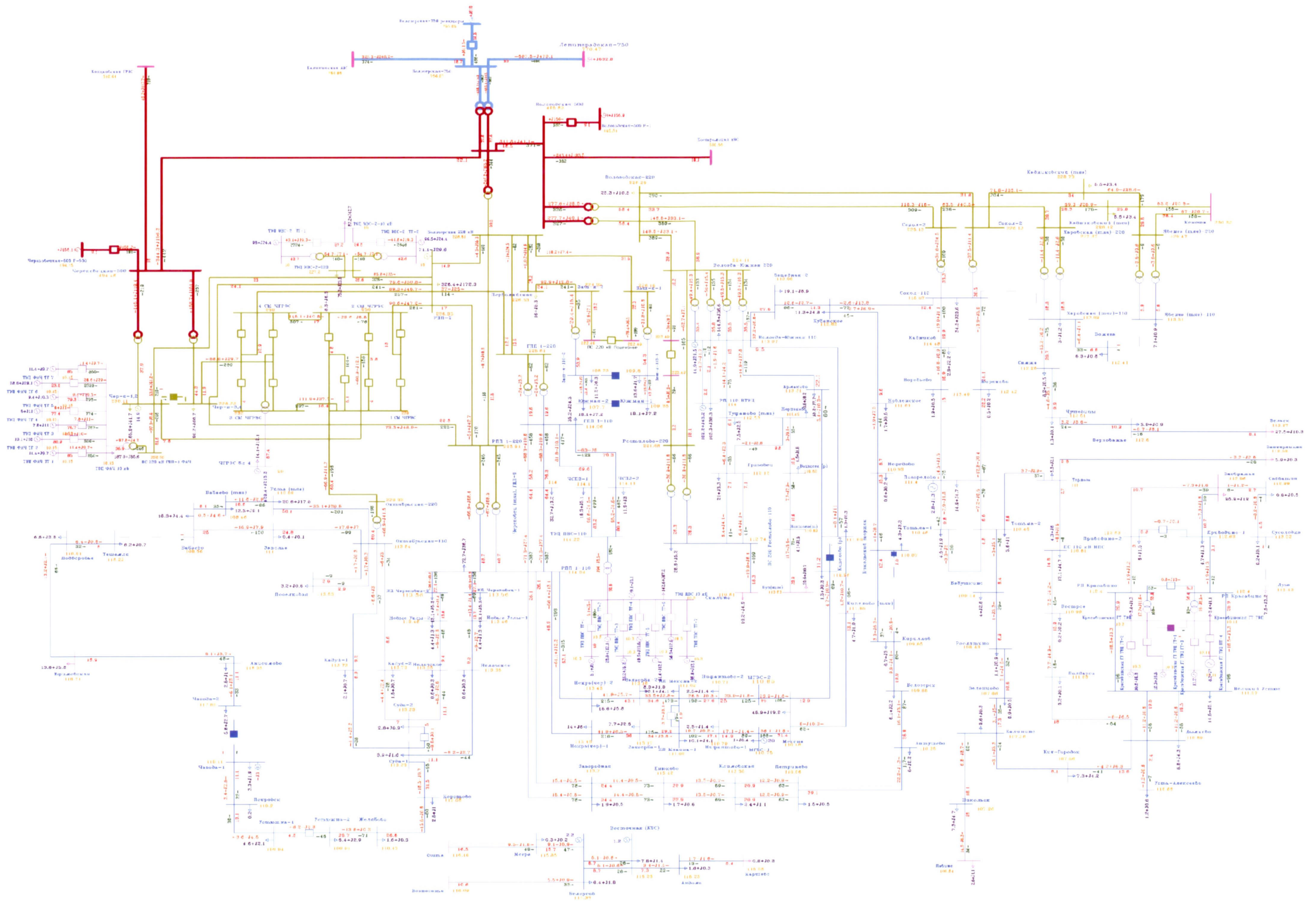


Рисунок III. Режим зимних максимальных нагрузок 2021 года. Нормальный режим

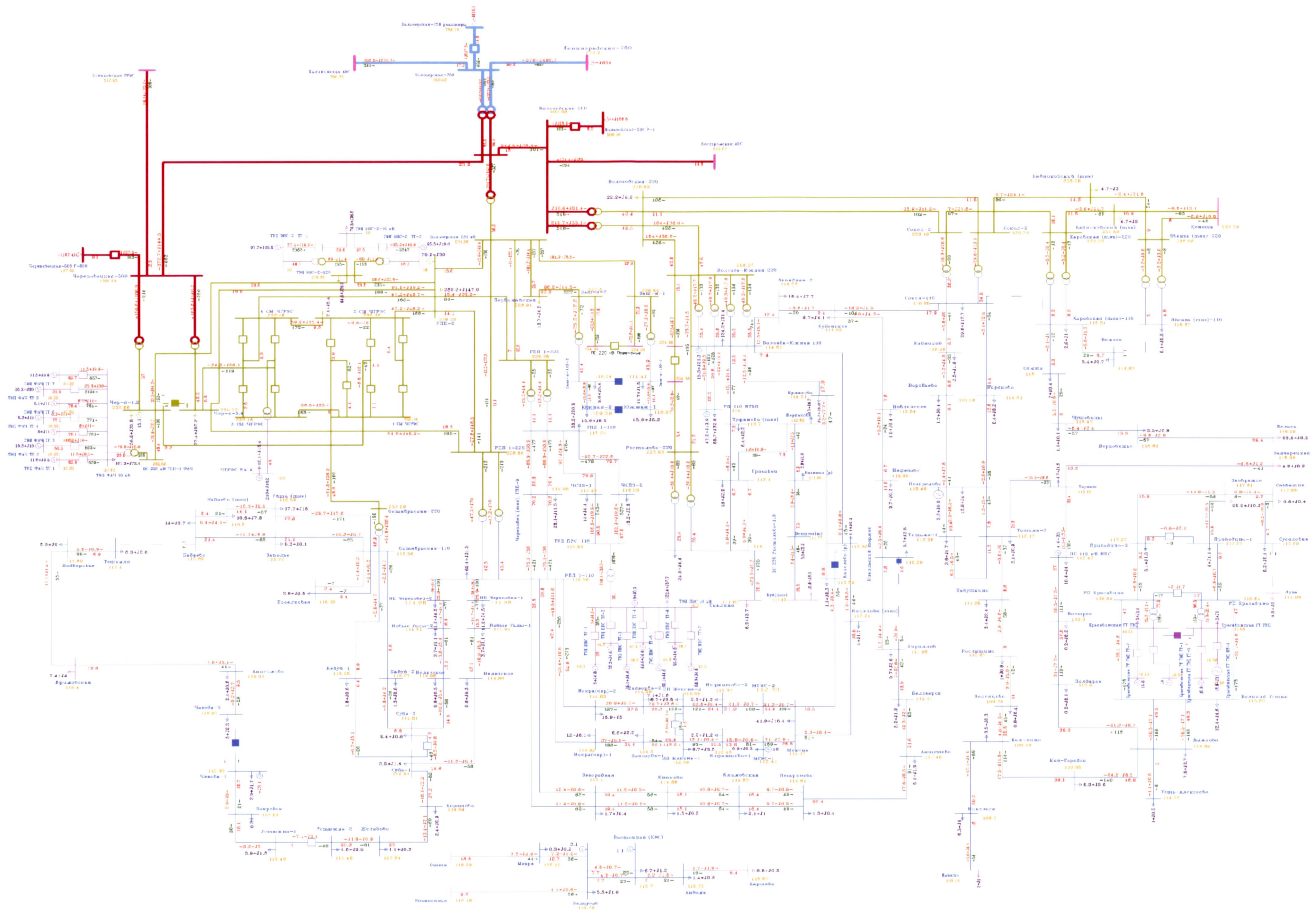


Рисунок П12. Режим зимних минимальных нагрузок 2021 года. Нормальный режим

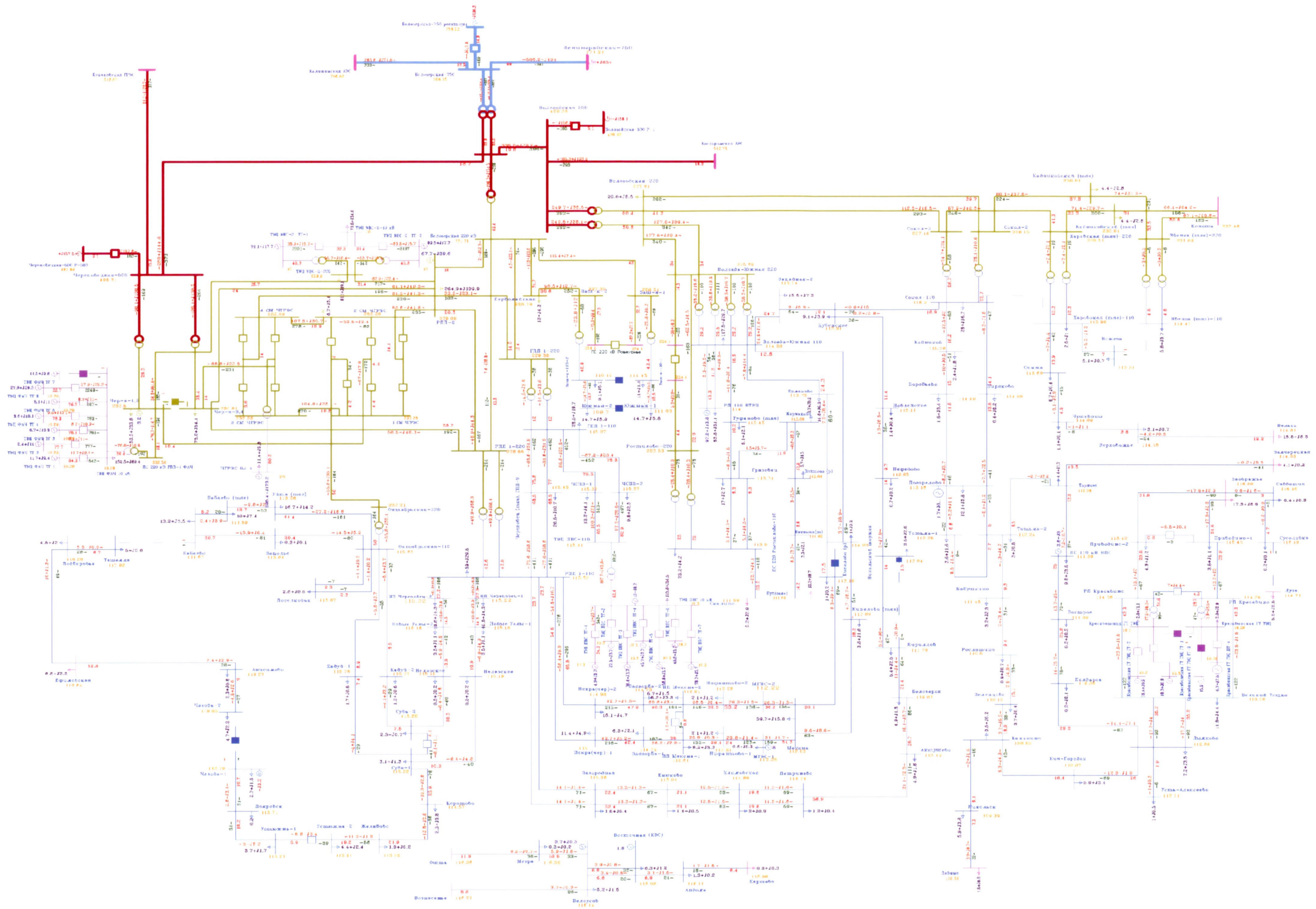


Рисунок П13. Режим летних максимальных нагрузок 2021 года. Нормальный режим

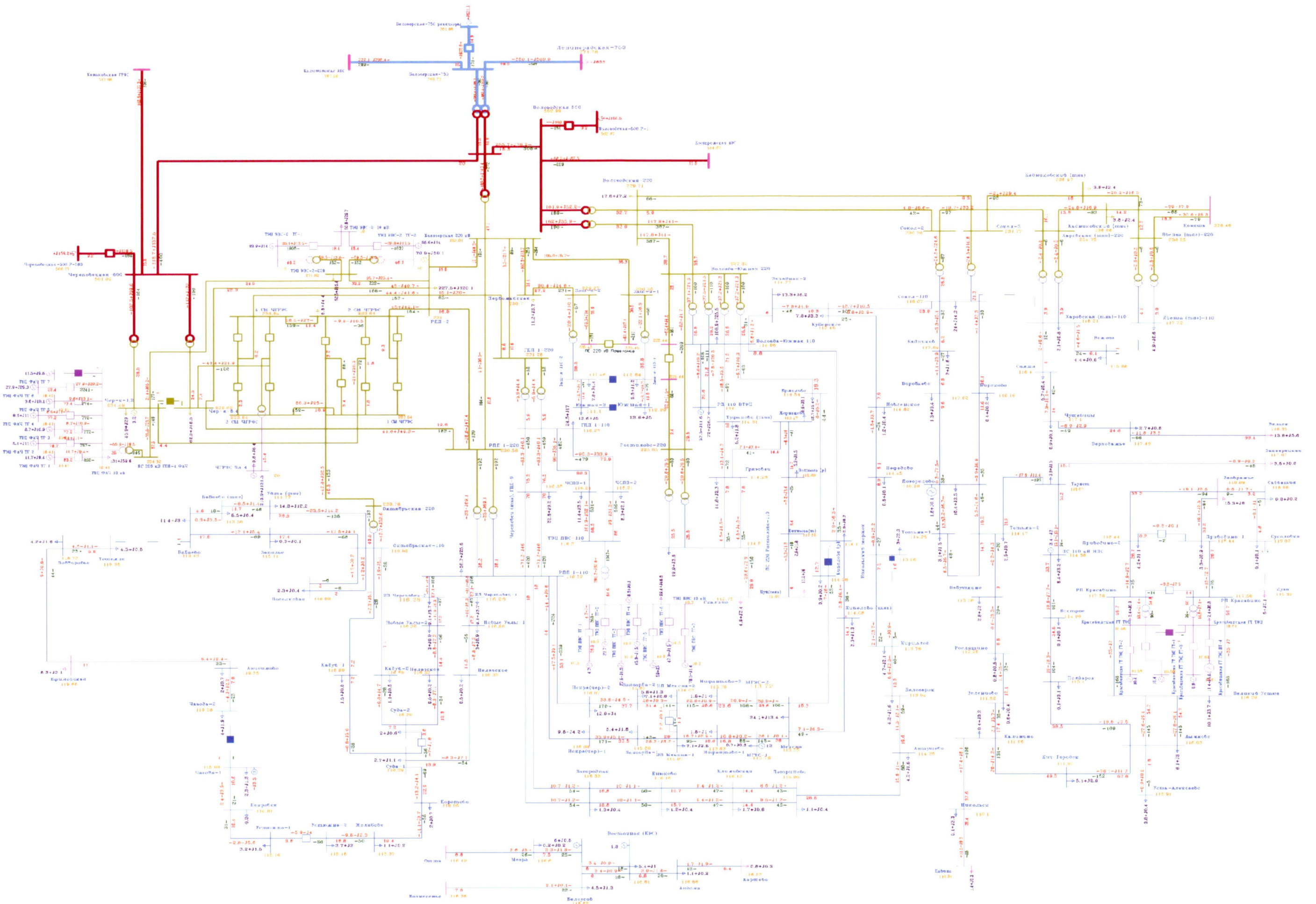


Рисунок П14. Режим летних минимальных нагрузок 2021 года. Нормальный режим

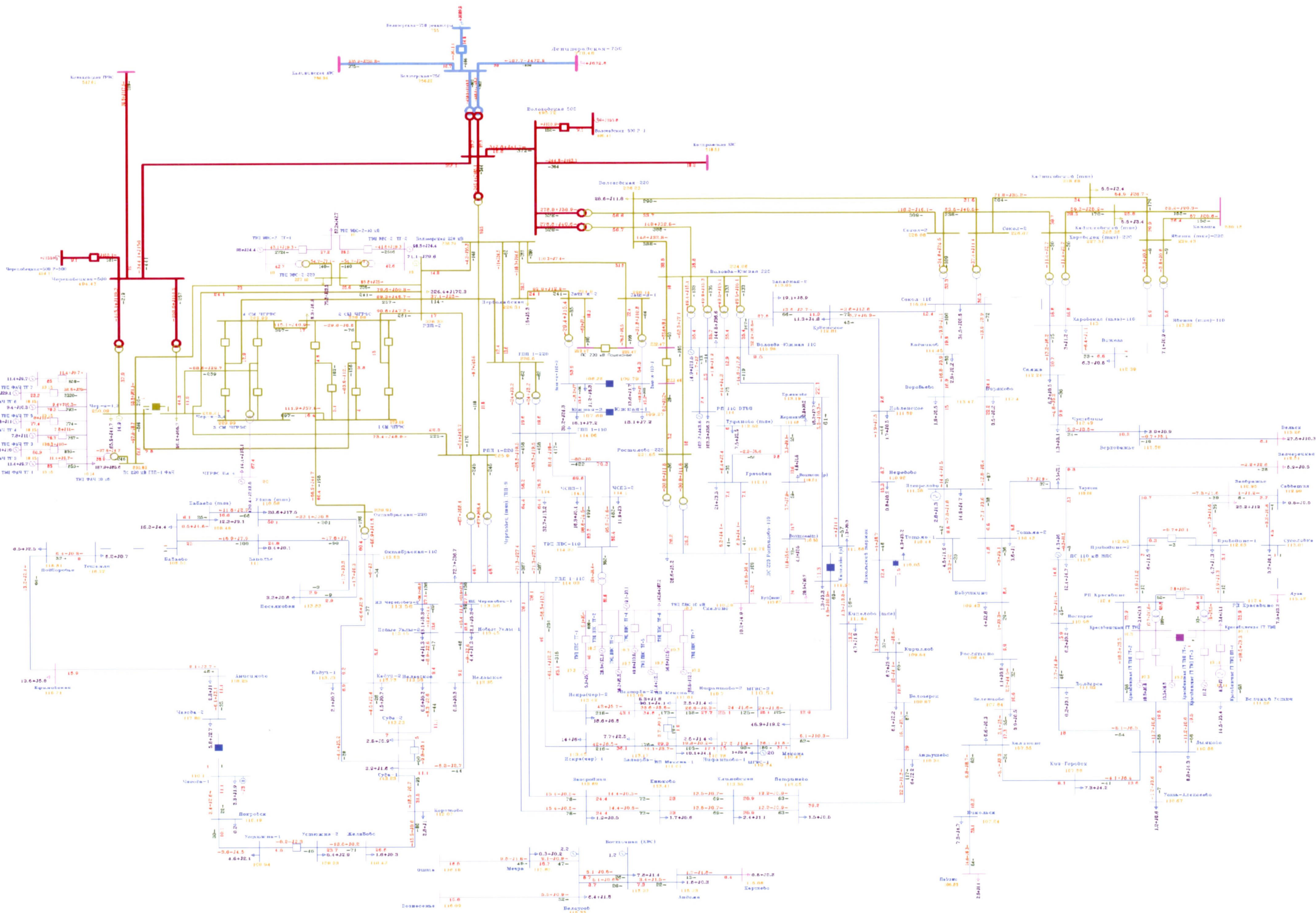


Рисунок П15. Режим зимних максимальных нагрузок 2022 года. Нормальный режим

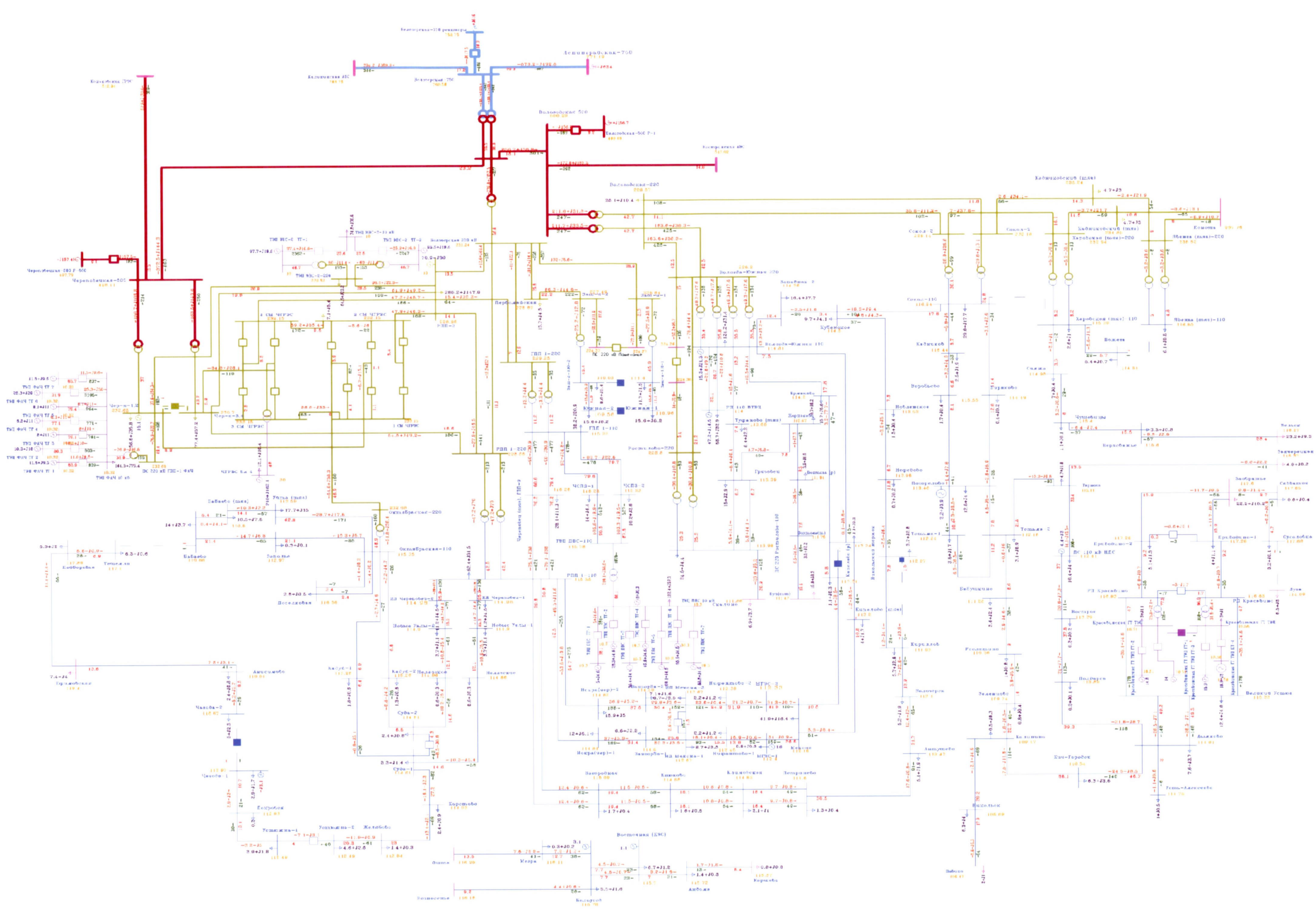


Рисунок П16. Режим зимних минимальных нагрузок 2022 года. Нормальный режим

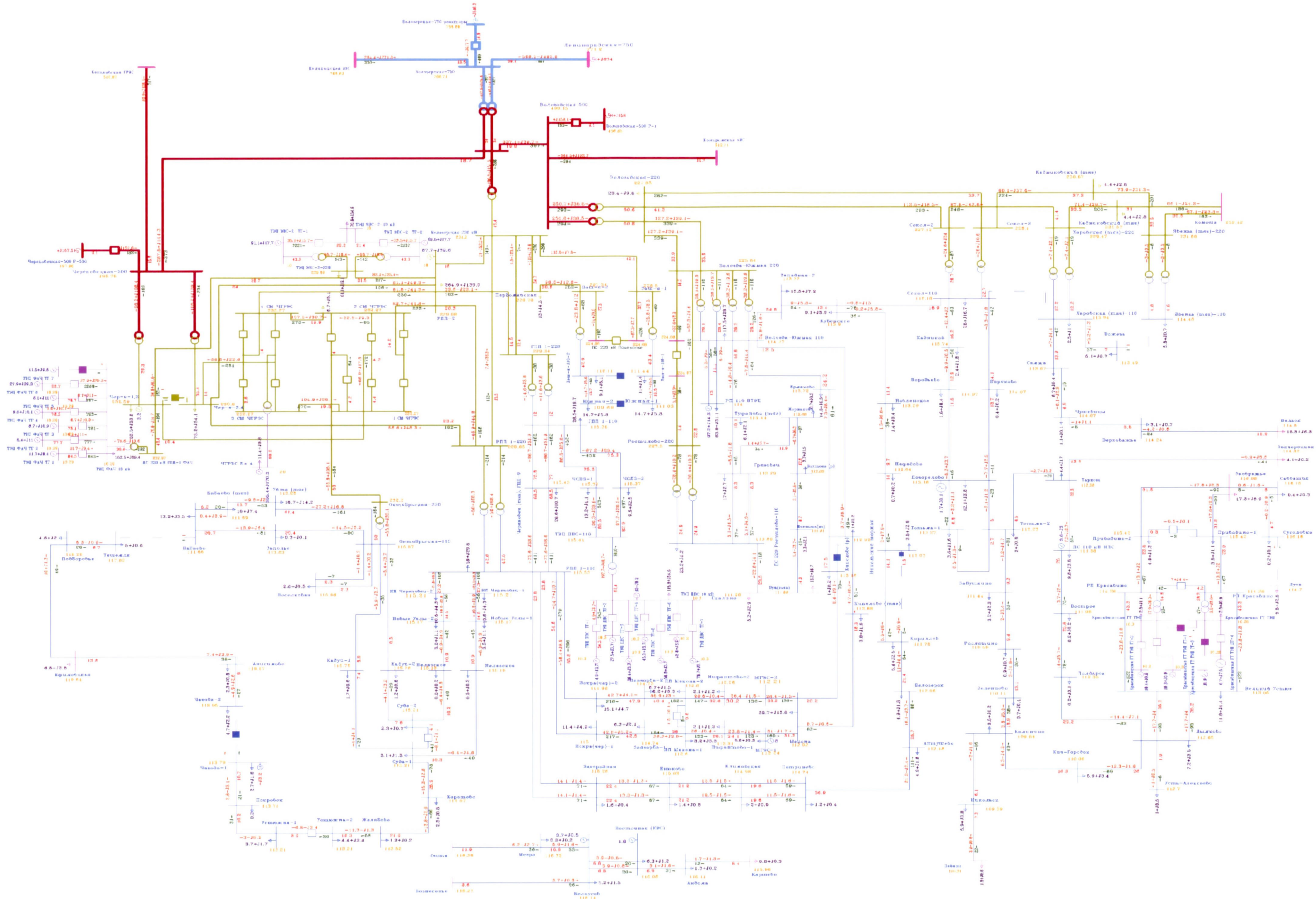


Рисунок П17. Режим летних максимальных нагрузок 2022 года. Нормальный режим

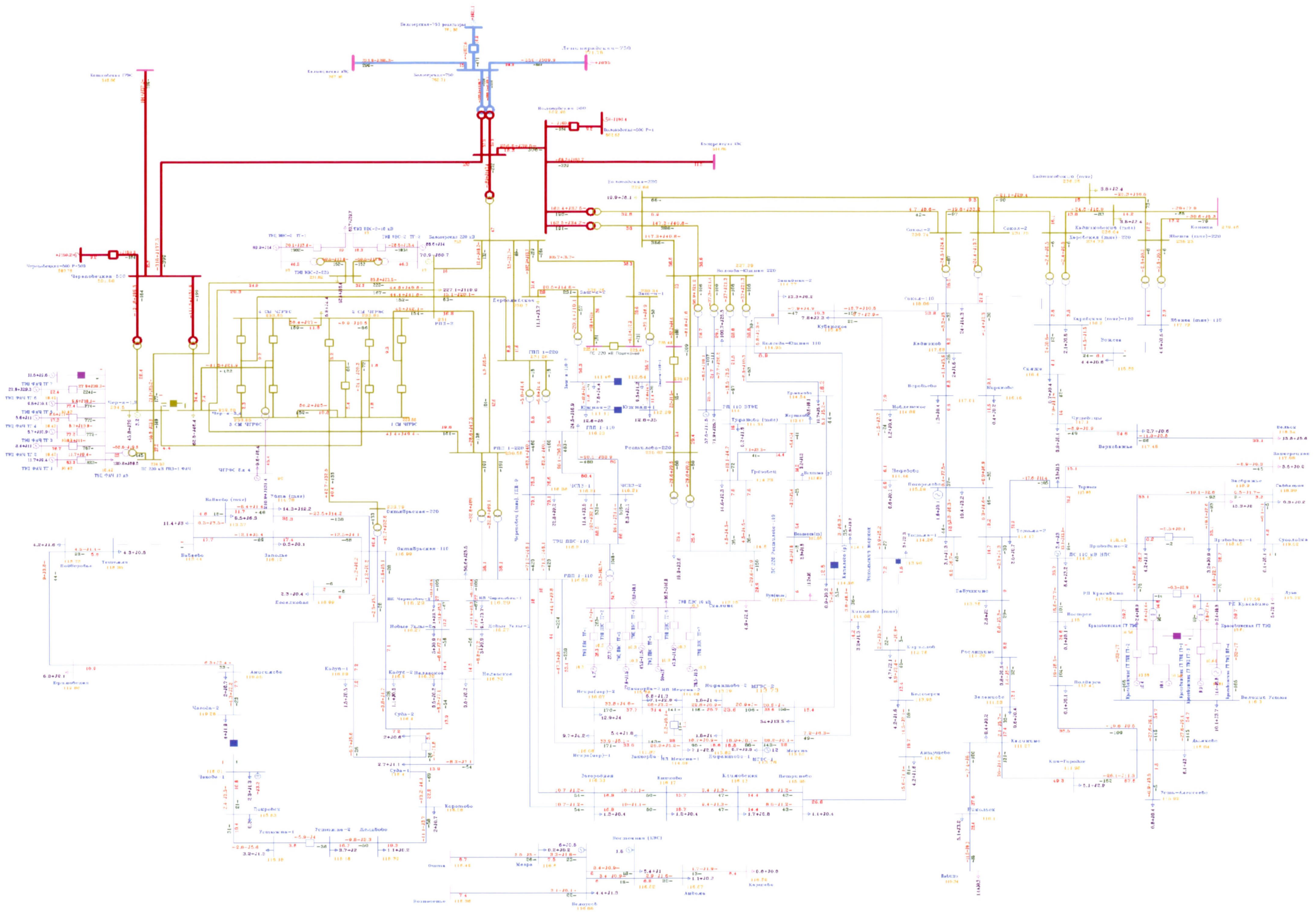


Рисунок П18. Режим летних минимальных нагрузок 2022 года. Нормальный режим

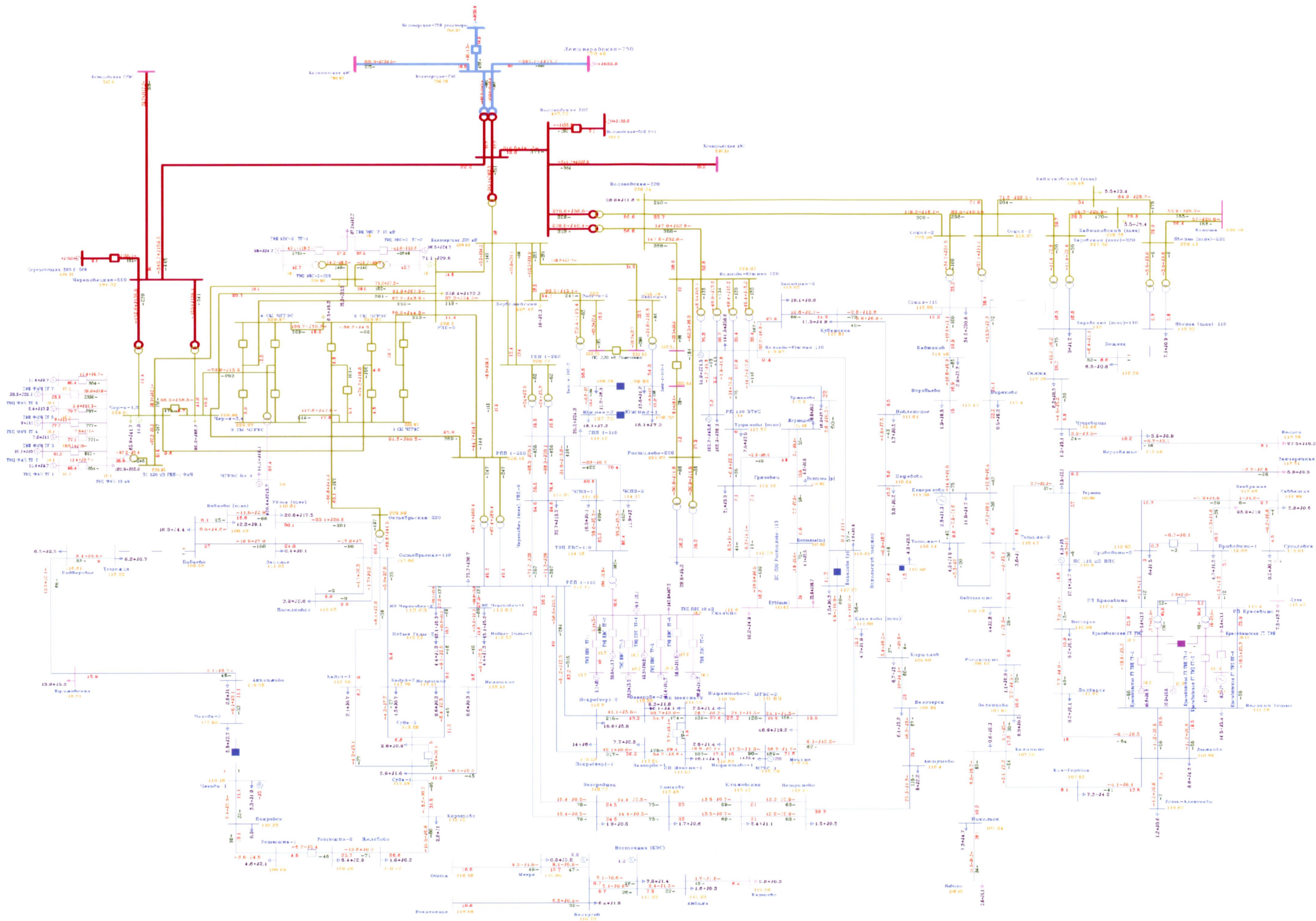


Рисунок П19. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Нормальный режим

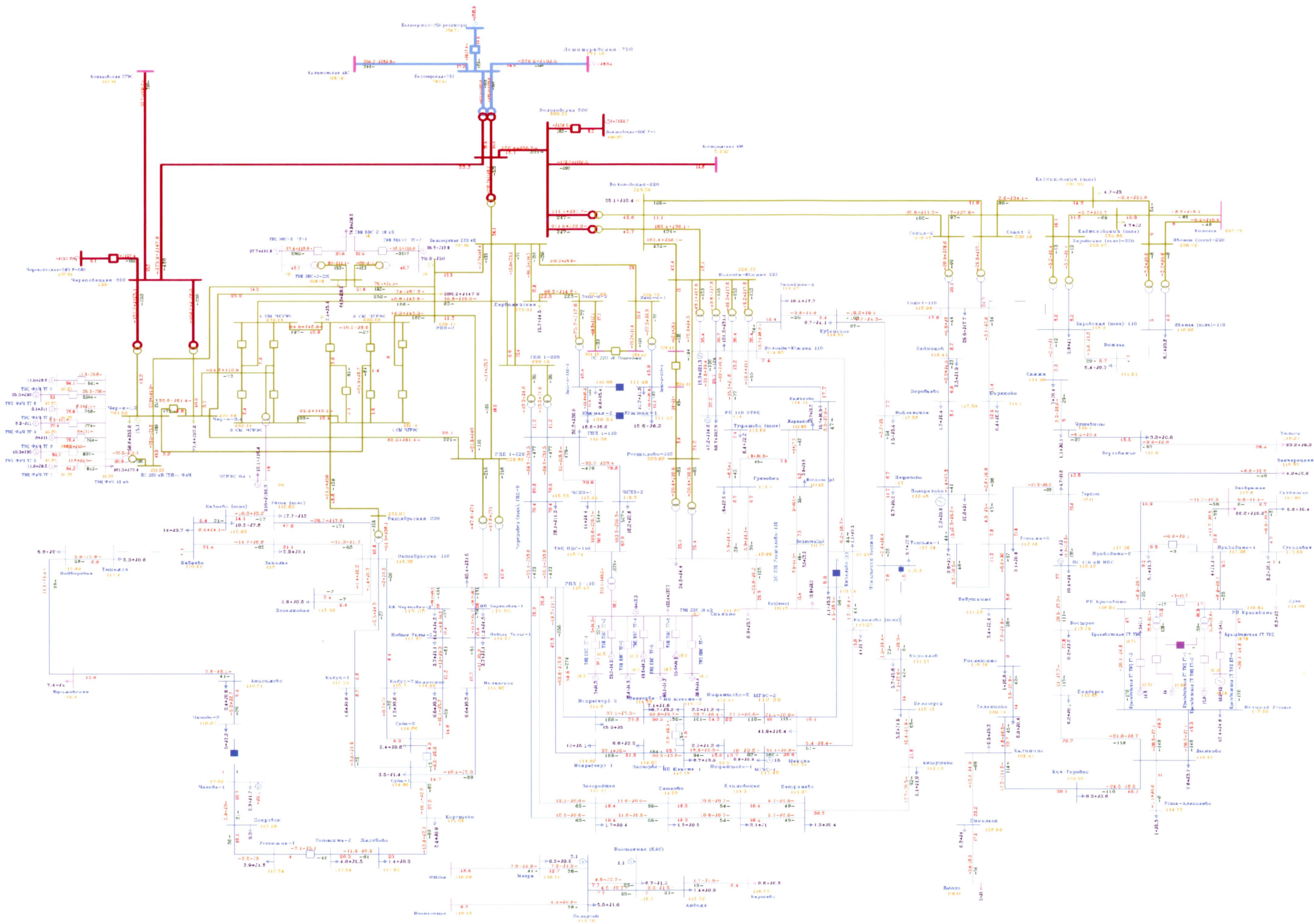


Рисунок П20. Режим зимних минимальных нагрузок 2023 года. Нормальный режим

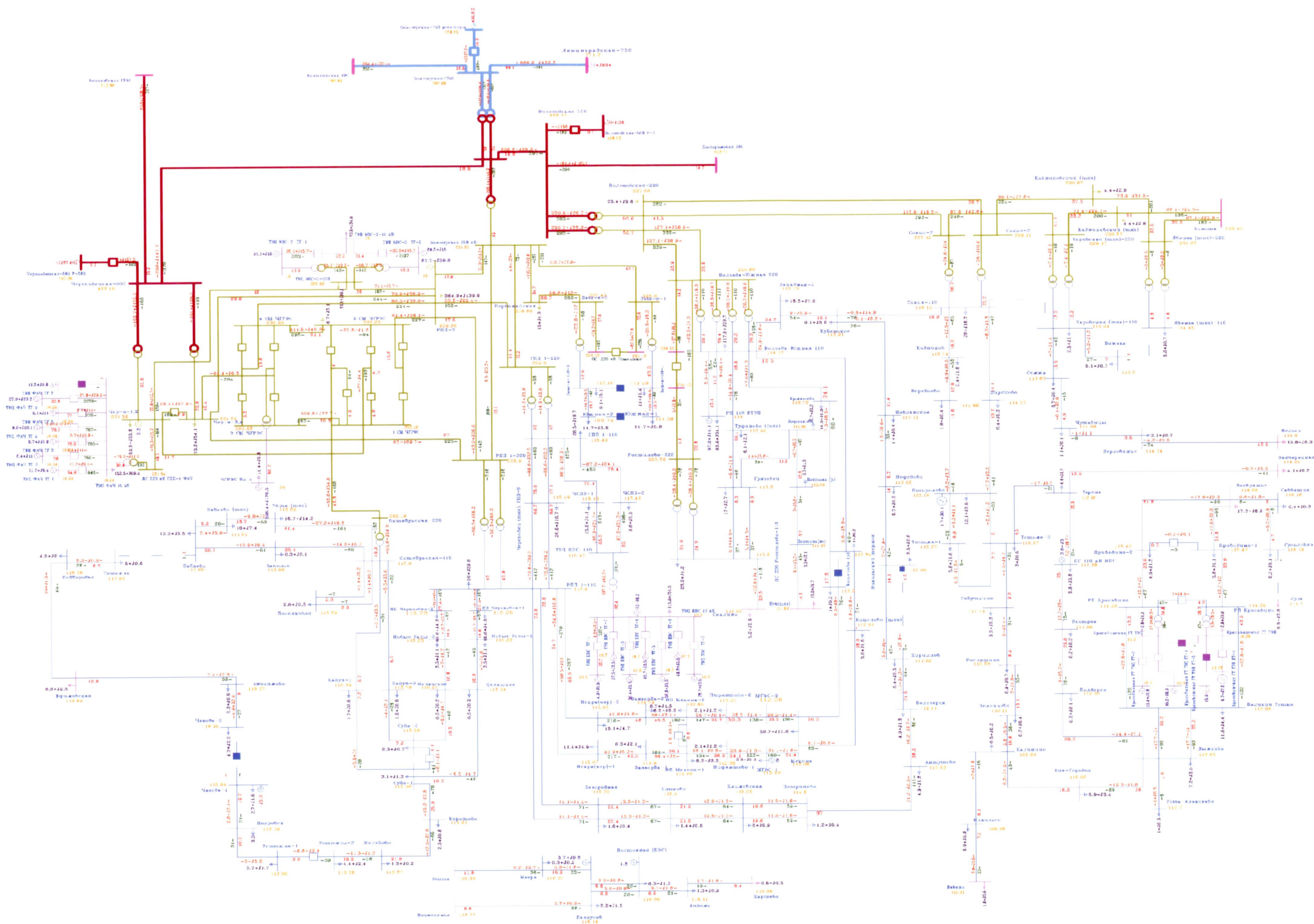


Рисунок П21. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Нормальный режим

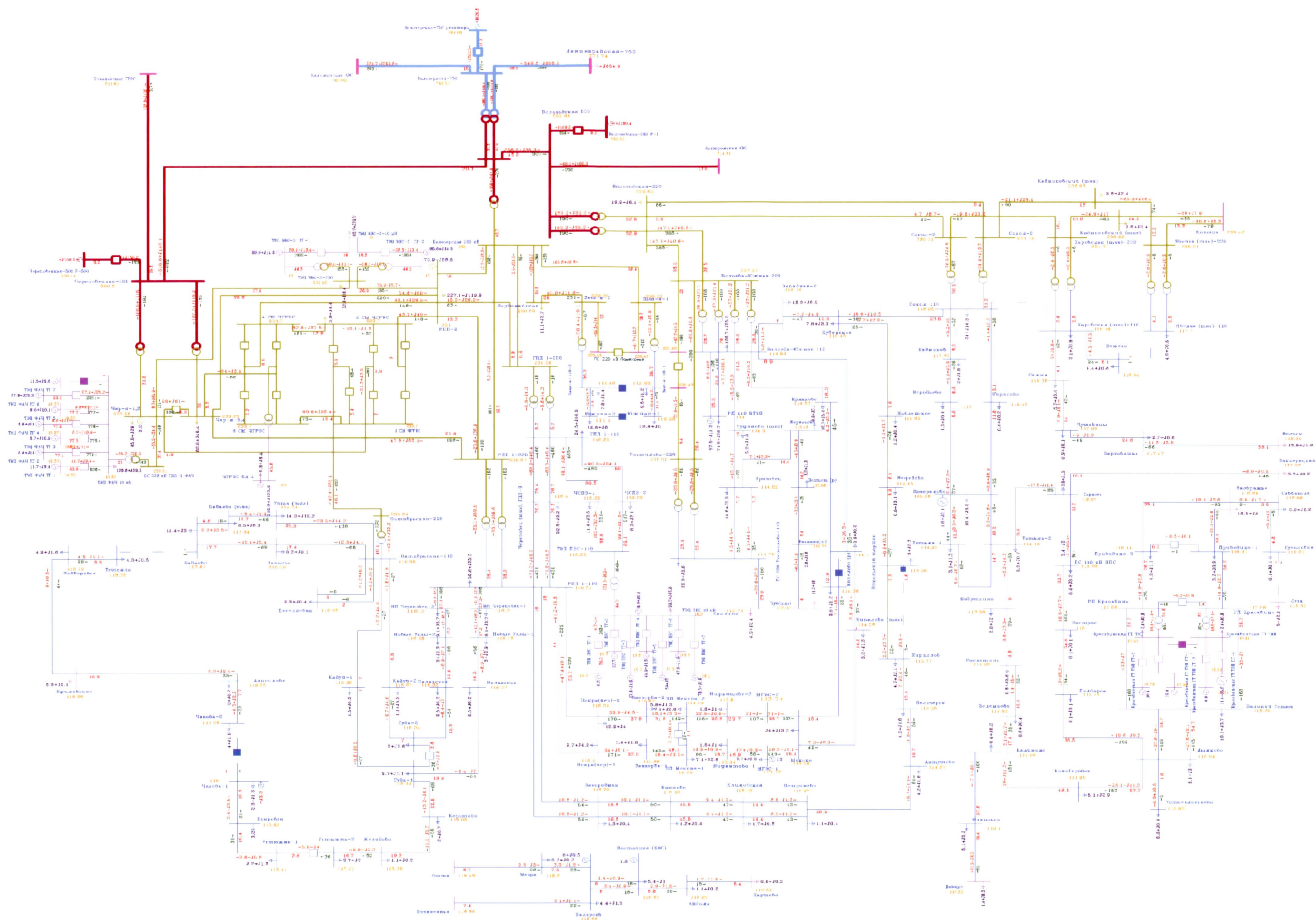


Рисунок П22. Режим летних минимальных нагрузок 2023 года. Нормальный режим

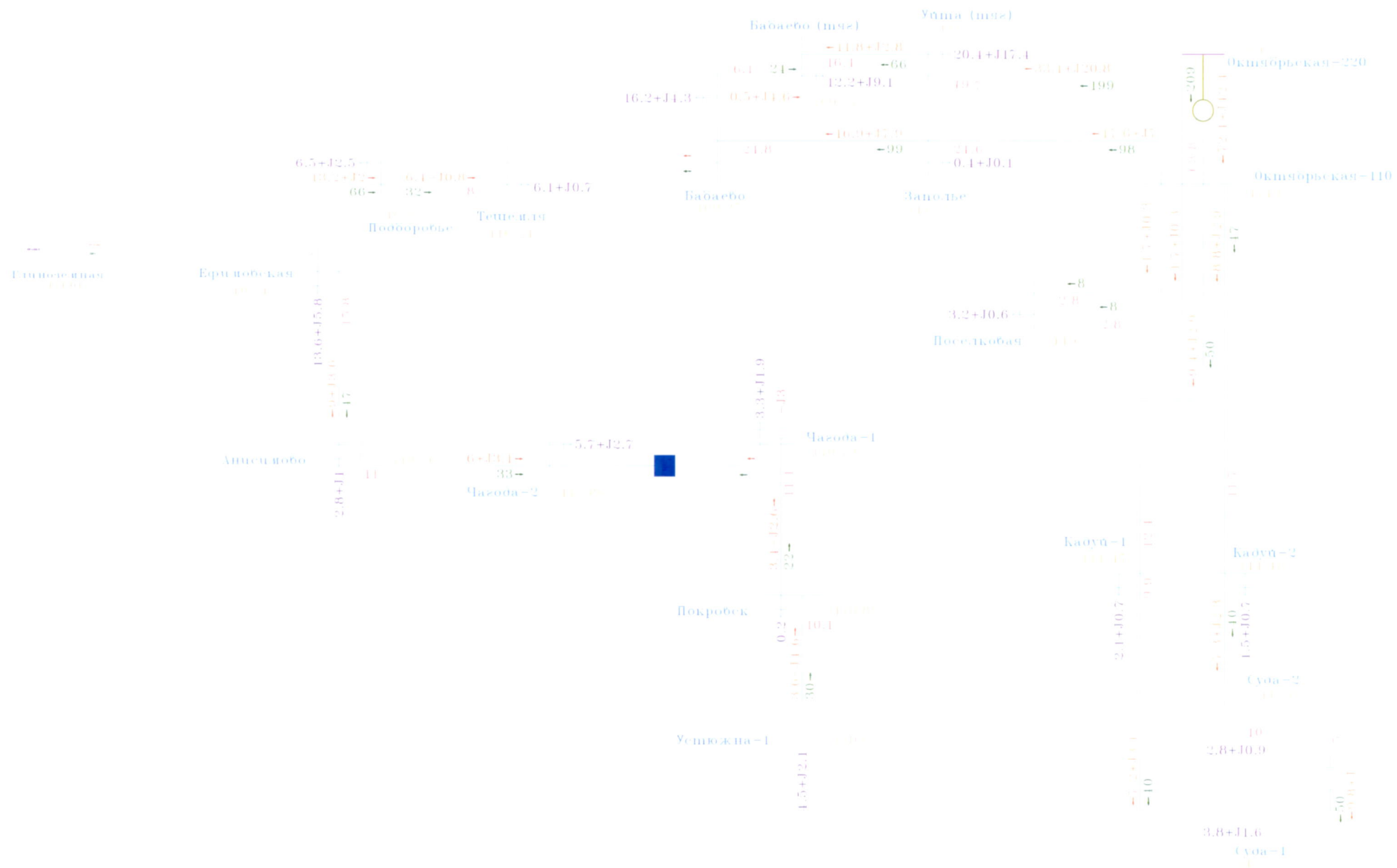


Рисунок П23. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Нормальный режим

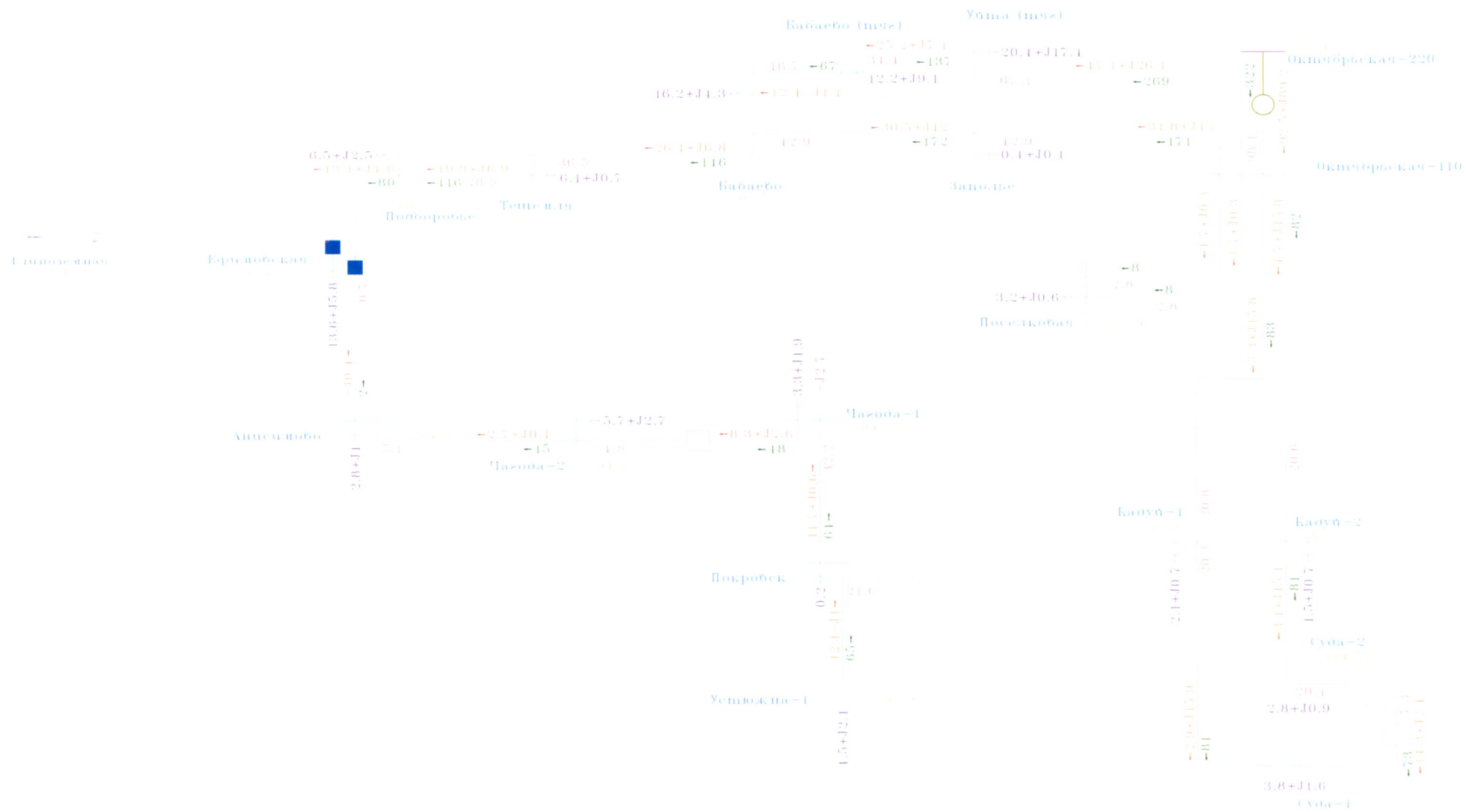


Рисунок П24. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонтная схема в Ленинградской энергосистеме.

Произведен перенос точек деления транзита 110 кВ Бабаево-Подборовье с ПС 110 кВ Бабаево на ПС 110 кВ Ефимовская с переводом нагрузки по транзиту Бабаево-Подборовье на Вологодскую энергосистему 146 А. Произведен перевод положения анцапф на ПС 220 кВ Октябрьская с целью увеличения напряжения на ПС 110 кВ Ленинградской ЭС, питающихся в тупиковом режиме

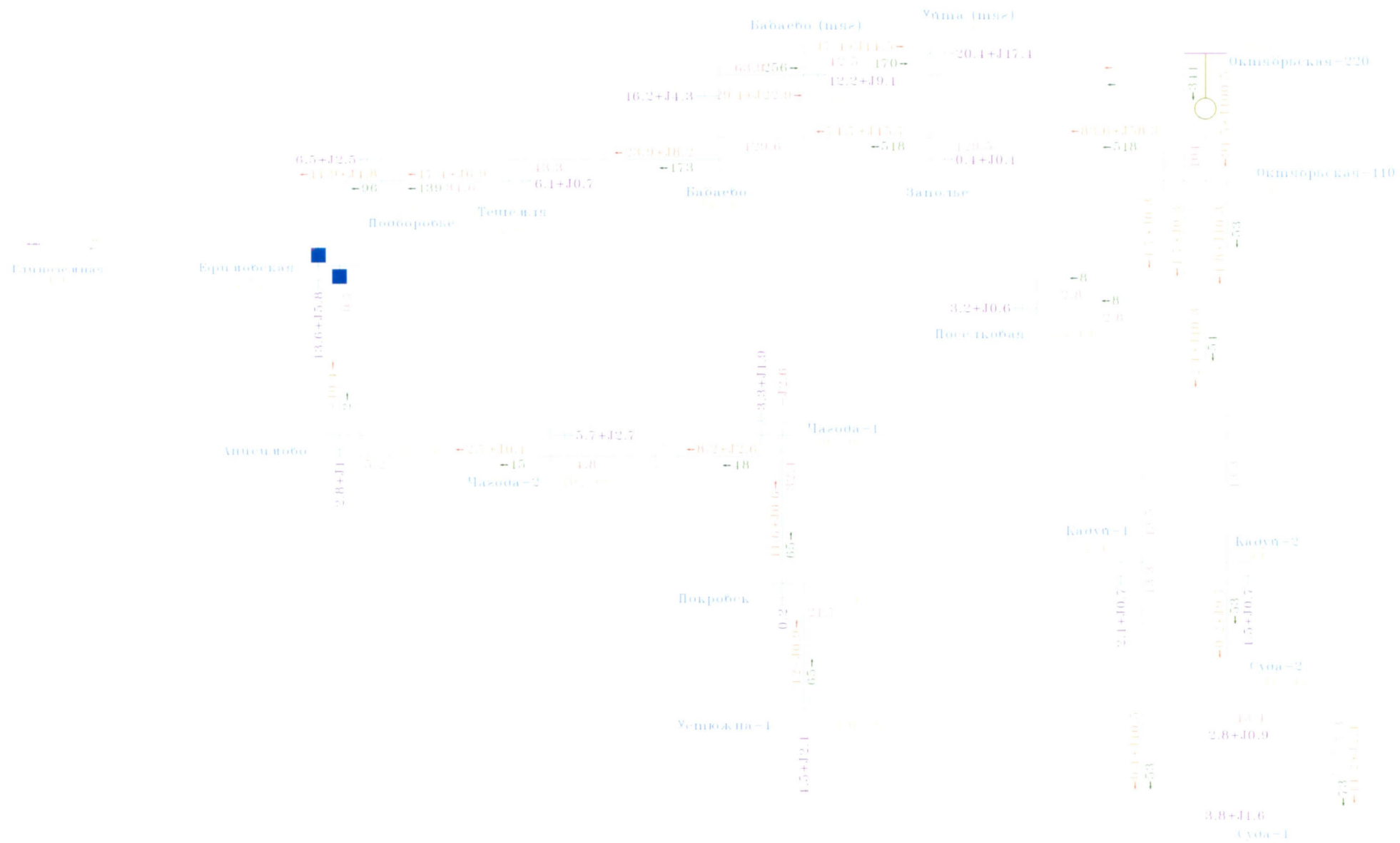


Рисунок П25. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйта (тяговая). Токсовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполье составляет 129,5 % (518 А). Снижение напряжения на ПС Вологодской и Ленинградской ЭС ниже аварийно-допустимой величины 84,7 кВ

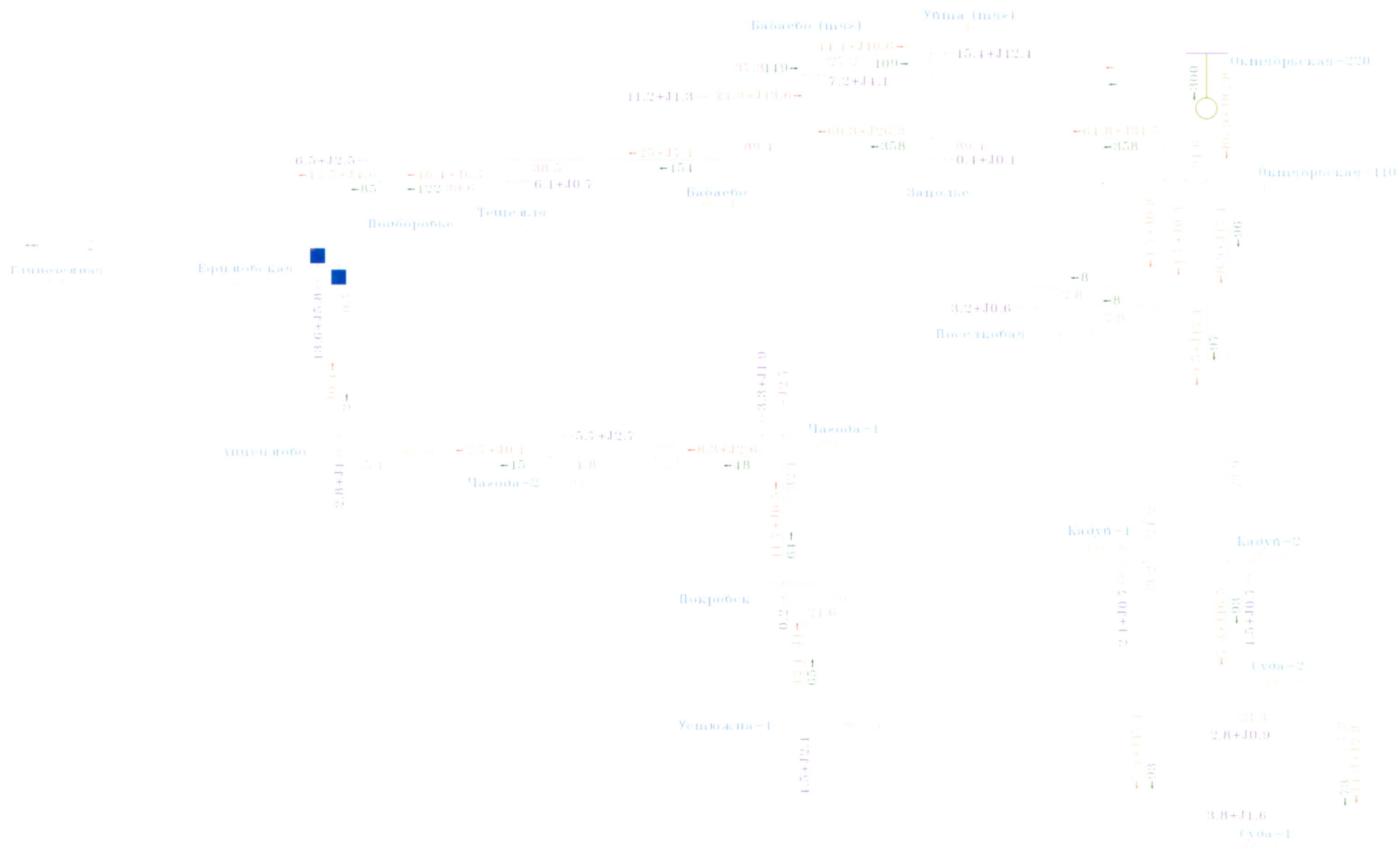


Рисунок П26. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполье с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Бабаево (р), Уйтия (тяговая) в объеме 15 МВт. Режим в области допустимых значений.

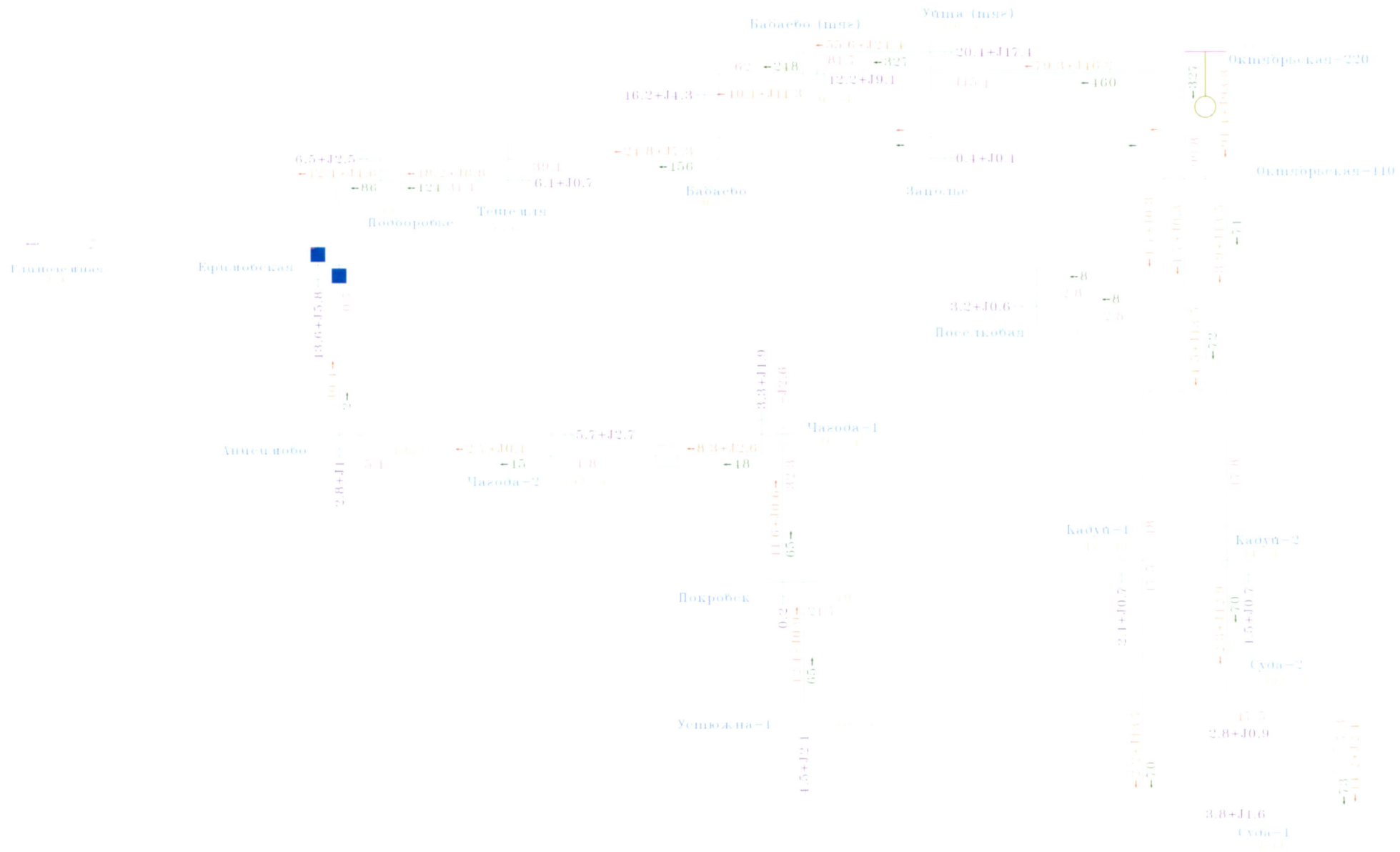


Рисунок П27. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполье. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйта(тяговая) составляет 115,1 % (460 А)

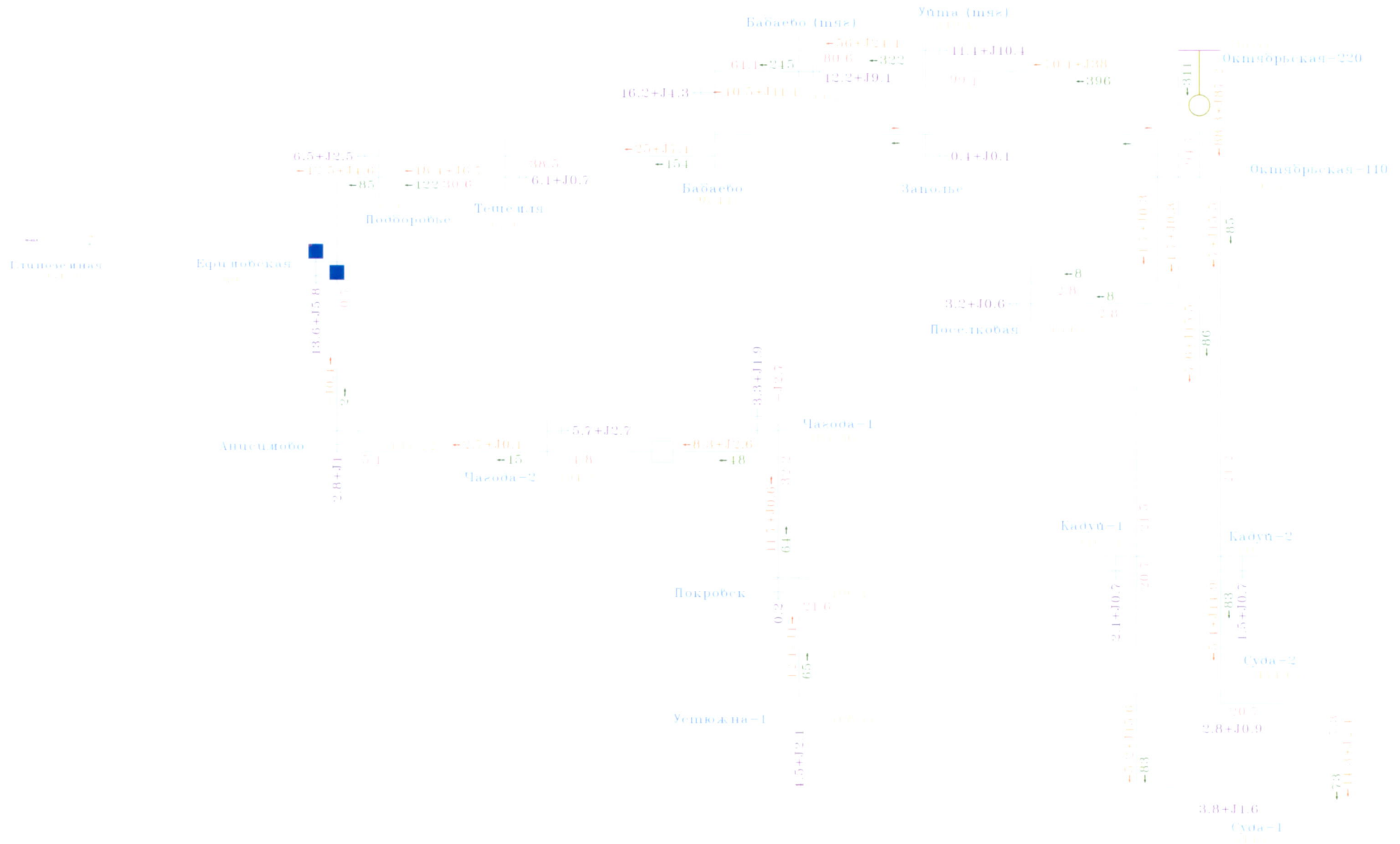


Рисунок П28. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйта(тяговая) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта (тяговая) в объеме 9 МВт. Режим в области допустимых значений

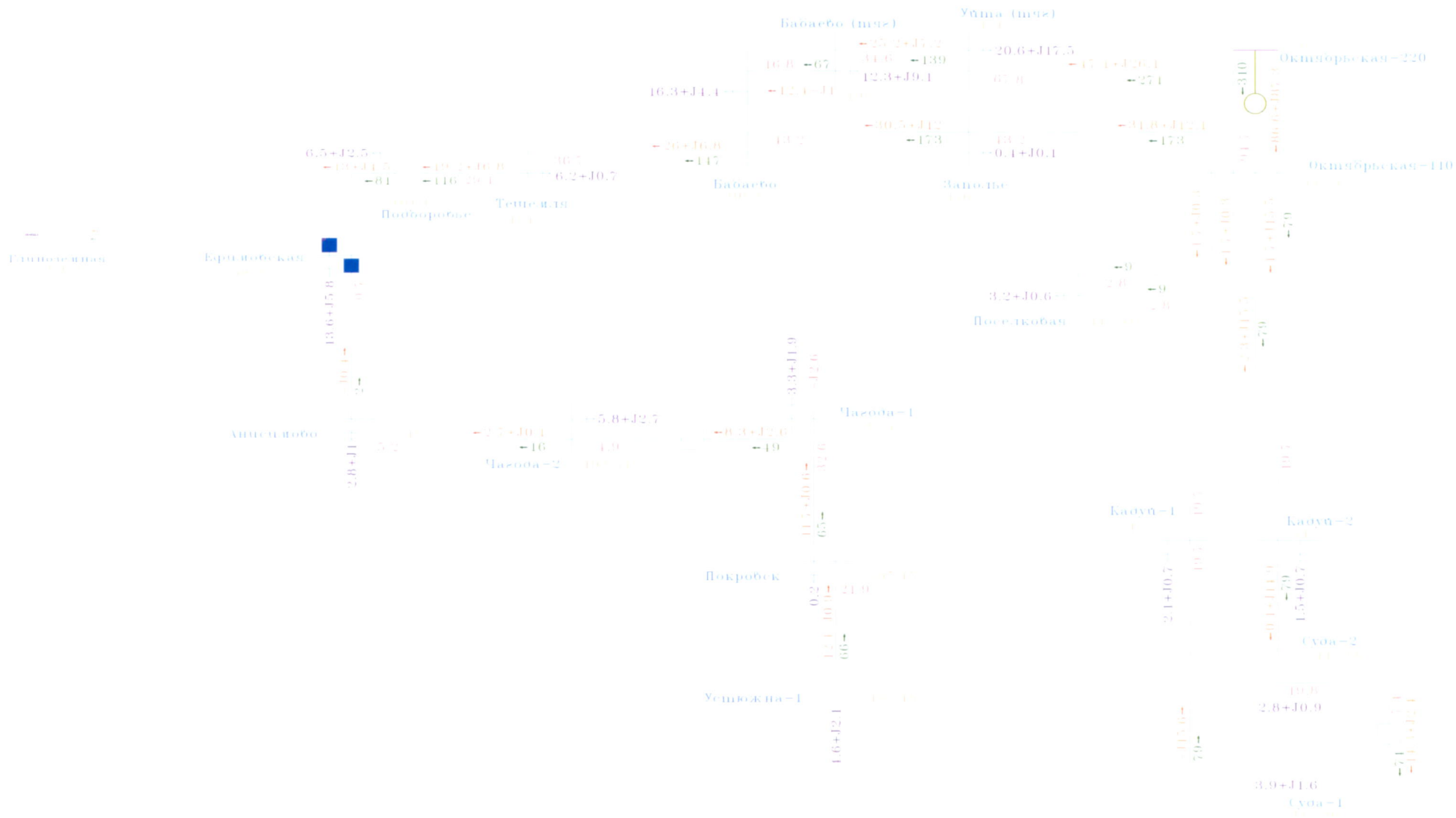


Рисунок П30. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонтная схема в Ленинградской энергосистеме. Произведен перенос точек деления транзита 110 кВ Бабаево-Подборовье с ПС 110 кВ Бабаево на ПС 110 кВ Ефимовская с переводом нагрузки по транзиту Бабаево-Подборовье на Вологодскую энергосистему 147 А. Произведен перевод положения анцапф на ПС 220 кВ Октябрьская с целью увеличения напряжения на ПС 110 кВ Ленинградской ЭС, питающихся в тупиковом режиме

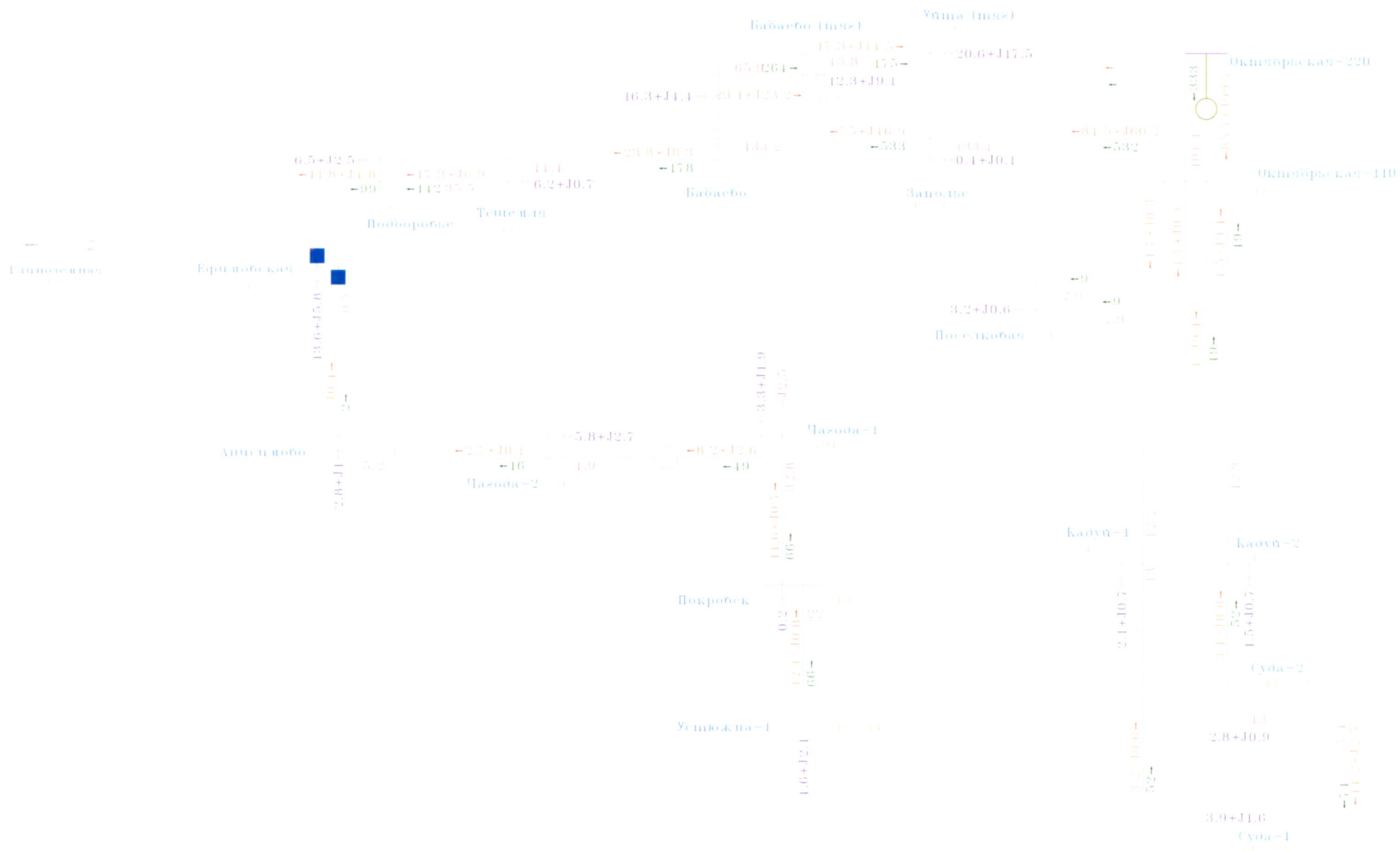


Рисунок ПЗ1. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйтма (тяговая). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполье составляет 133,1 % (532 А). Снижение напряжения на ПС Вологодской и Ленинградской ЭС ниже аварийно-допустимой величины 84,7 кВ

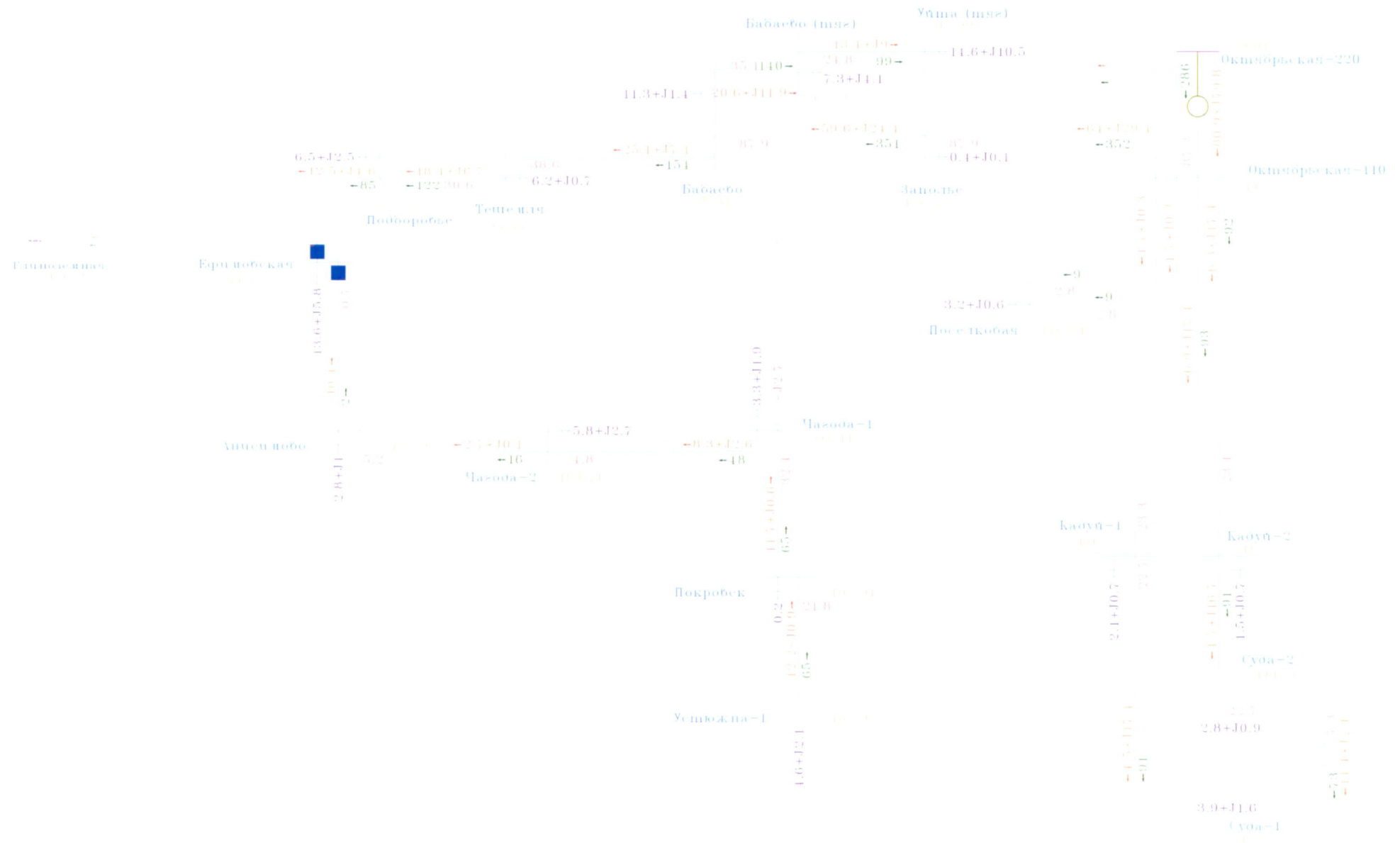


Рисунок ПЗ2. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполие с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Бабаево(р), Уйта (тяговая) в объеме 16 МВт. Режим в области допустимых значений

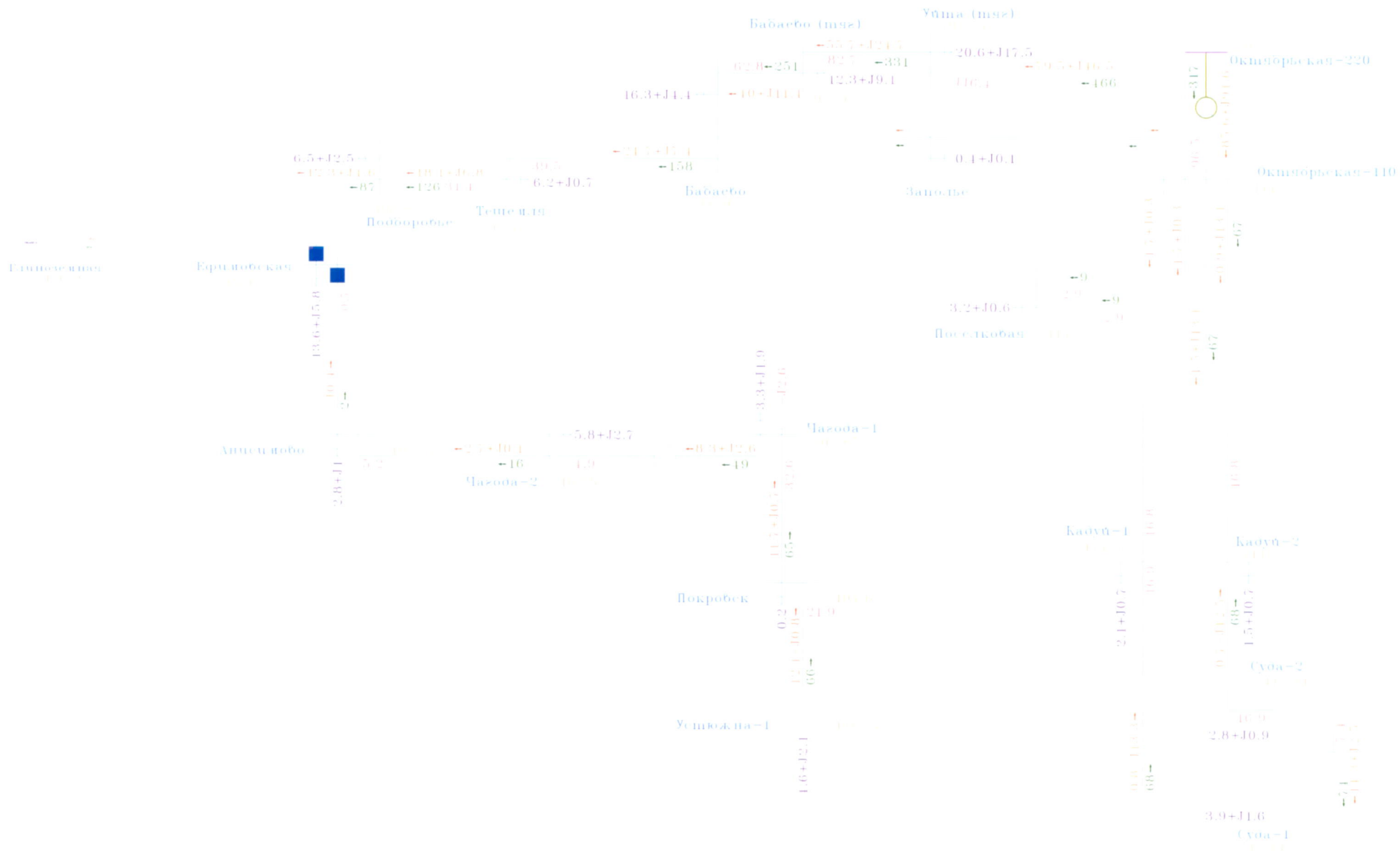


Рисунок ПЗЗ. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская-Бабаево(р) с отп. на ПС Заполье. Токсовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйта(тяговая) составляет 116,4 % (466 А)

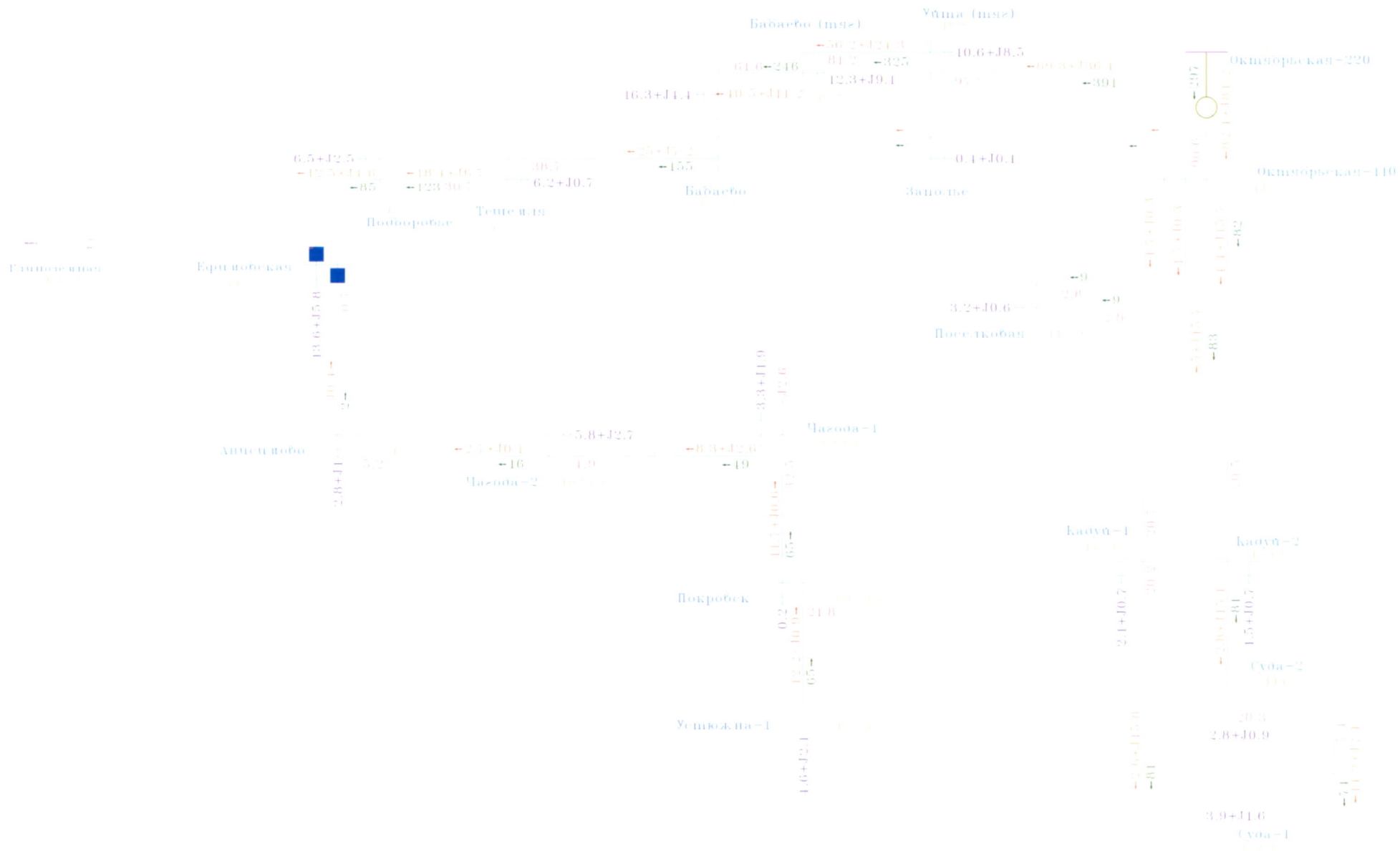


Рисунок ПЗ4. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская-Уйта(тяговая) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта (тяговая) в объеме 10 МВт. Режим в области допустимых значений

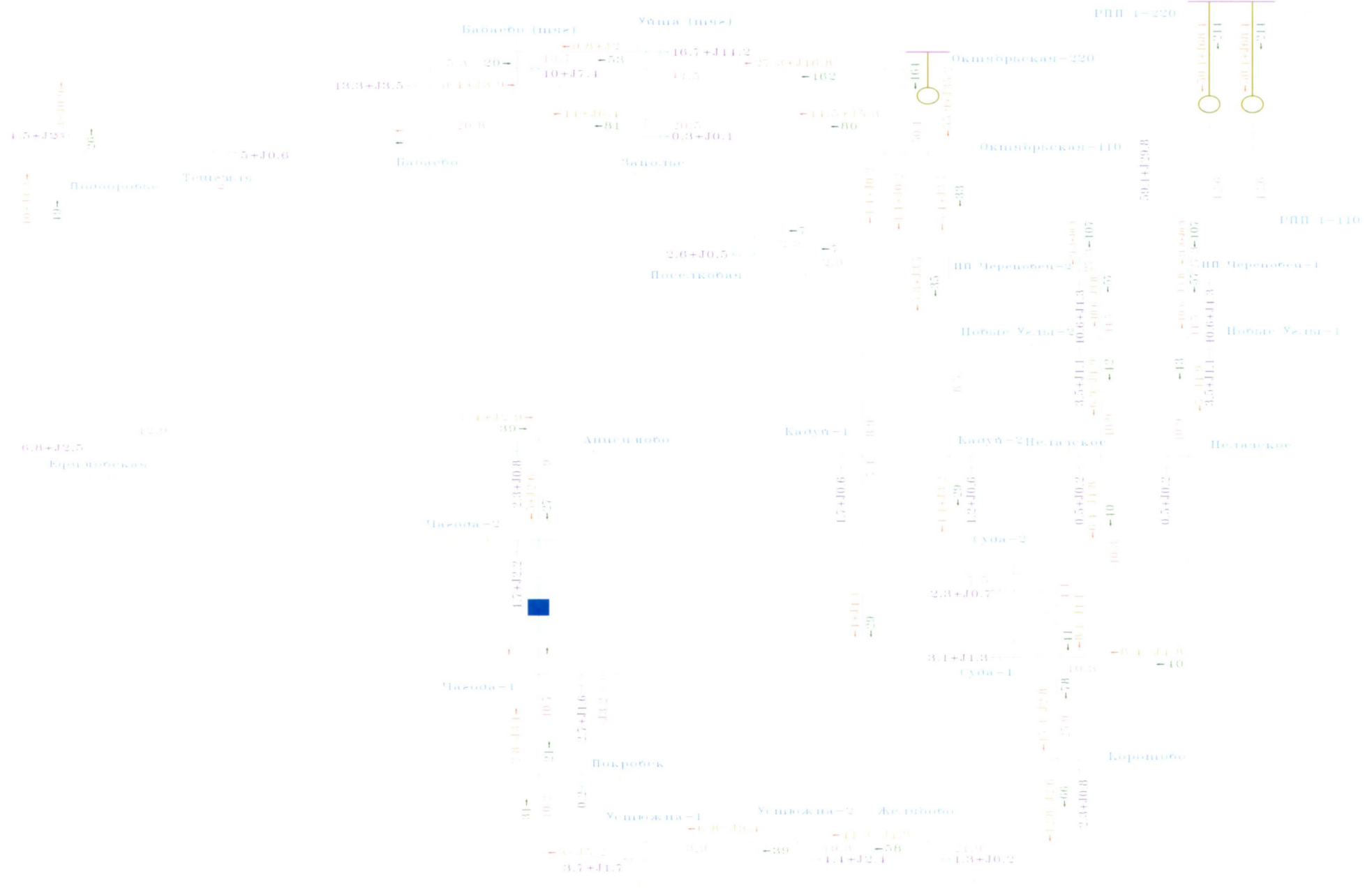


Рисунок П35. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Нормальный режим

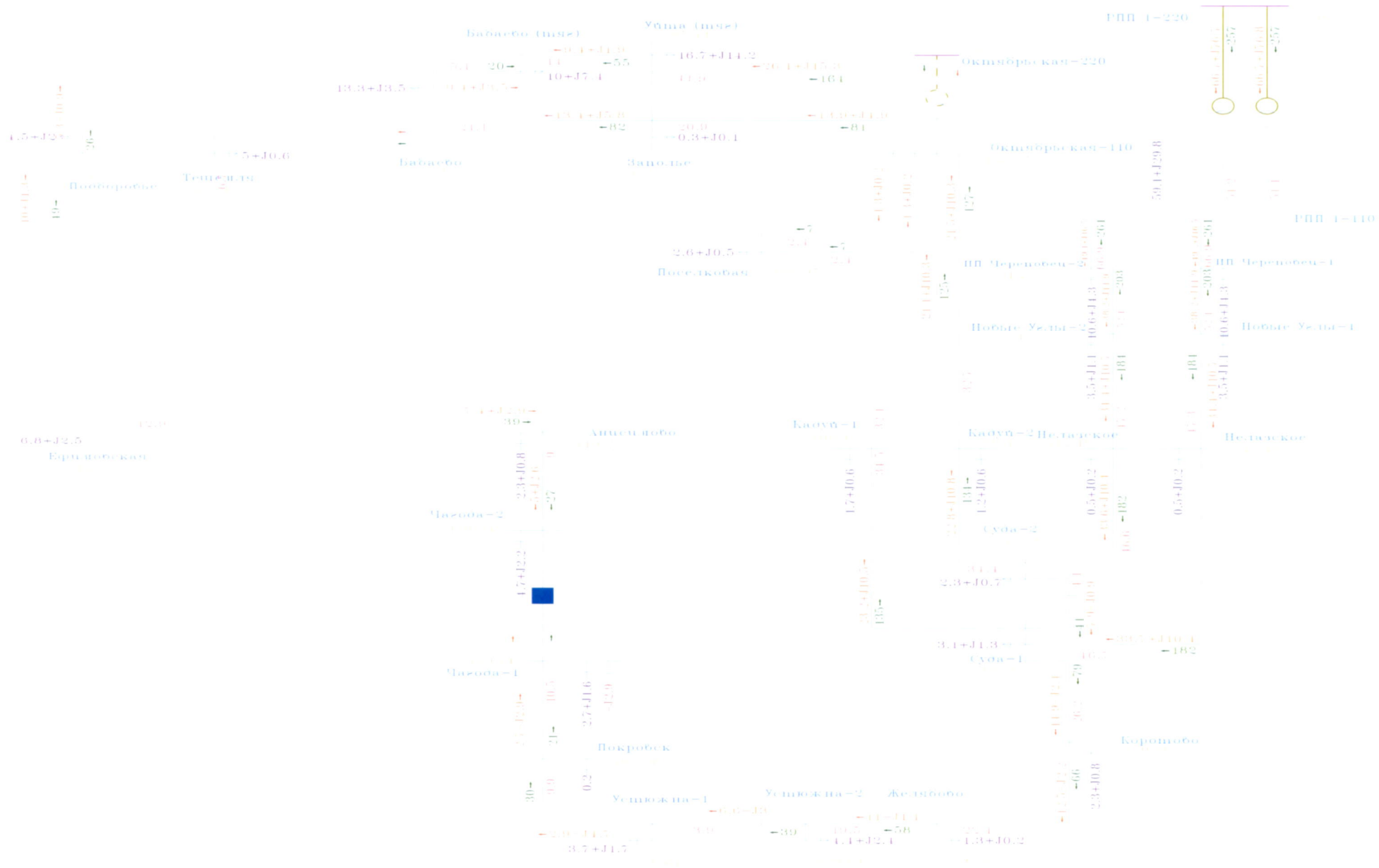


Рисунок ПЗ6. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская

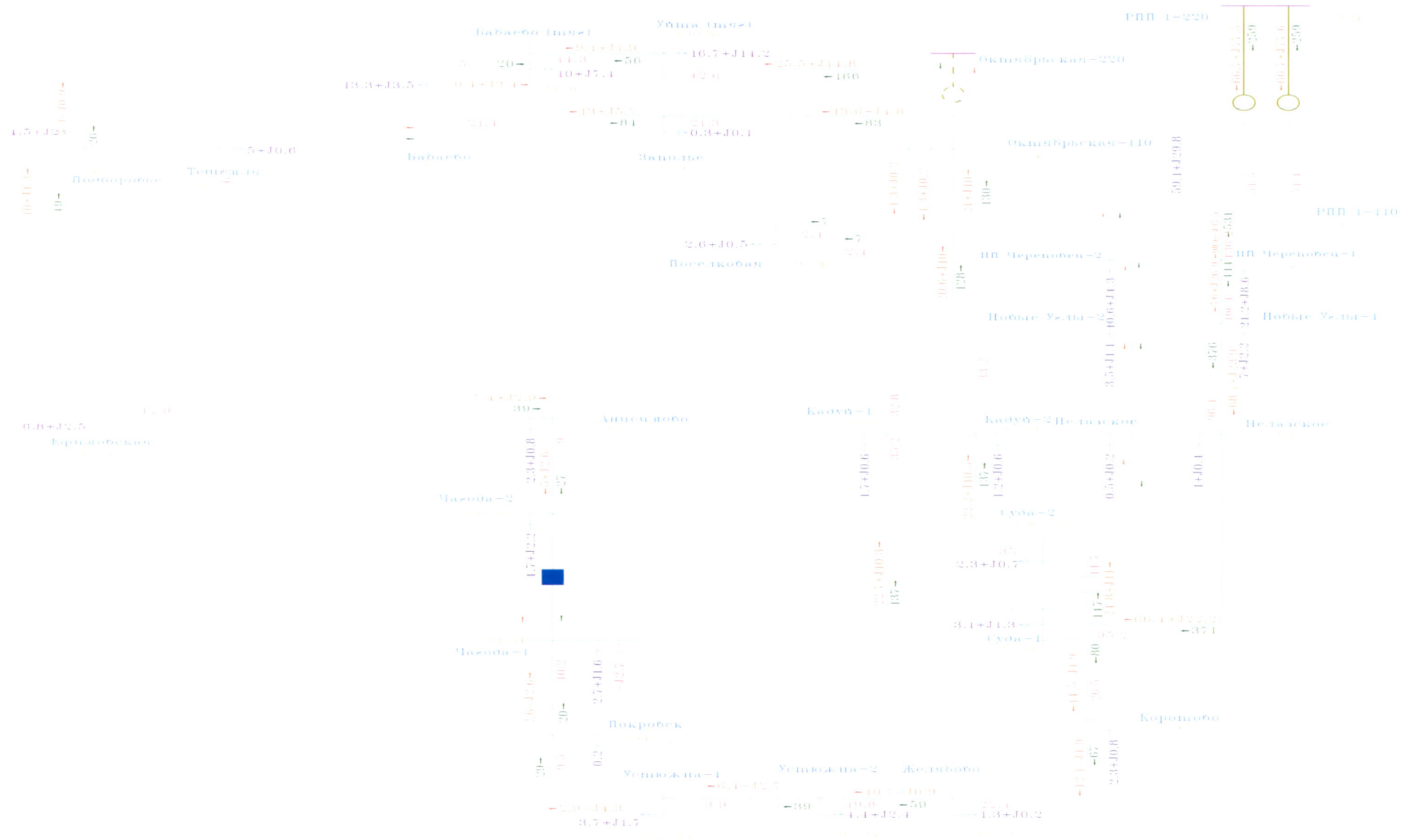


Рисунок ПЗ7. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 2(1). Токсовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 1(2) 136,2 % (531 А)



Рисунок ПЗ8. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 2(1). Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 1(2) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ИП Череповец в объеме 20 МВт, на ПС 110 кВ Новые углы в объеме 3 МВт и ПС 110 кВ Суда 3 МВт. Режим в области допустимых значений

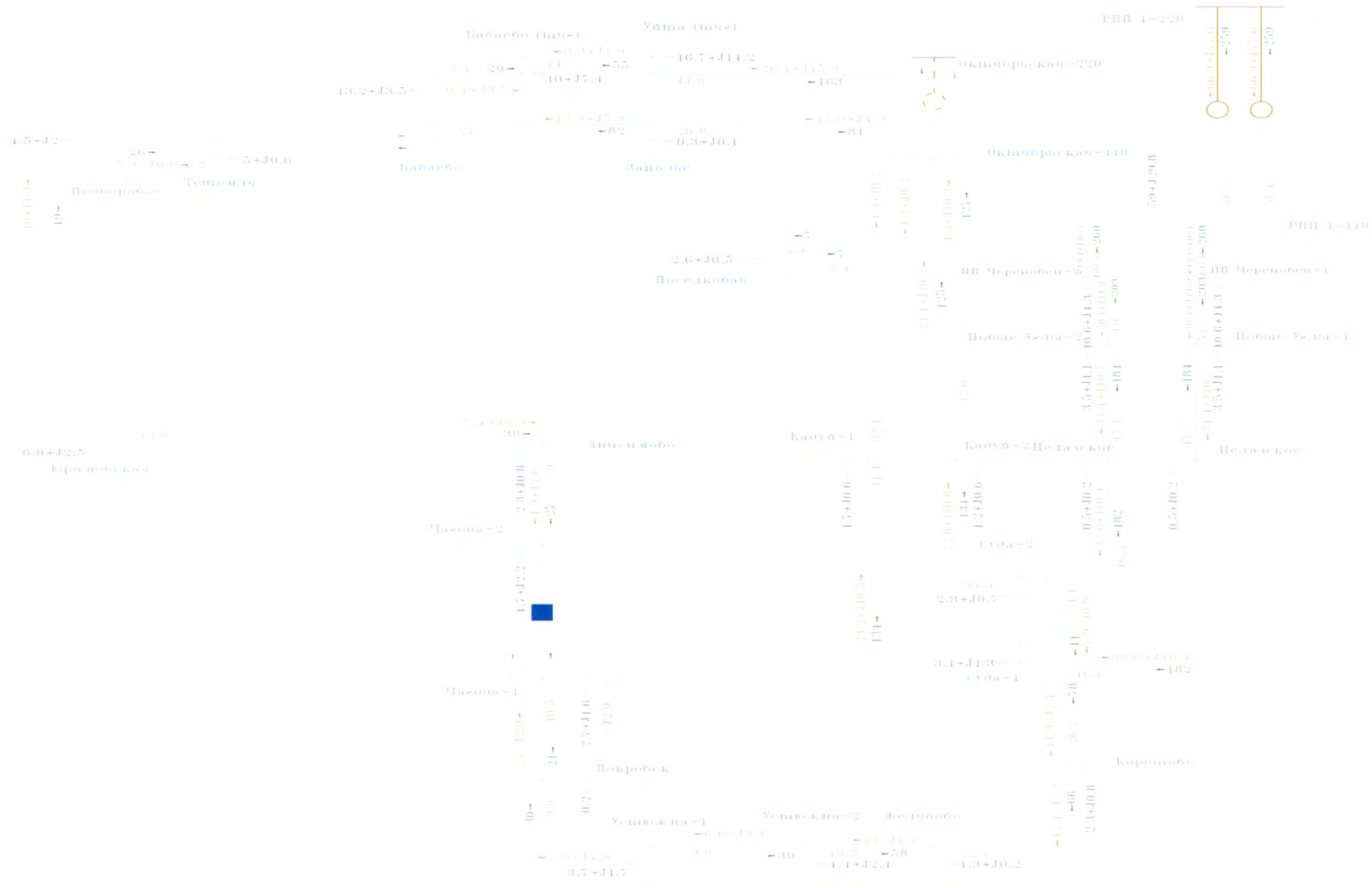


Рисунок П40. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская



Рисунок П41. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 2(1). Токсовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 1(2) 135,9 % (530 А)



Рисунок П42. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 2(1). Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-Суда с отпайками 1(2) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ ИП Череповец в объеме 20 МВт, на ПС 110 кВ Новые углы в объеме 3 МВт и ПС 110 кВ Суда 3 МВт. Режим в области допустимых значений

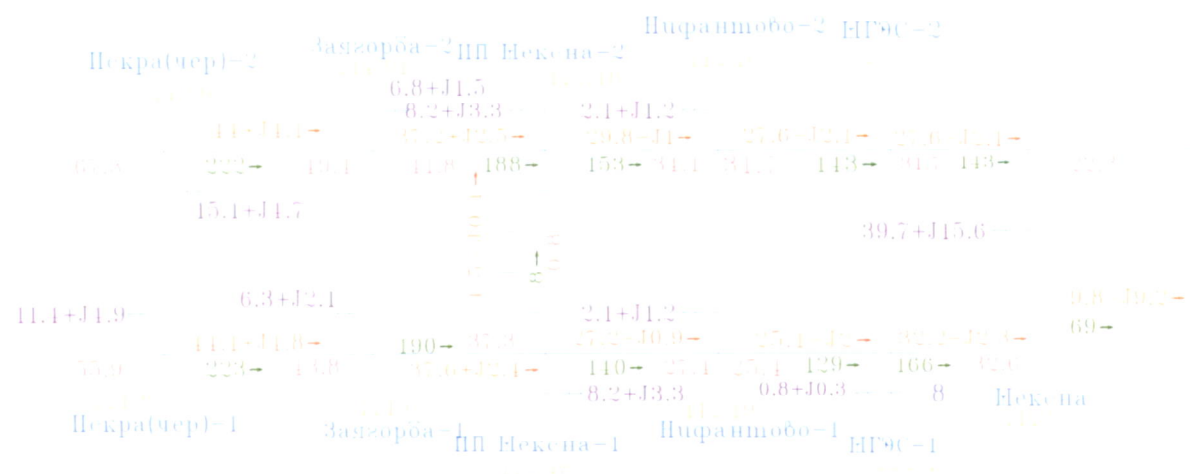
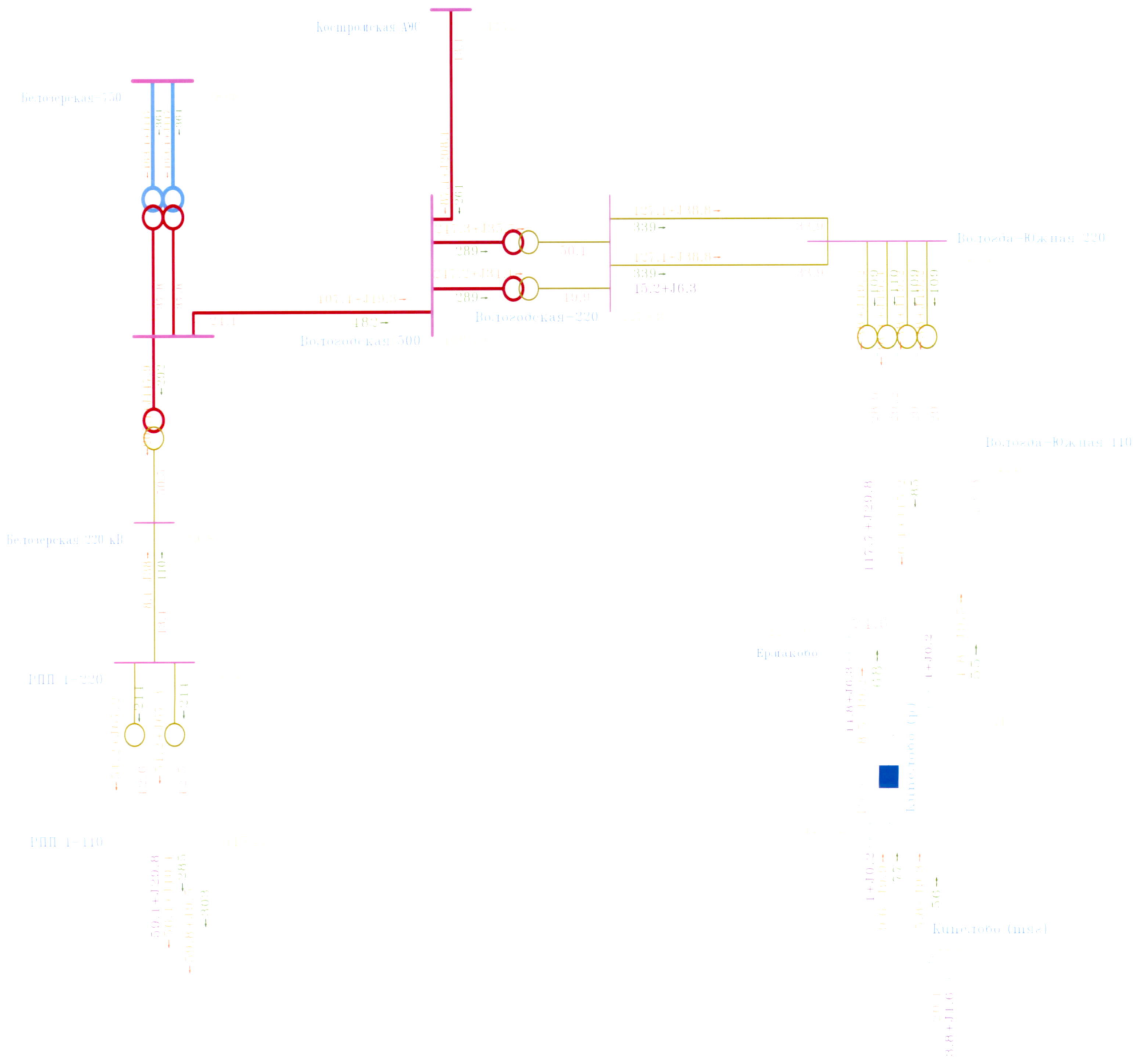


Рисунок П43. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Нормальный режим

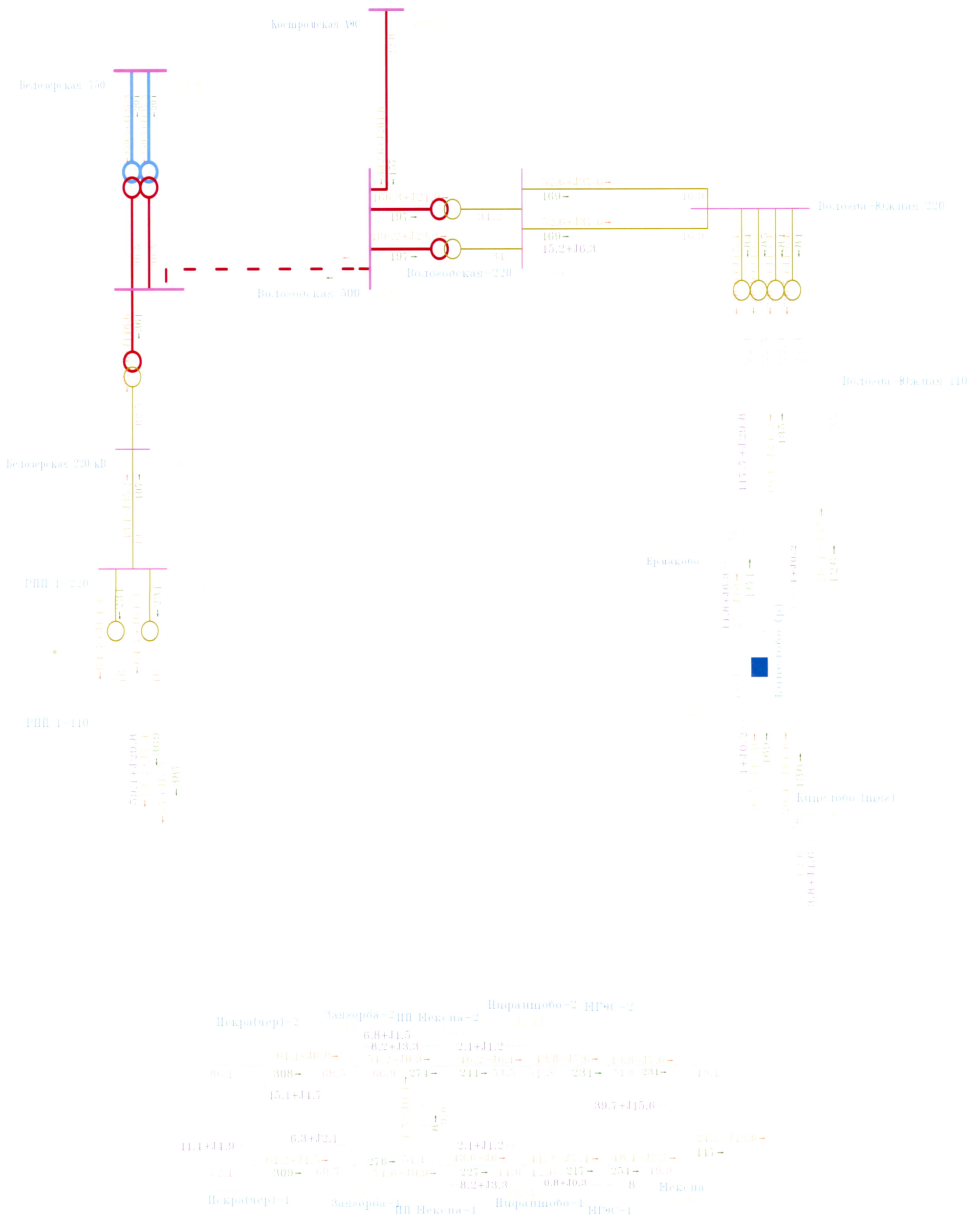


Рисунок П44. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская

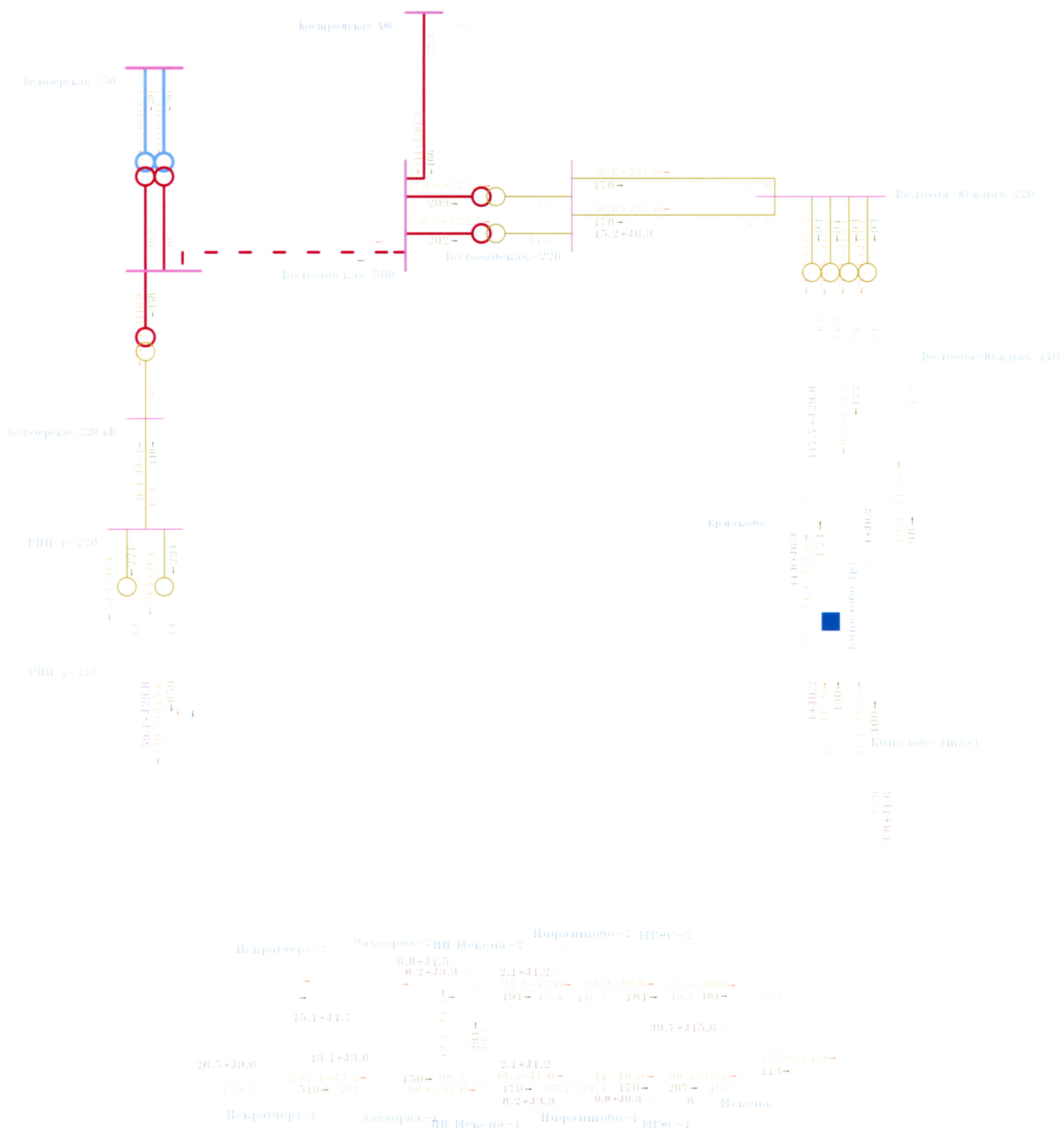


Рисунок П45. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 составляет 129,2 % (659 А)

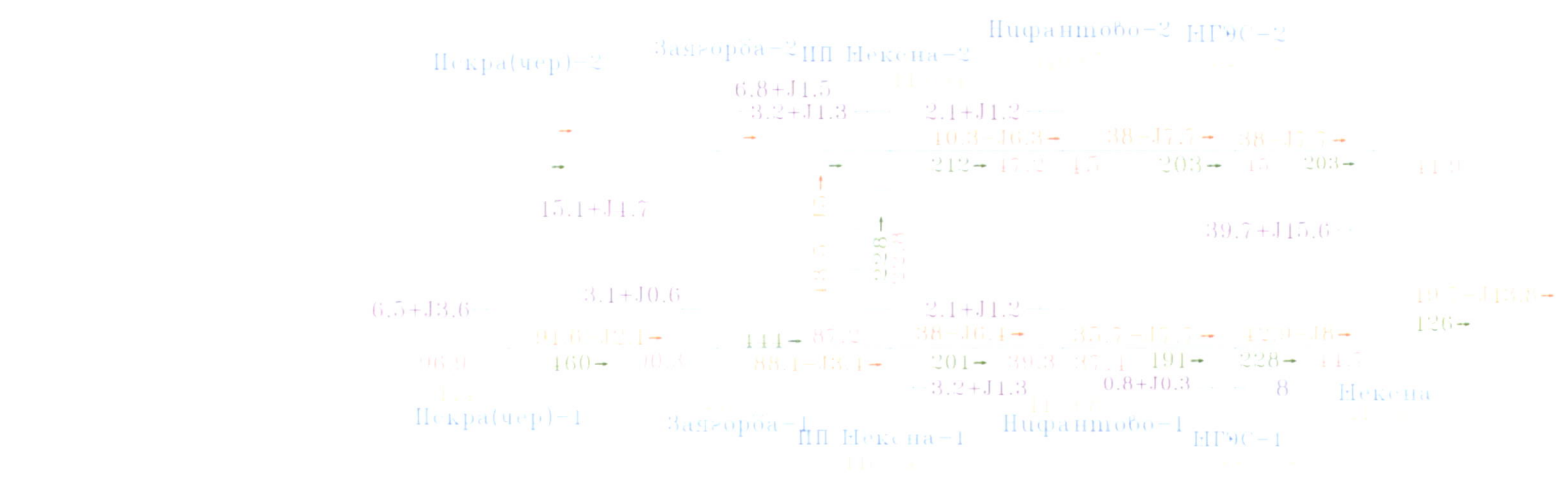
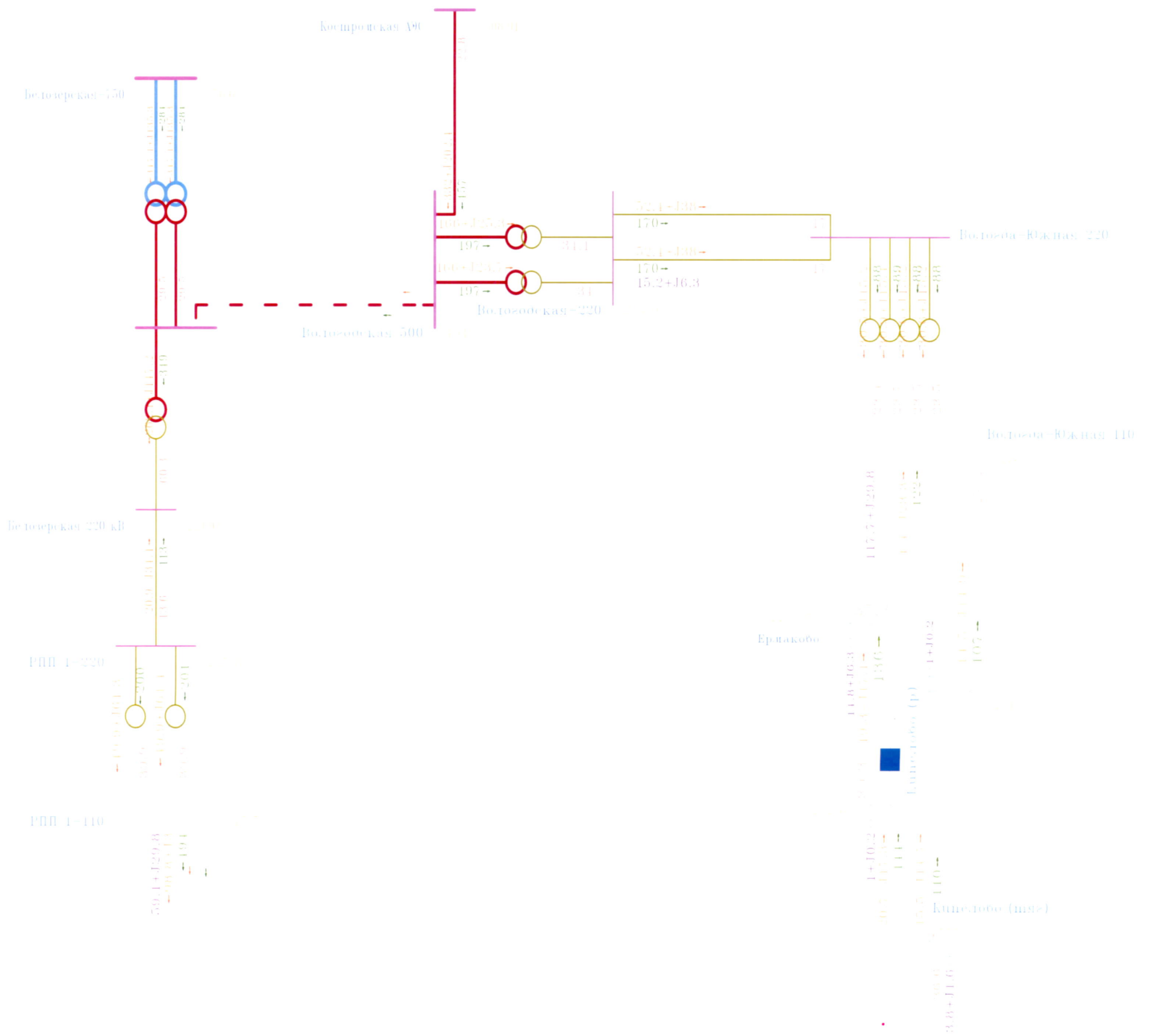


Рисунок П46. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра в объеме 20 МВт, ПС 110 кВ Заягорба в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ ИП Шексна в объеме 10 МВт. Режим в области допустимых значений

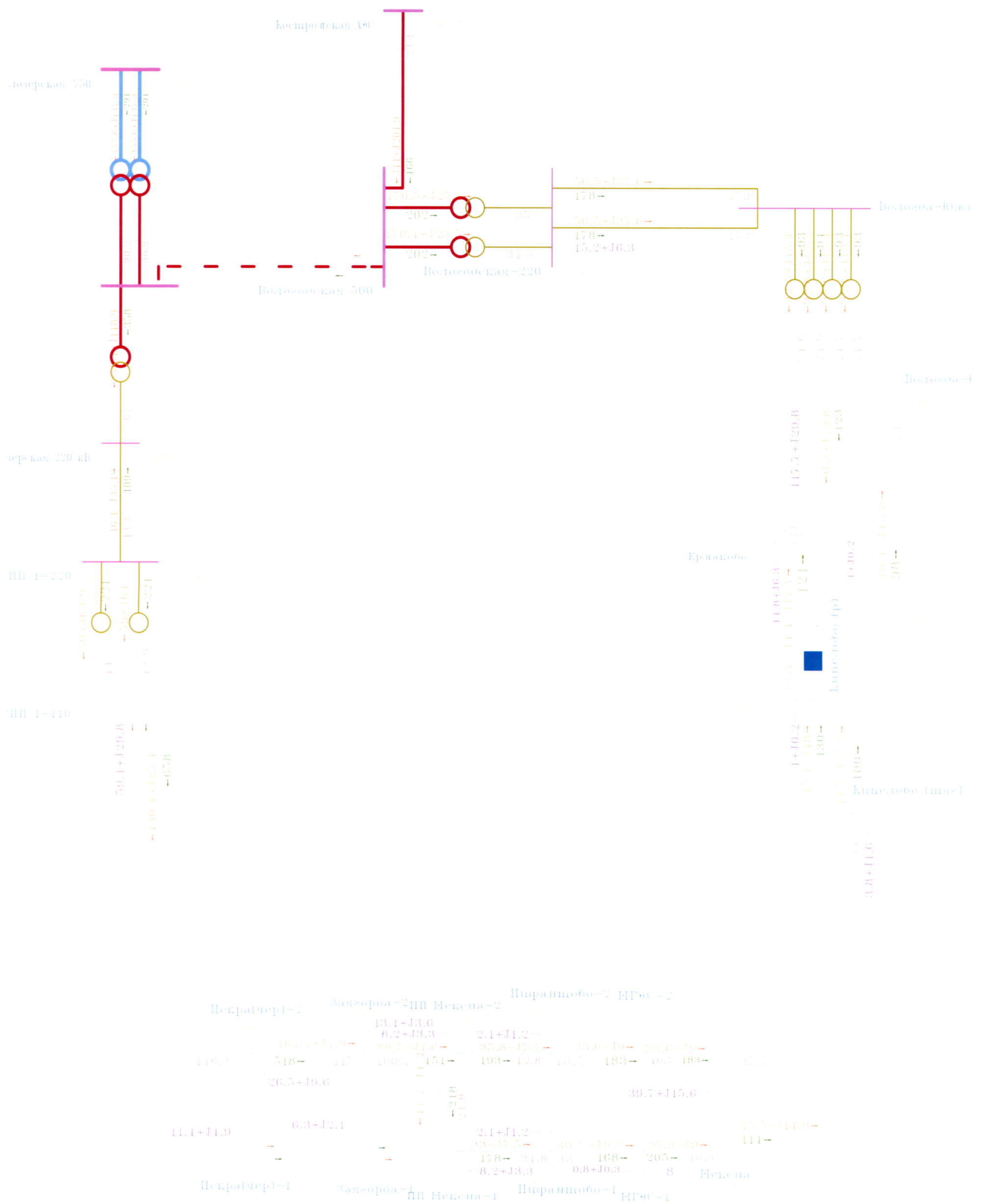


Рисунок П47. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2 составляет 146,3 % (658 А)

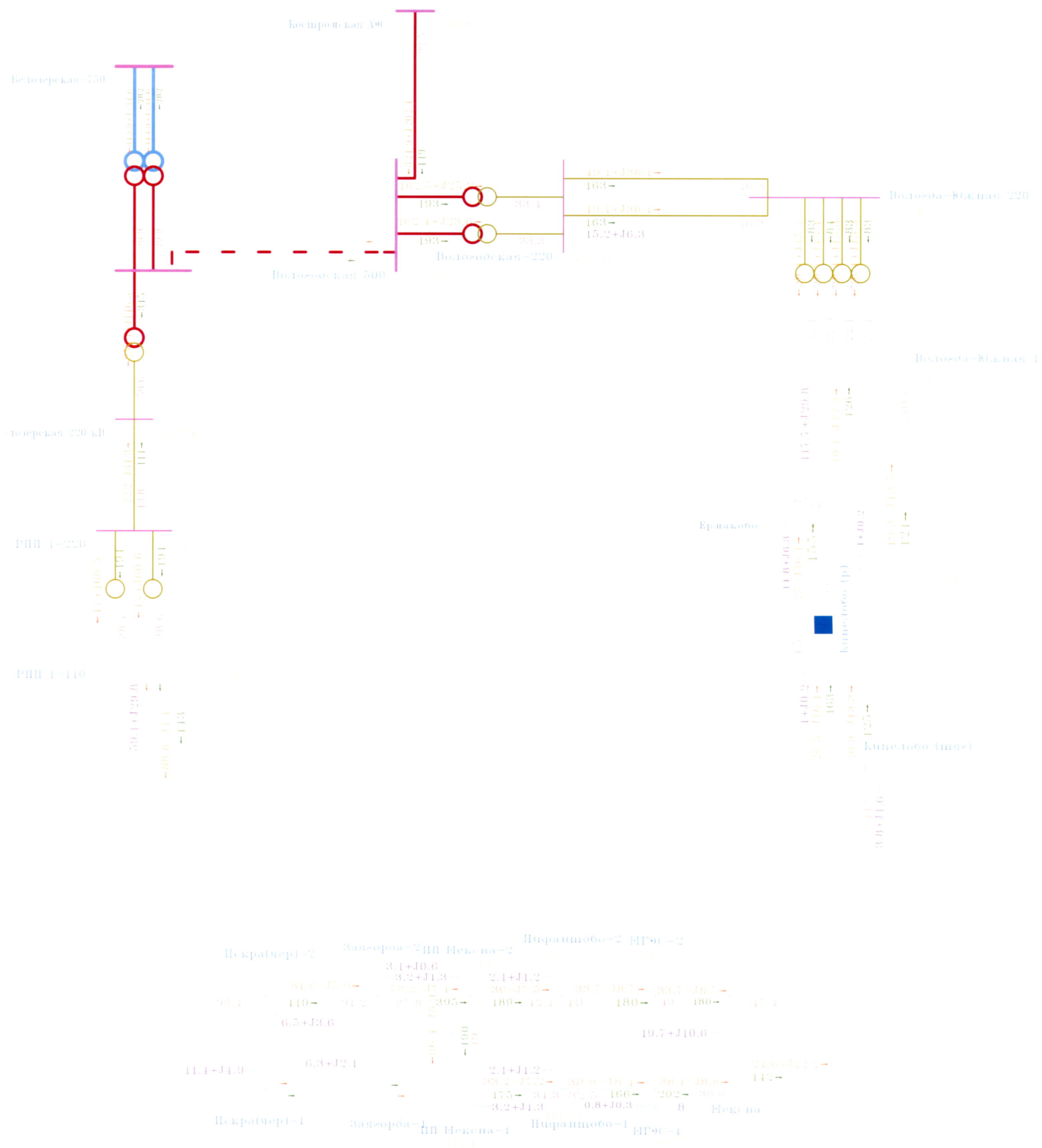
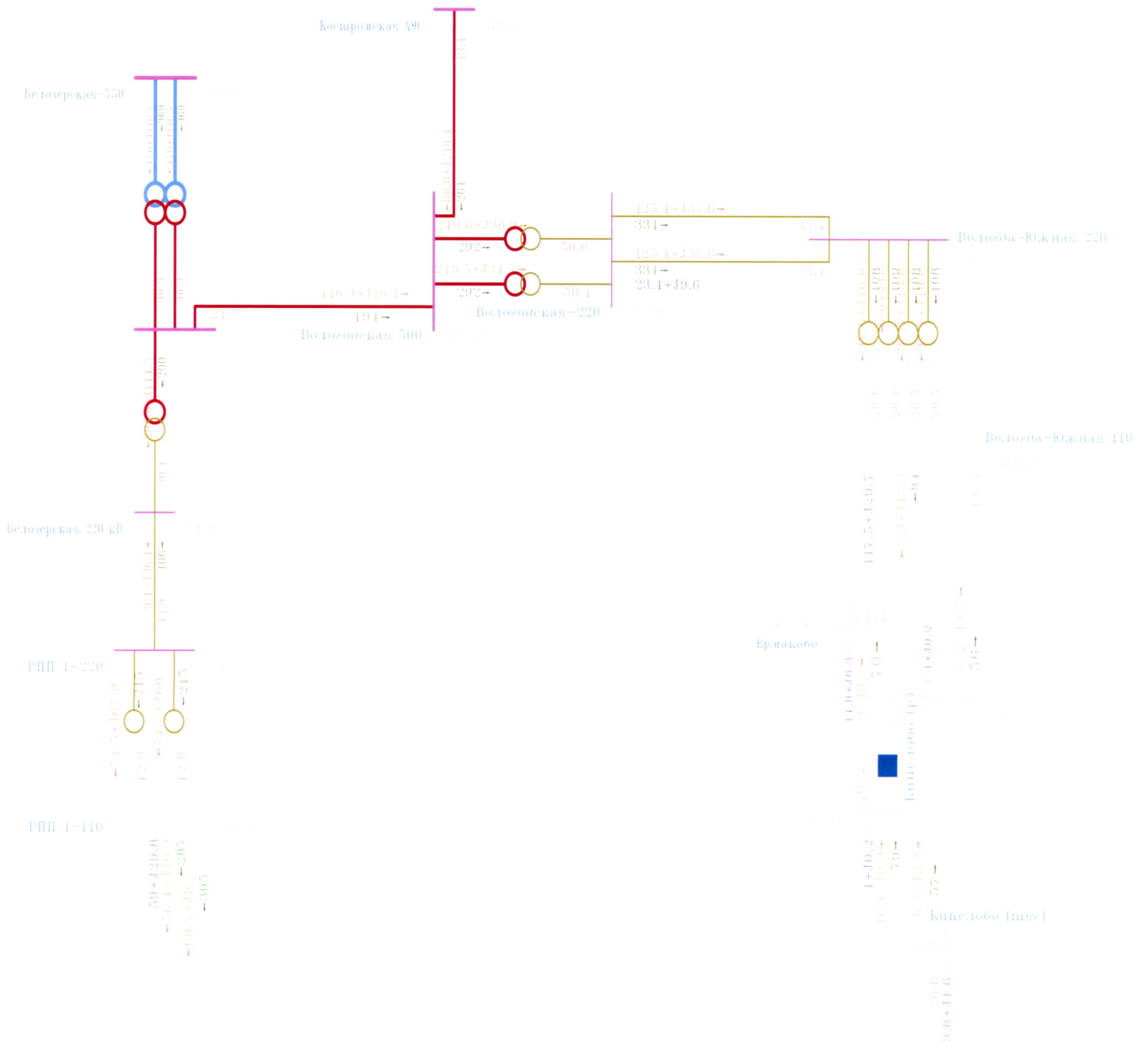
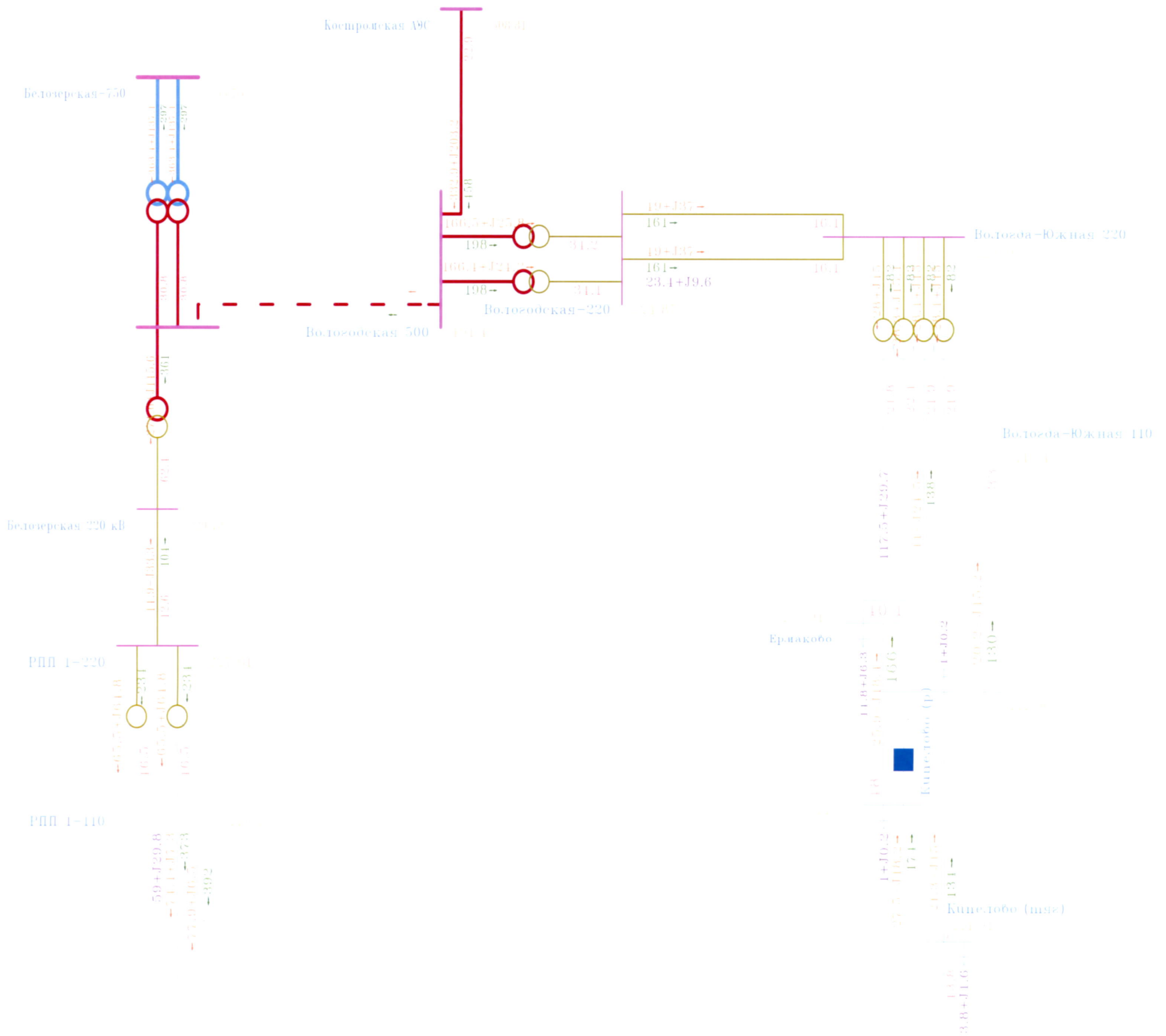


Рисунок П48. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра в объеме 20 МВт, ПС 110 кВ Заягорба в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ ИП Шексна в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ Шексна в объеме 20 МВт. Режим в области допустимых значений



Искра(чер)-2	Заягорба-2 ПП	Мекена-2	Нифаншово-2	ИГЭС-2
67.7	224	19.8	12.8	190
15.1+J1.7	6.7+J1.5	6.2+J3.3	2.1+J1.2	155
11.4+J1.1	37.6+J2.5	30.3+J1.1	28.1+J2.2	32.2
11.4+J1.9	6.3+J2.1	1.5+J0.8	10.1+J0.2	32.2
56.2	225	11.4	36+J2.5	142
11.5+J1.5	192	37.7	27.7+J1	25.8
11.4	11.4	36+J2.5	142	25.8
8.2+J3.3	0.8+J0.3	8	8	132
				169
				33.4

Рисунок П49. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Нормальный режим



Пскратчер)-2	Заягорба-2	ПП Некена-2	Нифаншобо-2	НГЭС-2
87	313	69,5	61,9	279
15,1+J4,7	62,1+J0,8	6,7+J1,5	8,2+J3,3	2,1+J1,2
11,4+J4,9	6,3+J2,1	2,1+J1,2	11,5+J6,1	12,2+J7,6
73,2	313	61,1	55,7+J1	232
11,4+J4,9	6,3+J2,1	2,1+J1,2	11,5+J6,1	12,2+J7,6
73,2	313	61,1	55,7+J1	232
11,4+J4,9	6,3+J2,1	2,1+J1,2	11,5+J6,1	12,2+J7,6
73,2	313	61,1	55,7+J1	232
11,4+J4,9	6,3+J2,1	2,1+J1,2	11,5+J6,1	12,2+J7,6
73,2	313	61,1	55,7+J1	232

Рисунок П50. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская

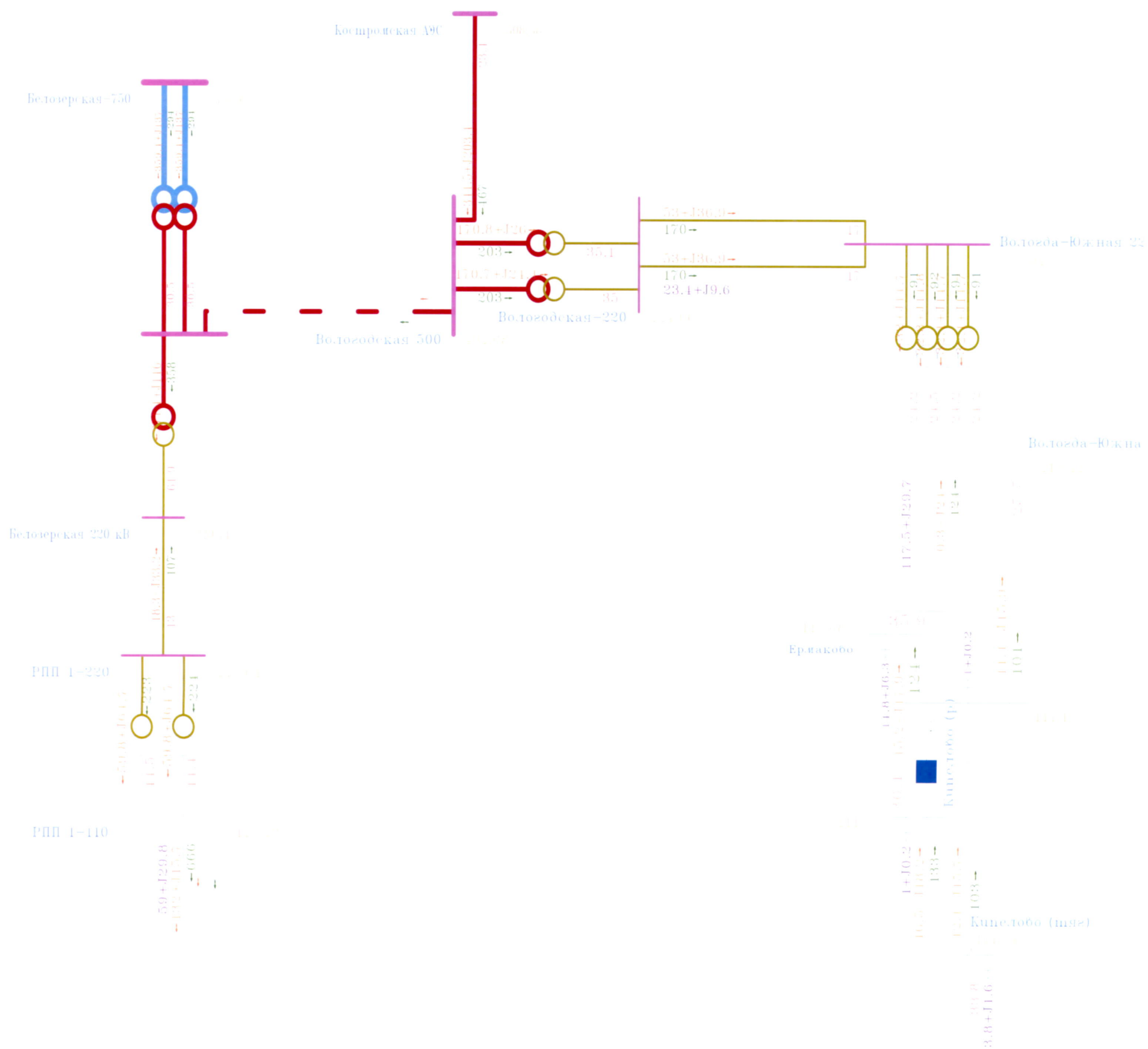


Рисунок П51. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Токвая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 составляет 130,6 % (666 А)

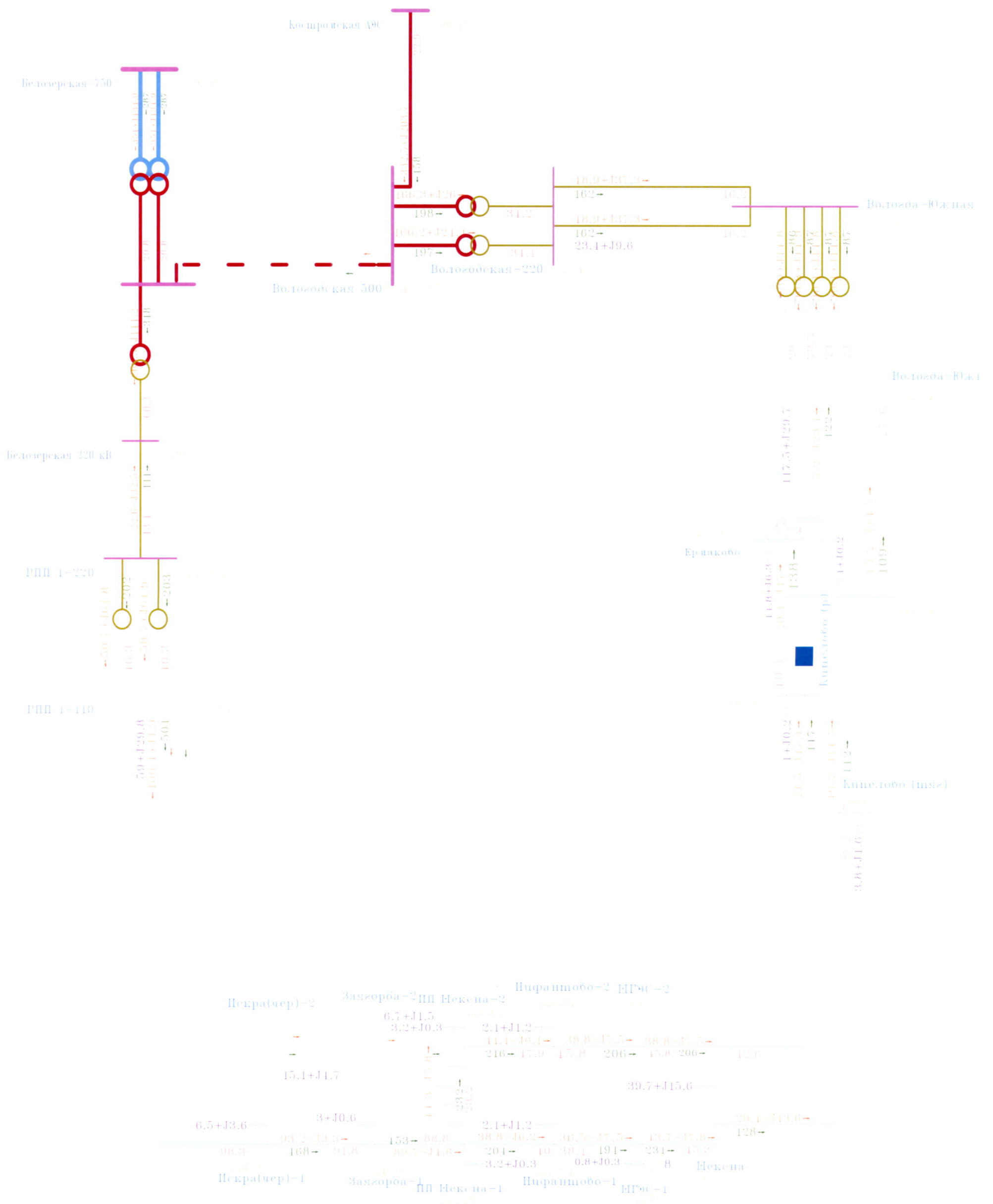


Рисунок П52. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра(чер) в объеме 20 МВт, ПС 110 кВ Заягорба в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ ИП Шексна в объеме 10,0 МВт. Режим в области допустимых значений

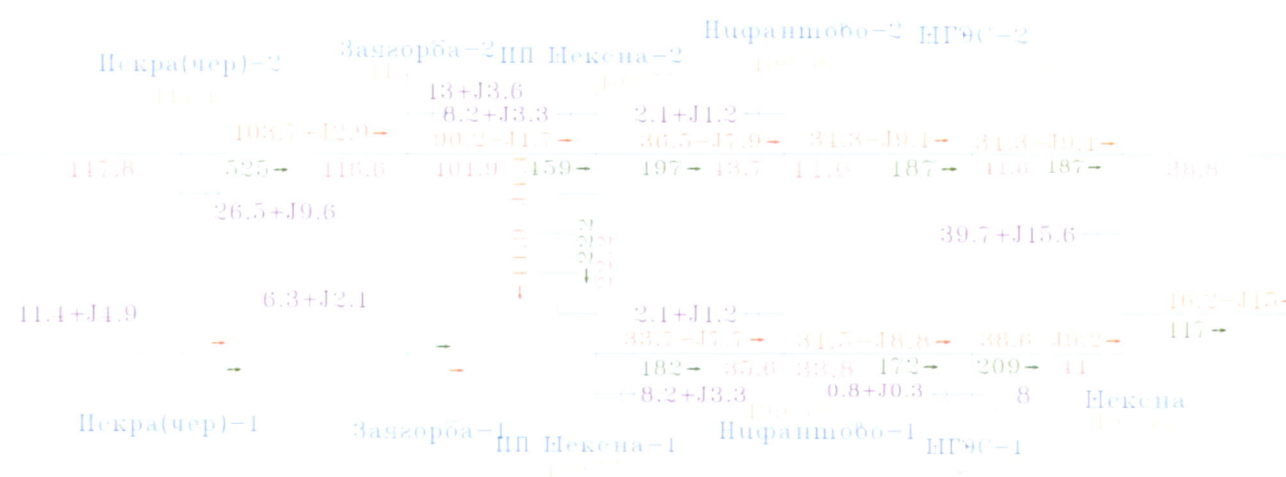
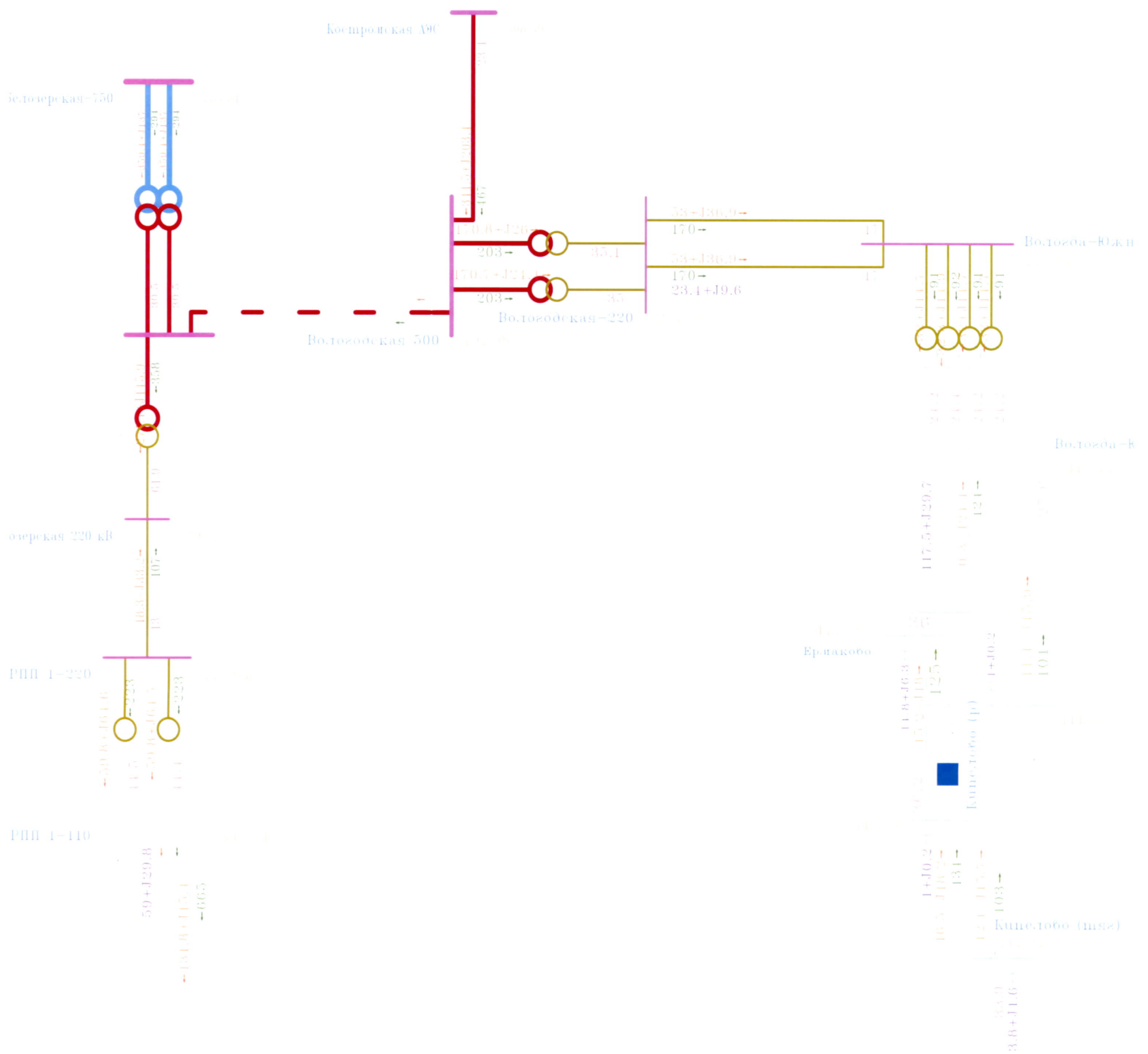
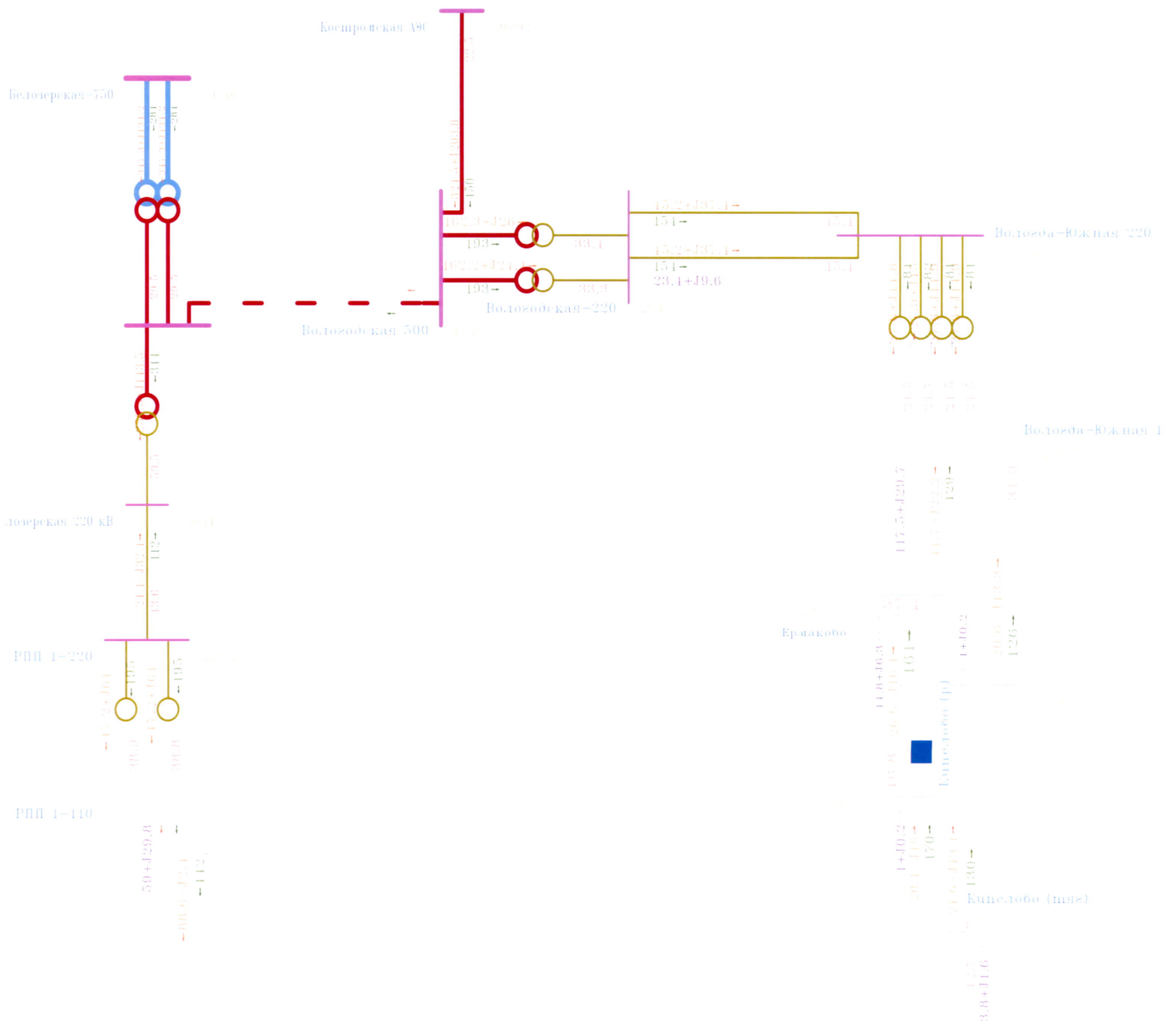


Рисунок П53. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2 составляет 147,8 % (665 А)



Пекра(чер)-2	Заягорба-2	ИП Шексна-2	Исфраншобо-2	ИГЭС-2
81.5-17.3	3+10.6	3.2+10.3	2.1+11.2	
98.3	410	91.4	87.8	395
	6.5+13.6			196
				13.6
				11.5
				187
				11.4
				186
				19.2
				19.7+110.6
11.4+11.9	6.3+12.1		2.1+11.2	27.9+111.9
			31.7-16.9	117
			32.1-18.1	
			39.6-18.5	
			182	33.8
			172	209
			0.2+10.3	8
			0.8+10.3	
				8
				ИП Шексна
				Исфраншобо-1
				ИГЭС-1

Рисунок П54. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Белозерская-Вологодская. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 2. Режим после работы АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1-ИП Шексна с отпайками 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Искра в объеме 20 МВт, ПС 110 кВ Заягорба в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ ИП Шексна в объеме 10 МВт, ПС 110 кВ Шексна в объеме 20 МВт. Режим в области допустимых значений