



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» постановляю:

1. Утвердить схему и программу «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы (приложение).

2. Признать утратившими силу с 01.01.2020:
указ Губернатора Алтайского края от 28.04.2018 № 61 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2019 – 2023 годы»;

указ Губернатора Алтайского края от 11.10.2018 № 154 «О внесении изменений в указ Губернатора Алтайского края от 28.04.2018 № 61».

3. Настоящий указ вступает в силу с 01.01.2020.

Губернатор Алтайского края

В.И. Томенко

г. Барнаул
30 апреля 2019 года
№ 72



ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДЕНЫ
указом Губернатора
Алтайского края
от 30.04. 2019 № 72

СХЕМА И ПРОГРАММА
«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы

I. Введение

Основанием для разработки схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы являются:

Федеральный закон Российской Федерации от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Федеральный закон Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

Схема и программа включают обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2024 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспектив строительства электрогенерирующих мощностей энергосистемы, а также обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации.

Схема и программа сохраняют преемственность и взаимосвязь со следующими документами:

проектом приказа Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы»;

законом Алтайского края от 21.11.2012 № 86-ЗС «Об утверждении

стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года»;

постановлением Администрации Алтайского края от 10.11.2008 № 474 «Об энергетической стратегии Алтайского края на период до 2020 года»;

указом Губернатора Алтайского края от 28.04.2018 № 61 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2019 – 2023 годы»;

схемой территориального планирования Алтайского края, утвержденной постановлением Администрации края от 30.11.2015 № 485, и документами территориального планирования муниципальных образований;

годовыми отчетами филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири за 2017 – 2018 годы.

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы разработаны в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, принятыми по итогам совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 09.11.2010 № АШ – 369 пр., и проектом типового макета схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, подготовленный Минэнерго России.

II. Общая характеристика региона

Алтайский край расположен на юго-востоке Западной Сибири в 3419 км от Москвы. Территория региона составляет 168 тыс. кв. км, по площади он занимает 21-е место в Российской Федерации и 8-е место в Сибирском федеральном округе.

Алтайский край граничит с 3 субъектами Российской Федерации: на севере – с Новосибирской областью, на северо-востоке – с Кемеровской областью, на юго-востоке – с Республикой Алтай. На юго-западе и западе Алтайского края проходит государственная граница между Российской Федерацией и Республикой Казахстан, протяженность которой составляет 843,6 км.

В структуре валового регионального продукта существенно преобладают доли промышленности, сельского хозяйства, торговли. Эти виды деятельности формируют 56,7 % общего объема ВРП. Экономическому росту в крае способствуют благоприятный предпринимательский климат и повышение деловой активности бизнеса, развитие общественной, транспортной и инженерной инфраструктуры.

Современная структура промышленного комплекса характеризуется высокой долей обрабатывающих производств (свыше 80 % в объеме отгруженных товаров). Ведущими видами экономической деятельности в

промышленности являются производство пищевых продуктов, машиностроительной продукции (вагоно-, котло-, дизелестроение, сельхозмашиностроение, производство электрооборудования), кокса, резиновых и пластмассовых изделий, легкая промышленность, деревообработка, а также химическое производство. Развитию промышленности способствует не только инвестиционная деятельность предприятий, но и поддержка оказываемая государством как напрямую бизнесу (субсидирование затрат, льготное налогообложение, механизмы лизинга, фонд развития Алтайского края), так и косвенно, через развитие инфраструктуры (газификация, строительство дорожной сети, модернизация энергетики). В течение последних лет темпы развития промышленности региона опережают общероссийские: объем производства за 2006 – 2018 годы возрос в 1,7 раза (по России – в 1,2 раза).

Алтайский край является крупнейшим производителем экологически чистого продовольствия в стране. По итогам 2018 года в регионе произведено около 26,0 % общероссийского объема крупы, в том числе более 53,0 % крупы гречневой; более 41,0 % крупы овсяной; более 24,0 % крупы перловой; более 16,0 % сыворотки сухой; около 11,5 % муки из зерновых и зернобобовых культур; более 14,0 % сыров и продуктов сырных, в том числе около 21,0 % сыров твердых; около 10,0 % макаронных изделий; 8,0 % масла сливочного.

Алтайский край входит в десятку крупнейших производителей сельскохозяйственной продукции в России, является лидером в стране по площади пашни, посевной площади зерновых и зернобобовых культур.

Несмотря на сложные природные климатические условия третий год подряд урожай зерновых в регионе превышает 5 млн тонн, сахарной свеклы – около 1 млн тонн.

По объему производства продуктов животноводства среди субъектов Российской Федерации Алтайский край традиционно занимает высокие позиции. Регион - один из крупнейших производителей качественной говядины в России, по объемам ее производства среди регионов он занимает третье место. В рейтинге субъектов Российской Федерации по поголовью крупного рогатого скота и коров во всех категориях хозяйств регион занимает четвертое место, по поголовью свиней – 10 место.

В структуре ВРП Алтайского края торговля формирует 14,1% (по России – 16,9%). По итогам 2018 года оборот розничной торговли в крае достиг 352 млрд рублей – это 4 место среди регионов СФО и 25 место среди регионов России.

Алтайский край находится на пересечении трансконтинентальных транзитных грузовых и пассажирских потоков, в непосредственной близости к крупным сырьевым и перерабатывающим регионам. По территории региона проходят автомагистрали, соединяющие Россию с Монголией, Казахстаном, железная дорога, связывающая Среднюю Азию с Транссибирской магистралью, международные авиалинии. По территории края проходят федеральные трассы Р265 и А349. Суммарная длина

автомобильных дорог общего пользования составляет 55,6 тыс. км, по этому показателю регион занимает 1-е место в Российской Федерации. Выгодное географическое положение Алтайского края и его высокая транспортная доступность открывают широкие возможности для установления прочных экономических и торговых связей межрегионального и международного уровней.

Пассажирский транспорт общего пользования обслуживает 78,0 % всех населенных пунктов Алтайского края. Электротранспорт работает в городах Барнауле, Бийске и Рубцовске.

Энергетика имеет важное значение для экономики региона. Для производства электрической энергии используются тепловые электростанции, работающие на углях Кузнецкого, Канско-Ачинского бассейнов, месторождений Хакасии. Котельные в Алтайском крае в качестве топлива используют уголь, мазут и газ. Также за последние годы несколько котельных переведено на альтернативные местные виды топлива, такие как щепа, пеллеты, лузга.

Регион имеет достаточно развитую сеть железных дорог. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования на начало 2018 года составляла 1565 км. Преобладают магистрали федерального значения, используемые для межрегиональных и транзитных перевозок. Железнодорожное сообщение имеют более половины административных районов края. ОАО «РЖД» имеет в регионе свой филиал – Алтайское отделение Западно-Сибирской железной дороги.

Самой протяженной железнодорожной линией является линия «Новосибирск – Барнаул – Семей», по которой осуществляются транзитные перевозки грузов из восточных районов России в Среднюю Азию. По Южно-Сибирской магистрали идут транзитные потоки грузов в западные районы страны. Самые крупные железнодорожные станции региона: Алейская, Алтайская, Барнаул, Бийск, Рубцовск.

В административном центре г. Барнауле располагается международный аэропорт, из которого происходит воздушное сообщение с 9 городами в других субъектах Российской Федерации и с 4 городами за рубежом.

Жилищный фонд за последнее пятилетие интенсивно развивался. Общая площадь жилых помещений в регионе на начало 2018 года составила 56,0 млн. кв. м, в том числе 29,9 млн. кв. м – городской жилищный фонд.

Алтайский край обладает существенным рекреационным потенциалом и входит в десятку туристически привлекательных регионов России. Край ежегодно посещает более 2 млн. туристов. Развитие туристической сферы оказывает мультипликативный эффект на развитие пищевой и перерабатывающей промышленности, транспорта, сервисных услуг.

Богатое историко-культурное наследие в сочетании с благоприятным климатом юга Западной Сибири предоставляют возможность для развития разнообразных видов туризма и спортивно-развлекательного отдыха. Регион также обладает уникальными природными лечебными ресурсами, необходимыми для строительства санаторно-курортных комплексов, и

является одним из крупнейших в России центров индустрии здоровья. Сеть туристических объектов представлена в 63 из 69 муниципальных образованиях региона, причем более половины его городов и районов являются зонами активного развития туризма, в трети территорий края гостевые дома оказывают услуги сельского туризма.

Политика региона направлена на формирование максимально выгодных условий для привлечения инвестиций: совершенствование форм государственной поддержки бизнеса, развитие инфраструктуры (транспортной, энергетической), укрепление экономических позиций, обеспечение законных прав собственников, общественное обсуждение нормативных правовых актов в сфере инвестиций и предпринимательской деятельности.

Таким образом, существуют все предпосылки для развития электроэнергетики на перспективу 2020 – 2024 годов.

III. Анализ существующего состояния электроэнергетики Алтайского края за 2014 – 2018 годы

3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Алтайского края

3.1.1. Характеристика энергорайонов энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

Энергосистема региона условно поделена на четыре энергорайона:

Барнаульский;

Бийский, включающий город Белокуриху и Республику Алтай (в настоящей работе территория Республики Алтай включена в состав Бийского энергетического района для целей выполнения расчетов электроэнергетических режимов);

Кулундинский;

Рубцовский.

Барнаульский энергорайон

Внешнее электроснабжение Барнаульского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Барнаульская. По сети 500 кВ ПС 500 кВ Барнаульская имеет связи с переключательным пунктом ПС 1150 кВ Алтай, ПС 500 кВ Новокузнецкая, ПС 500 кВ Рубцовская:

ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 1;

ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 2;

ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская;

ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаульская.

На ПС 500 кВ Барнаульская установлены две группы однофазных АТ номинальным напряжением 500/230/11 кВ.

По сети 220 кВ ПС 500 кВ Барнаульская связана с основными

системообразующими ПС 220 кВ Барнаульского энергорайона ПС 220 кВ Чесноковская, ПС 220 кВ Власиха и ПС 220 кВ Светлая.

Кулундинский энергорайон

Внешнее электроснабжение Кулундинского энергорайона осуществляется по протяженным транзитным линиям электропередачи 220 – 110 кВ, связывающим его с Барнаульским и Рубцовским энергорайонами. Основной опорной ПС Кулундинского энергорайона является ПС 220 кВ Урываево, которая обслуживается ОАО «РЖД».

Бийский энергорайон

Внешнее электроснабжение Бийского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Барнаульская и ПС 220 кВ Чесноковская по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская (протяженность 167 км) и ВЛ 220 кВ Чесноковская – Троицкая (протяженность 76 км), ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская (ВЛ ТБ-234) (протяженность 60 км). ПС 220 кВ Бийская – основная ПС Бийского энергорайона.

Рубцовский энергорайон

Внешнее электроснабжение Рубцовского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Рубцовская. По сети 500 кВ ПС 500 кВ Рубцовская имеет связи с ПС 500 кВ Барнаульская, энергообъектами Республики Казахстан – ПС 500 кВ Усть-Каменогорская и Аксуская ГРЭС (Ермаковская ГРЭС) АО «Евразийская энергетическая корпорация»:

- ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская;
- ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская;
- ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская.

На ПС установлены две группы однофазных АТ с номинальным напряжением 500/230/11 кВ.

В Рубцовском энергорайоне расположены две ПС 220 кВ – ПС 220 кВ Южная (А) и ПС 220 кВ Горняк, связанные двухцепными ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Рубцовская:

- ВЛ 220 кВ Рубцовская – Южная I цепь (ВЛ РЮ-221);
- ВЛ 220 кВ Рубцовская – Южная II цепь (ВЛ РЮ-222);
- ВЛ 220 кВ Рубцовская – Горняк I цепь;
- ВЛ 220 кВ Рубцовская – Горняк II цепь (ВЛ РГ-206).

3.1.2. Генерирующие компании

Установленная мощность объектов генерации Алтайского края на конец 2018 года составляла 1531,0 МВт, а выработка электроэнергии – 67,3 % от общего потребления.

По состоянию на 01.01.2019 функционировали 22 крупных и средних

предприятия по производству, передаче и распределению электроэнергии с суммарной установленной электрической мощностью 1531,0 МВт.

Основным производителем электрической и тепловой энергии в Алтайском крае является группа компаний управляемая ООО «Сибирская генерирующая компания» (далее – группа «СГК»), представленная следующими организациями: АО «Барнаульская генерация», АО «Барнаульская ТЭЦ – 3», АО «Барнаульская теплосетевая компания», АО «Барнаульская тепломагистральная компания», АО «Бийскэнерго», АО «Бийскэнерготеплотранзит», АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс». Суммарная установленная мощность объектов генерации этих обществ на 31.12.2018 составляла: электрическая – 1229,9 МВт, тепловая – 4427,3 Гкал/ч. Также группа «СГК» располагает генерирующими мощностями в Республиках Тыва и Хакасия, Красноярском крае, Кемеровской и Новосибирской областях.

В течение 2018 года, кроме группы «СГК» деятельность по производству электрической и тепловой энергии вели следующие предприятия: ОАО «Алтай-Кокс», МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс» (далее – МУП «ЯТЭК»), ОАО «Кучуксульфат», АО «ГТ Энерго», ОАО «Черемновский сахарный завод», ООО «ПрогрессАгроПром».

АО «Барнаульская генерация» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:
 производство электрической и тепловой энергии;
 продажа и покупка электрической энергии и мощности, тепловой энергии;
 передача и распределение тепловой энергии;
 распределение воды.

Генерирующим активом организации является Барнаульская ТЭЦ-2, расположенная в Октябрьском районе г. Барнаула. Она снабжает электрической и тепловой энергией жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий города.

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2018 составляла: электрическая – 275,0 МВт, тепловая – 1087,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива используется каменный уголь. В 2002 году на природный газ был переведен котлоагрегат № 9.

АО «Барнаульская ТЭЦ – 3» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:
 производство электрической и тепловой энергии;
 продажа и покупка электрической энергии и мощности, тепловой энергии;
 распределение воды.

Генерирующим активом организации является Барнаульская ТЭЦ-3, находящаяся в Индустриальном районе г. Барнаула. ТЭЦ обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятия Власихинского промышленного узла и жилищно-коммунальный сектор.

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-3 на 31.12.2018 составляла: электрическая – 445,0 МВт, тепловая – 1450,0 Гкал/ч. Станция работает на буром угле. На газ переведены четыре из семи водогрейных котла.

АО «Барнаульская теплосетевая компания» (группа «СГК»)

Организация находится в г.Барнауле. Основные виды деятельности:
передача и распределение тепловой энергии;
реализация тепловой энергии;
распределение воды.

АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:
производство тепловой энергии;
передача и распределение тепловой энергии;
распределение воды.

Генерирующим активом организации является РВК, которая снабжает горячей водой жилищно-коммунальный сектор г. Барнаула.

Установленная тепловая мощность РВК на 31.12.2018 составляла 500,0 Гкал/ч. Основные виды топлива: природный газ, мазут.

АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Бийске. Основной вид деятельности – производство электроэнергии и тепловой энергии тепловыми электростанциями. Генерирующим активом компании является Бийская ТЭЦ-1, расположенная в г. Бийске. Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2018 составляла: электрическая – 509,9 МВт, тепловая – 1089,0 Гкал/ч. В качестве топлива используется каменный уголь. ТЭЦ обеспечивает теплом и электроэнергией население и промышленные предприятия г. Бийска.

АО «Бийскэнерготеплотранзит» (группа «СГК»)

Организация находится в г.Бийске. Основные виды деятельности:
производство тепловой энергии;
передача и распределение тепловой энергии;
распределение воды.

АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (группа «СГК»)

На основании постановления администрации г.Рубцовска от 10.08.2017 № 2506 АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации. Организация находится в г.Рубцовске. Основной вид деятельности – производство тепловой энергии. Основным активом общества является Южная тепловая станция. Установленная тепловая мощность котельной на 31.12.2018 составляет: 301,3 Гкал/ч.

ОАО «Алтай-Кокс»

Организация находится в г. Заринске, производит кокс и химическую продукцию, располагает собственной ТЭЦ, обеспечивающей потребности в электроэнергии и тепле предприятия, а также энергопотребителей г. Заринска.

Установленная мощность станции на 31.12.2018 составляла: электрическая – 200,0 МВт, тепловая – 1321,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 461,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются газ горючий коксовый, горючая смесь, мазут топочный.

МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс»

Организация находится в г. Яровое. Основным видом деятельности предприятия является производство на ТЭЦ электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки и обеспечением энергоресурсами потребителей г. Яровое. ТЭЦ является собственностью ООО «ТПК Ресурс». МУП «ЯТЭК» эксплуатирует ТЭЦ на праве аренды.

Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2018 составляла: электрическая – 24,0 МВт, тепловая – 150,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива на ТЭЦ используется каменный уголь Кузнецкого и Экибастузского бассейнов, в качестве растопочного топлива – мазут.

ОАО «Кучуксульфат»

Организация находится в р.п. Степное Озеро Благовещенского района. Она осуществляет производство химической продукции, в основном сульфата натрия, и располагает собственной ТЭЦ, которая обеспечивает потребности предприятия в электроэнергии и тепле, а потребности р.п. Степное Озеро только в части теплоснабжения.

Установленная мощность станции на 31.12.2018 составляла: электрическая – 18,0 МВт, тепловая – 201,0 Гкал/час. В качестве топлива на ТЭЦ используются уголь каменный, мазут топочный.

АО «ГТ Энерго»

Организация находится в г. Москве. Компания реализует проекты по строительству в Российской Федерации газотурбинных ТЭЦ. В г. Барнауле компания построила, и эксплуатирует ГТ ТЭЦ (далее – «Барнаульская ГТ ТЭЦ»). Установленная мощность станции на 31.12.2018 составляла: электрическая – 36,0 МВт, тепловая – 80,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

ОАО «Черемновский сахарный завод» (ДЗО ОАО «Южный Сахар – Холдинг», г. Краснодар)

Организация находится в с. Черемном Павловского района. Она осуществляет производство свекловичного сахарного песка, и располагает собственной ТЭЦ, которая обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятие и потребителей с. Черемного.

Установленная мощность станции на 31.12.2018 составляла: электрическая – 7,5 МВт, тепловая – 78,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 56,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

ООО «ПрогрессАгроПром»

Организация эксплуатирует Белокурихинскую ГП ТЭС, расположенную на территории ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

Установленная мощность станции на 31.12.2018 составляла: электрическая – 15,6 МВт, тепловая – 16,2 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ.

ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» (ДЗО ООО «Центргазсервис-опт», г. Москва - ДЗО ОАО «Росгазификация»)

Организация находится в г. Белокурихе. Основной вид деятельности - производство и сбыт тепловой энергии для обеспечения потребностей населения и организаций г. Белокурихи. В состав генерирующих мощностей компании входят две котельные - центральная котельная и котельная хозяйственной зоны. Установленная тепловая мощность на 31.12.2018 центральной котельной – 100,0 Гкал/ч, котельной хозяйственной зоны – 13,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются уголь каменный, природный газ, дизельное топливо.

Кроме вышеперечисленных компаний генерирующими мощностями в Алтайском крае располагают: ЗАО «Бийский сахарный завод» (ТЭЦ с установленной электрической мощностью 2,5 МВт), ООО «Сибирский сахар» в г. Камне-на-Оби (ТЭЦ с установленной электрической мощностью 4,0 МВт). В настоящей схеме и программе генерирующие мощности этих организаций не рассматриваются и не учитываются.

3.1.3. Основные электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями, работающими в Алтайском крае, являются:

филиал ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» – «Западно-сибирское предприятие магистральных электрических сетей» (далее – ЗСП МЭС);

Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго» (далее по тексту Алтайэнерго);

АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (далее – СК Алтайкрайэнерго);

ООО «Барнаульская сетевая компания» (далее – БСК).

ЗСП МЭС

В зону эксплуатационной ответственности филиала входят Алтайский край, Омская область и Новосибирской области. В регионе предприятие ведет деятельность по эксплуатации линий электропередач и ПС напряжением 110 – 1150 кВ, отнесенных к Единой национальной электрической сети России.

Основные технические характеристики ВЛ ЗСП МЭС по территории Алтайского края на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 2901,4 км, в том числе ВЛ – 2901,4 км, включая:

ВЛ 1150 кВ – 504,4 км;

ВЛ 500 кВ – 829,6 км;

ВЛ 220 кВ – 1491,3 км;

ВЛ 110 кВ – 60,92 км;

ЛЭП 0,4-10 кВ – 15,2 км.

В эксплуатации ЗСП МЭС на территории Алтайского края находится 10 ПС 220 – 1150 кВ, в том числе:

7 ПС класса напряжения 220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 2385,6 МВА;

2 ПС класса напряжения 500 кВ суммарной трансформаторной мощностью 2004,0 МВА;

1 ПС класса напряжения 1150 кВ суммарной трансформаторной мощностью 32,0 МВА.

Алтайэнерго

Филиал осуществляет деятельность по транспортировке и распределению электрической энергии потребителям. В состав филиала входят 7 производственных отделений:

Белокурихинские электрические сети (г. Белокуриха);

Восточные электрические сети (г. Бийск);

Западные электрические сети (г. Рубцовск);

Кулундинские электрические сети (р.п. Кулунда);

Северные электрические сети (г. Камень-на-Оби);

Северо-Восточные электрические сети (г. Новоалтайск);

Центральные электрические сети (г. Барнаул).

Основные технические характеристики Алтайэнерго на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 55340,3 км, в том числе ВЛ (КВЛ) – 55060,2 км, КЛ – 280,1 км, включая:

ВЛ (КВЛ) 110 кВ – 7202,0 км;

ВЛ 35 кВ – 3823,6 км;

КЛ 35 кВ – 12,8 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 44035,0 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 266,9 км.

В эксплуатации Алтайэнерго находится 11970 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 6711,9 МВА, в том числе:

185 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3934,4 МВА;

138 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 845,4 МВА;

11647 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1932,1 МВА.

СК Алтайкрайэнерго

Организация осуществляет свою деятельность в 9 городах и 88 населенных пунктах Алтайского края. В состав компании входят 9 филиалов:

Алейские МЭС (г. Алейск);

Белокурихинские МЭС (г. Белокуриха);

Бийские МЭС (г. Бийск);

Змеиногорские МЭС (г. Змеиногорск);

Каменские МЭС (г. Камень-на-Оби);

Кулундинские МЭС (с. Кулунда);

Новоалтайские МЭС (г. Новоалтайск);

Рубцовские МЭС (г. Рубцовск);

Славгородские МЭС (г. Славгород).

Основные технические характеристики СК Алтайкрайэнерго на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 8583,4 км, в том числе: ВЛ – 7314,2 км, КЛ – 1269,2 км, включая:

ВЛ 20-35 кВ – 59,8 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 7254,4 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 1269,2 км.

В эксплуатации СК Алтайкрайэнерго находится 3289 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1100,0 МВА, в том числе:

1 ПС 110 кВ трансформаторной мощностью 6,3 МВА;

5 ПС и 3 ТП-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 50,8 МВА;

3280 РП/ТП 0,4-20 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1043,5 МВА.

БСК

Зона обслуживания организации – г. Барнаул и ряд пригородных поселков. В состав организации входят 3 сетевых района (1-й, 2-й и 3-й) и служба подстанций. Основные технические характеристики БСК на 01.01.2019:

протяженность ВЛ и КЛ напряжением 0,4 – 110 кВ по цепям составляет 3045,0 км, в том числе ВЛ 110 кВ – 2,5 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 1053,5 МВА, в том числе:

3 ПС 110 кВ (ПС 110 кВ АТИ, ПС 110 кВ Строительная, ПС 110 кВ Кристалл) суммарной трансформаторной мощностью 188,0 МВА;

2 ПС 35 кВ (№ 10 «2-й подъем», № 61 «Затон») суммарной трансформаторной мощностью 40,8 МВА;

1109 комплектов трансформаторных ПС 0,4 – 6 – 10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 824,7 МВА.

Также деятельность по передаче электрической энергии в Алтайском крае осуществляют: филиал ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго», ООО «Заринская сетевая компания», ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания», МУП «ЯТЭК».

филиал ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго» эксплуатирует расположенные в Алтайском крае электросетевые объекты РЖД. Основные технические характеристики филиала на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 2814,0 км, в том числе: ВЛ – 2649,0 км, КЛ – 165,0 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 217,0 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 2432,0 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 165,0 км.

В эксплуатации филиала ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго» находится оборудование общей трансформаторной мощностью 840,9 МВА, в том числе:

7 ПС 220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 606,0 МВА;

3 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 180,0 МВА;

2 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 16,3 МВА;

330 ПС 04-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 99,7 МВА.

ООО «Заринская сетевая компания» обслуживает г. Заринск, г.Яровое, поселки Кытманово, Тогул, Залесово, Тягун, Голуха, ст. Аламбай Заринского района, муниципальные сети г.Бийска, поселки Первомайского района и г.Новоалтайска. Основные технические характеристики ООО «Заринская сетевая компания» на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 1077,1 км, в том числе:

ВЛ – 837,1 км, КЛ – 240,0 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 3,5 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 833,6 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 240,0 км.

В эксплуатации ООО «Заринская сетевая компания» находится

оборудование общей трансформаторной мощностью 210,6 МВА, в том числе:
 1 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 40,0 МВА;
 3 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 54,0 МВА;
 377 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 116,6 МВА.

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» оказывает услуги по передаче электрической энергии на территории г.Барнаула, г.Славгорода, Немецкого и Павловского районов Алтайского края.

Основные технические характеристики ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» на 01.01.2019:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 439,2 км, в том числе ВЛ – 432,4 км, КЛ – 6,8 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 23,2 км;
 ВЛ 35 кВ – 28,0 км;
 ВЛ 0,4-10 кВ – 381,2 км;
 КЛ 0,4-10 кВ – 6,8 км.

В эксплуатации ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» 169 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 367,2 МВА, в том числе:

4 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 279,8 МВА;
 1 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 50,0 МВА;
 164 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 37,4 МВА.

Кроме того, в крае эксплуатируют электрические сети другие организации различных форм собственности и ведомственной подчиненности:

филиал «Сибирский» ОАО «Оборонэнерго»;
 МУМКП ЗАТО Сибирский;
 ЗАО «Техническое обслуживание»;
 ОАО «Бийское производственное объединение «Сибприбормаш»;
 ООО «Энергия-Транзит»;
 ООО «Регион-Энерго».

3.1.4. Сбытовые компании

В Алтайском крае на 01.01.2019 на оптовом и розничных рынках ведут деятельность 13 сбытовых компаний, 4 из которых являются гарантирующими поставщиками электрической энергии (далее – г/п), в том числе:

АО «Алтайэнергосбыт» – г/п;
 АО «Барнаульская горэлектросеть» – г/п;
 АО «Алтайкрайэнерго» – г/п;
 ООО «Заринская городская электрическая сеть» – г/п;
 ООО «Русэнергосбыт»;
 ЗАО «Система»;
 ЗАО «МАРЭМ+»;
 ООО «ЭСКК»;
 АО «Мосэнергосбыт»;
 ООО «ГлавЭнергоСбыт»;
 ООО «МагнитЭнерго»;

ООО «РЭК»;
ООО «ЭК Сибири».

АО «Алтайэнергосбыт»

Предприятие обслуживает потребителей электроэнергии на территории Алтайского края и Республики Алтай, включает 8 межрайонных отделений, 1 филиал («Горно-Алтайский») и 76 участков.

Межрайонные отделения: Белокурихинское, Бийское, Змеиногорское, Каменское, Кулундинское, Новоалтайское, Рубцовское, Центральное.

Организация является субъектом ОРЭМ.

АО «Барнаульская горэлектросеть»

Предприятие обслуживает г.Барнаул и пригородные поселки в границах МО, является субъектом ОРЭМ.

АО «Алтайкрайэнерго»

Деятельность общества организована в 9 городах и 81 населенном пункте края. Организация имеет девять филиалов: Алейские МЭС, Белокурихинские МЭС, Бийские МЭС, Змеиногорские МЭС, Каменские МЭС, Кулундинские МЭС, Новоалтайские МЭС, Славгородские МЭС, Рубцовские МЭС.

Компания является субъектом ОРЭМ.

ООО «Заринская городская электрическая сеть»

Предприятие обслуживает потребителей г. Заринска, станции Голуха, Тягун и Аламбай Заринского района, а также районные центры Кытманово, Залесово и Тогул. Организация является субъектом ОРЭМ.

3.1.5. Диспетчерское управление

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Алтайского края осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ.

3.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Алтайском крае и структура электропотребления в 2014 – 2018 годах

Общий объем электропотребления за 2018 год уменьшился по сравнению с 2014 годом на 1,2 % и составило 10248,5 млн. кВт·ч.

В 2014 – 2018 годах доминировали две основные группы потребителей: население, доля которого в общем электропотреблении в 2018 году составила 29,2 %, и обрабатывающие производства, доля которых в общем электропотреблении – 16,3 %.

Доля собственного электропотребления энергокомпаниями в Алтайском крае в 2018 году составила 13,4 %, а потери в электросетях общего пользования – 11,0 %.

Таблица 1

Динамика электропотребления в Алтайском крае в 2014 – 2018 годах

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Алтайкрайстат</i>					
Электропотребление, млн. кВт·ч	10998,4	10657,9	10719,2	10348,4	10348,4*
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	183,9	-340,5	61,3	-370,8	0,0*
Среднегодовые темпы прироста, %	1,7	-3,2	0,6	-3,5	0,0*
<i>Системный оператор</i>					
Электропотребление, млн. кВт·ч	10370,6	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	83,9	-231,1	156,3	-73,1	25,8
Среднегодовые темпы прироста, %	0,81	-2,28	1,5	-0,7	0,3

* - оперативная информация

Таблица 2

Структура электропотребления Алтайского края по видам экономической деятельности за 2014 – 2018 годы
(по данным Алтайкрайстата)

Показатели	Годы									
	2014		2015		2016		2017		2018	
	млн. кВт·ч	%	млн. кВт·ч	%	млн. кВт·ч	%	млн. кВт·ч	%	млн. кВт·ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потреблено электроэнергии, всего	10998,4	100,0	10657,9	100,0	10719,2	100,0	10348,4	100,0	10348,4*	100,0
в том числе										
Раздел А. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	377,0	3,5	551,6	5,2	571,0	5,3	558,8	5,4	558,8*	5,4
Раздел С. Добыча полезных ископаемых	113,0	1,1	91,7	0,9	95,7	0,9	103,5	1,0	103,5*	1,0
Раздел Д. Обрабатывающие производства	2522,0	23,2	1675,5	15,7	1748,8	16,3	1686,8	16,3	1686,8*	16,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Раздел Е. Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1320,0	13,0	1284,8	12,1	1326,4	12,4	1272,9	12,3	1272,9*	12,3
Раздел Ф. Строительство	84,0	0,7	78,9	0,7	81,4	0,8	82,8	0,8	82,8*	0,8
Раздел Г. Транспорт и связь	978,0	9,8	962,7	9,0	1214,5	11,3	1159,0	11,2	1159,0*	11,2
Раздел О. Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	133,0	1,2	296,9	2,8	326,7	3,0	310,5	3,0	310,5	3,0
Прочие виды деятельности	1665,0	16,9	1156,5	10,9	1045,1	9,7	1014,1	9,8	1014,1*	9,8
Потреблено населением	2407,0	24,9	2864,3	26,9	2657,1	24,8	3021,7	29,2	3021,7*	29,2
в том числе										
сельским населением	1080,0	11,0	1095,0	11,0	1308,9	12,2	1469,5	14,2	1469,5*	14,2
городским населением	1327,0	13,9	1453,0	14,7	1348,2	12,6	1552,3	15,0	1552,3*	15,0
Потери в электросетях общего пользования	1284,0	11,7	1217,0	11,4	1183,5	11,0	1138,3	11,0	1138,3*	11,0

* - оперативная информация

3.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае

В 2018 году из 10248,5 млн. кВт·ч, потребленных в Алтайском крае конечными потребителями, 7132,16 млн. кВт·ч, то есть 69,6 %, было получено от трех энергосбытовых компаний, самая крупная из которых АО «Алтайэнергосбыт».

Таблица 3

Динамика покупки на ОРЭМ объемов электрической энергии и мощности в 2017 – 2018 годах энергосбытовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность на территории Алтайского края (по данным энергосбытовых компаний)

Наименование покупателя	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч		Максимум потребления мощности, МВт	
		2017 год	2018 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5	6
АО «Алтайэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3706,11	3783,84	668,86	674,50
АО «Алтайкрайэнерго»	покупка и реализация электроэнергии	1769,20	1769,51	329,81	343,39
АО «Барнаульская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	1545,18	1578,81	257,41	269,13
ООО «Энергосбытовая компания Кузбасса»	покупка и реализация электроэнергии	123,49	186,99	7,8	нет данных
ЗАО «МАРЭМ+»	покупка и реализация электроэнергии	106,64	106,88	17,84	нет данных
ООО «Заринская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	123,67	124,14	15,97	18,41
ЗАО «Система»	покупка и реализация электроэнергии	178,30	164,02	21,11	нет данных
АО «Мосэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3,07	3,56	0,4	нет данных
ООО «Русэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	883,15	878,74	60,8	142,38
ООО ГлавЭнергоСбыт»	покупка и реализация	4,035885	10,69	1,84	1,85

1	2	3	4	5	6
	электроэнергии				
ООО «МагнитЭнерго»	покупка и реализация электроэнергии	-	0,76	-	0,19
ООО «РЭК»	покупка и реализация электроэнергии	-	-	-	-
ООО «ЭК Сибири»		-	2,44	-	2,12

«-» - субъект отсутствовал на ОРЭМ

Среди конечных потребителей самым крупным потребителем электрической энергии в регионе является ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД». К крупным потребителям электрической энергии относятся промышленные предприятия, имеющие собственные ТЭЦ, такие как ОАО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», а также ряд других энергоемких предприятий, перечень которых указан в таблице 4.

Таблица 4

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае за последние 5 лет
(по данным компаний)

Наименование потребителя	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч					Максимум потребления мощности, МВт				
	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Всего по Алтайскому краю (по данным Новосибирского РДУ)	10370,6	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5	1871,5	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2
ЗСЖД - филиал ОАО «РЖД»	853,1	788,5	826,8	804,3	823,1	163,0	163,0	163,0	164,9	160,1
ОАО «Алтай-Кокс»	473,9	319,1	140,5	168,5	175,4	54,1	52,9	52,9	53,2	54,3
ОАО «Кучуксульфат»	58,6	53,2	61,4	58,2	58,7	6,7	7,1	7,0	6,6	6,7
ОАО ХК «Барнаульский станкостроительный завод»	19,3	37,6	17,2	15,3	13,9	4,9	11,2	3,5	4,1	3,9
ООО «Литейный завод»	9,2	9,3	9,9	9,8	9,8*	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6*
ОАО «Авиапредприятие «Алтай»	5,8	5,6	4,6	5,1	5,0	1,2	1,3	0,6	0,6	0,6
ООО «Барнаульский водоканал»	24,9	27,5	21,7	21,7	22,8	2,4	2,3	2,7	2,0	2,8
МУП «Горэлектротранс» г. Барнаул	6,8	6,7	31,5	30,0	32,4	6,3	6,3	6,7	6,5	8,9
ОАО «Цемент»	46,0	46,5	35,4	22,3	19,3*	5,8	5,2	8,7	8,6	7,4*
МУП «Водоканал» г. Бийск	19,8	19,5	18,4	19,1	19,7	1,2	1,3	1,3	2,3	2,3

* - оперативная информация

Таблица 5

Перечень крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае в 2018 году (по данным компаний)

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	Максимум потребления мощности(фактический), МВт
1	2	3	4
1.	ООО «РН-Энерго»	280,2	21,1
2.	Западно-Сибирский филиал ООО «Русэнергосбыт»	105,7	16,6
3.	ФКП «БОЗ»	55,0	8,0
4.	АО «Алтайкрайэнерго»	28,6	0,0
5.	ООО «Энергия маркет»	47,2	2,4
6.	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»	41,9	0,0
7.	МУП «Горэлектротранс» г.Барнаула	32,4	8,9
8.	ОАО «Индустриальный»	22,8	7,7
9.	АО «БПО» «Сибприбормаш»	24,1	3,7
10.	ООО «Юг Сибири»	17,2	2,7
11.	ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	25,0	3,9
12.	АО БМК «Меланжист Алтай»	22,7	3,7
13.	АО «БийскэнергоТеплоТранзит»	22,2	4,7
14.	АО «Алтайский бройлер»	22,0	1,9
15.	ООО «Барнаульский водоканал»	22,8	2,8
16.	ОАО «Цемент»	19,3	7,4

1	2	3	4
17.	МУП «Водоканал» г.Бийск	19,1	2,3
18.	АО «Барнаульский завод АТИ»	18,7	3,1
19.	АО «Вимм-Билль-Данн»	16,3	2,3
20.	ОАО ХК «БСЗ»	13,9	3,9
21.	МУП «Рубцовский водоканал»	13,7	5,8
22.	ООО «Алтайхолод»	13,3	2,5
23.	МУМКП	12,3	0,0
24.	ЗАО «Эвалар»	13,5	2,3
25.	АО «БМК»	12,8	1,9
26.	ООО «ТехСтрой»	13,9	3,1
27.	ООО «Маршрут»	7,2	2,1
28.	АО «Курорт Белокуриха»	10,2	1,2
29.	АО «НПК «Уралвагонзавод»	11,5	3,3
30.	АО «Алтайский бройлер»	22,0	1,9
31.	ООО «Милан»	7,5	0,8
32.	ООО «Первый»	6,7	1,0
33.	ООО «Мегалит»	8,3	1,2
34.	ОАО «Комбинат «Русский хлеб»	7,3	1,1
35.	ООО «Малл Инвест»	6,3	10,4
36.	ООО «ПО «Усть-Калманский элеватор»	6,5	2,5
37.	ОАО «Алтранс»	6,0	2,0
38.	Алтайское отделение № 8644 ПАО «Сбербанк России»	5,7	0,3

1	2	3	4
39.	ООО «Каменский ЛДК»	5,6	3,1
40.	ООО «Холод»	5,5	1,5
41.	ООО «ЖБИ Сибири»	5,0	1,3
42.	ООО «Троицкий маслосыродел»	4,2	1,0
43.	МУП «Трамвайное управление» г.Бийск	3,5	2,0
44.	АО «Новоалтайский хлебокомбинат»	3,3	1,5

3.4. Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за 2010 – 2018 годы

В 2010 – 2018 годах максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) изменялся циклично. В 2018 году он был равен 1808,2 МВт.

Покрывание максимума потребления обеспечивается мощностями действующих электростанций на территории энергосистемы и за счет сальдо перетоков мощности из смежных энергосистем.

Таблица 6

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Алтайского края за 2010 – 2018 годы

Показатель	Годы								
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум потребления мощности, МВт	1881,0	1877,0	1964,0	1782,8	1871,5	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2
Абсолютный прирост/снижение, МВт	59,0	-10,0	93,0	-181,0	88,7	-81,8	-9,4	-0,5	28,4
Среднегодовые темпы роста/снижения, %	3,2	-0,5	5,0	-9,2	5,0	-4,4	-0,5	0,0	1,6

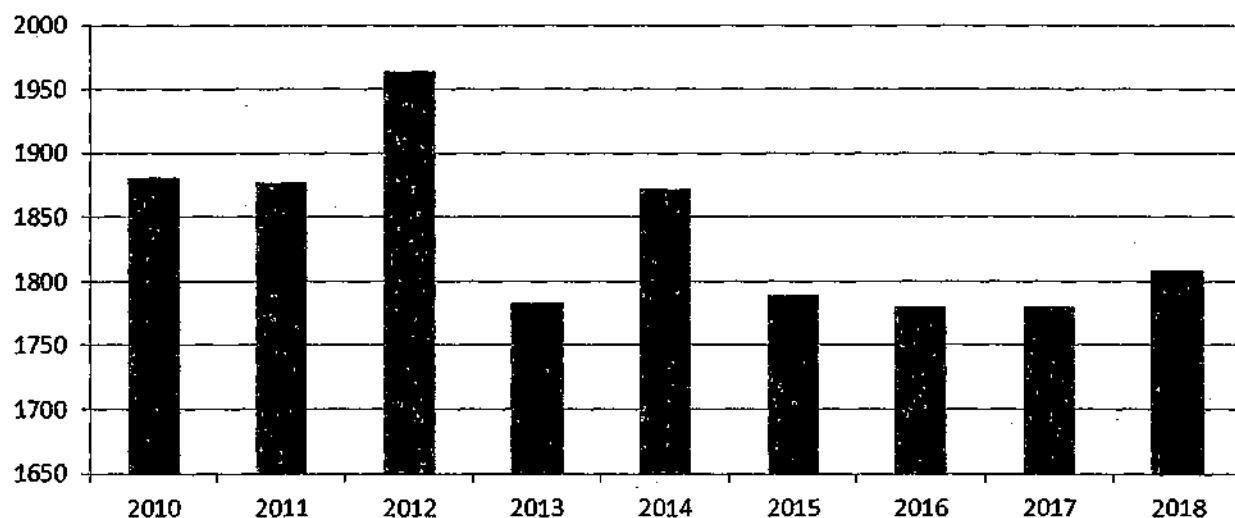


Рисунок 1. Изменение максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) в 2010 – 2018 годах, МВт

3.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Алтайского края, структура отпуска

тепловой энергии от электростанций и котельных

Суммарная мощность источников теплоснабжения в регионе на конец 2017 года составляла 6252,01 Гкал/ч, на конец 2018 года осталась неизменной.

Количество источников теплоснабжения на конец 2018 года составило 2112 единиц, в том числе мощностью до 3 Гкал/ч – 1897 единиц, от 3 до 20 Гкал/ч – 192 единицы, от 20 до 100 Гкал/ч – 14 единиц, в том числе 6 ТЭЦ.

Таблица 7

Динамика потребления тепловой энергии по системе централизованного теплоснабжения Алтайского края в 2014 – 2018 годах
(по данным генерирующих компаний и МО)

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Выработано теплоэнергии, тыс. Гкал	12738,5	11782,0	12104,1	10164,3	10626,1
Потреблено теплоэнергии, тыс. Гкал	10084,5	9657,0	9880,9	7852,0	7858,3
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-27,4	-427,5	223,9	-2028,9	6,3
Среднегодовой темп прироста, %	-0,3	-4,43	2,27	-20,5	0,08
Потери теплоэнергии, тыс. Гкал	2654,0	2125,0	2125,0	2312,3	2767,8

Таблица 8

Структура отпуска тепловой энергии электростанциями и котельными генерирующих компаний Алтайского края за 2018 год
(по данным генерирующих компаний)

Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Вид топлива
1	2	3
ТЭС энергокомпаний		
Всего от ТЭС, в том числе:	7364,1	
Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»	2255,2	уголь, мазут, газ
Барнаульская ТЭЦ-3, АО «Барнаульская ТЭЦ-3»	3074,4	уголь бурый, мазут, газ
Бийская ТЭЦ-1, АО «Бийскэнерго»	1783,9	уголь, мазут
Барнаульская ГТ ТЭЦ, АО «ГТ Энерго»	0,0	газ
Белокурихинская ГП ТЭС, ООО «ПрогрессАгроПром»	0,0	газ
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»	250,6	мазут, уголь
Котельные		
Всего от котельных, в том числе:	1983,5	
котельные г. Барнаула, в том числе:	424,9	газ, уголь
муниципальные котельные,	242,8	газ, уголь

1	2	3
арендуемые МУП «Энергетик»		
Котельные г. Алейска	44,6	уголь
Котельные г. Белокуриха, в том числе:	127,7	
котельная АО «Теплоцентральный Белокуриха»	127,7	природный газ, дизельное топливо, уголь
Котельные г. Бийска, в том числе:	115,7	уголь, мазут
муниципальные котельные, арендуемые ООО «Теплоэнергогаз»	115,7	уголь, мазут
Котельные г. Заринска, в том числе	16,3	
муниципальные котельные г.Заринска, арендуемые ООО «Жилищно-коммунальное управление»	11,2	уголь
ГУП ДХ АК «Северо-Восточное ДСУ» «филиал Заринский»	4,5	уголь
МУП «Коммунальное хозяйство»	0,6	уголь
Котельные г. Новоалтайска, в том числе	181,2	газ, уголь
муниципальные котельные, арендуемые МУП «Новоалтайские тепловые сети»	181,2	газ, уголь
Котельные г. Рубцовска, в том числе	847,7	уголь, мазут
ЮТС «Руб ТЭК»	810,8	уголь
Котельные г. Славгорода, в том числе:	146,5	уголь
Котельные ООО «АТССлавгород»	111,0	уголь
Котельные ЗАТО Сибирский	78,9	газ
Электростанции предприятий		
Всего от электростанций, в том числе	1278,5	
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	791,0	газ коксовый, мазут, горючая смесь
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	487,5	мазут, уголь

В 2018 году в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) выведена из эксплуатации Рубцовская ТЭЦ.

Таблица 9

Динамика потребления тепловой энергии по городам Алтайского края
(по данным администраций муниципальных образований)

тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
г. Барнаул					

1	2	3	4	5	6
Потребление теплоэнергии	5344,5	5344,5	5344,5	5167,0	4181,0
Источники тепловой энергии, в том числе	5344,5	5344,5	5344,5	5167,0	4181,0
ТЭЦ, в том числе	4912,6	4912,6	4912,6	4753,8	3938,2
энергокомпаний	4912,6	4912,6	4912,6	4753,8	3938,2
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	431,9	431,9	431,9	407,2	242,7
котельная генерирующей компании	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
г. Алейск					
Потребление теплоэнергии	67,4	67,4	67,4	65,3	59,6
Источники тепловой энергии, в том числе	67,4	67,4	67,4	65,3	59,6
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	52,4	52,4	52,4	50,3	44,6
прочие источники (ведомственные котельные)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
г. Белокуриха					
Потребление теплоэнергии	138,0	135,5	137,8	133,3	145,0
Источники тепловой энергии, в том числе	138,0	135,5	137,8	133,3	145,0
ТЭЦ, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельная	138,0	135,5	137,8	133,3	145,0
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Бийск					
Потребление теплоэнергии	1719,0	1719,0	1719,0	1780,4	1844,4
Источники тепловой энергии, в том числе	1719,0	1719,0	1719,0	1780,4	1844,4
ТЭЦ, в том числе	1611,7	1611,7	1611,7	1696,7	1775,0
энергокомпаний	1611,7	1611,7	1611,7	1696,7	1775,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	107,3	107,3	107,3	83,7	69,4
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Заринск					
Потребление теплоэнергии	322,1	322,1	322,1	316,3	316,0
Источники тепловой энергии, в том числе	322,1	322,1	322,1	316,3	316,0
ТЭЦ, в том числе	310,7	310,7	310,7	304,8	305,3
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	310,7	310,7	310,7	304,8	305,3
муниципальные котельные	11,4	11,4	11,4	11,5	10,7
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6
котельные)					
г. Камень-на-Оби					
Потребление теплоэнергии	156,0	156,0	156,0	140,2	111,9
Источники тепловой энергии, в том числе	156,0	156,0	156,0	140,2	111,9
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	156,0	156,0	156,0	140,2	111,9
прочие источники (ведомственные котельные)					
г. Новоалтайск					
Потребление теплоэнергии	268,0	268,0	268,0	254,3	268,0
Источники тепловой энергии, в том числе	268,0	268,0	268,0	254,3	268,0
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	185,2	185,2	185,2	173,4	182,2
прочие источники (ведомственные котельные)	82,8	82,8	82,8	80,9	82,8
г. Рубцовск					
Потребление теплоэнергии	568,7	568,7	568,7	565,9	593,46
Источники тепловой энергии, в том числе	568,7	568,7	568,7	565,9	593,46
ТЭЦ, в том числе	432,0	432,0	432,0	430,3	0,0
энергокомпаний	432,0	432,0	432,0	430,3	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные, в т.ч.	20,8	20,8	20,8	19,2	20,8
тепловая станция	115,9	115,9	115,9	116,4	572,66
г. Славгород					
Потребление теплоэнергии	120,6	120,6	120,6	107,8	109,5
Источники тепловой энергии, в том числе	120,6	120,6	120,6	107,8	109,5
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельные	120,6	120,6	120,6	107,8	78,9
г. Яровое					
Потребление теплоэнергии	265,0	239,2	245,4	252,1	250,5
Источники тепловой энергии, в том числе	265,0	239,2	245,4	252,1	250,5
ТЭЦ, в том числе	265,0	239,2	245,4	252,1	250,5
энергокомпаний	265,0	239,2	245,4	252,1	250,5
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельные					
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6
ЗАТО Сибирский					
Потребление теплоэнергии	102,7	102,7	102,7	89,8	78,9
Источники тепловой энергии, в том числе	102,7	102,7	102,7	89,8	78,9
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельные	102,7	102,7	102,7	89,8	78,9

3.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Алтайском крае

Среди промышленных предприятий региона крупными потребителями, в силу специфики технологических процессов, являются ОАО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», ФКП «Бийский олеумный завод» и ОАО «Черемновский сахарный завод».

Таблица 10

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в 2018 году

Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
АО «БийскЭнергоТепло-Транзит», г. Бийск	оказание услуг по передаче тепловой энергии	Бийская ТЭЦ-1	-	510,83
ОАО «Алтай-Кокс», г. Заринск	производство кокса и химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_0 = 10$ кгс/см ² , $T_0 = 250$ °С	359,88
ОАО «Кучуксульфат», р. п. Степное озеро Благовещенского района	производство химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_0 = 40$ кгс/см ² , $T_0 = 440$ °С	15,70

Таблица 11

Характеристика систем централизованного теплоснабжения городов Алтайского края в 2018 году

Наименование города	Наименование теплоисточника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3
г. Алейск	котельные	36,5
г. Барнаул	Барнаульская ТЭЦ-2	884,9

1	2	3
	Барнаульская ТЭЦ-3	1033,3
	РВК	119,4
	ГТ ТЭЦ	0,0
	котельные	102,7
г. Белокуриха	котельные	55,1
	ГП ТЭС	0,0
г. Бийск	Бийская ТЭЦ-1	631,9
	котельные	47,36
г. Заринск	ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	177,2
	котельные	164,9
г. Камень-на-Оби	котельные	64,5
г. Новоалтайск	котельные	100,4
г. Рубцовск	ЮТС АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	293,3
	котельные	7,2
г. Славгород	котельные	77,8
ЗАО Сибирский	котельная	39,6
г. Яровое	ТЭЦ г. Яровое	65,0

В 2018 году в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) выведена из эксплуатации Рубцовская ТЭЦ.

3.7. Основные характеристики теплосетевого хозяйства городов Алтайского края

Основной проблемой эксплуатации тепловых сетей населенных пунктов Алтайского края является их физический износ. Существующие темпы замены тепловых и паровых сетей не опережают темпы их старения, в результате чего удельный вес сетей, нуждающихся в замене, увеличился с 34,2 % в 2014 году до 36,1 % в 2018 году.

Таблица 12
Состояние и динамика замены паровых и тепловых сетей в Алтайском крае в 2014 – 2018 годах (по данным Алтайкрайстата)

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Протяженность паровых и тепловых сетей в двухтрубном исчислении – всего, км	2960,3	2984,2	2917,7	2942,7	2942,7*
в том числе нуждающиеся в замене	1013,7	1037,7	1097,8	1063,3	1063,3*
	34,2	34,8	37,6	36,1	36,1*
из них ветхие сети, км	789,2	799,7	793,0	762,3	762,3*
Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	51,8	53,0	48,5	44,1	44,1*
из них ветхие сети, км	45,9	48,7	40,7	36,5	36,5*

* - оперативная информация

В г. Барнауле централизованным теплоснабжением от ТЭЦ и муниципальных котельных охвачено около 90 % жилого фонда города. Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении по городу составляет 786 км (включая магистральные тепловые сети протяженностью 144 км), в том числе по обслуживающим организациям:

АО «Барнаульская тепломагистральная компания» эксплуатирует магистральные тепловые сети протяженностью 284 км в однострубно́м исчислении, по которым осуществляет транспортировку тепловой энергии от Барнаульских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и котельной РВК.

АО «Барнаульская теплосетевая компания» эксплуатирует внутриквартальные тепловые сети протяженностью 368 км;

МУП «Энергетик» обслуживает 184,5 км внутриквартальных тепловых сетей.

Износ сетей, обслуживаемых городскими эксплуатирующими организациями, составляет 65 %. Срок службы магистральных тепловых сетей АО «Барнаульская теплосетевая компания» протяженностью 60 км, – более 25 лет. Тепловые сети МУП «Энергетик» эксплуатируются более 30 лет, фактический их износ составляет 60 %. Кроме того, в г. Барнауле имеются бесхозные тепловые сети с уровнем износа до 90 %.

Общая протяженность тепловых сетей г. Бийска на 2016 год составляет 294 км, при этом диаметр большей части сетей – менее 200 мм.

Основными теплосетевыми организациями в городе являются АО «БийскэнергоТеплоТранзит» и МУП города Бийска «Водоканал» (тепловые сети, подключенные к котельным). Всего в эксплуатационной ответственности АО «БийскэнергоТеплоТранзит» находится 217 км трубопроводов тепловых сетей, в том числе 75 км надземной прокладки (в основном на низких опорах) и 142 км подземной прокладки. Общая протяженность тепловых сетей МУП города Бийска «Водоканал» – 66 км.

На сегодняшний день срок эксплуатации около 35 % трубопроводов тепловых сетей составляет свыше 25 лет. Большинство котельных МУП города Бийска «Водоканал» имеет степень износа тепловых сетей около 80 %, степень износа теплосетей АО «БийскэнергоТеплоТранзит» превышает 60 %.

Протяженность тепловых и паровых сетей в г. Рубцовске составляет 193,6 км, из них 103,1 км нуждаются в замене.

Основной организацией, эксплуатирующей в городе тепловые сети до августа 2016 года, являлось МУП «Рубцовские тепловые сети». В соответствии с заключенным концессионным соглашением в отношении объектов коммунальной инфраструктуры с 04.07.2017 тепловые сети г.Рубцовска эксплуатируются АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс».

Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении в г. Новоалтайске составляет 81,9 км, из них 25,7 км нуждаются в замене.

Основной организацией, эксплуатирующей в городе тепловые сети, является МУП «Новоалтайские тепловые сети».

Протяженность тепловых и паровых сетей в г. Заринске в двухтрубном исчислении составляет 73,5 км, из них 15,6 км нуждаются в замене.

Основными организациями, эксплуатирующими в городе тепловые сети, являются ООО «ЖКУ» (обслуживает 44,08 км сетей) и МУП «Коммунальное хозяйство». Проблемой теплоснабжения города является износ сетей и теплотехнического оборудования.

В настоящее время в г. Камене-на-Оби теплоснабжение осуществляет МУП «Теплосети». Теплоснабжающие организации отпускают тепловую энергию потребителям на нужды теплоснабжения жилых, административных, а также некоторых промышленных предприятий района. Бесплатные тепловые сети отсутствуют.

Протяженность тепловых сетей г. Славгорода в двухтрубном исполнении составляет 71,7 км, из них 25,5 км нуждаются в замене. Годы ввода в эксплуатацию сетей – 1980 – 1990 годы, износ тепловых сетей составляет 80 %.

Единой теплоснабжающей организацией, обеспечивающей потребности города в тепловой энергии, является ООО «АТССлавгород» (обслуживает сети протяженностью 62,9 км в двухтрубном исчислении).

Уровень износа сетей и объектов теплоснабжения г. Алейска составляет 71 % (годы ввода в эксплуатацию – 1975 – 1995). Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении составляет 52,9 км, из них 16 км нуждаются в замене.

Основной организацией, эксплуатирующей тепловые сети и теплотехнические объекты, являются МУП «Тепло-1» и МУП «Тепло-2» (42,4 км в двухтрубном исчислении, диаметры труб от 20 мм до 250 мм).

Протяженность тепловых и паровых сетей в г. Яровое в двухтрубном исчислении составляет 93,9 км. Основной организацией, эксплуатирующей в городе тепловые сети, является МУП «ЯТЭК» (обслуживает сети протяженностью 59,8 км в однострубном исчислении).

Общая протяженность тепловых сетей г. Белокуриха в двухтрубном исчислении составляет 19,45 км. Ввод сетей теплоснабжения в эксплуатацию осуществлен в 1977 году. Удельная аварийность магистральных тепловых сетей – 0,01 единицы/км.

Основной теплоснабжающей организацией, эксплуатирующей теплоисточники и все тепловые сети, является ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха».

Протяженность тепловых и паровых сетей ЗАО «Сибирский» в двухтрубном исчислении составляет 42,7 км, из них 23,5 км нуждаются в замене. Ввод сетей теплоснабжения в эксплуатацию осуществлен в 1983 году.

Теплоснабжение ЗАО «Сибирский» осуществляется от сетей

МУМКП ЗАТО Сибирский, которое эксплуатирует муниципальную котельную и тепловые сети, находящихся в собственности МО. Протяженность магистральных трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исполнении составляет 10,208 км, распределительных тепловых сетей – 29,535 км, трубопроводов горячего водоснабжения – 15,15 км. Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубно́м исчислении составляет 42,214 км.

3.8. Структура установленной электрической мощности на территории Алтайского края

Особенность энергетической системы Алтайского края заключается в том, что выработка электроэнергии на территории региона осуществляется исключительно тепловыми электростанциями типа ТЭЦ.

Суммарная установленная мощность электростанций Алтайского края по состоянию на 31.12.2018 в зоне централизованного электроснабжения составляла 1531,0 МВт.

Таблица 13

Структура установленной мощности на территории Алтайского края по состоянию на 31.12.2018

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1531,0	100,0
в том числе		
АЭС	0,0	0,0
ТЭС	1531,0	100,0
в том числе		
КЭС	0,0	0,0
из них ПГУ	0,0	0,0
ТЭЦ	1479,4	96,6
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,6	3,4
ГЭС	0,0	0,0
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,0	0,0
в том числе	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0

В рамках программы технического перевооружения энергообъектов группы «СГК» на Барнаульской ТЭЦ-2 был произведен вывод из

эксплуатации трех паровых турбин, установленных в 50-х годах 20 века. По состоянию на 01.01.2014 установленная электрическая мощность Барнаульской ТЭЦ-2 уменьшилась до 200 МВт, а тепловая мощность - до 881,4 Гкал/ч. В феврале 2014 года после реконструкции введена в эксплуатацию турбина № 8, а в ноябре 2014 года турбина № 9. Установленная электрическая мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2018 составила 275 МВт. С 01.01.2018 произведена перемаркировка ТГ-8 Бийской ТЭЦ-1 с увеличением на 4,9 МВт (установленная мощность ТГ-8 – 114,9 МВт).

С 2018 года в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) была выведена из эксплуатации Рубцовская ТЭЦ с полным составом котельного и генерирующего оборудования.

3.9. Состав существующих электростанций Алтайского края

На конец 2018 года основной проблемой существующих электростанций оставалось старение энергетического оборудования. К 2019 году возраст 30 и более лет имеет оборудование суммарной установленной мощностью 886,0 МВт, что составляет 57,9 % от установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края). На ТЭЦ Барнаульского и Бийского энергорайонов работает оборудование, произведенное еще в середине 20-го века.

Основными собственниками существующих электростанций, функционирующих в Алтайском крае, являются группа «СГК», которой принадлежит 80,30 % от суммарной установленной мощности и ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК») с долей 13,06 %.

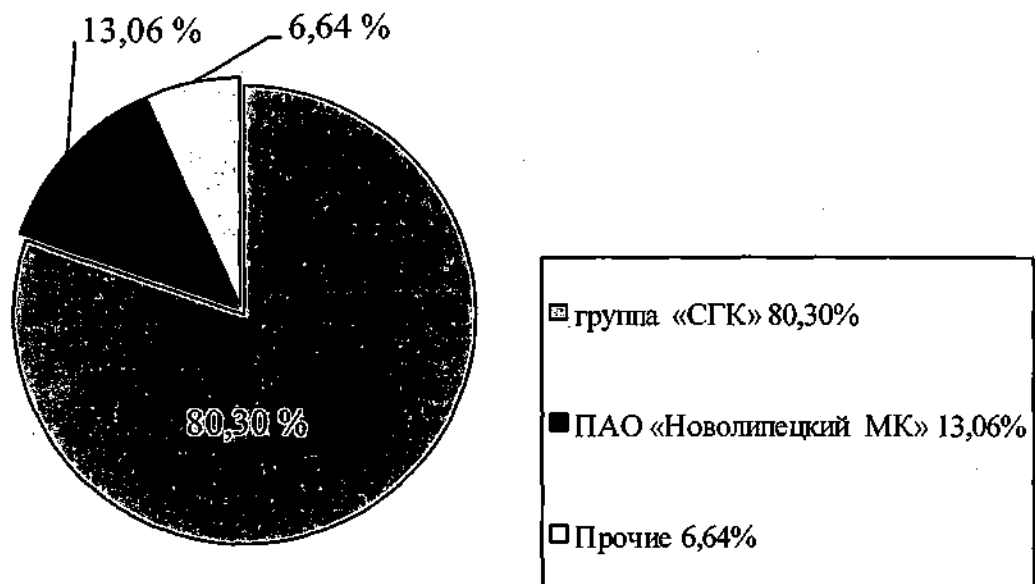


Рисунок 2. Структура установленной мощности по видам собственности

Таблица 15

Состав (перечень) электростанций мощностью 5 МВт и выше в Алтайском крае по состоянию на 31.12.2018
(по данным генерирующих компаний)

Наименование (компания)	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
						МВт	Гкал/ч, (т/ч)
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Электростанции группы «СГК», всего						1229,9	4126,0
в том числе: Барнаульская ТЭЦ-2 АО «Барнаульская генерация»		5 паровые турбины и 12 паровых котлов		каменный уголь марки Д, природный газ, растопочно е топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Бриллиантовая, д. 2	275,0	1087,0
	ТГ 05	паровая турбина ПТ-60-120/13	1962			60,0	139,0
	ТГ 06	паровая турбина ПР-60-120/13	1963			60,0	139,0
	ТГ 07	паровая турбина Р-25-130/1	1967			25,0	123,0
	ТГ 08	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	ТГ 09	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	КП 06	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1961	уголь		-	126,0
	КП 07	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1962	уголь		-	126,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	КП 09	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1964	газ		-	126,0
	КП 10	котел паровой БКЗ 220-140Ф	1967	уголь		-	132,0
	КП 11	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1967	уголь		-	150,0
	КП 12	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1968	уголь		-	150,0
	КП 13	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1969	уголь		-	126,0
	КП 14	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1970	уголь		-	126,0
	КП 15	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 16	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 17	котел паровой БКЗ 210-140-2	1972	уголь		-	126,0
	КП 18	котел паровой БКЗ 210-140-2	1973	уголь		-	126,0
Барнаульская ТЭЦ-3 АО «Барнаульская ТЭЦ-3»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов, 7 водогрейных котлов, 2 паровых котла вертикально- водотрубных		канско- ачинский уголь, природный газ, мазут	г. Барнаул, ул. Тракторная, д. 7	445,0	1450,0
	ТА 1	паровая турбина ПТ-80/100-130/13	1982			80,0	180,0
	ТА 2	турбина Т-175/210-130	1983			175,0	270,0
	ТА 3	турбина	1986			190,0	270,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		T-190/220-130					
	КА 1	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1981	уголь		-	
	КА 2	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1983	уголь		-	
	КА 3	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1983	уголь		-	
	КА 4	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1985	уголь		-	
	КА 5	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1986	уголь		-	
	КВ 01	котел водогрейный ПТВМ-100	1977	мазут		-	100,0
	КВ 02	котел водогрейный ПТВМ-100	1977	мазут		-	100,0
	КВ 03	котел водогрейный ПТВМ-100	1978	мазут		-	100,0
	КВ 04	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1987	газ		-	100,0
	КВ 05	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1989	газ		-	100,0
	КВ 06	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1992	газ		-	100,0
	КВ 07	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1994	газ		-	100,0
	КП 08	паровой котел ДЕ-25-14-225ГМ	1995	мазут		-	15,0
	КП 09	паровой котел	1995	мазут		-	15,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		ДЕ-25-14-225ГМ					
Районная водогрейная котельная АО «Барнаулская теплосетевая компания»		5 водогрейных котлов		природный газ, резервное топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Космонавтов, д. 14 ж		500,0
	ВК 1	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 2	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 3	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 4	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 5	котел водогрейный ПТВМ-100	1975	газ		-	100,0
Бийская ТЭЦ-1 АО «Бийскэнерго»		7 паровых турбин, 8 паровых котлов		каменный уголь марки Д, растопочно е топливо – мазут	г. Бийск	509,9	1089,0
	ТГ 1	паровая турбина ПТ-25-90/10	1957			25,0	108,0
	ТГ 3	паровая турбина ПТ-50-130/13	1964			50,0	128,0
	ТГ 4	паровая турбина ПТ-50-130/13	1966			50,0	128,0
	ТГ 5	турбина Т-50-130	1967			50,0	92,0
	ТГ 6	турбина	1974			110,0	175,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		Т-100/120-130-3					
	ТГ 7	турбина Т-110/120-130-4	1988			110,0	175,0
	ТГ 8	турбина Т-114,9/120-130	1990			114,9	175,0
	КП 7	паровой котел БКЗ-210-140Ф	1966	уголь		-	126,0
	КП 10	паровой котел БКЗ-210-140-7	1972	уголь		-	126,0
	КП 11	паровой котел БКЗ-210-140-7	1973	уголь		-	126,0
	КП 12	паровой котел БКЗ-210-140-7	1976	уголь		-	126,0
	КП 13	паровой котел БКЗ-210-140	1976	уголь		-	126,0
	КП 14	паровой котел ТПЕ-430-А	1988	уголь		-	300,0
	КП 15	паровой котел ТПЕ-430-А	1990	уголь		-	300,0
	КП 16	паровой котел ТПЕ-430-А	2002	уголь		-	300,0
2. Прочие производители электроэнергии и станции промышленных предприятий – всего						301,1	1844,7
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»		3 паровые турбины, 4 паровых котла		коксовый газ, мазут, горючая смесь	г. Заринск, ул. Притаежная, д. 2	200,0	1321,0
	ТГ 1	паровая турбина ПТ-60-130/13	1981			60,0	138,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	ТГ 2	паровая турбина ПТ-60-130/13	1982			60,0	138,0
	ТГ 3	паровая турбина ПТ-80-130/13	1987			80,0	185,0
	КА 1	паровой котел БКЗ-320-140ГМ7	1981	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	285,0
	КА 2	паровой котел БКЗ-320-140ГМ7	1982	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	285,0
	КА 3	паровой котел БКЗ-420-140НГМ	1985	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	375,0
	КА 4	паровой котел БКЗ-420-140НГМ	1995	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	375,0
Барнаульская ГТ ТЭЦ		4 газотурбинные установки		природный газ	г. Барнаул, ул. Ткацкая, д. 77г	36,0	80,0
	1	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	2	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	3	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	4	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»		2 паровые турбины и 5 паровых котлов		Кузнецкий уголь	г. Яровое, пл. Предзаводская, д. 1	24,0	150,0

1	2	3	4	5	6	7	8	
	ТА 6	паровая турбина ПТ-12-35/10М	2008			12,0		
	ТА 7	паровая турбина Р-12-35/5	2010			12,0		
	КА 7	паровой котел БКЗ-50-39ф	1963			-	39,5	
	КА 8	паровой котел БКЗ-75-39ф (4 шт.)	1986	уголь		-	59,3	
	КА 9		1970				59,3	
КА 10	1970		59,3					
КА 11	1970		59,3					
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»		3 турбогенератора и 6 котлоагрегатов		уголь, резервное топливо – мазут	Благовещенский район, р.п. Степное Озеро	18,0	201,5	
	ТГ 1	турбина П-6-35/5	1992			6,0		
	ТГ 4	турбина ПР-6-35/10/5	1976			6,0		
	ТГ 5	турбина ПР-6-35/10/5	1979			6,0		
	КА 1	паровой котел ТП-35-У (3 шт.)	1962,	уголь, мазут			27,9	24
	КА 2		1963,				27,9	24
	КА 3		1964				27,9	24
КА 4	паровой котел К-50-40 (3 шт.)	1976,	уголь, мазут			39,9	34,3	
КА 5		1982,				39,9	34,3	
КА 6		1983				39,9	34,3	
Белокурихинская ГП ТЭС ООО «ПрогрессАгро-Пром»		8 ГПА Caterpillar				15,6	16,2	
	ГПА 1 ГПА 2	газопоршневой агрегат Caterpillar	2009	природный газ		1,95 1,95		

1	2	3	4	5	6	7	8
	ГПА 3 ГПА 4 ГПА 5 ГПА 6 ГПА 7 ГПА 8	G3520 C				1,95 1,95 1,95 1,95 1,95 1,95	
	КУ 1 КУ 2 КУ 3 КУ 4 КУ 5 КУ 6 КУ 7 КУ 8	котел-утилизатор №-25-750/4000-1Н	2009			-	2,025 2,025 2,025 2,025 2,025 2,025 2,025 0,0
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов		природный газ, мазут – резервное топливо	Павловский р-н, с. Черемное, Станционный переулок, д. 1	7,5	76,0
	2519	Турбина паровая Р- 21/3*2,5	1993			2,5	
	2511	Турбина паровая Р- 21/3*2,5	1992			2,5	
	6291	Турбина паровая Р- 15/3*2,5	1998			2,5	
	17109	котел Е 50-24-380 ГМ	2017	газ, мазут		7,5	29,5
	90587	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	1990	газ, мазут		7,5	11,8
	2505	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	1992	газ, мазут		7,5	11,8

1	2	3	4	5	6	7	8
	2509	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	1993	газ, мазут		7,5	11,8
	2300	котел ДЕ 16-24-380 ГМ	2002	газ, мазут		7,5	10,3
Итого						1531,0	5970,7

3.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В Алтайском крае 100 % электрической энергии вырабатывается на тепловых электростанциях.

Таблица 16

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в Алтайском крае за 2017 – 2018 годы (по данным генерирующих компаний)

Наименование объекта	Выработка электроэнергии в 2017 году, млн. кВт·ч	Выработка электроэнергии в 2018 году, млн. кВт·ч	Доля в 2018 году, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	2	3	4	5
Барнаульская ТЭЦ-2	1170,7	1126,4	16,33	-3,78
Барнаульская ТЭЦ-3	2564,3	2635,7	38,22	2,78
Бийская ТЭЦ-1	2354,6	2021,3	29,31	-14,16
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	1058,6	945,7	13,71	-10,67
Барнаульская ГТ ТЭЦ	1,3	1,1	0,02	-15,38
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	69,9	54,6	0,79	-21,89
Рубцовская ТЭЦ*	26,1	-	-	-
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	75,3	71,3	1,03	-5,31
Белокурихинская ГП ТЭС	12,9	14,0	0,21	8,53
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	23,8	25,9	0,38	8,82
Итого, в том числе:	7357,5	6896,0	100,0	-6,26
АЭС	0,0		0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	7357,5	6896,0	100,0	-6,26
КЭС, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0
ПГУ	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ, в том числе:	7357,5	6896,0	100,0	-6,26
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5
ветровые ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0

*- Рубцовская ТЭЦ выведена из эксплуатации в 2018 году

Таблица 17

Структура производства электроэнергии в Алтайском крае по видам собственности по состоянию на 31.12.2018 (по данным генерирующих компаний)

Собственник	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	Структура, %
АО «Барнаульская генерация» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-2	275,0	1126,4	16,33
АО «Барнаульская ТЭЦ-3» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-3	445,0	2635,7	38,22
АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)	Бийская ТЭЦ-1	509,9	2021,3	29,31
ОАО «Алтай-Кокс» (ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»)	ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	200,0	945,7	13,71
АО «ГТ Энерго»	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	36,0	1,1	0,02
ООО «ТПК «Ресурс»	МУП «ЯТЭК»	24,0	54,6	0,79
ОАО «Кучуксульфат»	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	18,0	71,3	1,03
ЗАО «Инновация»	Белокурихинская ГП ТЭС	15,6	14,0	0,21
ОАО «Черемновский сахарный завод» (ДЗО ОАО «Южный Сахар - Холдинг»)	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	7,5	25,9	0,38
Итого		1531,0	6896,0	100,0

В Алтайском крае к концу 2018 года было два основных собственника (группа «СГК», и ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»)), на долю которых приходилось большинство произведенной электроэнергии. В 2017 году эта доля составляла 97,15 %, в 2018 году она изменилась незначительно, и составила 97,57 %.

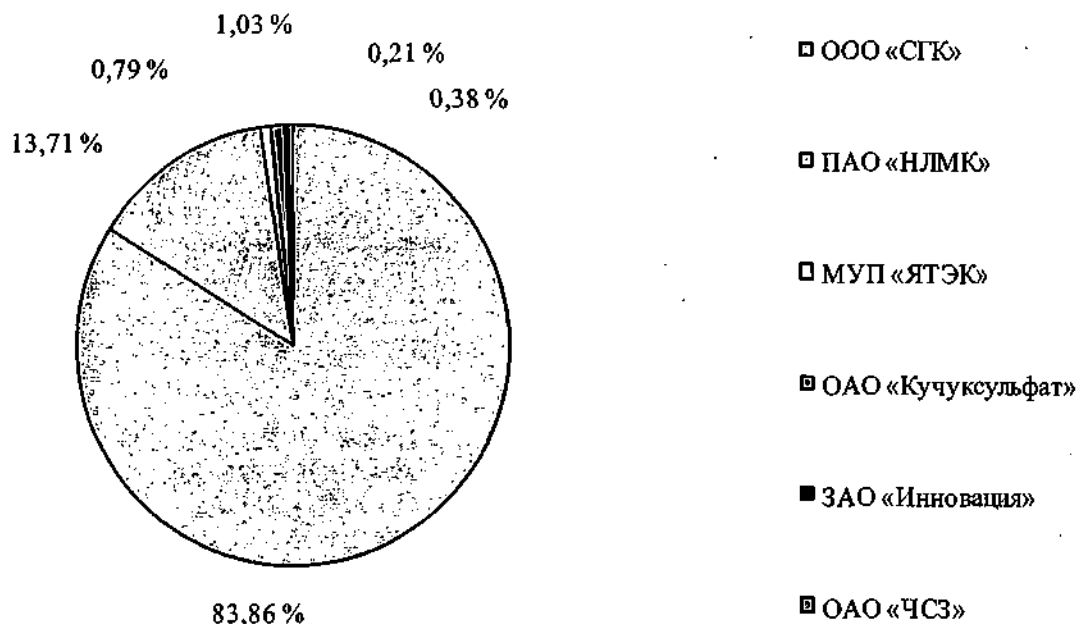


Рисунок 3. Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории Алтайского края в 2018 году

3.11. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за 2014 – 2018 годы

Покрытие максимума потребления обеспечивается мощностями действующих электростанций на территории энергосистемы и за счет сальдо перетоков мощности из смежных энергосистем.

Таблица 18

Баланс мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) на Максимум потребления нагрузки за 2014 – 2018 годы

тыс. кВт

Показатели	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
Баланс мощности на час максимума нагрузки энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)					
Дата максимума энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) (время московское)	03.02.2014 07:00	27.01.2015 08:00	22.11.2016 14:00	18.12.2017 6:00	26.01.2018 7:00
Максимум потребления	1871,5	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2

1	2	3	4	5	6
нагрузки					
Нагрузка электростанций, всего, в том числе	1036,8	1290,8	1169,5	1034,7	1131,6
ТЭС, в том числе	893,3	1138,5	1029,6	906,2	1051,6
Барнаульская ТЭЦ-2	140,3	275,7	208,5	213,3	237,6
Барнаульская ТЭЦ-3	400,0	423,2	388,6	395,6	395,1
Бийская ТЭЦ-1	343,0	426,3	427,1	290,4	408,9
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Белокурихинская ГП ТЭС	10,0	13,3	5,5	7,0	10,0
Электростанции промпредприятий, в том числе	143,5	152,3	139,9	128,4	80,0
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	111,5	120,3	111,9	101,3	53,6
МУП «Рубцовский тепловой комплекс»	12,0	-	-	-	-
ТЭЦ ООО «ИДК»	0,0	12,0	8,0	0,0	-
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	14,0	14,0	12,0	11,5	12,0
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	6,0	6,0	8,0	10,4	9,0
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	0,0	0,0	0,0	5,2	5,4
Сальдо перетоков	834,6	498,9	610,8	745,2	676,6

Электростанциями Алтайского края производится около 3/4, потребляемой регионом электроэнергии. В период 2014 – 2018 годов сложилась положительная тенденция увеличения доли собственной выработанной электроэнергии в общем объеме электропотребления. Так, если в 2014 году доля вырабатываемой в крае электроэнергии в общем объеме электропотребления составляла 65,2 %, то в 2018 году этот показатель равен 67,8 %.

Таблица 19

Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за 2014 – 2018 годы
(по данным Алтайкрайстата)

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление по территории энергосистемы	млн. кВт·ч	10998,4	10657,9	10719,2	10348,4	10348,4*
Передача	млн. кВт·ч	2368,1	3227,0	3205,9	3218,9	3218,9*

1	2	3	4	5	6	7
электроэнергии за пределы Алтайского края						
Выработка всего, в том числе	млн. кВт·ч	6787,0	6787,0	7724,5	7129,5	7129,5*
АЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ГЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ТЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
КЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ТЭЦ	млн. кВт·ч	6787,0	6787,0	7724,5	7129,5	7129,5*
ВИЭ	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
Получение электроэнергии из смежных энергосистем	млн. кВт·ч	6579,3	6375,8	6200,5	6283,0	6283,0*
Число часов использования установленной мощности электростанций						
АЭС	час. в год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ГЭС	час. в год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ТЭС	час. в год	4168,0	4168,0	4168,0	4168,0	4168,0*
КЭС	час. в год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
ТЭЦ	час. в год	4168,0	4168,0	4168,0	4168,0	4168,0*
ВИЭ	час. в год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0*
Сальдированное получение электроэнергии Алтайским краем	млн. кВт·ч	4211,2	3148,8	2994,6	3064,1	3064,1*

* - оперативная информация

Таблица 20

Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за 2014 – 2018 годы
(по данным Системного оператора)

Показатели	Единица измерения	Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление по территории энергосистемы	млн. кВт·ч	10370,6	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5
Выработка всего, в том числе	млн. кВт·ч	6765,7	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0
АЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
ГЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	млн. кВт·ч	6765,7	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0
КЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	млн. кВт·ч	6765,7	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0
ВИЭ	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдированное получение электроэнергии Алтайским краем	млн. кВт·ч	3604,9	2652,8	2582,2	2865,2	3351,5

В период с 2014 по 2016 год выработка электроэнергии в Алтайском крае увеличивалась и в 2016 году достигла максимального значения. В 2018 году выработка электроэнергии снизилась до 6897,0 млн. кВт/ч. Потребность в электроэнергии на территории энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) с 2014 по 2018 годы покрывалась, в том числе за счет перетоков электроэнергии из смежных энергосистем. Сальдированное получение электроэнергии увеличилось и в 2018 году составило 3,3 млрд. кВт/ч в год.

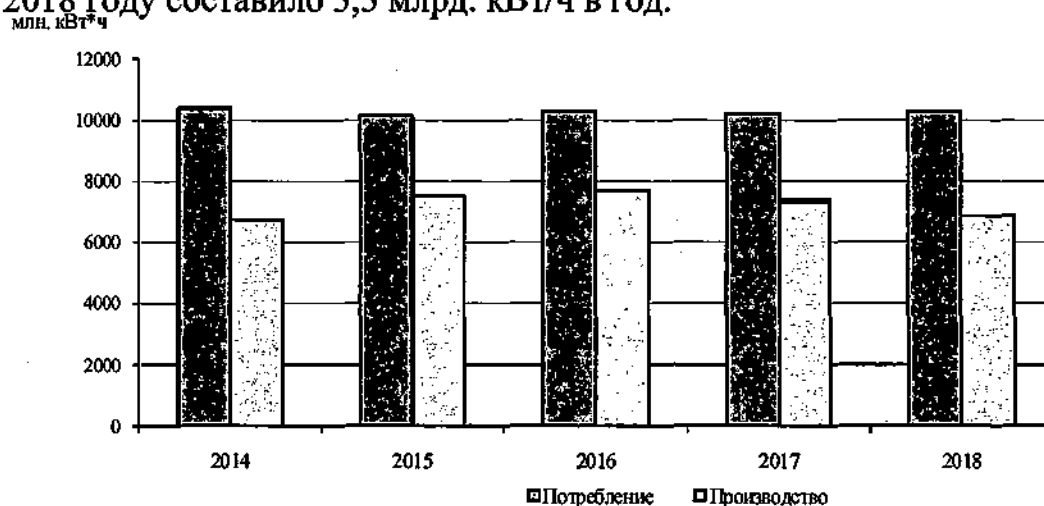


Рисунок 4. Сальдированное получение электроэнергии энергосистемой Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за 2014 – 2018 годы

3.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2014 – 2018 годы

Энергоемкость ВРП в Алтайском крае в период 2014 – 2018 годов снизилась с 22,6 кг у.т. на 1000 рублей в 2014 году до 18,30 кг у.т. на 1000 рублей в 2018 году.

Потребление электроэнергии на душу населения в 2014 – 2018 годах выросло. Вероятной причиной этого является улучшение уровня жизни, проживающих в регионе и рост жилищного строительства. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий.

Таблица 21

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности
Алтайского края в 2014 – 2018 годах

Наименование показателей, единицы измерения	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Энергоемкость ВРП, кг у.т./1000 руб.	22,60	20,60	19,70	19,00	18,3
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч/1000 руб. (или кВт·ч/руб.)	0,023	0,021	0,021	0,021	0,2
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел.	1107,1	1009,5	1123,2	1123,2	1123,2*
Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на одного занятого в экономике	9807,9	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0 *

*- оперативная информация

Наиболее высокая электровооруженность труда в Алтайском крае наблюдается в отрасли производства и распределения электроэнергии, газа и воды, а также в добыче полезных ископаемых. Выше среднего уровня электровооруженность труда наблюдается в отрасли обрабатывающих производств. Самый низкий уровень электровооруженности труда – в строительстве и сельском хозяйстве.

Таблица 22

Электровооруженность труда в экономике Алтайского края
в 2014 – 2018 годах

Вид экономической деятельности	кВт/ч на одного занятого в экономике				
	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
Всего	9807,9	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0*
Раздел А. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1845,1	1838,7	1838,7	1838,7	1838,7*
Раздел В. Рыболовство, рыбоводство	-	-	-	-	-
Раздел С. Добыча полезных ископаемых	33505,0	33496,3	33496,3	33496,3	33496,3*
Раздел Д. Обрабатывающие производства	26304,0	26289,9	26289,9	26289,9	26289,9*
Раздел Е. Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	32801,0	32789,3	32789,3	32789,3	32789,3*
Раздел Ф. Строительство	1462,8	1448,7	1448,7	1448,7	1448,7*
Раздел И. Транспорт и связь	10901,2	10892,3	10892,3	10892,3	10892,3*

1	2	3	4	5	6
Раздел О. Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	4244,7	4229,6	4229,6	4229,6	4229,6*

*- оперативная информация

3.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства Алтайского края классом напряжения 110 кВ и выше

Электрические сети классом напряжения 110 кВ и выше в Алтайском крае включают в себя (приложение № 2):

магистральные сети классов напряжения 220, 500, 1150 кВ и распределительные сети 110 кВ, находящиеся на балансе ЗСП МЭС;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе Алтайэнерго;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе БСК;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ОАО «РЖД».

ПС классом напряжения 110 кВ и выше в Алтайском крае включают в себя:

ПС 1150 кВ, ПС 500 кВ и 220 кВ ЗСП МЭС;

ПС 220 кВ ОАО «РЖД»;

ПС 110 кВ Алтайэнерго;

ПС 110 кВ СК Алтайкрайэнерго;

ПС 110 кВ БСК;

ПС 110 кВ ООО «Энергия-Транзит».

ПС 220 – 1150 кВ энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края): ПС 1150 кВ Алтай (подключена на напряжение 500 кВ и работает в качестве переключательного пункта), 2 ПС 500 кВ Барнаульская и Рубцовская, имеющие связь между собой по ВЛ 500 кВ, и 14 ПС 220 кВ Чесноковская, Власиха, Бийская, Южная, Светлая, Горняк, Урываево, Плотинная, Смазнево, Троицкая, Тягун, Шпагино, Световская и Ларичиха.

Перечень существующих ЛЭП и ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, приведен в приложениях № 1 и № 2.

Таблица 23

Сводные данные по ПС класса напряжения 110 кВ и выше
(по состоянию на 31.12.2018)

Показатель	Класс напряжения ПС, кВ			
	110	220	500	1150
Количество, шт.	192	14	2	1

3.14. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

Энергосистема республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) связана с энергосистемами соседних субъектов Российской Федерации и с ОЭС Республики Казахстан. За счет этих связей осуществляется переток электрической энергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВ для обеспечения потребности региона.

Таблица 24

Внешние электрические связи энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

№ п/п	Класс напряжения	Наименование ЛЭП	Протяженность по территории Алтайского края, км
1	2	3	4
с Красноярской энергосистемой			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская	134,68
с Кузбасской энергосистемой			
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаульская	163,5
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	54,7
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бачатская – Тягун (ВЛ БТ-228)	17,7
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бенжереп-2 – Ельцовская (ВЛ БЕ-26)	48,8
с Новосибирской энергосистемой			
6	500 кВ	ВЛ 500 кВ Заря – Алтай	51,8
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ларичиха – Сузун	40,4
8	220 кВ	ВЛ 220 кВ Сузун – Светлая (ВЛ СС-211)	27,33
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ Урьяево – Зубково	28,9
10	220 кВ	ВЛ 220 кВ Световская – Краснозерская	83,01
11	220 кВ	ВЛ 220 кВ Барнаульская – Плотинная*	
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская – Ново-Черепановская (Ю-13 Усть-Тальменская – Ново-Черепановская)	43,1
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Посевная – Усть-Тальменская с отпайками (Ю-14)	43,1
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ Крутихинская – Кочки с отпайкой на ПС Волчнобурлинская (ВЛ КК-113)	68,6
с ОЭС Республики Казахстан			
15	500 кВ	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ВЛ-1104)	372,23
16	500 кВ	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	163,4
17	500 кВ	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	79,5
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л-125)	22,56
19	110 кВ	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л-126/1)	22,56

1	2	3	4
20	110 кВ	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда	21,6
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №1	8,4
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №2	8,4

*- участок ВЛ 220 кВ Барнаульская – Плотинная проходит по территории Новосибирской области

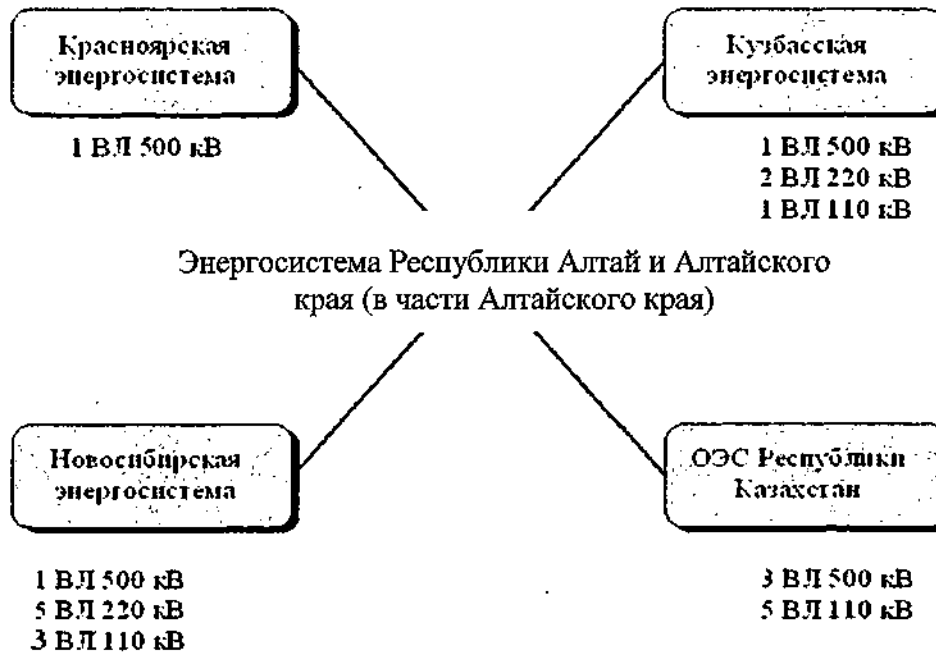


Рисунок 5. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

Таблица 25

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область) за 2014 – 2018 годы (по данным сетевых компаний)

тыс. кВт

№ п/п	Наименование ВЛ	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год	
		поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 110/10 №14 Майминская (ВЛ-110 ОМ-139) оп. № 103	353,835	171 092,062	706,372	166 934,896	550,260	165 940,552	95,650	161 933,748	94,345	159 426,369
2	ПС 110/10 № 14 Майминская (ВЛ-110 БМ-85) оп. № 103	1 093,907	140 430,894	560,105	144 719,007	2 208,124	141 066,021	513,387	132 236,890	12,032	131 669,150
3	ПС 110/10 №12 Дмитриевка (ВЛ-110 ДН-86) оп. № 217	43,754	73 936,500	0,780	74 223,927	60,662	74 881,908	2,418	75 136,725	9,745	71 964,186
4	ПС 110/10 № 21 Чергинская (ВЛ-110 ПЧ-3) оп. № 144	371,146	177 092,101	1 239,691	164 271,629	1 018,686	159 867,122	389,487	151 295,411	475,519	151 862,203
5	ПС 110/10 № 48 Ч-Ануйская (ВЛ-110 СС-178) оп. № 90	0,000	2 397,930	0,000	2 332,760	0,000	2 350,173	0,000	1 962,268	0,000	2 419,403
6	ПС 110/10 № 48 Ч-Ануйская (ВЛ-110 СС-179) оп. № 90	0,000	1 059,199	0,000	1 038,614	0,000	1 053,193	0,000	1 399,630	0,000	1 018,753
7	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая (перед с. Подгорное), оп. № 457/31/44	4 101,265	600,025	8,250	0,000	20,517	122,285	26,527	-	36,310	0,000
8	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая оп. № 174	5 447,455	-	7 425,353	0,000	7 298,023	-	7 253,096	-	7 601,828	0,000
9	ВЛ 10 кВ 14-25 поселок	3 713,469	-	4 332,632	-	4 487,717	-	4 521,885	-	5 039,684	0,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Катунь оп. № 174										
10	ВЛ 10 кВ 20-11 Союзга оп. № 117/12	624,699	-	615,424	-	624,177	-	581,324	-	692,153	0,000
11	ВЛ 10 кВ 20-14 Каянча оп. № 25	2 767,218	-	2 362,316	-	2 648,087	-	2 175,618	-	4 443,798	0,000
12	Бенжереп-Ельцовка ВЛ-110 кВ БЕ-26	4 904,304	1,659	518,627	145,063	21,722	179,375	20,316	8 771,868	28,860	3 882,763
13	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-13	30 727,664	7 767,364	19 839,468	15 527,336	11 695,552	31 703,892	11 236,456	27 478,308	9 062,328	24 545,180
14	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-14	45 292,280	7 677,120	28 970,392	18 512,428	18 674,436	39 896,956	16 542,988	33 646,492	11029,040	30 627,608
15	ПС-Кочки ВЛ-110 кВ КК-113	505,487	4,224	444,928	0,000	532,939	0,418	489,500	5,709	259,259	0,000
16	ПС Столбовская ввод Т-1	2 014,568	-	1 647,485	-	1 986,105	-	1 582,240	-	815,451	-
17	ПС Столбовская ввод Т-2	997,546	-	1 012,281	-	881,803	-	794,849	-	464,423	-
18	ПС Столбовская тсн-1	13,188	-	6,342	-	21,377	-	7,694	-	15,956	-
19	ПС Столбовская тсн-2	16,242	-	15,547	-	4,723	-	16,819	-	3,801	-
20	ПС В-Аллакская ввод Т-1	421,589	-	673,541	-	432,025	-	410,677	-	273,793	-
21	ПС В-Аллакская ввод Т-2	381,536	-	23,783	-	240,353	-	160,266	-	76,238	-
22	ПС В-Аллакская тсн-1	0,016	-	5,287	-	2,213	-	9,353	-	2,980	-
23	ПС В-Аллакская тсн-2	29,682	-	12,436	-	23,480	-	12,808	-	12,712	-
	Итого по филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»	103 820,849	582 059,078	70 421,039	587 705,660	53 432,980	617 061,895	46 843,358	593 867,049	40450,255	577 415,615
24	ВЛ 220 кВ Бачатская-Тягун (ВЛ БТ-228)	348659,4	7170,4	449594,1	8280,6	510510,4	5022,0	431309,1	9021,0	397287,6	12618,07
25	ВЛ 220 кВ Артышта-	240595,5	11149,0	314742,0	13081,0	402600,3	6478,8	295532,3	12750,0	278698,9	16720,32
26	ВЛ 220 кВ Ларичиха-	731,9	399089,5	1572,3	459577,3	1065,0	557493,8	1372,1	449094,8	2446,71	444302,78

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Сузун										
27	ВЛ 220 кВ Сузун-Светлая (ВЛ СС-211)	306967,2	4956,2	377246,8	6876,1	458743,6	6809,1	352235,1	7862,6	347770,7	11932,07
28	ВЛ 220 кВ Световская-Красноозерская	27139,9	141637,7	14723,6	260478,2	4903,3	344594,6	8229,0	265757,4	8481,80	210262,74
29	ВЛ 220 кВ Урываево-Зубково	71506,5	73086,1	41838,6	194408,9	17909,7	296929,2	25967,3	175940,8	25406,7	153604,79
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская-Плотинная	-	-	0,0	155466,6	474,0	799847,0	0,0	0,0	-	-
31	ВЛ 220 кВ Плотинная-Светлая (ВЛ ПС-212)	-	-	132920,4	63,5	683364,1	5336,3	0,0	0,0	-	-
32	ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская (ВЛ-552)	1234602,2	229059,6	669744,4	997785,7	242534,4	1795219,4	446 681,2	661682,3	640776,9	369239,66
33	ВЛ 500 кВ Рубцовская-Усть-Каменогорская (ВЛ-554)	613863,0	889569,8	1118461,9	676400,9	1657963,2	304972,6	993 720,9	256050,4	766770,3	574371,62
34	ВЛ 500 кВ Экибастузская-Алтай (ВЛ-1104)	380996,8	707264,7	179570,5	1866198,9	92966,2	2601019,0	230 528,5	1355933,6	271306,6	1004159,7
35	ВЛ-1106 Алтай-Итатская	2955035,18	16755,64	3047688	44746,65	3756241	45613,08	2977671	29930,84	3375766	21195,01
	Итого по ПАО «ФСК ЕЭС» - ЗСП МЭС Алтайского края	7291349,62	3224045,90	8313548,84	5165235,51	9736138,9	6638532,2	7577633,4	4186172,36	8025056	4158828,6
36	ВЛ ДПП-2 Тягун-Аргышта	-	19,3	-	5,9	-	0,0	-	-	-	0,0
	Итого по Филиалу ОАО «РЖД» Трансэнерго	-	19,3	-	5,9	-	0,0	-	-	-	0,0

3.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2018 году

Основным видом топлива энергетики региона является уголь. На ТЭЦ в 2018 году в общем объеме использованного топлива доля угля составила 86,3 % (в 2017 году – 84,4 %), доля природного газа – 1,8 % (в 2017 году – 0,9 %), доля прочих видов топлива, включая мазут, – 11,9 % (в 2017 году – 14,7 %).

Доля сжигаемого угля на котельных в 2018 году составила 58,3 % от всего использованного котельными топлива. В последние годы стабильно увеличивается потребление природного газа котельными Алтайского края. Так, доля природного газа в общем потреблении топлива в 2018 году – 38,7 %, а в 2007 году аналогичный показатель был равен 27,7 %. Доля потребления мазута в 2018 году – 2,7 %.

Таблица 26

Потребление топлива электростанциями и котельными Алтайского края
в 2018 году

тыс. т у.т.

№ п/п	Показатель	Всего	В том числе			
			газ	уголь	нефте-топливо (мазут)	прочее топли-во
1	2	3	4	5	6	7
	Годовой расход топлива, всего, в том числе	4544,03	457,31	3632,12	38,31	416,29
1	КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	ТЭЦ, в том числе	3502,19	64,1	3023,6	11,54	402,95
2.1	Барнаульская ТЭЦ-2	680,87	0,0	679,4	1,47	0,0
2.2	Барнаульская ТЭЦ-3	1148,5	14,6	1133,2	0,7	0,0
2.3	Бийская ТЭЦ-1	894,9	0,0	894,9	0,0	0,0
2.4	ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	402,95	0,0	0,0	0,0	402,95
2.5	Котельная АО «РубТЭК»	141,41	0,0	134,0	7,41	0,0
2.6	ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	72,7	0,0	71,1	1,6	0,0
2.7	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	111,35	0,0	111,0	0,35	0,0
2.8	Белокурихинская ГП ТЭС	4,8	4,8	0,0	0,0	0,0
2.9	Барнаульская ГТ ТЭЦ	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0
2.10	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	43,01	43,0	0,0	0,01	0,0
2.11	прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Станции промышленных предприятий, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельные, всего, в том числе	1041,84	393,21	608,52	26,77	13,34
4.1	котельные генерирующих компаний	78,74	22,82	55,3	0,62	0,0
4.1.1	в том числе: РВК (г. Барнаул)	1,03	0,92	0,0	0,11	0,0

1	2	3	4	5	6	7
4.1.2	ЮТС	54,91	0,0	54,4	0,51	0,0
4.1.3	котельная ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха»	22,8	21,9	0,90	0,0	0,0
4.2	муниципальные, ведомственные и производственные котельные	963,1	370,39	553,22	26,15	13,34
4.2.1	в том числе муниципальные котельные городов	178,62	68,34	110,28	0,0	0,0
4.2.1.1	в том числе муниципальные котельные г. Барнаула	21,5	21,5	0,0	0,0	0,0
4.2.1.2	муниципальные котельные г. Бийска	35,61	0,0	35,61	0,0	0,0
4.2.1.3	муниципальные котельные г. Рубцовска	10,66	0,0	10,66	0,0	0,0
4.2.1.4	муниципальные котельные г. Новоалтайска	36,54	29,0	7,54	0,0	0,0
4.2.1.5	муниципальные котельные г. Заринска	2,77	0,0	2,77	0,0	0,0
4.2.1.6	муниципальные котельные г. Камень-на-Оби	38,52	0,0	38,52	0,0	0,0
4.2.1.7	муниципальные котельные г.Алейска	15,18	0,0	15,18	0,0	0,0
4.2.1.8	муниципальные котельная ЗАО Сибирский	17,84	17,84	0,0	0,0	0,0
4.2.2	другие котельные	784,48	302,05	442,94	26,15	13,34
4.2.2.1	в том числе котельные ООО «АТС Славгород»	0,0	0,0	15,18	0,0	0,0

Таким образом, в целом по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) доля угля в потреблении топлива электростанциями и котельными в 2018 году составила 79,9 % (в 2017 году – 78,9 %), доля природного газа – 10,06 % (в 2017 году – 9,7 %), остальные доли в структуре топливного баланса Алтайского края занимают прочие виды топлива и мазут.

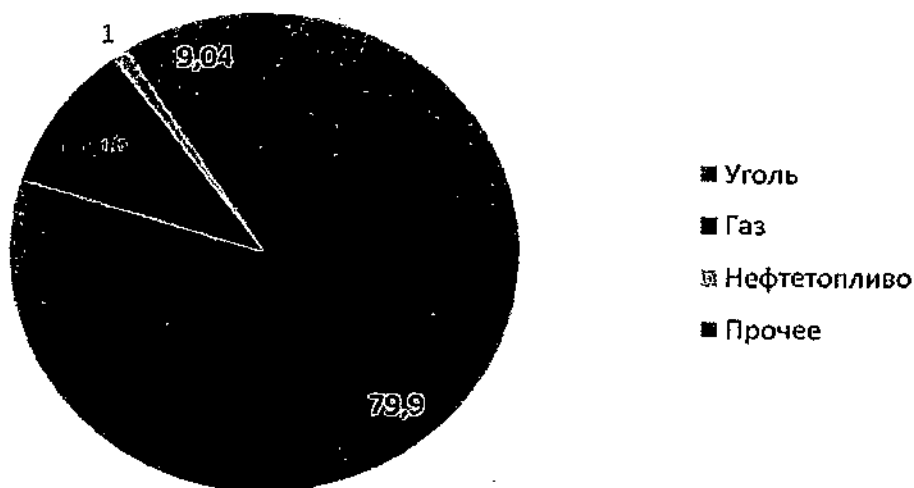


Рисунок 6. Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2018 году, процентов

Таблица 27

УРУТ на отпуск электроэнергии и тепла по основным производителям тепла Алтайского края в 2018 году (факт)

Наименование объекта	УРУТ			
	на отпущенную электроэнергию, г/кВт·ч	на отпущенную теплоэнергию, кг/Гкал		
		общий	по электростанции	по котельной
Барнаульская ТЭЦ-2	325,4	147,2	147,2	-
Барнаульская ТЭЦ-3	276,4	176,7	176,7	-
РВК АО «Барнаульская теплосетевая компания»	-	170,2	-	170,2
Бийская ТЭЦ-1	372,0	158,1	158,1	-
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	320,8	179,1	179,1	-
АО «РубТЭК»	-	179,1	-	179,1
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	634,9	177,1	177,1	-
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	569,2	165,7	165,7	-
Белокурихинская ГП ТЭС	189,0	-	-	-
Барнаульская ГТ ТЭЦ	704,4	-	-	-
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	191,3	147,0	147,0	-
Котельные ООО «АТССлавгород»	-	248,2	-	248,2
Муниципальные котельные:				
г. Барнаула	-	167,9	-	167,9
г. Бийска	-	301,4	-	301,5
г. Рубцовска	-	242,4	-	242,4
г. Новоалтайска	-	197,3	-	197,3
г. Заринска	-	197,9	-	197,9
г. Алейска	-	286,0	-	286,0
ЗАТО Сибирский	-	161,7	-	161,7
г. Камень-на-Оби	-	241,7	-	241,7

С учетом того, что почти весь уголь, нефтепродукты и природный газ в Алтайский край поступают из других регионов Российской Федерации, можно сделать вывод о зависимости энергетической отрасли края от привозного топлива.

Таблица 28

Виды углей, используемых электростанциями и котельными генерирующими компаниями за 2018 год

Вид угля	Годовой расход угля (тыс. т у.т.)	Общий расхода угля, %
Всего	3023,6	100,0
Местный уголь	0,0	0,0
Привозной уголь	3023,6	100,0
в том числе	111,0	3,67
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»: уголь каменный кузнецкий, хакасский		
Барнаульская ТЭЦ-2: уголь каменный	679,4	22,47
Барнаульская ТЭЦ-3: уголь бурый (2БР «Разрез Бородинский»)	1133,2	37,46
Бийская ТЭЦ-1: уголь каменный кузнецкий	894,9	29,60
Котельная АО «РубТЭК»: уголь каменный	134,0	4,43
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»: уголь каменный	71,1	2,35

3.16. ЕТЭБ Алтайского края за 2014 – 2018 годы

ЕТЭБ Алтайского края за рассматриваемый период отражает использование всех видов ресурсов группами потребителей в соответствии с ОКВЭД.

Таблица 29

Единый топливно-энергетический баланс Алтайского края за
2014 – 2018 годы

тыс. т у.т.

Годы	Уголь	Сырая нефть	Нефте- про- дукты	При- род- ный газ	Гидро- энер- гия и НВИЭ	Про- чее топли- во	Элек- тро- энер- гия	Тепло	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	191,5	233,8	265,2	690,5
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	192,5	234,8	266,2	693,5
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,5	235,8	267,2	695,5
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,5	235,8	267,2	695,5
2018*	39,1	0,0	0,0	0,0	0,0	214,8	848,3	2452,8	3555,0
Ввоз									
2014	4537,1	0,0	73,1	796,5	0,0	0,0	802,1	0,0	6208,8
2015	4538,1	0,0	74,1	797,5	0,0	0,0	803,1	0,0	6212,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2016	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	0,0	804,1	0,0	6216,8
2017	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	0,0	804,1	0,0	6216,8
2018*	4626,5	0,0	88,6	911,3	0,0	0,0	412,1	0,0	6038,5
Вывоз									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-317,0	0,0	-317,0
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-318,0	0,0	-318,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-319,0	0,0	-319,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-319,0	0,0	-319,0
2018*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-421,8	0,0	-421,8
Изменение запасов									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2018*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребление первичной энергии (израсходовано)									
2014	4537,1	0,0	73,1	796,5	0,0	312,1	1124,1	1942,1	8785,3
2015	4538,1	0,0	74,1	797,5	0,0	313,1	1125,1	1943,1	8791,3
2016	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	314,1	1126,1	1944,1	8797,3
2017	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	314,1	1126,1	1944,1	8797,3
2018*	4663,4	0,0	88,6	911,3	0,0	449,8	1260,8	2158,5	9532,4
Производство электроэнергии электростанциями									
2014	-2709,9	0,0	-12,7	-61,2	0,0	0,0	793,2	1227,0	-763,6
2015	-2710,9	0,0	-13,7	-62,2	0,0	0,0	794,2	1228,0	-768,6
2016	-2711,9	0,0	-14,7	-63,2	0,0	0,0	795,2	1229,0	-773,6
2017	-2711,9	0,0	-14,7	-63,2	0,0	0,0	795,2	1229,0	-773,6
2018*	-2845,2	0,0	-15,9	-74,5	0,0	0,0	848,3	1356,2	-731,07
Производство тепловой энергии котельными									
2014	-906,2	0,0	-37,1	-508,4	0,0	0,0	0,0	988,8	-462,9
2015	-907,2	0,0	-38,1	-509,4	0,0	0,0	0,0	989,8	-464,9
2016	-908,2	0,0	-39,1	-510,4	0,0	0,0	0,0	990,8	-466,9
2017	-908,2	0,0	-39,1	-510,4	0,0	0,0	0,0	990,8	-466,9
2018*	-1151,2	0,0	-48,9	-614,2	0,0	0,0	0,0	1154,0	-660,3
Собственные нужды									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-137,8	-3,8	-141,6
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-138,8	-4,8	-143,6
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-139,8	-5,8	-145,6
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-139,8	-5,8	-145,6
2018*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-145,2	-6,6	-151,8
Потери при распределении									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-160,9	-474,1	-635,0
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-161,9	-475,1	-637,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-162,9	-476,1	-639,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-162,9	-476,1	-639,0
2018*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-138,7	-539,6	-678,2
Потребление конечное энергии									
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	312,1	1052,3	2198,7	3563,1
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	313,1	1053,3	2199,7	3566,1
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,1	1054,3	2200,7	3569,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,1	1054,3	2200,7	3569,1
2018*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	295,5	138,7	539,6	973,7
Раздел А. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство									
2014	61,7	0,0	147,4	61,2	0,0	4,1	94,1	110,1	478,6
2015	62,7	0,0	148,4	62,2	0,0	5,1	95,1	111,1	484,6
2016	63,7	0,0	149,4	63,2	0,0	6,1	96,1	112,1	490,6
2017	63,7	0,0	149,4	63,2	0,0	6,1	96,1	112,1	490,6
2018*	75,4	0,0	154,3	62,2	0,0	5,8	102,5	113,2	513,4
Раздел С. Добыча полезных ископаемых									
2014	10,1	0,0	19,9	0,0	0,0	0,0	28,5	5,5	64,0
2015	11,1	0,0	20,9	0,0	0,0	0,0	29,5	6,5	68,0
2016	12,1	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	30,5	7,5	72,0
2017	12,1	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	30,5	7,5	72,0
2018*	12,8	0,0	24,3	0,0	0,0	0,0	35,2	8,1	80,4
Раздел Д. Обрабатывающие производства									
2014	457,2	0,0	69,5	235,0	0,0	70,6	593,2	753,2	2178,7
2015	458,2	0,0	70,5	236,0	0,0	71,6	594,2	754,2	2184,7
2016	459,2	0,0	71,5	237,0	0,0	72,6	595,2	755,2	2190,7
2017	459,2	0,0	71,5	237,0	0,0	72,6	595,2	755,2	2190,7
2018*	462,3	0,0	75,3	245,6	0,0	75,2	602,3	784,3	2245,0
Раздел Ф. Строительство									
2014	6,0	0,0	22,1	0,9	0,0	0,0	12,2	10,7	51,9
2015	7,0	0,0	23,1	1,9	0,0	0,0	13,2	11,7	56,9
2016	8,0	0,0	24,1	2,9	0,0	0,0	14,2	12,7	61,9
2017	8,0	0,0	24,1	2,9	0,0	0,0	14,2	12,7	61,9
2018*	9,1	0,5	26,8	3,5	0,0	0,0	15,4	16,2	71,5
Раздел Г. Транспорт и связь									
2014	23,2	0,0	126,2	4,2	0,0	0,0	296,5	29,7	479,8
2015	24,2	0,0	127,2	5,2	0,0	0,0	297,5	30,7	484,8
2016	25,2	0,0	128,2	6,2	0,0	0,0	298,5	31,7	489,8
2017	25,2	0,0	128,2	6,2	0,0	0,0	298,5	31,7	489,8
2018*	26,3	0,0	135,6	6,8	0,0	0,0	301,5	38,9	509,1
Раздел О. ЖКХ									
2014	4,8	0,0	5,3	0,8	0,0	0,0	6,4	13,9	31,2
2015	5,8	0,0	6,3	1,8	0,0	0,0	7,4	14,9	36,2
2016	6,8	0,0	7,3	2,8	0,0	0,0	8,4	15,9	41,2
2017	6,8	0,0	7,3	2,8	0,0	0,0	8,4	15,9	41,2
2018*	8,6	0,9	7,8	3,4	0,0	0,0	9,3	18,4	48,4
Прочие потребители									
2014	121,4	0,0	34,1	14,2	0,0	0,0	26,9	120,3	316,9
2015	122,4	0,0	35,1	15,2	0,0	0,0	27,9	121,3	321,9
2016	123,4	0,0	36,1	16,2	0,0	0,0	28,9	122,3	326,9
2017	123,4	0,0	36,1	16,2	0,0	0,0	28,9	122,3	326,9
2018*	141,3	0,1	34,8	17,4	0,0	0,0	29,7	133,2	356,5

* - оперативная информация

IV. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

4.1. Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) имеет следующие характерные особенности:

потребность в электрической мощности и электроэнергии Алтайской энергосистемы покрывается за счет собственного производства электроэнергии на ТЭЦ края (около 2/3) и сальдо перетоков с соседними энергосистемами;

неравномерная загрузка ТЭЦ из-за снижения тепловых нагрузок в летний период, в частности снижение нагрузки Барнаульских ТЭЦ с 575,0 МВт до 150,6 МВт (более чем в 3 раза) при общем снижении потребления Алтайского края с 1790 МВт до 1200 МВт (в 1,4 раза);

отсутствие концентрированной потребительской нагрузки – крупных потребителей, которые могли бы оказывать системные услуги по участию в противоаварийной разгрузке при внезапном дефиците мощности или энергии;

разветвленная и протяженная сеть класса напряжения 110 кВ и выше, а также длинные ЛЭП с большим количеством ПС;

зависимость режимов работы от величины и направления перетока Сибирь – Казахстан – Урал.

4.2. Расчеты электрических режимов электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края).

Расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и послеаварийных ремонтных схем проведены для зимних и летних максимумов и минимумов нагрузки для каждого года планирования (2020 – 2024 год). В качестве исходных данных приняты данные зимнего контрольного замера 2017 года и летнего контрольного замера 2018 года.

Потребление Алтайского края, заданное в расчетных моделях для вариантов 1, 2, 3 соответствует данным приведенным в таблице 30.

Таблица 30

Годы	Потребление, МВт			
	Зима		Лето	
	максимум	минимум*	максимум*	минимум*
2020	1795,0	1225,0	1230,0	770,0
2021	1802,0	1230,0	1235,0	773,0
2022	1805,0	1232,0	1237,0	774,0
2023	1807,0	1234,0	1239,0	775,0
2024	1808,0	1234,0	1239,0	775,0

* - для расчета потребления летних максимумов нагрузки использован коэффициент сезонности, для определения зимних/летних минимумов нагрузки использованы коэффициенты неравномерности нагрузки в течение суток.

Генерация станций, принятая в расчетных моделях приведена в таблице 31.

Таблица 31

Наименование станции	Генерация, МВт			
	Зима		Лето	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Барнаульская ТЭЦ-2	275	275	190	190
Барнаульская ТЭЦ-3	445	445	306	306
Бийская ТЭЦ	509,9	509,9	505	505
ТЭЦ АКХЗ	200	200	200	200
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0 (36)*	0 (36)*	0 (32)*	0 (32)*

* - для определения максимальной токовой загрузки ВЛ в ремонтной схеме с отключением ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) генерация Барнаульской ГТ ТЭЦ была увеличена до максимальной располагаемой мощности.

В расчетных моделях учтены следующие мероприятия по строительству и реконструкции объектов 110 кВ и выше:

строительство ПС 110/6 кВ, строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115) и ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116) (2019 год);

строительство ПС 110 кВ Сибирская монета, ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь (ВЛ ТК-1) и ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь (ВЛ ТК-2) (отпайка) (2019 год);

перевод электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ТП-45) и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ТП-46) на ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь (ВЛ ТВ-43) и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь (ВЛ ТВ-44) (разгрузка кольца Барнаульская ТЭЦ-2 – Барнаульская ТЭЦ-3 – ПС 110 кВ Подгорная – ПС 110 кВ Опорная – Барнаульская ТЭЦ-2) (2020 год);

строительство ПС 110 Ковыльная (для разгрузки ПС 110 кВ КМК) (2020 год);

строительство ПС 220 кВ Цемент (2020 год);

реконструкция ПС 35 кВ Прудская с переводом питания на напряжение 110 кВ (улучшение технического состояния ПС и разгрузка ПС 110 кВ Подгорная) (2021 год).

В связи с незначительным увеличением установленной генерирующей мощности станций и прогнозируемым приростом нагрузки, не превышающем 0,4% в год, режимно-балансовая ситуация в целом на территории края существенно не изменится.

В работе приведены расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов только по тем частям схемы, где выявлены риски нарушения допустимых параметров электроэнергетического режима.

В связи с тем, что на 2022 – 2024 годы выполнение мероприятий не запланировано и потребление Алтайского края увеличивается не существенно, расчеты режимов на 2022 - 2023 годы не приведены в работе. Расчеты режимов на 2024 год приведены с целью выявления рисков нарушения допустимых параметров электроэнергетического режима максимально прогнозируемом потреблении (2020 - 2024 годы).

При выполнении расчетов была рассмотрена возможность увеличения нагрузки потребителей Барнаульского энергорайона в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединения. Данные получены от Филиала Алтайэнерго и БСК. Информация по утвержденным ТУ на ТП от ПС 110 кВ АЗА отсутствует. Данные приведены в таблице 32.

Таблица 32

№ п/п	Наименование ПС	Объем мощности по выданным ТУ на ТП, МВт
1	ПС 110 кВ Подгорная	3,28
2	ПС 110 кВ Центральная	4,86
3	ПС 110 кВ Ползунова	7,21
4	ПС 110 кВ Кристалл	4,79
5	ПС 110 кВ Сиреневая	22,68
6	ПС 110 кВ Городская	2,19
7	ПС 110 кВ Восточная	7,73
8	ПС 110 кВ БМК	2,39
9	Итого	55,14

Объем мощности по выданным ТУ в расчетных схемах зимнего минимума и летнего максимума и минимума нагрузок был скорректирован с учетом коэффициентов сезонности и неравномерности нагрузки в течение суток.

2020 год

Расчеты режимов были проведены для нескольких вариантов:

существующая схема с учетом среднегодового прироста нагрузки (вариант 1);

схема с учетом максимального потребления мощности по выданными техническими условиями на технологическое присоединение (вариант 2);

схема после выполнения запланированных мероприятий (вариант 3).

Анализ полученных результатов расчетов проводился на основании данных о длительно допустимой и аварийно допустимой нагрузке ВЛ, полученной от собственников. В таблице 33 приведена информация о допустимой токовой нагрузке в рассматриваемом районе.

Таблица 33

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый/аварийно допустимый), А				Длительно допустимый ток ЛЭП при градус С, А Аварийно допустимый ток ЛЭП при градус С, А/ длительность, мин	
	ВЛ	Опиновка	Выключатель	Разъединитель	ВЧЗ	ТТ	температура окружающего воздуха, градус С	
							- 5 и ниже	25
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101)	АСО-300	АСО-300	2000	1000	нет	1000	600	600
		АСО-300	2000	630	600	1000	600	600
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100)	АСО-300	АСО-300	2000	1000	нет	1000	630	630
		АСО-300	2500	1000	630	1000	630	630
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 - Власиха I цепь (ВЛ ТВ-175)	АСО-300, ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ	АСО-300	2000	2000	2000	2000	713	612
		в составе КРУЭ	2000	2000	1250	1000	713	612
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 - Власиха I цепь с отпайкой на ПС Синтетика (ВЛ ТВ-43)	АСО-300, ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ	АСО-300	2000	2000	2000	1000	713	612
		в составе КРУЭ	2000	2000	1250	1000	713	612
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 -	АСО-300,	АСО-300	2000	2000	2000	2000	713	612

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Власиха II цепь (ВЛ ТВ-176)	ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ	в составе КРУЭ	2000	2000	1250	1000	713	612
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 - Власиха II цепь с отпайкой на ПС Синтетика (ВЛ ТВ-44)	АСО-300, ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ	АСО-300	2000	2000	2000	1000	713	612
		в составе КРУЭ	2000	2000	2000	1000	713	612
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ТП- 45)	АСО-300	АСО-300	2000	2000	2000	1000	600	600
		АСО-240	630	600	630	600	600	600
ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ТП- 46)	АСО-300	АСО-300	2000	2000	2000	1000	600	600
		АСО-240	630	600	630	600	600	600
ВЛ 110 кВ Власиха - Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52)	ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ, АС-150	в составе КРУЭ	2000	2000	1000	1000	330	330
		А Ø 54/60	630	1000	600	330/ 360	360	360
ВЛ 110 кВ Власиха - Топчихинская с отпайками (ВЛ ВТ-111)	ПвВнг2г-А 1x185x95 64/110 кВ, АС-150	в составе КРУЭ	2000	2000	1250	1000	400	400
		АС-150	630	1000	630	400/480	480/120	445/120
ВЛ 110 кВ Опорная - Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ОП-93)	АЕРО-Z	АСО-300	2000	630	600	1000	600	500
		АСО-240	630	1000	630	600	600	500
ВЛ 110 кВ Опорная - Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ОП-94)	АЕРО-Z	АСО-300	2000	630	600	1000	600	500
		АСО-240	630	1000	630	600	600	500
ВЛ 110 кВ Опорная - Чесноковская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (ОЧ- 91)	АС-240	АСО-300	2000	630	600	1000	600	600
		ОЖК- 110/2000	2000	2000	1250	750	600	600

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		УХЛ1						
ВЛ 110 кВ Опорная - Чесноковская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (ОЧ- 92)	АС-240	АСО-300	2000	630	600	1000	600	600
		ОЖК- 110/2000 УХЛ1	2000	2000	1250	750	600	600
ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш - Опорная (ВЛ СО-102)	АС-300	АСО-300	2500	1000	630	1000	600	600
		АСО-300	2000	630	600	1000	600	600
КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 - Барнаульская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками (КВЛ ТТ-121)	АСО-300	АСО-300	2000	1000	нет	1000	890	690
		АСО-300	2000	2000	2000	1000	890	690
КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 - Барнаульская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками (КВЛ ТТ-122)	АСО-300	АСО-300	2000	1000	нет	1000	890	690
		АСО-300	2000	2000	2000	1000	890	690

Нормальные, ремонтные и послеаварийные схемы, учтенные при расчете режимов на 2020 год, приведены в таблице 34.

Таблица 34

Схема	Период/номер приложения											
	2020 год											
	Зима						Лето					
	максимум			минимум			максимум			минимум		
	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант	вариант
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нормальная	3	4	5	49	50	51	94	95	96	148	149	150

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ремонтная схема, отключена:												
- ВЛ ТТ-121	6	14	22	52	60	68	97	105	113	151	159	167
- ВЛ ТП-45	7	15	23	53	61	69	98	106	114	152	160	168
- ВЛ ОП-94	8	16	24	54	62	70	99	107	115	153	161	169
- ВЛ ТО-101	9	17а,б	25	55	63	71	100	108	116	154	162	170
- ВЛ ТС-100	10	18а,б	26	56	64	72	101	109	117	155	163	171
- ВЛ ОЧ-92	11	19	27	57	65	73	102	110	118	156	164	172
- ВЛ ВП-52	12	20	28	58	66	74	103	111	119	157	165	173
- ВЛ ВТ-111	13	21	29	59	67	75	104	112	120	158	166	174
Послеаварий ные режимы для ремонт- ных схем отключены:												
- ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТП-45	30	36	42	76	82	88	121	130	139	175	184	193
- ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100	31	37	43	77	83	89	122	131	140	176	185	194
- ВЛ ТП-45 и ВЛ ОП-94	32	38	44	78	84	90	123	132	141	177	186	195
- ВЛ ТО-101 и ВЛ ТС-100	33	39	45	79	85	91	124	133	142	178	187	196
- ВЛ ОЧ-91 и ВЛ ОЧ-92	34	40	46	80	86	92	128	137	146	182	191	200
- ВЛ ТТ-121 и	-	-	-	-	-	-	125	134	143	179	188	197

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
В ТТ-122 на Барнаульской ТЭЦ-3												
- ВЛ ТП-45 и В ТП-46 на Барнаульской ТЭЦ-3	-	-	-	-	-	-	126	135	144	180	189	198
- ВЛ ОП-93 и В ОП-94 на ПС 110 кВ Опорная	-	-	-	-	-	-	127	136	145	181	190	199
- ВЛ ВТ-111 и ВЛ ВП-52	35	41	47,48	81	87	93	129	138	147	183	192	201

Зимний период

При расчетах режимов зимнего минимума и максимума температура окружающего воздуха принята равной – 5°C.

Результаты расчетов для нормального режима зимнего максимума нагрузок приведены в приложении 3 – 5. Токовые загрузки не превышают длительно допустимых значений. Уровни напряжения не ниже минимально допустимых значений (88,9 кВ) и не превышают наибольшие рабочие (126 кВ).

Единичные ремонтные схемы (послеаварийные режим для нормальной схемы) для варианта 1 приведены в приложении 6 – 13, для варианта 2 – в приложении 14 – 21, для варианта 3 – в приложении 22 – 29. Наиболее тяжелым является ремонт (отключение) ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) (ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш – Опорная (ВЛ СО-102)) (приложения 9, 10, 17 а, б, 18 а, б, 25, 26) – возможен перегруз оставшейся в работе цепи. Расчеты режимов данных единичных ремонтных схем приведены в таблице 35.

Таблица 35

Наименование ПС	Наименование элемента		вариант 1		вариант 2				вариант 3	
			Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100	Ремонт ВЛ ТО-101		Ремонт ВЛ ТС-100		Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100
					а ¹	б ²	а ¹	б ²		
Барнаулская ТЭЦ-2	ВЛ ТС-100	Ифакт, А	697	-	701	636	-	-	712	-
		Идд/ад, А	630/630	-	630/630	630/630	-	-	630/630	-
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ СО-102	Ифакт, А	617	-	618	735	-	-	628	-
		Идд/ад, А	600/600	-	600/600	600/600	-	-	600/600	-
Барнаулская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	-	761	-	-	766	713	-	776
		Идд/ад, А	-	600/600	-	-	600/600	600/600	-	600/600
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	-	720	-	-	722	672	-	732
		Идд/ад, А	-	600/600	-	-	600/600	600/600	-	600/600

а¹ – генерация Барнаулской ГТ ТЭЦ 0 МВт,

б² – генерация Барнаулской ГТ ТЭЦ 36 МВт.

Ограничивающими элементами в зимний период являются высокочастотные заградители и разъединители ПС 110 кВ Опорная (630 А, 600 А соответственно) и высокочастотные заградители на ПС 110 кВ Сибэнергомаш (630 А). Превышение допустимой токовой нагрузки на этих ВЛ в расчетных схемах обусловлено учетом располагаемой мощности Барнаульской ТЭЦ-2, Барнаульской ТЭЦ-3. При снижении генерации Барнаульской ТЭЦ-2 на величину 55 МВт, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) снижается до длительно допустимых значений.

В случае необходимости вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) (ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш – Опорная (ВЛ СО-102)) требуется ограничение генерации Барнаульской ТЭЦ-2 на величину 55 МВт.

С учетом ввода в работу АОПО ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) на Барнаульской ТЭЦ-2, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) (ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш – Опорная (ВЛ СО-102)) ограничение Барнаульской ТЭЦ-2 осуществляется только в послеаварийном режиме действием противоаварийной автоматики.

Уровни напряжения находятся в области допустимых значений.

Послеаварийные режимы для ремонтных схем приведены: вариант 1. – приложение 30 – 35, вариант 2 – приложение 36 – 41, вариант 3 – приложение 42 – 48.

В схемах с отключенными КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 - Барнаульская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками (КВЛ ТТ-121) и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) (приложения 31, 37, 43) перегружается ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101). Расчеты данных режимов приведены в таблице 36.

Таблица 36

Наименование ПС	Наименование элемента		вариант 1	вариант 2	вариант 3
			Ремонт КВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100		
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	767	772	786
		Идд/ад, А	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Опорная		Ифакт, А	749	731	739
		Идд/ад, А	600/600	600/600	600/600

Мероприятия по разгрузке ВЛ приведены выше (для обеспечения ремонта).

При одновременном отключении ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52) возможно снижение напряжения ниже минимально допустимого значения на объектах 110 кВ участка сети ПС 110 кВ Топчихинская – ПС 110 кВ Ковыльная. Повышение напряжения до допустимых значений возможно путем регулирования РПН на ПС 220 кВ Южная (приложение 47 – 48).

Результаты расчетов для нормального режима зимнего минимума нагрузок приведены в приложении 49 – 51. Параметры электроэнергетического режима находятся области допустимых значений для всех вариантов.

Единичные ремонтные схемы для варианта 1 приведены в приложении 52 – 59, для варианта 2 – в приложении 60 – 67, для варианта 3 – в приложении 68 – 75. Также как и в режиме зимнего максимума, при отключении ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) в схемах с выдачей располагаемой мощности Барнаульской ТЭЦ-2 (приложения 55, 56, 63, 64, 71, 72) возможен перегруз оставшейся в работе цепи. Расчеты данных режимов приведены в таблице 37.

Таблица 37

Наименование ПС	Наименование элемента		вариант 1		вариант 2		вариант 3	
			Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100	Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100	Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТС-100	Ифакт, А	771	-	773	-	782	-
		Идл/ад, А	630/630	-	630/630	-	630/630	-
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ СО-102	Ифакт, А	731	-	731	-	741	-
		Идл/ад, А	600/600	-	600/600	-	600/600	-
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	-	847	-	849	-	857
		Идл/ад, А	-	600/600	-	600/600	-	600/600
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	-	829	-	830	-	838
		Идл/ад, А	-	600/600	-	600/600	-	600/600

Предлагаемые мероприятия по исключению перегруза указаны в описании режима зимнего максимума нагрузок. Уровни напряжения находятся в области допустимых значений.

Послеаварийные режимы для ремонтных схем зимнего минимума нагрузок приведены для варианта 1 – приложение 76 – 81, варианта 2 –

приложение 82 – 87, варианта 3 – приложение 88 – 93. В схемах с отключенными КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 - Барнаульская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками (КВЛ ТТ-121) и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) (приложения 77, 83, 89) перегружается ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101). Расчеты данных режимов приведены в таблице 38.

Таблица 38

Наименование ПС	Наименование элемента		вариант 1	вариант 2	вариант 3
			Ремонт КВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100		
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Iфакт, А	883	883	889
		Iдд/ад, А	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Опорная		Iфакт, А	866	866	871
		Iдд/ад, А	600/600	600/600	600/600

Мероприятия по разгрузке ВЛ приведены выше. В остальных схемах превышения допустимой токовой нагрузки нет. Уровни напряжения не ниже минимально допустимых и не превышают наибольшие рабочие.

Летний период

При расчетах режимов летнего минимума и максимума температура окружающего воздуха принята равной 25°С.

Результаты расчетов для нормального режима летнего максимума нагрузок приведены в приложении 94 – 96. Параметры режима для всех вариантов находятся в пределах допустимых значений.

Расчеты одноремонтных схем для варианта 1 показаны в приложении 97 – 104, для варианта 2 – в приложении 105 – 112, для варианта 3 – в приложении 113 – 120. В связи с ограничением мощности Барнаульской ТЭЦ-2 действием АОПО, в случае отключения ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100), оставшаяся в работе цепь 110 кВ от Барнаульской ТЭЦ-2 до ПС 110 кВ Опорная не перегружается. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки ВЛ нет, уровни напряжения не выходят за границы допустимых значений.

Послеаварийные режимы для ремонтных схем летнего максимума нагрузки приведены в приложении 121 – 129 (вариант 1), в приложении 130 – 138 (вариант 2), в приложении 139 – 147 (вариант 3). В существующей схеме (вариант 1) параметры режима соответствуют длительно допустимым значениям.

Для летних режимов были рассмотрены схемы с аварийным

отключением ВЛ 110 кВ при выведенном в ремонт выключателе 110 кВ. Такая схема может сложиться в результате одновременного ремонта двух выключателей на одном из рассматриваемых объектов: Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, ПС 110 кВ Опорная. При отключении ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ТП-45) и В ТП-46 на Барнаульской ТЭЦ-3 в схеме с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение (вариант 2) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Опорная – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ОП-93) и ВЛ 110 кВ Опорная – Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ОП-94) составляет 481 А каждая (допустима токовая нагрузка при температуре 25°C = 500 А. Уровни напряжения во всех схемах находятся в области допустимых значений.

Результаты расчетов для нормального режима летнего минимума нагрузок приведены в приложении 148 – 150. Параметры режима для всех вариантов находятся в пределах допустимых значений.

В ремонтных схемах и послеаварийных режимах токовая нагрузка элементов не превышает длительно допустимых значений, уровни напряжения не ниже минимально допустимых и не выше наибольших рабочих. Расчеты режимов для этих схем показаны в приложении 151 – 158 и 175 – 183 (вариант 1), 159 – 166 и 184 – 192 (вариант 2), 167 – 174 и 193 – 201 (вариант 3).

2021 год

В 2021 году планируется реконструкция ПС 35 кВ Прудская с переводом питания на напряжение 110 кВ (подключением отпайками к двухцепной ВЛ 110 кВ Подгорная – Центральная I цепь (ВЛ ПЦ-39) и ВЛ 110 кВ Подгорная – Центральная II цепь (ВЛ ПЦ-40). Перевод питания ПС Прудская на напряжение 110 кВ не изменяет режимно-балансовую ситуацию в Барнаульском энергорайоне, но позволяет снизить загрузку трансформаторов на ПС 110 кВ Подгорная (в режиме N-1) до номинальных значений. В приложениях 202 – 209 приведены результаты расчетов для той части схемы, в которой планируются изменения.

Расчет режимов для нормальной и ремонтной схемы зимнего максимума нагрузок показаны в приложении 202 – 203, зимнего минимума нагрузок – в приложении 204 – 205, летнего максимума нагрузок – в приложении 206 – 207, летнего минимума нагрузок – в приложении 208 – 209. Расчеты данных режимов приведены в таблице 40.

Таблица 40

Наименование объекта	Наименование присоединения	Параметры режима	Зима 2021 года				Лето 2021 года			
			максимум		минимум		максимум		минимум	
			нормальная схема	отключение ВЛ ПЦ-39	нормальная схема	отключение ВЛ ПЦ-39	нормальная схема	отключение ВЛ ПЦ-39	нормальная схема	отключение ВЛ ПЦ-39
ПС 110 кВ Подгорная	Шины 110 кВ	U (кВ)	116	116	117	117	115	115	118	118
	ВЛ ПЦ-39	P (МВт)	-21,1	-	-10,8	-	-15,8	-	-7,4	-
		I (А)	109	-	57	-	84	-	41	-
		I _{доп} (А)	600	-	600	-	600	-	600	-
	ВЛ ПЦ-40	P (МВт)	-23,5	-44,6	-13	-23,8	-17,5	-33,3	-8,1	-15,5
		I (А)	122	231	68	125	94	178	45	86
		I _{доп} (А)	503	503	503	503	390	390	390	390
ПС 110 кВ Прудская	Шины 110 кВ	U (кВ)	116	116	117	117	115	115	118	118
	Ввода 110 кВ Т-1, Т-2	P (МВт)	9,5	9,5	5,4	5,4	5,6	5,6	2,6	2,6
		Q (МВАр)	2,9	2,9	1,9	1,9	2,4	2,4	1,9	1,9

Параметры режима не выходят из области допустимых значений.

2024 год (2022 – 2023 год)

В базовом варианте развития в период с 2022 по 2024 год строительство новых объектов, реконструкция существующих, ввод новых генерирующих мощностей на территории Алтайского края не планируется. Существенного роста потребления не прогнозируется. В связи с этим, расчеты режимов на 2022 – 2023 год в данной работе приведены не будут. Нормальные, ремонтные и послеаварийные схемы, учтенные при расчете режимов на 2024 год, приведены в таблице 41.

Таблица 41

Схема	Период/номер приложения			
	2024 год			
	Зима		Лето	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Нормальная	210	226	241	259
Ремонтная схема, отключена:				
- ВЛ ТТ-121	211	227	242	260
- ВЛ ТП-45	212	228	243	261
- ВЛ ОП-94	213	229	244	262
- ВЛ ТО-101	214	230	245	263
- ВЛ ТС-100	215	231	246	264
- ВЛ ОЧ-92	216	232	247	265
- ВЛ ВП-52	217	233	248	266
- ВЛ ВТ-111	218	234	249	267
Послеаварийные режимы для ремонтных схем, отключены:				
- ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТП-45	219	235	250	268
- ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100	220	236	251	269
- ВЛ ТП-45 и ВЛ ОП-94	221	237	252	270
- ВЛ ТО-101 и ВЛ ТС-100	222	238	253	271
- ВЛ ОЧ-91 и ВЛ ОЧ-92	223	239	257	275
- ВЛ ТТ-121 и В ТТ-122 на Барнаульской ТЭЦ-3	-	-	254	272
- ВЛ ТП-45 и В ТП-46 на Барнаульской ТЭЦ-3	-	-	255	273
- ВЛ ОП-93 и В ОП-94 на ПС 110 кВ Опорная	-	-	256	274
- ВЛ ВТ-111 и ВЛ ВП-52	224, 225	240	258	276

Зимний период

Результаты расчетов для нормального режима зимнего максимума нагрузок приведены в приложении 210. Токовые загрузки не превышают длительно допустимых значений. Уровни напряжения не ниже минимально

допустимых значений (88,9 кВ) и не превышают наибольшие рабочие (126 кВ).

Единичные ремонтные схемы (послеаварийные режим для нормальной схемы) приведены в приложении 211 – 218.

Послеаварийные режимы для ремонтных схем приведены в приложениях 219 – 225. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки выявлено в схемах с отключенной ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная (приложения 214, 215, 220) и обусловлено максимальной генерацией Барнаульской ТЭЦ-2. Расчеты данных режимов приведены в таблице 42.

Таблица 42

Наименование ПС	Наименование элемента		Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100	Ремонт ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТС-100	Ифакт, А	709	-	-
		Идд/ад, А	630/630	-	-
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ СО-102	Ифакт, А	624	-	-
		Идд/ад, А	600/600	-	-
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Ифакт, А	-	772	773
		Идд/ад, А	-	600/600	600/600
ПС 110 кВ Опорная		Ифакт, А	-	728	734
		Идд/ад, А	-	600/600	600/600

Мероприятия по снижению токовой загрузки ВЛ приведены в описании зимних максимальных режимов 2020 года.

Отклонений уровней напряжения от допустимых значений нет.

При одновременном отключении ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52) возможно снижение напряжения ниже минимально допустимого значения на объектах 110 кВ участка сети ПС 110 кВ Топчихинская – ПС 110 кВ Ковыльная. Повышение напряжения до допустимого значения возможно путем регулирования РПН на ПС 220 кВ Южная (приложение 224 – 225).

Результаты расчетов для нормального режима зимнего минимума нагрузок приведены в приложении 226. Параметры электроэнергетического режима находятся области допустимых значений для всех вариантов.

Единичные ремонтные схемы приведены в приложении 227 – 234. Послеаварийные режимы для ремонтных схем зимнего минимума нагрузок приведены в приложении 235 – 240. При отключении ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергошаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) в схемах с выдачей располагаемой мощности

Барнаульской ТЭЦ-2 (приложения 230, 231, 236) возможен перегруз оставшейся в работе цепи.

Таблица 43

Наименование ПС	Наименование элемента		Ремонт ВЛ ТО-101	Ремонт ВЛ ТС-100	Ремонт ВЛ ТТ-121 и ВЛ ТС-100
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТС-100	Iфакт, А	780	-	-
		Iдл/ад, А	630/630	-	-
ПС 110 кВ Опорная	ВЛ СО-102	Iфакт, А	739	-	-
		Iдл/ад, А	600/600	-	-
Барнаульская ТЭЦ-2	ВЛ ТО-101	Iфакт, А	-	855	887
		Iдл/ад, А	-	600/600	600/600
ПС 110 кВ Опорная		Iфакт, А	-	837	869
		Iдл/ад, А	-	600/600	600/600

Уровни напряжения не ниже минимально допустимых и не превышают наибольшие рабочие.

Летний период

При расчете режимов летнего максимума 2024 года учитывалась возможность увеличения мощности на ПС 110 кВ на величину выданных технических условий на технологическое присоединение, без учета коэффициента сезонности (таблица 4.2.3). Изменение подхода учета мощности выданных ТУ при расчете летнего максимума нагрузок объясняется отсутствием информации о характерных периодах максимальной нагрузки подключаемых потребителей. Учет максимальной нагрузки по выданным ТУ, позволяет проанализировать наиболее тяжелый режим для летнего максимума.

Результаты расчетов для нормального режима летнего максимума нагрузок приведены в приложении 241, летнего минимума нагрузок в приложении 259. Параметры режима для нормальной схемы находятся в пределах допустимых значений.

Расчеты одноремонтных схем представлены в приложении 242 – 249 (максимум), 260 – 267 (минимум). Токовые перегрузки ВЛ и оборудования не выявлены. Уровни напряжения не выходят за границы допустимых значений. Послеаварийные режимы для ремонтных схем летнего максимума и минимума нагрузки приведены в приложении 250 – 258 и 268 – 276 соответственно. Уровни напряжения и токовые нагрузки элементов во всех схемах находятся в области допустимых значений.

4.3. Анализ баланса реактивной мощности

Анализ результатов расчетов показал, что в послеаварийном режиме с отключением ВЛ 110 Власиха – Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52) и ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная при полном наборе мощности ПС 110 кВ

Ковыльная в соответствии с ТУ на ТП в режимах зимних максимумов нагрузок возможно снижение напряжения на ПС 110 кВ Ковыльная ниже минимально допустимых значений. Повышение напряжения на ПС 110 кВ Ковыльная возможно путем изменения положения РПН на ПС 220 кВ Южная и увеличения напряжения на шинах 110 кВ Бийской ТЭЦ.

Снижение напряжения ниже допустимых значений на других ПС энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) не выявлено.

Проведенный анализ режимов минимальных нагрузок показал отсутствие превышения наибольших рабочих напряжений (126 кВ, 252 кВ, 525 кВ).

Необходимость разработки мероприятий по компенсации реактивной мощности отсутствует.

4.4. Проблемы функционирования объектов энергетики на территории Алтайского края

На начало 2019 года нормативный срок службы (более 30 лет) отработало генерирующее оборудование с суммарной мощностью 886,0 МВт (57,9 % установленной мощности всех электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)).

Так как наиболее масштабные вводы генерирующих мощностей в Алтайском крае происходили в 1960-е и 1980-е годы, при их проектировании изначально закладывалась значительная выработка технологического пара для нужд промышленных предприятий. В связи со структурными изменениями в промышленном производстве эта составляющая тепловых нагрузок оказалась невостребованной, что привело, с одной стороны, к снижению технико-экономических показателей энергопредприятий, а с другой – к ограничениям в выработке электроэнергии.

Исходя из этого, основными проблемами функционирования генерирующих мощностей Алтайского края являются:

высокая степень физического износа основных фондов энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края), которая достигает 70 %;

зависимость объема выработки электрической энергии от фактических тепловых нагрузок;

сокращение физических объемов капитального ремонта и модернизации основных фондов энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края).

Далее в расчетах для перевода величин мощности принят $\cos \varphi = 0,89$, предельно допустимая загрузка ПС, определяемая как нагрузка в 105% от мощности силового трансформатора остающегося в работе в режиме N-1 в соответствии с письмом Алтайэнерго от 25.04.2019 1.1/17/5701-исх.

Барнаулский энергорайон

1. В г. Барнауле с увеличением строительства жилья и объектов административно-торгового и социально-бытового назначения увеличиваются коммунально-бытовые нагрузки. В частности, в настоящее время ведется активная застройка северо-западного планировочного района города, в том числе прилегающей к нему пригородной территории – п. Спутник, п. Авиатор, с. Власиха, п. Октябрьский, п. Лесной. Электроснабжение указанных населенных пунктов в настоящее время осуществляется от ПС 110 кВ КМК.

Таблица 44

Загрузка ПС 110 кВ КМК

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Предельно допустимая нагрузка ПС, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по контрольному замеру (20.12.2018), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ КМК	15	15	15,75	21,136

При аварийном отключении одного из силовых трансформаторов на ПС 110 кВ КМК, перегруз второго по результатам максимального контрольного замера за последние пять лет составляет 6,14 МВА (40,9%), что не допускается и приводит к необходимости ввода графиков аварийного отключения до 5,34 МВА. Возможность разгрузки подстанций или перевода мощности на другие ЦП отсутствует.

Установка трансформаторов большей мощности (более 2x15 МВА) требует комплексной реконструкции ПС 110 КМК: номинальный ток существующего оборудования вводных шкафов в КРУ-10 кВ и сборных шин 10 кВ составляет 1000А. Максимальная токовая нагрузка в режиме N-1 с учетом увеличения установленной мощности трансформаторов на напряжении 10 кВ составит 1375 А. С учетом изложенного необходимо замена существующих трансформаторов 2x15 МВА на трансформаторы мощностью 2x25 МВА с расщепленной обмоткой 10 кВ и дополнительной установке 3 и 4 секций КРУ-10 кВ с номинальным током 1000 А в дополнение к двум существующим, либо установку трансформаторов 2x25 МВА с одной обмоткой 10 кВ и полной заменой КРУ-10 кВ с установкой оборудования вводных шкафов и ошиновки с номинальным током не менее 1294 А.

Данный объем работ соответствует объему по строительству новой ПС 110 кВ.

В связи с отсутствием возможности резервирования потребителей, запитанных с ПС 110 кВ КМК на период ее реконструкции (в районе размещения ПС, отсутствуют другие центры питания, на которые был бы возможен перевод части нагрузки), проведение работ на данной ПС в указанном объеме в существующих границах ПС невозможно. Расширение

территории ПС 110 кВ КМК также не возможно.

На основании изложенного предлагается выполнить строительство в пригородной части г. Барнаула новой ПС 110 кВ Ковыльная с установкой трансформаторов мощностью 2x6,3 МВА со сроком реализации 2020 год.

Присоединение ПС планируется к проходящей рядом с участком для строительства ВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская (ВЛ ВТ – 111).

В настоящее время Алтайэнерго утверждены ТУ на ТП объектов ОАО «Индустриальный» (№ 8000380843 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 2,173 МВт и объектов ООО «Контур» (№ 8000380921 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 3,827 МВт, которые предусматривают строительство ПС 110 кВ Ковыльная с мощностью трансформаторов 2x16 МВА. В связи тем, что нагрузка данных потребителей не учтена в проекте СиПР ЕЭС на 2019-2025гг. информация по ним приводится справочно. При проектировании необходимо уточнить мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Ковыльная с учетом действующих ТУ на ТП.

2. ПС 35 кВ Прудская, находящаяся в г. Барнаул, введена в эксплуатацию в 1961 году. На ПС установлены два силовых трансформатора 35/6кВ по 10 МВА каждый. За время эксплуатации оборудование и здание ПС выработало нормативный ресурс. По данным технического заключения по результатам обследования специализированной организации (ООО «СтройКом», г. Иваново отчет от 2017 года, Шифр: 00434/17/08-ТО) общее техническое состояние здания и помещений ПС на момент обследования оценивается как ограниченно-работоспособное, связанное, в том числе с регулярными подтоплениями грунтовыми и тальми водами. Для выноса объекта из зоны затопления, а также с учетом ее фактического состояния требуется строительство новой ПС 110 кВ Прудская с подключением отпайками к двухцепной ВЛ 110 кВ Подгорная – Центральная (ВЛ ПЦ-39, ВЛ ПЦ-40). Кроме того в районе размещения данной подстанции планируется многоэтажная жилая застройка с реконструкцией тепловой насосной станции. Допустимая максимальная нагрузка ПС 35 кВ Прудская с учетом перегрузочной способности (в режиме N-1) составляет 10,5 МВА. Фактическая нагрузка подстанции в режиме N-1 по результатам максимального контрольного замера за последние 5 лет составила 9,661 МВА, т.е. 97%.

Таблица 45

Загрузка ПС 110 кВ Подгорная

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Предельно допустимая нагрузка ПС, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 (по данным внеочередного контрольного замера, проведенного 26.01.2018), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ Подгорная	40	40	42	45,104

Электроснабжение ПС 35 кВ Прудская осуществляется по ВЛ 35 кВ Подгорная – Прудская (ВЛ ПП-300, ВЛ ПП-307) от ПС 110 кВ Подгорная.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением одного из силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Подгорная (2x40 МВА), нагрузка оставшегося силового трансформатора по данным внеочередного контрольного замера, проведенного 26.01.2018, составляет 45,104 МВА (112,8%), что недопустимо и может привести к необходимости ввода графиков временного отключения до 3 МВА. Возможность разгрузки ПС или перевода мощности на другие центры питания отсутствует, т.к. схемно-режимная ситуация в сети напряжением 6(10) кВ не позволяет перевести нагрузку с ПС 110 кВ Подгорная на другие центры питания..

В качестве мероприятий, обеспечивающих решение вышеизложенных проблем, рассмотрено 2 варианта:

Вариант 1.

Вынос из зоны затопления ПС 35 кВ Прудская со строительством на новом месте аналогичной ПС 35 кВ и замена трансформаторов на ПС 110 кВ Подгорная на 2x63 МВА.

Вариант 2.

Перевод ПС 35 кВ Прудская на напряжение 110 кВ (строительство на новом месте ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов и переводом нагрузки с ПС 35 кВ Прудская) с подключением отпайками к двухцепной ВЛ 110 кВ Подгорная – Центральная (ВЛ ПЦ-39, ВЛ ПЦ-40).

Для реализации варианта 1 необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Подгорная в части увеличения мощности силовых трансформаторов. Кроме того, для замены силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Подгорная с 40МВА на 63МВА потребуется следующее:

реконструкция фундаментов под трансформаторы. Это связано с тем, что первоначально подстанция спроектирована под силовые трансформаторы мощностью 25МВА, с возможностью последующей установки трансформатора 40МВА (проектом не предусмотрена установка трансформатора 63МВА);

реконструкция маслобornoго устройства с увеличением его объема; устройство противопожарного водопровода (согласно ПУЭ, п.4.2.70 на ПС 110 кВ с трансформаторами мощностью 63 МВА и выше, в настоящее время противопожарный водопровод на подстанции отсутствует);

замена токоограничивающих реакторов для снижения токов КЗ по стороне 6кВ (в настоящее время установлены токоограничивающие реакторы с током 2500А);

реконструкция ЗРУ-6 кВ с номинальным током более 1600 А (в настоящее время ЗРУ-6кВ выполнено на базе ячеек типа К-ХП с номинальным током сборных шин 1600А, что является пределом при использовании трансформатора 40МВА) с установкой новых ячеек 6 кВ;

реконструкция ОРУ-35кВ в части замены выключателей 35 кВ и разъединителей (в настоящее время на подстанции установлены вводные выключатели с номинальным рабочим током 630 А и разъединители с

номинальным рабочим током 1000 А).

В рамках реализации варианта 2 необходимо выполнение следующих мероприятий:

строительство ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов с установленной электрической мощностью по 10 МВА каждый (при разработке проекта по ПС 110 кВ Прудская необходимо уточнить мощность планируемых к установке силовых трансформаторов с учетом действующих на этот момент технических условий на технологическое присоединение);

строительство отпайки от вновь построенной ПС 110 кВ Прудская до двухцепной ВЛ 110 кВ Подгорная – Центральная (ВЛ ПЦ-39, ВЛ ПЦ-40);

перевод нагрузки с ПС 35 кВ Прудская на ПС 110 кВ Прудская.

По результатам проведенного анализа вариантов по объемам работ и сопоставлению затрат, при прочих равных условиях и достижении одинакового технического результата к реализации рекомендуется вариант 2.

Основная разница в стоимости реконструкции ПС 35 кВ Прудская на напряжение 35 и 110 кВ обусловлена стоимостью ячеек выключателей 35/110 кВ и силовых трансформаторов 35/110 кВ. Стоимость остального комплекта оборудования, необходимого для обеспечения ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений примерно одинакова для обоих вариантов.

Согласно «укрупненных нормативов цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденных приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 (зарегистрирован в Минюсте России от 07.02.2019 № 53709)» стоимость ячеек выключателей и трансформаторов 35 кВ составит 60036 тыс. рублей, стоимость оборудования 110 кВ составит 102277 тыс. рублей, таким образом, разница составит 42738 тыс. рублей.

Стоимость реконструкции ПС 110 кВ Подгорная, с учетом замены силовых трансформаторов, токоограничивающих реакторов, 3-х ячеек 35кВ и оборудования 6 кВ, а также выполнения ПИР, составит 250846,0 тыс. рублей, что в 5 раз превысит разницу в стоимости реконструкции ПС 35 кВ Прудская с переводом ее на напряжение 110 кВ.

С учетом предстоящей реконструкции, ПС 35 кВ Прудская включена в программу ПАО «Россети» по «цифровизации» электросетевого комплекса на территории Алтайского края (Барнаульский энергорайон) филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго». В рамках программы внедрение цифровых решений процессов информационного обмена с внешними системами управления работой ПС 35 кВ Прудская в цифровом виде на основе протоколов МЭК 61850.

Рекомендованный срок реализации реконструкции ПС 35 кВ Прудска – 2021 год.

3. В соответствии с ТУ на ТП ПС 110 кВ Кристалл (БСК), выданных Алтайэнерго предусматривается перевод электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с двухцепной ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная с отпайками (ВЛ ТП-45, ВЛ ТП-46) на двухцепную ВЛ 110 кВ Барнаульская

ТЭЦ-3 – Власиха с отпайкой на ПС Синтетика (ВЛ ТВ-43, ВЛ ТВ-44). При этом отсутствуют ТУ на ТП (выданные как Алтайэнерго, так и БСК) конечным заявителям в которых предусмотрены данные мероприятия.

В связи с этим в настоящей работе данная информация приводится справочно.

4. ПС 110 кВ Ново-Романовская, введена в эксплуатацию в 1973 году, обеспечивает электроэнергией населенные пункты Топчихинского района Алтайского края. На ПС установлены силовые трансформаторы мощностью 2,5 и 6,3 МВА.

Таблица 46

Загрузка ПС 110 кВ Ново-Романовская

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Предельно допустимая нагрузка ПС, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по данным контрольного замера, проведенного (17.12.2014), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ Ново-Романовская	2,5	6,3	2,625	3,327

Допустимая максимальная нагрузка подстанции с учетом перегрузочной способности (в режиме N-1) составляет 2,625 МВА. Фактическая нагрузка подстанции в режиме N-1 по результатам максимального контрольного замера 17.12.2014 составила 3,327 МВА, то есть 133 %. В 2017-2018 гг. составила более 105 %. На прилегающей к указанной ПС территории отсутствуют иные центры питания, на которые возможно было бы перевести часть нагрузки. Ликвидация перегруза трансформатора T-1 возможна только путем ввода графиков аварийного отключения в объеме до 0,7 МВА.

На основании вышеизложенного, требуется реконструкция ПС 110 кВ Ново-Романовская с заменой трансформатора мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Рекомендуемый срок реконструкции ПС 110 кВ Ново-Романовская – 2021 год.

5. В соответствии с программой ПАО «Россети» по «цифровизации» электросетевого комплекса на территории Алтайского края (Барнаульский энергорайон) Алтайэнерго запланирована реализация следующих мероприятий:

5.1. Внедрение цифровых решений процессов информационного обмена с внешними системами управления работой ПС 35 кВ Прудская в цифровом виде на основе протоколов МЭК 61850.

5.2. Создание цифровой сети на базе участка распределительной сети 0,4-10 кВ от ПС 110 кВ Павловская.

Реализация мероприятий комплексного проекта цифровизации участка Павловского РЭС позволит повысить наблюдаемость за распределительной сетью 0,4-10 кВ, повысить её управляемость, обеспечит её функционирование как в автоматическом, так и дистанционном режимах. Проект будет реализован в филиале Алтайэнерго в период 2018 – 2020 годы. В результате реализации мероприятий планируется снизить количество технологических нарушений в работе сетей в 5 раз, минимизировать количество отключенных потребителей при технологических нарушениях за счет автоматизации секционирования поврежденного участка и включения резерва, исключить временные затраты на отыскание мест повреждений и сократить затраты на привлечение техники и персонала при ликвидации технологических нарушений.

6. Постановлениями Правительства Российской Федерации от 16.03.2018 № 273 и № 279 городам Заринск и Новоалтайск присвоен статус территории опережающего социально-экономического развития.

Создание ТЭСЭР «Заринск» и ТЭСЭР «Новоалтайск» будет способствовать диверсификации экономики городов, снижению зависимости от градообразующего предприятия, повышению инвестиционной привлекательности городов, созданию новых рабочих мест, привлечению инвестиций. Для привлечения инвесторов требуется создать необходимую инженерную инфраструктуру.

ТЭСЭР «Заринск»

В настоящее время электроснабжение ТЭСЭР «Заринск» осуществляется от четырех питающих центров 110(35)/10 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго» и от шин ГРУ 6 кВ ТЭЦ «Алтай-Кокс».

Основным проблемными местами электроснабжения города Заринска являются питающие центры ПС 110кВ Городская № 3 (Загрузка ЦП в режиме «N-1» составляет 108,67 %) и ПС 35 кВ Заринская № 70 (Загрузка ЦП в режиме «N-1» составляет 83,0 %)

Учитывая, что от трехобмоточных силовых трансформаторов 2х16 МВА ПС 110 кВ Городская № 3 по линиям электропередачи с уровнем напряжения 35 кВ также запитаны питающие центры ПС 35 кВ Чумышская № 76 и ПС 35 кВ Заринская № 70, перегрузка основного центра питания города ПС 110 кВ Городская № 3 является сдерживающим фактором в реализации планов развития города.

Питающий центр ПС 35 кВ Заринская № 70 с трансформаторами 6,3+10 МВА является источником питания для потребителей «залинейной» части города Заринска, на которой расположены перспективные площадки для размещения производственных предприятий.

Для решения вопроса перегрузки ПС 110 кВ Городская № 3 необходимо произвести перераспределение нагрузок на питающий центр ПС

110 кВ Кокс № 6 (Загрузка ЦП в режиме «N-1» составляет 12,28 %). Для перераспределения нагрузок на питающий центр ПС 110 кВ Кокс № 6 необходимо строительство объектов электросетевого хозяйства на низком напряжении питающих центров 10 кВ, а именно:

перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Городская № 3 на ПС 110 кВ Кокс № 6 путем строительства кабельных линий электропередачи от ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Кокс № 6 до РП-1 и РП-2 ООО «ЗСК». Величина нагрузки возможной к переводу с ПС 110 кВ Городская № 3 на ПС 110 кВ Кокс № 6 (с линий КЛ 3-6, 3-10, 3-17, 3-24) составит 10 МВт;

перевод части нагрузки с ПС 35 кВ Заринская № 70 на ПС 110 кВ Кокс № 6 путем строительства распределительного пункта и линии электропередачи от ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Кокс № 6 до распределительного пункта. Величина нагрузки возможной к переводу с ПС 35 кВ Заринская № 70 на ПС 110 кВ Кокс № 6 (с линий Л-70-1, Л-70-10, Л-70-16) составит 3,3 МВт.

Реализация проекта перевода нагрузки с ПС 110 кВ Городская № 3 и ПС 35 кВ Заринская № 70 на ПС 110 кВ Кокс № 6 с технологическим присоединением объектов нового строительства к ПС 110 кВ Кокс № 6 планируется по инвестиционному проекту ООО «ЗСК».

ТОСЭР «Новоалтайск»

В настоящее время электроснабжение потребителей на ТОСЭР «Новоалтайск» обеспечивается от двух питающих центров ГПП «НЗЖБИ» 35/6 кВ и ГПП «Алтайкровля» 110/6 кВ.

Установленная мощность 1 и 2 трансформаторов ГПП «НЗЖБИ» составляет 10 МВА и 16 МВА соответственно. Максимальная разрешенная мощность ГПП «НЗЖБИ» составляет 10 МВт. Максимальная мощность присоединенных потребителей к ГПП «НЗЖБИ» по данным измерительных приборов 01.01.2018 составила 6,0 МВт.

Подстанция ГПП «Алтайкровля» имеет установленную мощность силовых трансформаторов 2x16 МВА. Максимальная разрешенная мощность составляет 13,6 МВт. Максимальная мощность присоединенных потребителей к ГПП «Алтайкровля» по данным измерительных приборов 01.01.2018 составила 6,5 МВт.

Суммарная максимальная мощность присоединенных потребителей по двум подстанциям составила 11 МВт. Суммарно от двух подстанций ГПП «НЗЖБИ» и ГПП «Алтайкровля» возможно присоединение потребителей с максимальной мощностью до 10 МВт.

При развитии ТОСЭР «Новоалтайск» возможно дальнейшее увеличение электрической мощности ГПП «НЗЖБИ» 35/6 кВ и ГПП «Алтайкровля» 110/6 кВ.

Для увеличения возможной к присоединению мощности ООО «ЗСК» прорабатывает возможность реализации в 2019 – 2022 годах следующих мероприятий:

строительство в 2019 году линий электропередачи для связи распределительных устройств 6 кВ ГПП «НЗЖБИ» и ГПП «Алтайкровля» через распределительный пункт 6 кВ. По оценке компании, реализация этого мероприятия позволит при выводе в ремонт любого из трансформаторов на ГПП «Алтайкровля» (наиболее неблагоприятный (пессимистичный) вариант режима «N-1») обеспечить пропускную способность по двум ГПП в размере $13,6+7,77+(7,77+2,23)=31,37$ МВт. В указанном режиме величина мощности для технологического присоединения мощности составит $31,37-11 = 20,37$ МВт.

увеличение установленной электрической мощности ГПП «НЗЖБИ».

Для этого в 2021 году планируется увеличение пропускной способности кабельных выходов ВЛ 35 кВ ЧА-317, ЧА-318 на ПС 220/110/35 «Чесноковская» (на балансе ПАО «ФСК ЕЭС») и в 2023 году замена трансформатора Т-1 ГПП «НЗЖБИ» мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА. При реализации указанных мероприятий возможно технологическое присоединение новых потребителей к ГПП «НЗЖБИ» с установленной мощностью до 5 МВт. Мероприятия по реконструкции электросетевого хозяйства МЭС Сибири выполняются при наличии ТУ на ТП объектов ГПП «НЗЖБИ».

проведение в 2023 году реконструкции (модернизации) с увеличением установленной электрической мощности ГПП «Алтайкровля», предусматривающей замену силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на новые силовые трансформаторы с мощностью по 25 МВА каждый. При реализации указанных мероприятий возможно технологическое присоединение новых потребителей с установленной мощностью до 8 МВт.

В связи с отсутствием перспективных потребителей ТЭСЭР «Заринск» и ТЭСЭР «Новоалтайск» в прогнозе потребления проекта СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. (отсутствуют утвержденные ТУ на ТП) информация по мероприятиям в части ТЭСЭР приведена справочно. Мероприятия, необходимые для обеспечения электроснабжения перспективных потребителей ТЭСЭР, должны быть проработаны и определены в рамках отдельной проектной работы.

Бийский энергорайон

Электроснабжение Бийского энергорайона осуществляется по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская и ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская, входящих в контролируемое сечение ББУ-3, а также от Бийской ТЭЦ.

1. ПС 110 кВ Предгорная введена в эксплуатацию в 1987 г. От ПС осуществляется электроснабжение территории, на которой проживает 25,6 тыс. человек. На ПС установлены силовые трансформаторы разной мощности (Т-1 – 6,3 МВА, Т-2 – 10 МВА).

Таблица 47

Загрузка ПС 110 кВ Предгорная

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Предельно допустимая нагрузка ПС, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по данным контрольного замера, проведенного (2018 год), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ Предгорная	6,3	10	6,615	7,967

Допустимая максимальная нагрузка подстанции с учетом перегрузочной способности (в режиме N-1) составляет 6,615 МВА. Фактическая нагрузка подстанции в режиме N-1 по результатам максимального контрольного замера за последние 5 лет составила 7,967 МВА, т.е. 126,5 %.

Аварийное отключение трансформатора T-2 мощностью 10 МВА в осенне-зимний период, приводит к перегрузу остающегося в работе трансформатора T-1 мощностью 6,3 МВА. На прилегающей к указанной ПС территории отсутствуют иные центры питания, на которые возможно было бы перевести часть нагрузки. Ликвидация перегруза трансформатора T-1 возможна только путем ввода графиков аварийного отключения в объеме до 1,352 МВА.

На основании вышеизложенного требуется замена трансформатора T-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Рекомендуемый срок реконструкции ПС 110 кВ Предгорная – 2021 год.

Рубцовский энергорайон

1. ПС 110 кВ Волчихинская введена в эксплуатацию в 1972 году. На ПС установлены два силовых трансформатора T-1 – 6,3 МВА; T-2 – 10 МВА.

ПС 110 кВ Волчихинская является единственным источником электроэнергии в Волчихинском районе Алтайского края, в связи с чем, возможность перевода существующих нагрузок на другие центры питания отсутствуют.

Таблица 48

Загрузка ПС 110 кВ Волчихинская

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Предельно допустимая нагрузка ПС, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по данным контрольного замера, проведенного (16.12.2015), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ Волчихинская	6,3	10	6,615	8,413

Допустимая максимальная нагрузка подстанции с учетом перегрузочной способности (в режиме N-1) составляет 6,615 МВА. Фактическая нагрузка подстанции в режиме N-1 по результатам максимального контрольного замера 16.12.2015 составила 8,413 МВА, то есть 133,5 %. В 2017-2018 годах нагрузка ПС 110 кВ Волчихинская составила более 120%.

Аварийное отключение силового трансформатора Т-2 приводит к необходимости ввода графиков аварийного отключения в объеме до 1,798 МВА.

На основании вышеизложенного, требуется реконструкция ПС 110 кВ Волчихинская в части замены силового трансформатора 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Рекомендуемый срок реконструкции ПС 110 кВ Волчихинская – 2020 год.

3) В настоящее время на ПС 110 кВ Северная ведутся работы по реконструкции данной ПС в части замены оборудования ОРУ-110 кВ, а также силовых трансформаторов (с заменой трансформаторов мощностью 20 МВА и 25 МВА на трансформаторы 2x16 МВА. Объем выполненных строительно-монтажных работ на 01.04.2019 составляет 95 %.

Планируемый срок ввода в эксплуатацию - 2020 год.

Кулундинский энергорайон

Электроснабжение Мамонтовского и Романовского районов осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Корчинская – Мамонтовская – Романовская – Сидоровская (одноцепная ВЛ 110 кВ Корчино – Мамонтово (ВЛ КМ-110); одноцепная ВЛ 110 кВ Мамонтово – Романовская (ВЛ МР-20); одноцепная ВЛ 110 кВ Романовская – Сидоровская (ВЛ РС-50)). Общая численность населения этих районов составляет 38 тысяч человек. Суммарная нагрузка по ПС 110 кВ Мамонтовская, ПС 110 кВ Романовская, ПС 110 кВ Сидоровская составляет 12 МВт (по данным контрольного замера 19.12.2019).

Электроснабжение Бурлинского района осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Славгородская – Бурлинская – Новосельская является тупиковым (одноцепная ВЛ 110 кВ Славгородская – Бурлинская (ВЛ СБ-128); одноцепная ВЛ 110 кВ Бурлинская – Новосельская (ВЛ БН-2)). Протяженность транзита 74,07 км. Общая численность населения Бурлинского района составляет 11 тысяч человек. Суммарная нагрузка по ПС 110 кВ Бурлинская, ПС 110 кВ Бурсоль, ПС 110 кВ Новосельская, ПС 35 кВ Ореховская составляет 4,6 МВт (по данным контрольного замера 19.12.2019).

Электроснабжение всех потребителей на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов осуществляется по третьей категории надежности.

Проведение ремонтов указанных выше ВЛ 110 кВ приводит к прекращению электроснабжения потребителей на период проведения работ. По данным предоставленным Алтайэнерго, суммарное время проведения ремонта по любой из этих ВЛ 110 кВ превышает установленное действующими нормативно-техническими документами допустимое время прекращения электроснабжения потребителей третьей категории (суммарно 72 часа за год).

Технические условия на технологическое присоединение объектов с первой и/или второй категории надежности электроснабжения, расположенных на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов, в которые включены мероприятия по строительству новых ВЛ 110 кВ в настоящее время отсутствуют.

С учетом изложенного, для соблюдения требований действующих НТД при проведении ремонтов ВЛ 110 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов, Алтайэнерго необходимо выполнить разработку соответствующих технических и/или организационно-технических мероприятий.

В рамках реализации мероприятий по договорам технологического присоединения, так же необходимо выполнение следующих мероприятий на объектах 35 кВ Алтайэнерго:

реконструкция ПС 35/10 кВ Санниковская № 35 (комплексная с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку, замена силовых трансформаторов 2*4 на 2*10МВА) СВЭС (установка выключателей 35 кВ – 12шт), сроки реализации 2018 – 2021 годы;

реконструкция ПС 35/10 кВ База СВЭС №48 в части увеличения мощности трансформаторов (замена трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*6,3 МВА), срок реализации 2020 год;

реконструкция СХ-308 с отпайкой на ПС №71 Залесовская и реконструкции части ВЛ 35 кВ СЗ-321 в двухцепном исполнении. Расширение ПС № 71 Залесовская для установки портала и двух линейных выключателей 35 кВ, срок реализации 2021 – 2025 годы;

строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35/10 кВ Комарихинская №39 до ПС 35/10 кВ Березовская № 58 протяженностью 28 км, срок реализации 2025 год;

реконструкция ВЛ 35 кВ ПЕ-332, ЕВ-325, С-325 (120 км) (замена деревянных на железобетонные опоры, замена провода), срок реализации 2022 – 2025 годы;

реконструкция ВЛ-35 кВ Третьяково – Старо-Алейка, 14 км (замена провода), срок реализации 2019 год;

реконструкция ВЛ-35 кВ Ивановская – Октябрьская-357, (замена опор и провода), срок реализации 2022 – 2024 годы;

реконструкция ВЛ-35 кВ Тишинка – Титовка (замена опор и провода), протяжённость 36,7 км АС-70 на АС-120, срок реализации 2022 – 2025 годы;
 реконструкция ВЛ-35 кВ ПЗ-351 отпайка на ПС 35/10 кВ Мичуринская №33 Рубцовского района Алтайского края, срок реализации 2022 – 2025 годы.

Энергообъекты ОАО «РЖД»

Существующие схемы ПС 220 кВ Артышта (Кемеровская область) и ПС 220 кВ Тягун не позволяют осуществить вывод в ремонт (ввод в работу) ЛЭП без кратковременного (на время переключения) погашения ПС. Это служит причиной не только затягивания сроков ремонтов ЛЭП 220 кВ, но и к срыву ремонтов ЛЭП 220 кВ и оборудования ПС 220, 500 кВ Барнаульского узла, а также приводит к невозможности обеспечить ввод ЛЭП 220 кВ в районе ПС 220 кВ Тягун со временем аварийной готовности.

Необходимо проведение реконструкции ПС 220 кВ Тягун.

4.5. Перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе утвержденных ТУ на ТП)

Таблица 49

№ п/п	Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Суммарная мощность, МВт
1	2	3	4	5
1.	ТП 10 кВ (объекты ТРТ «Бирюзовая Катунь»)	ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь	ОАО «Особые экономические зоны»	25,000
2.	ТП 10 кВ (объекты игровой зоны)	ПС 110 кВ Сибирская монета	Управление Алтайского края по развитию туристско-рекреационного и санаторно-курортного комплексов (для игровой зоны)	24,000
3.	ПС 35 кВ (для автотуристического кластера «Золотые ворота»)	ПС 220 кВ Бийская	Управление капитального строительства Администрации г.Бийска	6,015
4.	ПС 110 кВ Белокуриха (для туристско-рекреационного субкластера "Белокуриха-2")	ПС 110 кВ Смоленская	Администрация г. Белокуриха	10,000
5.	ПС 220 кВ Цемент	1. ПС 220 кВ Смазнево; 2. ПС 220	ОАО «Цемент»	23,000

1	2	3	4	5
		кВБачатская		
6.	ПС 110/10 кВ Индустриальный парк с отпайками от ВЛ 110 кВ Чесноковская – Новоалтайск I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Заводская	ПС 220 кВ Чесноковская	ОАО «УК Индустриальный парк»	25,000
7.	ТП 10 кВ (Теплицы №2, №3, №6)	ПС 110 кВ Строительная	ОАО «Индустриальный»	30,000
8.	Производственные здания	ПС 110 кВ (Алтайский Химпром)	ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	10,000

V. Основные направления развития электроэнергетики Алтайского края на 2020 – 2024 годы

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Алтайского края

Одним из стратегических направлений Стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года, утвержденной законом Алтайского края от 21.11.2012 № 86-ЗС, является создание инфраструктурной основы динамичного социально-экономического развития региона. Вместе с тем приведенный в Стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года анализ относит к внутренним сдерживающим факторам (слабым сторонам) недостаточный уровень развития энергетической инфраструктуры и энергозависимость краевой экономики от поставок энергоносителей из других регионов страны.

Основной целью стратегического развития энергетики Алтайского края является обеспечение эффективности и сбалансированности ТЭК края, преодоление дефицитности по энергии и топливу, устойчивое развитие экономики и поступательного роста уровня жизни населения региона при безусловном соблюдении технологических стандартов и экологических норм.

В целях обеспечения потребностей экономики и социальной сферы Алтайского края в электроэнергии к числу стратегических задач развития энергетической системы Алтайского края отнесены:

обеспечение надежности и энергетической безопасности работы системы электроснабжения Алтайского края в части преодоления в крае сложившейся дефицитности по электроэнергии и обеспечению ТЭР в нормальных и чрезвычайных ситуациях, а также удовлетворение потребностей экономики и населения в электроэнергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;

повышение энергетической эффективности Алтайского края в части формирования рациональной структуры генерирующих мощностей края;
повышения использования установленной мощности электростанций;
сокращения потерь в электросетевом хозяйстве до уровня

международной практики;

улучшения использования топливных ресурсов, в том числе путем использования собственных запасов угля при производстве тепловой и электрической энергии.

Согласно энергетической стратегии Алтайского края на период до 2020 года стратегическое развитие ТЭК Алтайского края должно исходить из реализации следующих стратегических целей:

- повышение энергетической безопасности края;
- повышение энергетической эффективности экономики края;
- повышение бюджетной эффективности ТЭК края.

Согласно главной стратегической цели развития ТЭК Алтайского края он должен стать высокоэффективным, сбалансированным инфраструктурным комплексом, способным обеспечить устойчивое развитие экономики и поступательный рост уровня жизни населения региона при безусловном соблюдении экологических норм и технологических стандартов.

Для выбора наиболее эффективных путей достижения поставленных целей энергетической стратегией Алтайского края рассматривается реализация шести стратегических направлений:

- 1) развитие газификации края;
- 2) энергосбережение и повышение энергетической эффективности;
- 3) наращивание генерирующих мощностей;
- 4) развитие электрических сетей;
- 5) создание собственной угледобывающей промышленности;
- 6) использование ВИЭ.

Стратегическое направление «Развитие газификации края» предусматривает повышение энергетической эффективности экономики и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением следующих стратегических задач:

- повышение эффективности установок, использующих топливо;
- снижение вредных выбросов от источников тепла и электроэнергии;
- повышение качества жизни населения;
- создание возможности для строительства высокоэффективных мини-ТЭЦ на природном газе;
- создание возможности для перевода автотранспорта и сельхозтехники на более дешевый и экологически чистый вид моторного топлива.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

газификация южных районов Алтайского края в направлении месторасположения особой экономической зоны туристско-рекреационного типа «Бирюзовая Катунь» и игровой зоны;

газификация юго-западных районов Алтайского края в направлении Барнаул – Рубцовск;

газификация западных районов Алтайского края в направлении Барнаул – Славгород.

Стратегическое направление «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» предусматривает повышение

энергетической эффективности экономики и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением следующих стратегических задач:

снижение удельного потребления топлива источниками тепла и электроэнергии;

снижение потерь электрической и тепловой энергии в передающих сетях;

снижение потерь ТЭР у потребителей;

снижение энергоемкости ВРП;

снижение расхода ТЭР в бюджетной сфере.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

применение энергоэффективного оборудования и материалов;

внедрение контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры;

создание условий для массовой энергоэффективной реконструкции зданий с целью снижения показателя удельного расхода тепловой энергии;

внедрение стимулов энергосбережения.

К направлениям использования энергоэффективных технологий относятся:

внедрение усовершенствованных горелочных устройств;

внедрение энергосберегающей техники, повышение экономичности оборудования;

модернизация систем теплоснабжения с применением эффективных теплоизоляционных материалов и конструкций, с проведением режимных эксплуатационно-наладочных мероприятий;

внедрение АСКУЭ и систем управления энергией на объектах;

комплексная оптимизация режимов работы всех действующих на территории края теплоэлектрических станций.

Стратегическое направление «Наращивание генерирующих мощностей» предусматривает повышение энергетической безопасности Алтайского края и связано с решением ряда стратегических задач:

повышение надежности энергоснабжения производственных, коммунально-бытовых потребителей и населения;

снижение зависимости Алтайского края от поставок электроэнергии из соседних энергосистем;

гарантированное обеспечение растущего спроса на электроэнергию как со стороны действующих потребителей, так и со стороны вновь возникающих.

Одним из возможных мероприятий этого направления является строительство конденсационной электростанции на базе Мунайского бурогоугольного месторождения.

Стратегическое направление «Развитие электрических сетей» предусматривает повышение энергетической безопасности Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

повышение надежности энергоснабжения производственных, коммунально-бытовых потребителей и населения;

гарантированное обеспечение спроса на электроэнергию как со стороны действующих потребителей, так и со стороны вновь

присоединяемых;

обеспечение свободного доступа производителей и потребителей электроэнергии на рынки мощности и электроэнергии.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:
 организация внешнего электроснабжения объектов игровой зоны;
 строительство и реконструкция линий электропередачи и ПС для подключения к сети новых потребителей электроэнергии.

Стратегическое направление «Создание собственной угледобывающей промышленности» предусматривает повышение энергетической безопасности и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

снижение зависимости электроэнергетики и теплового хозяйства Алтайского края от поставок угля из других регионов - Красноярского края, Кемеровской области, Республики Казахстан;

снижение себестоимости тепловой и электрической энергии за счет использования более дешевого местного угля;

создание возможности строительства собственной крупной электростанции.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:
 развитие мощностей Мунайского угольного разреза;
 доразведка запасов бурых углей Мунайского и близлежащих месторождений с целью постановки на государственный баланс.

Стратегическое направление «Использование возобновляемых источников энергии» предусматривает повышение энергетической безопасности и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края, связано с решением следующих стратегических задач:

снижение зависимости Алтайского края от поставок ТЭР из соседних регионов;

повышение надежности энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей энергии;

внедрение новых технологий;

развитие инновационной составляющей экономики края.

Учитывая природно-климатические условия Алтайского края и степень проработанности технологий использования ВИЭ, к основным мероприятиям на рассматриваемую перспективу можно отнести строительство СЭС, малых ГЭС, ВЭС, биогазовых установок.

5.2. Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) на 2020 – 2024 годы.

Таблица 50

Прогноз электропотребления энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края)

Показатель, единицы измерения	Годы				
	2020	2021	2022	2023	2024

Электропотребление, млрд. кВт·ч	10,391	10,406	10,438	10,451	10,485
Прогнозные темпы прироста, %	0,4	0,1	0,3	0,1	0,3

Согласно прогнозу электропотребления, в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края), в соответствии с информацией, представленной Системным оператором на основании проекта СиПР ЕЭС 2019 – 2015 гг., его величина в период 2020 – 2024 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост электропотребления в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) за последующие пять лет составит 94 млн. кВтч, или приблизительно 0,9 %.

5.3. Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) на 2020 – 2024 годы

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) принят в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2019 – 2025 для Алтайского края (таблица 51).

Согласно прогноза максимального потребления мощности в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края), разработанного Системным оператором, величина максимального потребления мощности в период 2020 – 2024 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимальной нагрузки в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 13,0 МВт, или приблизительно 0,7 %.

Таблица 51

Прогноз изменения собственного максимума нагрузки Алтайского края на 2020 – 2024 годы по данным Системного оператора

Показатель	Годы				
	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум потребления нагрузки, МВт	1 795,0	1 802,0	1 805,0	1 807,0	1 808,0
Прогнозные среднегодовые темпы прироста/снижения, %	0,3	0,4	0,2	0,1	0,1

Детализация прогноза электропотребления и максимума потребления мощности по крупным потребителям энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) представлена в таблице 52.

Таблица 52

Прогноз электропотребления и максимума нагрузки крупных потребителей Алтайского края на 2019 – 2024 годы
(по данным компаний)

Потребитель	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч						Максимум потребления нагрузки, МВт					
	годы						годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	823,1	823,1	823,1	823,1	823,1	823,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
ОАО «Алтай-Кокс», г. Заринск	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4
ОАО «Кучуксульфат», Благовещенский район	59,0	62,0	59,0	62,0	59,0	60,0	6,7	7,1	9,4	6,7	6,7	7,2
ОАО ХК «Барнаульский станкостроительный завод», г. Барнаул	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
ЗАО «Станко-Цепь», г. Барнаул	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
ООО «Литейный завод»	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
ОАО «Авиапредприятие Алтай», г. Барнаул	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ООО «Барнаульский Водоканал», г. Барнаул	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
ООО «Алтайский комбинат химических волокон»	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1
МУП «Горэлектротранс», г. Барнаул	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
ОАО «Цемент», Заринский район	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
МУП «Водоканал», г. Бийск	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

5.4. Фактические и прогнозируемые показатели потребления тепловой энергии в Алтайском крае в 2018 – 2024 годах

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании существующих прогнозов теплотребления по промышленным предприятиям и зонам централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края, отнесенных к крупным потребителям тепловой энергии.

Таблица 53

Фактические и прогнозируемые показатели теплотребления крупных потребителей и зон централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края на 2018 – 2024 годы
(по данным администраций муниципальных образований)

тыс. Гкал

Наименование потребителя, источники покрытия	Годы						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	факт	прогноз					
1	2	3	4	5	6	7	8
ОАО «Алтай-Кокс» (на собственные нужды)	486,0	547,5	497,7	497,7	497,7	497,7	497,7
ОАО «Кучуксульфат» (на собственные нужды)	421,2	457,8	475,0	475,0	475,0	475,0	475,0
г. Барнаул, централизо- ванное теплоснабжение	4181,0	3756,7	3717,6	3809,3	3888,3	3961,5	4043,9
покрытие:							
Барнаульская ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3	3938,2	3514,0	3474,9	3566,6	3645,6	3718,8	3801,2
муниципальные котельные	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7
г. Алейск, централизо- ванное теплоснабжение	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6
покрытие:							
ООО «Алейская тепловая компания»	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6
ведомственные котельные	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
г. Белокуриха, централизованное теплоснабжение	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
покрытие:							
ГП ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельная АО «Теплоцентрль Белокуриха»	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
г. Бийск, централизо- ванное теплоснабжение	1844,4	1774,0	1781,8	1802,0	1812,2	1828,8	1845,4
покрытие:							

1	2	3	4	5	6	7	8
Бийская ТЭЦ-1	1775,0	1704,6	1712,4	1732,6	1742,8	1759,4	1776,0
муниципальные котельные	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4
г. Заринск, централизованное теплоснабжение	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0
покрытие:							
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	305,3	305,3	305,3	305,3	305,3	305,3	305,0
муниципальные и ведомственные котельные	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Зона централизованного теплоснабжения г. Камень-на-Оби	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
покрытие – муниципальные котельные	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
г. Новоалтайск, централизованное теплоснабжение	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0
покрытие:							
муниципальные котельные	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2
ведомственные котельные	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
г. Рубцовск, централизованное теплоснабжение	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46
покрытие:							
ЮТС АО «Руб ТЭК»	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66
муниципальные котельные	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
г. Славгород, централизованное теплоснабжение	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
покрытие: котельные ООО «АТС Славгород»	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
ЗАТО Сибирский, централизованное теплоснабжение	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
покрытие: муниципальные котельные	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
г. Яровое, централизованное теплоснабжение	250,5	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2
покрытие: ТЭЦ г. Яровое	250,5	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании существующих прогнозов теплоснабжения, анализа тенденций в потреблении тепловой энергии, с учетом взаимозаменяемости энергоносителей в сфере теплоснабжения, информации администраций муниципальных образований Алтайского края и потребителей теплоэнергии.

Таблица 54

Фактические и прогнозируемые показатели потребления тепловой энергии по городам Алтайского края (по данным администраций муниципальных образований)

Показатель	Годы						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	факт	прогноз					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	7858,26	7863,26	7868,26	7873,26	7878,26	7883,26	7888,26
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	4,26	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Среднегодовые темпы прироста, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 55

Фактические и прогнозируемые показатели отпуска теплоэнергии по городам Алтайского края (по данным организаций)

тыс. Гкал

Отпуск теплоэнергии	Годы						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	факт	прогноз					
От электростанций ТГК	7364,1	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0
От котельных	1983,5	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0
От станций промышленных предприятий	1278,5	1327,8	1278,0	1278,0	1278,0	1278,0	1278,0

5.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Алтайского края мощностью свыше 5 МВт на период 2020 – 2024 годов

Перечень вводов/выводов котельного оборудования на электростанциях Алтайского края (по данным генерирующих компаний) представлены в таблице 58.

Таблица 56

Перечень вводов/выводов котельного оборудования на электростанциях Алтайского края (по данным генерирующих компаний)

Наименование электростанции	Оборудование	Изменение	Год	Вид топлива	Вводимая (+)/ Выводимая (-) мощность		Место расположения
					МВт	Гкал/ч	
1	2	3	4	5	6	7	8
ТЭЦ КСК ОАО	КП № 1	вывод	2020	уголь	-27,9	-24,0	пос. Степное

1	2	3	4	5	6	7	8
«Кучуксульфат»	КП № 2	ВЫВОД	2020	уголь	-27,9	-24,0	озеро
	КП № 3	ВЫВОД	2020	уголь	-27,9	-24,0	
	КП № 1	ВВОД	2020	уголь	51,87	44,6	
	КП № 2	ВВОД	2020	уголь	51,87	44,6	
	КП № 3	ВВОД	2020	уголь	51,87	44,6	
ТЭЦ ОАО «ЧСЗ»	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВЫВОД	2019	газ	-7,5	-11,8	с. Черемное Павловский район
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВЫВОД	2020	газ	-7,5	-11,8	
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВЫВОД	2021	газ	-7,5	-11,8	
	Котел ДЕ 16-24-380 ГМ	ВЫВОД	2023	газ	-7,5	-10,3	
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВВОД	2019	газ	18,6	16	
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВВОД	2020	газ	18,6	16	
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ВВОД	2021	газ	18,6	16	
	Котел ДЕ 16-24-380 ГМ	ВВОД	2023	газ	11,6	10	

Изменение установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края на 2020 – 2024 годы представлено в двух вариантах: базовый, в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2019 – 2025 для Алтайского края (таблица 59) и оптимистичный по данным организаций, предоставленных в министерство промышленности и энергетики Алтайского края) (таблица 60).

Таблица 57

Перечень генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации модернизации и перемаркировки оборудования
(по данным проекта СиПР ЕЭС 2019-2025 годов)

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Номер блока	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	Мощность, МВт/Гкал/ч	Год ввода
Объекты Алтайского края в проекте СиПР ЕЭС 2019-2025 годов отсутствуют						

В рамках дополнительного оптимистического варианта предусматривается ввод генерирующих источников электроэнергии, указанных в таблице 58.

Таблица 58

Перечень новых и расширяемых электростанций Алтайского края
(По данным организаций, предоставленных в министерство промышленности и энергетики Алтайского края)

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Номер блока	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	Вводимая мощность, МВт	Год ввода	Примечание
Бийская ТЭЦ-1	ТГ-4	АО «Бийскэнерго»	уголь	Перемаркировка с увеличением установленной мощности	10/60	2019	Письмо от 22.01.2019 № 4/1-5136/19-0-0
Барнаулская ТЭЦ-2	ТГ-7	АО «Барнаулская генерация»	уголь	Перемаркировка с увеличением установленной мощности	25/50	2020	Письмо от 22.01.2019 № 4/1-5136/19-0-0
ЮТС	турбина Р-6-13/1,2	АО «Руб ТЭК»	Уголь	Новое строительство	6	2019	ДТП
Славгородская СЭС	-	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нет топлива	Новое строительство	25	2020	Письмо от 25.02.19 № 0467/01/исх-19

С учетом фактически выполненных субъектами мероприятий, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение, полученных по результатам конкурентного отбора мощности, проведенного АО «СО ЕЭС» в 2017 г. и предусмотренных в СиПР ЕЭС 2018-2024 годов (утверждена приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121) в настоящей работе учитывается увеличение установленной мощности Бийской ТЭЦ-1 и Барнаульской ТЭЦ-2 по оборудованию указанному в таблице 60.

На момент разработки настоящего документа Барнаульской ТЭЦ-2 и Бийской ТЭЦ-1 получены акты о выполнении технических условий на технологическое присоединение и проведены соответствующие испытания генерирующего оборудования.

По информации потенциального инвестора строительства солнечных электростанций на территории Алтайского края в 2020 году планируется строительство солнечной электростанции «Славгородская СЭС» с установленной мощностью 25,0 МВт.

По данным АО «Руб ТЭК» в соответствии с договором технического присоединения в 2019 году реализуется проект по установке генератора на Южной тепловой станции г.Рубцовск мощностью 6 МВт.

На основании изложенного составлено 2 варианта прогноза изменения установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края. Вариант 1 (базовый) учитывает ввод генерирующих объектов, включенных в перечень вводов/выводов/модернизаций генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации. Вариант 2 (оптимистичный) учитывает все проекты по вводу генерирующих объектов перечисленных выше.

Вариант 1 (базовый)

Таблица 59

Установленные мощности электростанций Алтайского края на период до 2024 года (по состоянию на конец года)

МВт

Электростанции	Прогнозный период, год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Всего, в том числе:	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС и ГАЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
НВИЭ, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Вариант 2 (оптимистичный)

Таблица 60

Установленные мощности электростанций Алтайского края на период до 2024 года (по состоянию на конец года)

МВт

Электростанции	Прогнозный период, год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Всего, в том числе:	1597,0	1597,0	1597,0	1597,0	1597,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС и ГАЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
НВИЭ, в том числе:	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
солнечные ЭС	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

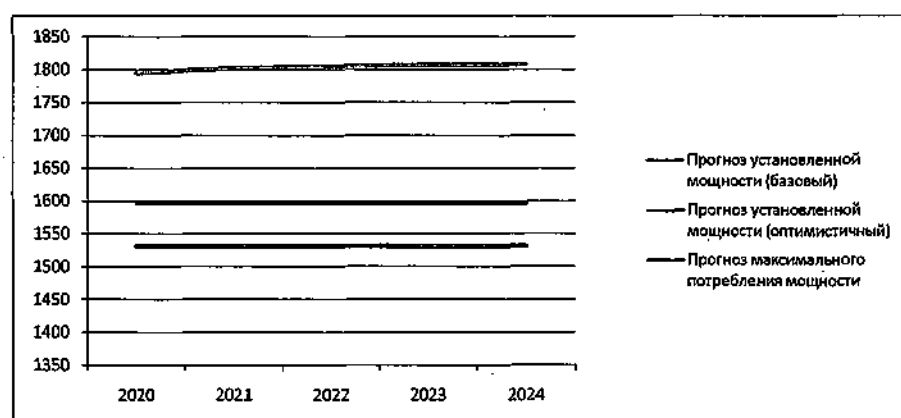


Рисунок 7. Прогноз установленной мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) в 2020–2024 годах

5.6. Прогноз развития энергетики Алтайского края на основе ВИЭ и местных видов топлива

В настоящее время энергетика Алтайского края на 99 % зависит от поставок угля из других регионов – Кемеровской области, Красноярского края и Республики Казахстан. Удаленность потребителей угля от угледобывающих предприятий предопределяет риски, связанные со своевременной доставкой необходимых объемов топлива, а также его

относительно высокую стоимость за счет транспортной составляющей.

Развитие в крае Мунайского бурого угольного месторождения в Солтонском районе способно обеспечить в ближайшие годы потребности в энергетическом угле районов восточной зоны Алтайского края, прилегающих к Солтонскому району (Бийского, Зонального, Смоленского, Советского, Солтонского, Тогульского и Целинного), а в перспективе - потребности новой Алтайской КЭС мощностью 660 МВт в Солтонском районе. Объем производства электроэнергии КЭС оценивается более 4,5 млрд. кВт·ч в год. В настоящее время ведутся поиски инвесторов для строительства.

В случае принятия решения о строительстве Алтайской КЭС необходимо дополнительно обеспечить строительство объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности станции. Режимно-балансовая необходимость в строительстве электростанции отсутствует.

Алтайский край располагает существенным потенциалом возобновляемых источников энергии. Суммарные ресурсы ВИЭ, доступные потребителям в Алтайском крае, представлены в таблице 61.

Таблица 61

Ресурсы ВИЭ Алтайского края

Ресурсы	Валовый потенциал, млн. т у.т./год	Технический потенциал, млн. т у.т./год	Экономический потенциал, млн. т у.т./год
Малая гидроэнергетика	5,2	1,7	0,9
Энергия биомассы	0,8	0,3	0,2
Энергия ветра	1126,0	87,4	0,4
Энергия солнечной радиации	26038,3	26,0	0,2
Низкопотенциальное тепло	529,9	3,4	0,4
Итого	27700,2	118,9	2,1

Для Алтайского края перспективными направлениями использования ВИЭ являются освоение энергии солнечной радиации и гидро-ветроэнергетического потенциалов и местных видов топлива.

Наиболее благоприятными для размещения ветроэнергетических установок являются территории со среднегодовой скоростью ветра более 4 – 4,5 м/с. Этим условиям удовлетворяют города: Алейск, Барнаул, Белокуриха, Камень-на-Оби, Рубцовск, Славгород; районы: Волчихинский, Завьяловский, Ключевский, Кулундинский, Ребрихинский, Родинский, Романовский, Славгородский, Третьяковский, Угловский, Хабарский, Шипуновский.

Города и районы, на территории которых возможна реализация пилотных проектов по сооружению ветрогенерирующих установок малой мощности, приведены в таблице 62.

Таблица 62

**Характеристики проектов по сооружению ВЭС на территории
Алтайского края**

Город, район	Количество, шт.	Установленная мощность, МВт	Расчетная среднегодовая (потенциальная) выработка электроэнергии в год, млн кВт·ч
г. Алейск	6	1,8	5,67
г. Барнаул	2	1,0	3,15
г. Камень-на-Оби	4	2,0	6,30
г. Рубцовск	8	4,0	12,60
Завьяловский район	1	0,05	0,15
Кулундинский район	25	2,0	39,40
Ключевский район	5	2,5	7,88
Ребрихинский район	4	2,0	6,30
г. Славгород	50	2,0	78,80
Третьяковский район	3	1,5	4,73
Хабарский район	8	4,0	12,60

В соответствии с научно-исследовательской работой «Опыт внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности на территории Алтайского края» от 13.12.2013, гидроэнергетический потенциал рек Алтайского края способен в значительной степени уменьшить дефицит электроснабжения удаленных от существующей энергосистемы сельских районов, а также районов с одноцепными и радиальными физически изношенными линиями электропередачи 10 кВ.

Таблица 63

Основные характеристики малых ГЭС

Наименование малой ГЭС	Место расположения	Установленная электрическая мощность, МВт	Расчетная выработка, млн. кВт·ч
1	2	3	4
Солонешенская МГЭС	р. Ануй, Солонешенский район	1,2	4,8
Гилевская МГЭС	Гилевское водохранилище, Локтевский район	2,4	8,3

1	2	3	4
Чарышская МГЭС	р. Чарыш, Чарышский район	15,0	51,8
Красногородская МГЭС	р. Песчаная, Смоленский район	8,0	27,6
Сибирячихинская МГЭС	р. Ануй, в 9 км выше пос. Сибирячиха Солонешенского района	5,0	20,0
Итого		31,6	112,5

Кроме указанных в таблице 65 потенциальных для строительства малых ГЭС, перечень перспективных малых ГЭС Алтайского края включает 26 потенциальных объектов суммарной установленной мощностью 404,0 МВт и расчетной годовой выработкой 1541 млн. кВт·ч.

Информация о месте размещения и мощности каждой из 26 малых ГЭС отсутствует.

Информация о потенциале развития в Алтайском крае малых ГЭС приведена справочно и не учитывается в балансах электрической энергии и мощности.

Перспективным направлением развития энергетики в Алтайском крае, где традиционно развито растениеводство и животноводство, может стать использование биотоплива. На территории предприятия ЗАО «Алтайский бройлер» возможно строительство биоэнергетической установки, работающей на энергии, полученной из органических отходов птицефабрики, и вырабатывающей тепловую и электрическую энергию, с одновременным производством экологически чистых минеральных удобрений.

5.7. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) в Алтайском крае на 2020 – 2024 годы

Перспективные балансы мощности

Представлено два варианта перспективного баланса мощности. Для обоих вариантов за основу взят прогноз потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края), представленный Системным оператором (таблица 50). Варианты различаются в части, прогноза изменения установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края на 2020 – 2024 годы: вариант 1 (базовый) в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2019 – 2025 для Алтайского края (таблица 64) и вариант 2 (оптимистичный) по данным организаций, предоставленных в министерство промышленности и энергетики Алтайского края) (таблица 65).

При развитии событий по базовому варианту (таблица 64) – энергосистема Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) до 2024 года останется дефицитной. В случае развития ситуации с

реализацией проектов по вводу генерирующих объектов по оптимистическому варианту, в 2024 году получение мощности из смежных энергосистем также значительно не изменится и останется на уровне 2020 года.

Располагаемая мощность СЭС изменяется в течение суток и зависит от освещенности в конкретный период времени и наличия напряжения во внешней сети. В связи с тем, что час максимума нагрузок приходится на темное время суток, располагаемая мощность СЭС при проведении расчетов балансов принята равной нулю.

Вариант 1 (базовый)

Таблица 64

Баланс мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) на период
2020 – 2024 годов

МВт

Показатели, МВт	Прогнозный период, год				
	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления мощности	1795,0	1802,0	1805,0	1807,0	1808,0
Установленная мощность	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0	1531,0
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-264	-271	-274	-276	-277

Вариант 2 (оптимистичный)

Таблица 65

Баланс мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) на период
2020 – 2024 годов

МВт

Показатели, МВт	Прогнозный период, год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум потребления мощности	1795,0	1802,0	1805,0	1807,0	1808,0
Установленная мощность,	1597,0	1597,0	1597,0	1597,0	1597,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
НВИЭ	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0	1572,0
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-223	-230	-233	-235	-236

Перспективные балансы электроэнергии

Представлено два варианта перспективного баланса электроэнергии. Для обоих вариантов за основу взят прогноз электропотребления энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края), представленный Системным оператором (таблица 50). Варианты различаются в части прогноза выработки электроэнергии: в варианте 1 выработка принята по данным Системного оператора для территории Алтайского края (таблица 59), в варианте 2 – выработка рассчитана по прогнозным данным генерирующих компаний с учетом планов ввода новых генерирующих мощностей (таблица 60).

Вариант 1

Таблица 66

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края
(в части Алтайского края), на основе прогнозов выработки электроэнергии
представленных Системным оператором на период 2020 – 2024 годов

млн. кВт·ч

Показатели	Единица измерения	Прогнозный период, год				
		2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление	млн.кВтч	10391,0	10406,0	10438,0	10451,0	10485,0
Выработка	млн.кВтч	7271,0	7485,0	7714,0	7848,0	8117,0
АЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	млн.кВтч	7271,0	7485,0	7714,0	7848,0	8117,0
КЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
СЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перегоков электрической энергии*	млн.кВтч	3120,0	2921,0	2724,0	2603,0	2368,0
Число часов использования располагаемой мощности ТЭС	час	4749,0	4889,0	5039,0	5126,0	5302,0

* (+) - получение электроэнергии, (-) выдача электроэнергии энергосистемой

Вариант 2

Таблица 67

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края
(в части Алтайского края) с учетом выработки, прогнозируемой
генерирующими компаниями Алтайского края на период 2020 – 2024 годов

млн. кВт·ч

Показатели	Единица измерения	Прогнозный период, год				
		2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	млн.кВтч	10391,0	10406,0	10438,0	10451,0	10485,0
Выработка, в том числе	млн.кВтч	6905,1	6947,1	6950,1	6950,1	6950,1
АЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	млн.кВтч	6905,1	6902,1	6905,1	6905,1	6905,1
Барнаульская ТЭЦ-2	млн.кВтч	1299,9	1299,9	1299,9	1299,9	1299,9
Барнаульская ТЭЦ-3	млн.кВтч	2575,1	2575,1	2575,1	2575,1	2575,1

1	2	3	4	5	6	7
Бийская ТЭЦ-1	млн.кВтч	1984,4	1984,4	1984,4	1984,4	1984,4
ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс»	млн.кВтч	843,7	843,7	843,7	843,7	843,7
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	млн.кВтч	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	млн.кВтч	62,0	59,0	62,0	62,0	62,0
Белокурихинская ГП ТЭС	млн.кВтч	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ТЭЦ «Черемновский сахарный завод»	млн.кВтч	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ЮТС АО «Руб ТЭК»	млн.кВтч	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Барнаульская ГТ ТЭЦ АО «ГТ Энерго»	млн.кВтч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
КЭС, в том числе	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
СЭС	млн.кВтч	0,0**	45,0	45,0	45,0	45,0
прочие	млн.кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков электрической энергии*	млн.кВтч	3485,9	3458,9	3487,9	3500,9	3534,9
Число часов использования установленной мощности ТЭС	час	4393,0	4391,0	4393,0	4393,0	4393,0
Число часов использования установленной мощности СЭС	час		1800,0	1800,0	1800,0	1800,0
* (+) - получение электроэнергии, (-) выдача электроэнергии энергосистемой						
** - объекты генерации в балансах электроэнергии учитываются с года, следующего за годом ввода объекта в эксплуатацию						

Недостаток электроэнергии может быть обеспечен через увеличение степени загрузки генерирующих мощностей.

5.8. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу

В целях формирования единого документа по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в Алтайском крае и реализации важнейших инвестиционных проектов сетевых организаций разработаны схема и программа, включающие перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения «узких мест».

При разработке Схемы и программы учтены следующие материалы:

- 1) проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы;
- 2) предложения органов исполнительной власти Алтайского края;
- 3) предложения Новосибирского РДУ;
- 4) предложения электросетевых организаций;
- 5) договоры на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 6) результаты расчетов электроэнергетических режимов.

На территории Алтайского края в соответствии с договорами технологического присоединения планируется строительство и реконструкция объектов 110 кВ и выше.

Таблица 68

№ п/п	ПС	Собственник	Год ввода
1.	Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	ОАО «Цемент»	2019
2.	Строительство ПС 110 кВ и строительство отпаяк от оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115) и ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116) для электроснабжения ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	2020
3	Строительство ПС 110/10 кВ Индустриальный парк с отпайками от ВЛ 110 кВ Чесноковская – Новоалтайская I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Заводская	ОАО «УК Индустриальный парк»	2019

Данные материалы являются результатом:

- 1) электрических расчетов режимов основной электрической сети напряжением 110 кВ и выше, энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) (режимы зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня, режим зимних минимальных нагрузок рабочего дня, режим летних минимальных нагрузок выходного дня, режим максимальных и минимальных нагрузок в весенне-осенний период) с учетом поэтапного ввода электроустановок и присоединяемой мощности;
- 2) анализа характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети напряжением 110 кВ и выше с

выделением годов поэтапного ввода электроустановок, присоединяемой мощности.

Расчет и анализ характерных нормальных и послеаварийных электрических режимов работы электрических сетей выполнен на верифицированных расчетных моделях.

Таблица 69

Перечень мероприятий по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше на территории Алтайского края

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения, описание мероприятия	Собственник объекта	Годы реализации	Отчетные характеристики	Проектные характеристики	Стоимость, строительства с НДС, млн. руб.	Планируемые капвложения по годам*, млн. руб., с НДС					
							2020	2021	2022	2023	2024	Итого 2020-2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Мероприятия, направленные на исключение риска выхода параметров энергетического режима в область допустимых значений											
1.1	Объекты 220 кВ											
1.1.1	Реконструкция ПС 220 кВ Тягун с установкой СВ-220 кВ	РЖД	2021	-		190,0		190,0				190,0
1.2	Объекты 110 кВ											
1.2.1	Строительство ПС 110/10 кВ Ковыльная с трансформаторами 2х6,3 МВА	Алтайэнерго	2014-2020	-	2х6,3 МВА, 0,1 км	241,5	48,2	48,2				96,4
1.2.2	Реконструкция ПС 110 кВ Волчихинская с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА	Алтайэнерго	2017-2020	6,3 МВА, 10 МВА	2х10 МВА	49,4	46,9					46,94
1.2.3	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой силового трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА	Алтайэнерго	2017-2021	6,3 МВА, 10 МВА	2х10 МВА	59,6	55,6					55,6
1.2.4	Реконструкция ПС 35 кВ Прудская с переводом питания на 110 кВ от ВЛ ПЦ-39, ВЛ ПЦ-40 (проект цифровой	Алтайэнерго	2017-2021	2х10 МВА (35/6 кВ)	2х10* МВА (110/6 кВ), ВЛ 110 кВ - 0,05 км.	308,0	132,5	169,4				301,94

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	подстанции)											
1.2.5	Реконструкция ПС 110/10 Новоромановская №87 (замена трансформаторов 2,5 на 6,3 МВА)	Алтайэнерго	2021	2,5 МВА, 6,3 МВА	2х6,3 МВА	49,4	1,52	46,9				49,4
2	Мероприятия необходимые для осуществления ТП новых потребителей											
2.1	Объекты 220 кВ											
2.1.1	Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево - Артышта	ОАО «Цемент»	2020	-	1х25 МВА, 6 км	400,0	20,0	180,0	200,0			400,0
2.2	Объекты 110 кВ											
2.2.1	Строительство ПС 110/6 кВ, строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115) и ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116)	ОАО «АЛТАЙСК ИЙ ХИМПРОМ»	2019	-	2х16 МВА, 1 км	213,5	213,5					213,5
2.2.2	Строительство ПС 110/10 кВ Индустриальный парк с отпайками от ВЛ 110 кВ Чесноковская – Новоалтайск I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Заводская	ОАО «УК Индустриальный парк»	2019-2020		2*2,5 МВА, 0,5 км	245,0	245,0					245,0

* мощность планируемых к установке силовых трансформаторов целесообразно уточнить при разработке проекта реконструкции ПС 110 кВ Прудская с учетом действующих на этот момент технических условий на технологическое присоединение.

Таблица 70

Плановые значения показателей надежности в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Алтайского края, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов

Наименование территориальной сетевой организации	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Алтайэнерго	2,5390	2,5009	2,4634	2,4264		
БСК	-	-	-	-	-	-
РЖД	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Алтайэнерго	1,8647	1,8367	1,8092	1,7820		
БСК	-	-	-	-	-	-
РЖД	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении Алтайэнерго, БСК и РЖД, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Алтайского края показывает, что с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов программы развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Алтайского края на 2019 – 2024 годы показатели могут быть достигнуты.

5.9. Сводные данные по развитию электрической сети края, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Таблица 71

Сводные данные по развитию электрической сети края, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Наименование территориальной сетевой компании	Мероприятия	Ввод объектов инвестиционной деятельности (мощностей) в эксплуатацию						
		Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СК Алтайкрайэнерго	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	5,7	1,3	4,5	2,1	5,1	4,1
		Реконструкция, МВА	2,5	0,8	2,6	1,0	1,3	1,1
		Новое строительство, МВА	2,7	0,0	1,9	1,1	3,8	3,0
		Приобретение, МВА	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	55,7	31,0	85,3	97,2	95,1	114,5
		Реконструкция, км	44,9	21,9	65,5	62,8	73,5	99,1
		Новое строительство, км	7,8	6,1	19,8	34,4	21,6	15,4
		Приобретение, км	3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Алтайэнерго	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	12,2	25,8	5,6	5,8	8,0	
		Реконструкция, МВА	5,4	21,6	1,6	1,5	2,8	
		Новое строительство, МВА	6,8	4,2	4,0	4,3	5,2	
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Всего по линиям электропередачи, км	275,3	300,8	297,0	298,1	296,7	
		Реконструкция, км	201,1	239,3	233,0	230,9	224,7	
		Новое строительство, км	74,2	61,5	64,0	67,2	72,0	
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
БСК	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	19,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	19,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	34,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	29,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Заринская сетевая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	6,0	16,0	50,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	6,0	16,0	50,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Новое строительство, км	2,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
МУМКП ЗАТО Сибирский	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	2,68	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
филиал «Сибирский» ОАО «Оборонэнерго»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	1,206	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	1,206	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Регион-Энерго»	строительство и реконструкция	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
РЖД	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Всего по линиям электропередачи, км	19,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	19,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Энергия-Транзит»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 72

Сводные данные по ПС класса 35 кВ и выше на 2018 – 2024 годы

Класс напряжения ПС, кВ	Показатель	Годы						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
35	Количество ПС	157	157	157	157	157	157	157
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2
110	Количество ПС	194	195	196	196	196	196	196
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	4460,6	4493,0	4509,0	4512,7	4512,7	4512,7	4512,7
220	Количество ПС	14	14	15	15	15	15	15
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	2819,0	2819,0	2844,0	2844,0	2844,0	2844,0	2844,0
500	Количество ПС	2	2	2	2	2	2	2
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0
1150	Количество ПС	1	1	1	1	1	1	1
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 73

Сводные данные по ЛЭП по цепям класса 20 кВ и выше на 2018 – 2024 годы

Класс напряжения ЛЭП (ВЛ и КЛ), кВ	Годы						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
20-35	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6
110	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7
220	1866,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3
500	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6
1150	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4

5.10. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Алтайского края в топливе

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний на перспективу до 2024 года определена исходя из прогнозируемых объемов выработки электрической и тепловой энергии с учетом удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а также с учетом демонтажа и ввода генерирующего оборудования в период 2019 – 2024 годов.

Таблица 74

Фактическая и плановая потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2019 – 2024 годов

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%
2018 (факт)	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2019	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2020	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2021	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2022	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2023	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2024	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0

Существенных изменений в пропорциях структуры использования топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями Алтайского края в период до 2024 года не предполагается. Доминирующим видом топлива в энергетике края останется каменный уголь.

5.11. Анализ наличия разработанных схем теплоснабжения городов Алтайского края

Обязательность наличия выполненных схем теплоснабжения МО субъектов Российской Федерации установлена Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее – «Федеральный закон № 190-ФЗ»).

Схемы теплоснабжения разработаны на основе документов территориального планирования поселений, городских округов, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности. Схемы теплоснабжения разработаны на срок не менее 15 лет и подлежат ежегодной актуализации.

Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения схем теплоснабжения утверждены постановлением

Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (далее – постановление № 154).

Схема теплоснабжения г. Барнаула до 2029 года утверждается приказом Минэнерго России. Схемы теплоснабжения остальных муниципальных образований Алтайского края утверждаются органами местного самоуправления.

Объем требований к структуре и содержанию схем теплоснабжения зависит от численности населения в поселениях: до 10 тыс. человек; от 10 до 100 тыс. человек; свыше 100 тыс. человек.

В Алтайском крае численность свыше 100 тыс. человек имеет г. Барнаул (700,3 тыс. человек), г. Бийск (213,6 тыс. человек) и г. Рубцовск (146,4 тыс. человек).

Девятнадцать муниципальных образований Алтайского края имеют численность населения от 10 тыс. до 100 тыс. человек, в том числе:

г. Новоалтайск – 73,1 тыс. человек;

г. Заринск – 47,0 тыс. человек;

г. Камень-на-Оби – 42,5 тыс. человек;

г. Славгород – 40,6 тыс. человек;

г. Алейск – 28,5 тыс. человек;

г. Яровое – 18,1 тыс. человек;

г. Белокуриха – 15,1 тыс. человек;

ЗАТО Сибирский – 12,2 тыс. человек;

г. Змеиногорск – 10,7 тыс. человек;

г. Горняк – 13,0 тыс. человек;

сельское поселение Алтайский сельсовет Алтайского района – 14,2 тыс. человек;

городское поселение Благовещенский поссовет Благовещенского района – 11,6 тыс. человек;

сельское поселение Волчихинский сельсовет Волчихинского района – 10,3 тыс. человек;

сельское поселение Кулундинский сельсовет Кулундинского района – 14,5 тыс. человек;

сельское поселение Михайловский сельсовет Михайловского района – 10,8 тыс. человек;

сельское поселение Павловский сельсовет Павловского района – 14,8 тыс. человек;

сельское поселение Поспелихинский Центральный сельсовет Поспелихинского района – 11,9 тыс. человек;

городское поселение Тальменский поссовет Тальменского района – 19,0 тыс. человек;

сельское поселение Шипуновский сельсовет Шипуновского района – 13,5 тыс. человек.

В соответствии с постановлением № 154 для вышеуказанных поселений, кроме г. Барнаула, схемы теплоснабжения разработаны в соответствии со всеми требованиями указанного постановления кроме

требований по разработке схемы теплоснабжения в части разработки Электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа.

Схема теплоснабжения г. Барнаула разработана в соответствии с требованиями постановления № 154 и включает Электронную модель системы теплоснабжения городского округа.

Для поселений Алтайского края существует два варианта разработки схем теплоснабжения:

для поселений, в которых в соответствии с документами территориального планирования используется индивидуальное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, соблюдение требований, касающихся структуры схемы теплоснабжения и содержания информации, утвержденных постановлением № 154, не является обязательным;

для поселений, в которых в соответствии с документами территориального планирования используется централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, соблюдение требований, касающихся структуры схемы теплоснабжения и содержания информации, утвержденных постановлением № 154, является обязательным.

При анализе наличия схем теплоснабжения городов Алтайского края установлено следующее.

1. В 2013 году администрацией г. Барнаула была разработана Схема теплоснабжения городского округа г. Барнаула (исполнитель – ООО Строительная компания «ИНМАР» (г. Москва). Актуализированная схема теплоснабжения г. Барнаула до 2033 года утверждена приказом Минэнерго России от 19.06.2018 № 468.

2. В 2013 году была разработана схема теплоснабжения г. Бийска до 2030 года. Актуализированная схема теплоснабжения г. Бийска до 2033 года утверждена постановлением Главы г. Бийска от 26.10.2018 № 1534. Схема теплоснабжения не включает новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных. Перечень котельных, запланированных к реконструкции и строительству, представлен в указанном постановлении.

3. Схема теплоснабжения г. Рубцовска Алтайского края на период до 2035 года утверждена постановлением администрации г. Рубцовска от 27.09.2018 № 2523.

4. Схема теплоснабжения г. Новоалтайска Алтайского края на период 2013 – 2028 годов разработана в 2014 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г. Новоалтайска от 06.05.2016 № 743.

5. Схема теплоснабжения муниципального образования город Заринск Алтайского края разработана и утверждена постановлением администрации города Заринска Алтайского края от 13.04.2015 № 412. Актуализация схемы теплоснабжения была проведена 14.04.2016, 20.01.2017, 13.04.2018.

6. Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до 2029 годы утверждена в 2014 году.

7. В 2016 году администрацией г. Славгорода была разработана и утверждена схема теплоснабжения городского округа Славгорода на период

2016 – 2031 годов и актуализирована в 2018 году.

8. Схема теплоснабжения г. Алейска на период до 2035 года утверждена в 2014 году.

9. Схема теплоснабжения г. Яровое на период до 2027 года разработана и утверждена администрацией города в 2013 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г.Яровое от 13.04.2018 № 290. Новое строительство, расширение ТЭЦ и котельных не планируется.

10. Схема теплоснабжения муниципального образования города Белокуриха Алтайского края, утверждена постановлением администрации города от 09.12.2013 № 2385, в редакции постановлений администрации города от 31.03.2014 № 427, от 31.03.2015 № 447, от 15.06.2016 № 560, от 02.04.2018 № 31.

Схема теплоснабжения не предусматривает строительства новых и расширения существующих ТЭЦ и крупных котельных.

11. Схема теплоснабжения ЗАТО Сибирский Алтайского края утверждена решением Совета депутатов ЗАТО Сибирский от 22.04.2014 № 46/273 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа закрытого административно-территориального образования Сибирский Алтайского края».

12. Схема теплоснабжения г. Змеиногорска утверждена постановлением администрации г. Змеиногорска от 29.04.2015 № 109.

13. Разработана и утверждена постановлением Администрации Локтевского района от 14.04.2017 № 185 схема теплоснабжения г. Горняк Локтевского района Алтайского края на 2012 – 2015 годы и на период до 2027 года.

5.12. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения

В настоящее время внедрению комбинированного производства электрической энергии на базе ПГУ в Алтайском крае препятствуют следующие факторы:

ограниченное количество крупных узлов нагрузки;

наличие недозагруженных мощностей по производству тепла, вызванное снижением его потребления промышленными предприятиями;

относительная дороговизна строительства ПГУ-ТЭЦ в условиях ограниченных инвестиционных возможностей в Алтайском крае;

консолидация энергетических и угледобывающих активов, преопределяющая заинтересованность в использовании угля в качестве топлива.

Строительство в Алтайском крае ГТУ-надстроек для паросиловых блоков на существующих ТЭЦ и строительство ПГУ на их базе, строительство иных ТЭЦ с ПГУ и ГТ установками с одновременным выбытием котельных в 2019 – 2024 годах существующими схемами теплоснабжения муниципальных образований, а также планами генерирующих компаний не предусматривается ввиду отсутствия

предпосылок для этого. Также в крае не предусматривается переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Для модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований края, генерирующими и сетевыми компаниями в основном планируются мероприятия по следующим направлениям:

- реконструкция тепловых сетей с увеличением их диаметра;
- строительство новых магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- новое строительство тепловых сетей для обеспечения надежности;
- строительство новых котельных в целях обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- реконструкция котельных с целью повышения энергетической эффективности работы источника тепловой энергии, увеличения установленной тепловой мощности, обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, в том числе с расширением котельных и одновременным закрытием котельных с демонтажем старого оборудования;
- обновление основного оборудования ТЭЦ.

Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников в 2019 – 2024 годах по городам Алтайского края на основании разработанных схем теплоснабжения (или программ развития коммунальной инфраструктуры – при отсутствии выполненной схемы теплоснабжения) включают следующие мероприятия:

1. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Барнаула

Администрацией г. Барнаула определены основные направления модернизации теплоснабжения города в отношении теплоисточников в целях обеспечения покрытия нагрузок новых потребителей:

- модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-2 (реконструкция турбины типа Р-50-130);
- модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-3;
- реконструкция изношенного оборудования котельных, ЦТП;
- перевод на газовое топливо муниципальных отопительных котельных.

В рамках развития систем теплоснабжения г. Барнаула планируется реализация следующих проектов по техническому перевооружению источников теплоснабжения:

В 2010 году ООО «ЭнергоФиктнер» выполнило предварительное ТЭО «Разработка обоснования инвестиций расширения Барнаульской ТЭЦ-3 энергоустановками общей мощностью 100 МВт», в котором было предложено 9 вариантов состава основного оборудования для расширения станции, в том числе вариант с пылеугольным теплофикационным энергоблоком, включающим:

один пылеугольный энергетический паровой котел типа Е-500;
одну паротурбинную установку типа Т-100.

В соответствии со схемой теплоснабжения городского округа – города Барнаула Алтайского края на период до 2033 года, АО «Барнаульская теплосетевая компания» запланировано мероприятие по переключению в 2019 году котельной МУП «Энергетик» г.Барнаула по адресу: Лесной тракт, 75 на теплоисточник АО «Барнаульская ТЭЦ-3» со строительством тепловой сети от существующей тепломагистрали п.Новосиликатный вдоль просеки ВЛ 35кВ через п.Борзовая Заимка до котельной Лесной тракт, 75. Переключение потребителей котельной Лесной тракт, 75 на источники с комбинированной выработкой теплоэнергии и электроэнергии приведет к снижению расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращению затрат на оплату труда работников, сокращению платы за выбросы, затрат на топливо, цеховых и общехозяйственных расходов.

2. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Бийска

В 2017 – 2030 годах в г. Бийске предусмотрено строительство и реконструкция котельных:

№ 10, реконструкция и строительство (4,3 Гкал/ч – завершение в 2020 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2025 г., 4,3 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

№ 14, реконструкция и строительство (30,19 Гкал/ч, в том числе: 9,55 Гкал/ч – завершение в 2020 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2025 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

№ 42, реконструкция (15,47 Гкал/ч, в т. ч.: 10,32 Гкал/ч – завершение в 2015 году, 5,15 Гкал/ч – завершение в 2020 году);

котельной микрорайона «Флора», строительство (34,4 Гкал/ч, в т. ч., 17,2 Гкал/ч – завершение в 2025 году, 17,2 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

котельной промзоны, строительство (1,33 Гкал/ч, завершение в 2020 году).

В 2019 – 2022 годах планируется перевод схемы горячего водоснабжения по системе централизованного теплоснабжения от Бийской ТЭЦ-1 с открытой схемы на закрытую. Перевод открытой системы ГВС на закрытую позволяет обеспечить:

снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;

кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение перетоков во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

снижение аварийности систем теплоснабжения.

Кроме того, для развития теплосетевого хозяйства г. Бийска необходима реконструкция магистральных тепловых сетей от ТЭЦ, замена насосного оборудования ПНС, ежегодная замена ветхих участков трубопроводов тепловых сетей протяжённостью не менее 7 км, что позволит улучшить эксплуатационные качества и надёжность теплоснабжения потребителей тепловой энергии города, а так же возможность присоединения новых потребителей без снижения качества теплоснабжения подключённых потребителей.

3. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Рубцовска

В г. Рубцовске преобладает централизованное теплоснабжение (тепловая станция, котельные). Производство тепловой энергии для населения г. Рубцовска осуществляет единая теплоснабжающая организация – АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (тепловая станция и 13 котельных западного поселка).

Между администрацией г. Рубцовска и ООО «СГК» было подписано концессионное соглашение в отношении объектов коммунальной инфраструктуры на территории муниципального образования г. Рубцовск Алтайского края сроком до 2032 года, согласно которому вложения в систему теплоснабжения составляют порядка 2,0 млрд. рублей.

С февраля 2017 года в г. Рубцовске осуществляется масштабный проект техперевооружения тепловых сетей. Завершено строительство перемычки, соединяющей северный и южный контуры теплоснабжения. Стоимость строительства составила 360,0 млн. рублей. На ЮТС с целью увеличения имеющийся тепловой мощности, создания резерва надёжности теплоснабжения города завершён монтаж двух котлоагрегатов мощностью 30 Гкал/час каждый. Финансовые затраты на реализацию мероприятий инвестиционной программы АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» составили более 1,0 млрд. рублей. По информации АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (письмо от 04.02.2019 № 4-5/1-10016/19-0-0) ведутся работы по монтажу турбогенератора мощностью 6 МВт на ЮТС, плановый срок ввода в эксплуатацию – в первом полугодии 2019 года. Необходимость ввода в работу данного турбоагрегата по режимно-балансовым условиям отсутствует. Работы по модернизации тепловых сетей города будут продолжаться до 2023 года.

4. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Новоалтайска

В соответствии с инвестиционной программой ООО «Новоалтайские тепловые сети» в городе ведутся работы по переводу открытой системы отопления для нужд горячего водоснабжения на закрытую систему. Реализацию мероприятий программы планируется завершить в 2017 году.

В 2019 – 2021 годах МУП г.Новоалтайска «НТС» планируется выполнение инвестиционной программы по развитию, реконструкции, и модернизации системы теплоснабжения от теплового пункта №1

г. Новоалтайска собственными силами. Ориентировочная стоимость мероприятий составит 33,0 млн. рублей.

5. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Заринска

Мероприятия по модернизации объектов теплоснабжения планируется проводить в рамках муниципальной программы «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования город Заринск Алтайского края» на 2018-2029 годы», утвержденной постановлением администрации города Заринска Алтайского края от 22.12.2017 № 1050 (в редакции постановлений: от 27.03.2018 № 226, от 20.06.2018 № 485, от 24.12.2018 № 960).

6. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Камня-на-Оби.

Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до 2029 годы утверждена в 2014 году. В целях повышения эффективности работы котельных и снижения тепловых потерь, связанных с длительной эксплуатацией, необходима замена котлов и оборудования в котельных г. Камня-на-Оби.

Таблица 75

Предложения по замене котлов источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

№ п/п	Котельная	Марка и тип рекомендуемого оборудования	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Котельная № 2, ул. Первомайская, д. 16а	котел КВа Богатырь 2-К	5
2	Котельная № 5, ул. Каменская, д. 130а	котел КВа Богатырь 4-К	5
3	Котельная № 8, ул. Каменская, д. 122а	котел КВа Богатырь 4-К	5
4	Котельная № 9, ул. Гоголя, д. 91а	котел КП 700	1
5	Котельная № 10, ул. Первомайская, д. 16б	котел КВа Богатырь 3-К	3
6	Котельная № 19, ул. Толстого, д. 6	котел КВа Богатырь 4-К	5
7	Котельная № 21, ул. Куйбышева, д. 48а	котел КВа Богатырь 3-К	2
8	Котельная № 22, ул. Маяковского, д. 25а	котел КВа Богатырь 2-К	3
9	Котельная № 29, ул. Терешковой, д. 58	котел ДКВР10-13с	1
10	Котельная № 31, ул. Громова, д. 160а	котел КВа Богатырь 1-К	1
11	Котельная № 36, ул. Кондратюка, д. 36а	котел КВр-0,8	3
12	Котельная №39, ул. Северная, д. 60	котел КВа Богатырь 4-К	4
13	Котельная № 40, ул. Карасев Лог	котел КВа Богатырь 1-К	1
14	Котельная № 41, ул. Ворошилова, д. 63а	котел КВа Богатырь 2-К	2

1	2	3	4
15	Котельная № 43, ст. Плотинная	котел КВа Богатырь 3-К	3
16	Котельная № 44, ул. 598 км	котел ДКВР10-13с	1
17	Котельная № 46, ул. Сельскохозяйственная	котел КВа Богатырь 2-К	2
18	Котельная № 50, ул. Ленина, д. 189	котел КВр-0,8 Богатырь 3-К	1

7. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Славгорода

Модернизация котельных и всего котельного оборудования технологически необходима в связи с тем, что их существенная часть была введена в эксплуатацию в 1980 – 1990-е годы. Износ котельного оборудования составляет порядка 85 %.

Работы по реконструкции котельного оборудования городского округа Славгород будут проводиться в согласовании с запланированными мероприятиями по модернизации тепловых сетей и реконструкции котельных в период с 2017 – 2026 гг.

8. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Алейска

В соответствии со схемой теплоснабжения до 2035 года в г. Алейске предусмотрено новое строительство и реконструкция следующих котельных:

в связи с аварийным состоянием котельной № 1 мощностью 11,16 МВт, расположенной по адресу: пер.Ульяновский, 90 а, планируется капитальный ремонт до 2020 года.

в период до 2020 года планируется капитальный ремонт котельной, расположенной по адресу: пер.Ульяновский, 5, с переключением нагрузок от пяти котельных, подлежащих закрытию (№ 2, № 7, № 9, № 13, № 16).

9. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Яровое.

Схемой теплоснабжения г.Яровое предусмотрены мероприятия по модернизации котельного оборудования ТЭЦ для обеспечения перехода на использование непроектных (более дешевых) марок угля.

Мероприятия по повышению надежности эксплуатации ТЭЦ и магистральных тепловых сетей разрабатываются и реализуются в рамках инвестиционных программ МУП «ЯТЭК» в сфере теплоснабжения.

10. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Белокурихе.

В 2017 – 2032 годах в г.Белокурихе не предусмотрено закрытие котельных.

В целях модернизации теплоснабжения города Белокуриха ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха» предполагает перевод угольной котельной хозяйственной зоны на блочно-модульную газовую котельную с установкой двух газовых котлов типа КВ-ГМ-20-150. В Центральной котельной предполагается замена двух угольных котлов типа КВТСВ-20-150 на котлы типа КВГМ-35-150.

11. Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников ЗАТО Сибирский.

Существующая котельная располагает достаточной мощностью для покрытия перспективных нагрузок.

Кроме мероприятий, запланированных схемами теплоснабжения муниципального образования в Алтайском крае реализуются мероприятия подпрограммы «Газификация Алтайского края на 2015 – 2020 годы» государственной программы Алтайского края «Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами» на 2014 – 2020 годы. Одним из программных мероприятий является перевод котельных на природный газ. Ожидаемый результат от реализации мероприятий - увеличение количества котельных, работающих на природном газе.

Таблица 76

Динамика изменения целевого показателя эффективности реализации подпрограммы «Газификация Алтайского края на 2015 – 2020 годы» государственной программы Алтайского края «Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами» на 2014 – 2020 годы

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя по годам			
		2017	2018	2019	2020
Количество котельных переведенных на природный газ	ед.	24	14	20	20

5.13. Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ

Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ (Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс», ТЭЦ г. Яровое, ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат», ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод») отсутствуют. Также инвестиционными планами собственников ТЭЦ в 2019 – 2024 годах не предусмотрено начало проектно-изыскательских работ или иных работ по переводу ТЭЦ на парогазовый цикл, в том числе строительству газотурбинных надстроек для паросиловых блоков или строительству ПГУ на базе существующих ТЭЦ.

5.15. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2019 – 2024 годов.

Изменение ключевых показателей развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2019 – 2024 годов планируется в том числе Энергетической стратегией Алтайского края на период до 2023 года с достижением уровня к 2023 году следующих показателей:

снижение уровня износа оборудования с 85 % до 50 % (в том числе оборудование котельных);

рост доли средств внебюджетных источников для модернизации коммунальной инфраструктуры с 12 % до 65 % (в том числе

теплоисточников);

снижение непроизводительных потерь в коммунальных сетях до 14 %;
снижение аварийности в коммунальных сетях до 0,5 аварий на 1 км.

Также Энергетической стратегией Алтайского края предусмотрена прокладка 780 км сетей теплоснабжения.

Развитие теплосетевого хозяйства по муниципальным образованиям Алтайского края планируется схемами теплоснабжения, муниципальными программами по развитию систем коммунальной инфраструктуры и генеральными планами.

Мероприятия по развитию тепловых сетей

1) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Барнаула:

а) мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности:

б) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия ОАО «Барнаульская тепломагистральная компания»:

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-2 в период 2013 – 2027 годов;

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-3 в период 2013 – 2027 годов.

в) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия котельных МУП «Энергетик», предусматривающие строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне котельных:

по ул. Интернациональной, д. 121;

по ул. Павловский тракт, д. 49/1;

по ул. Первомайская, д. 506;

по ул. 6-ая Нагорная, д. 15;

по ул. Лесной тракт, д. 75;

по ул. Пушкина, д. 30.

г) мероприятия по строительству тепловых сетей для переключения на ТЭЦ нагрузок пяти котельных, имеющих высокий удельный расход условного топлива и находящихся в зоне действия ТЭЦ или расположенных в непосредственной близости от нее:

прокладка нового участка сети от распределительных квартальных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 от тепловой камеры 1-02-ТК.ТП-6а до котельной по ул. Власихинская, д. 29, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3;

прокладка нового участка от распределительных сетей от Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Павловский тракт, д. 54/1,

закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3;

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-2 до котельной по ул. Чкалова, д. 16, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-2 (длина участка – 240 метров, диаметр – 50 мм);

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Новосибирская, д. 44а (пос. Пригородный, Индустриальный район), закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка – 400 метров, диаметр – 175 мм);

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Чкалова, д. 194, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка – 350 метров, диаметр – 50 мм);

д) перечень участков существующих тепловых сетей, требующих реконструкции по причине исчерпания эксплуатационного ресурса, не приводится.

2) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Бийска

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей, насосных станций сформированы в составе групп:

а) новое строительство магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей, в том числе:

предложения по новому строительству магистральных и распределительных тепловых сетей включают:

в 2016 – 2020 годах – строительство 5140 м тепловых сетей;

в 2021 – 2025 годах – строительство 6770 м тепловых сетей;

в 2026 – 2030 годах – строительство 6055 м тепловых сетей;

предложения по новому строительству внутриквартальных тепловых сетей включают:

в 2016 – 2020 годах – строительство 49616 м тепловых сетей;

в 2021 – 2025 годах – строительство 19931 м тепловых сетей;

в 2026 – 2030 годах – строительство 12649 м тепловых сетей.

б) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения присоединения потребителей до 2030 года, в том числе:

предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки включают:

реконструкция 6386 м тепловых сетей;

строительство тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения: 3440 метров.

в) реконструкция тепловых сетей без увеличения диаметра для обеспечения надежности теплоснабжения;

г) строительство и реконструкция насосных станций.

3) В г. Рубцовске в период 2019 – 2021 годов для снижения уровня износа и достижения плановых показателей надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения будет проведена реконструкция (модернизация) существующих 33,7 км трасс тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения.

4) В г. Новоалтайске в 2019 – 2021 годах не планируются мероприятия по модернизации и новому строительству сетей теплоснабжения.

5) В г. Заринске в 2019 году в составе мероприятий по модернизации объектов теплоснабжения планируются ремонт и реконструкция тепловых сетей.

6) Схемой теплоснабжения г. Камня-на-Оби планируется проведение полной реконструкции тепловых сетей до 2019 года с перекладкой трубопроводов в объеме 79 км.

7) В г. Славгороде модернизацию системы теплоснабжения до 2026 года предполагается провести в рамках реализации мероприятий по переключению тепловых нагрузок и реконструкции котельных.

8) В г. Алейске для обеспечения до 2035 года перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную или производственную застройку предусмотрено строительство тепловых сетей общей протяженностью более 15,5 км.

9) В г. Яровое планируется проведение реконструкции (капитального ремонта) тепловых сетей в рамках инвестиционной программы МУП «ЯТЭК», а также строительство тепловых сетей в районах интенсивной индивидуальной застройки и к участкам инвестиционных площадок, созданных в рамках программы развития моногородов.

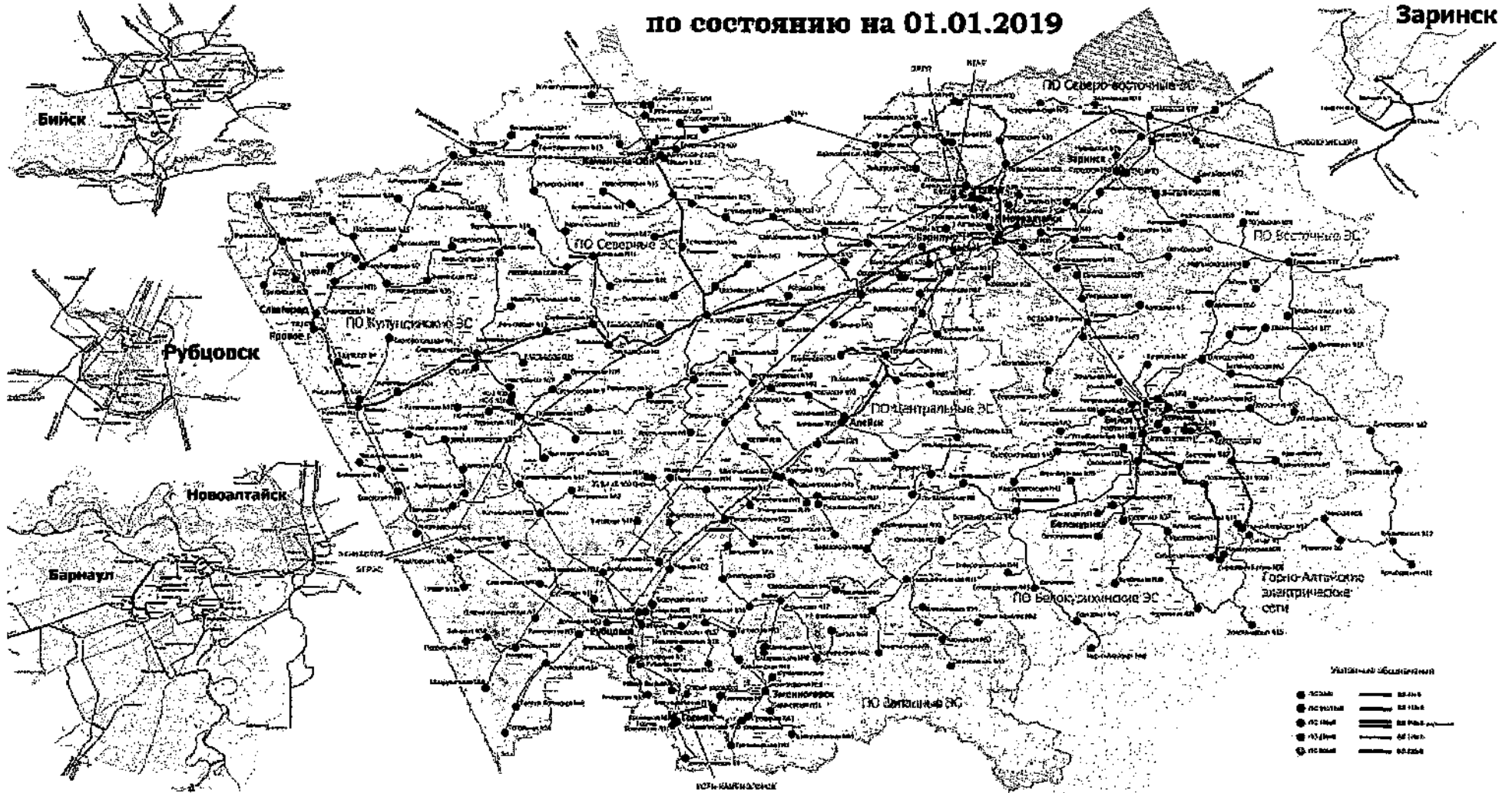
10) В г. Белокурихе в рамках модернизации системы теплоснабжения для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в период до 2032 года предполагается перекладка участков тепловых сетей общей протяженностью 1,1 км.

При дальнейшем развитии города и обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки необходимо выполнить перекладку теплотрасс суммарной протяженностью 256 м в двухтрубном исчислении, а также выполнить строительство повысительной насосной станции.

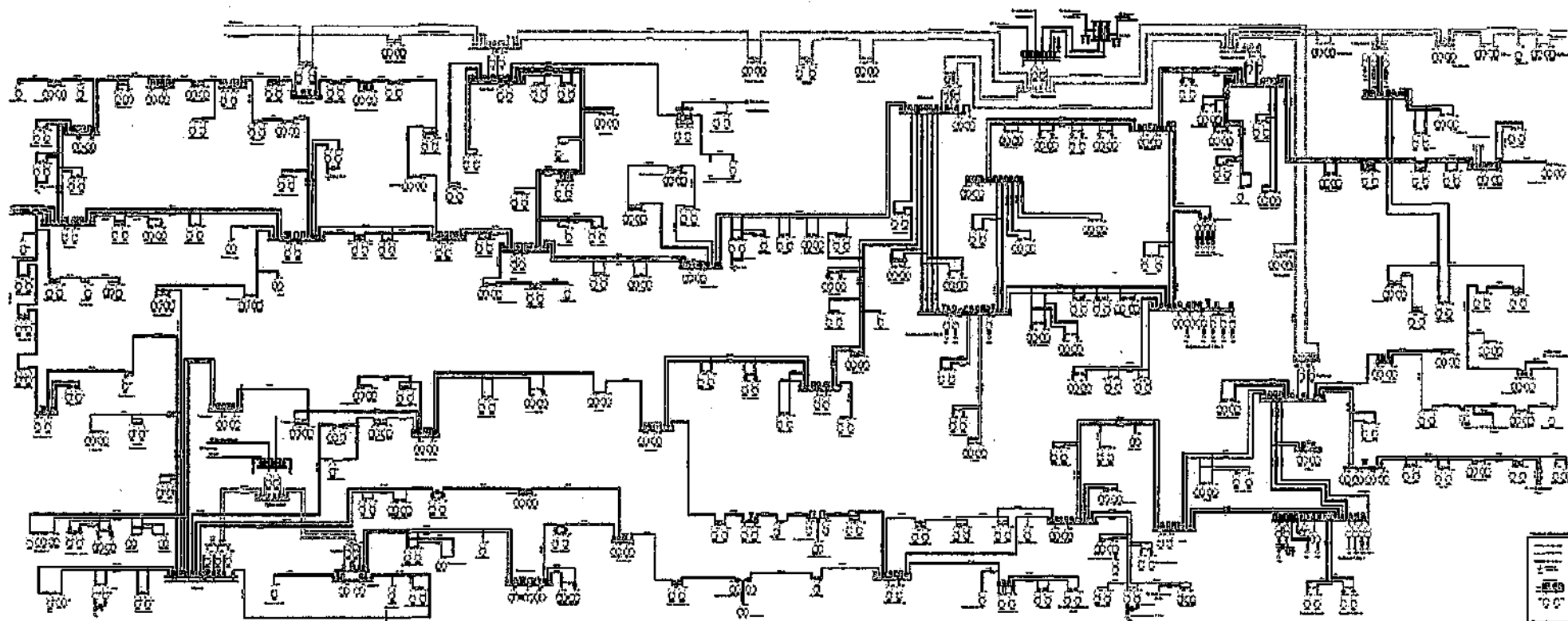
11) В ЗАТО Сибирский в период до 2027 года мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства не предусмотрены.

5.16. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2019 год

по состоянию на 01.01.2019

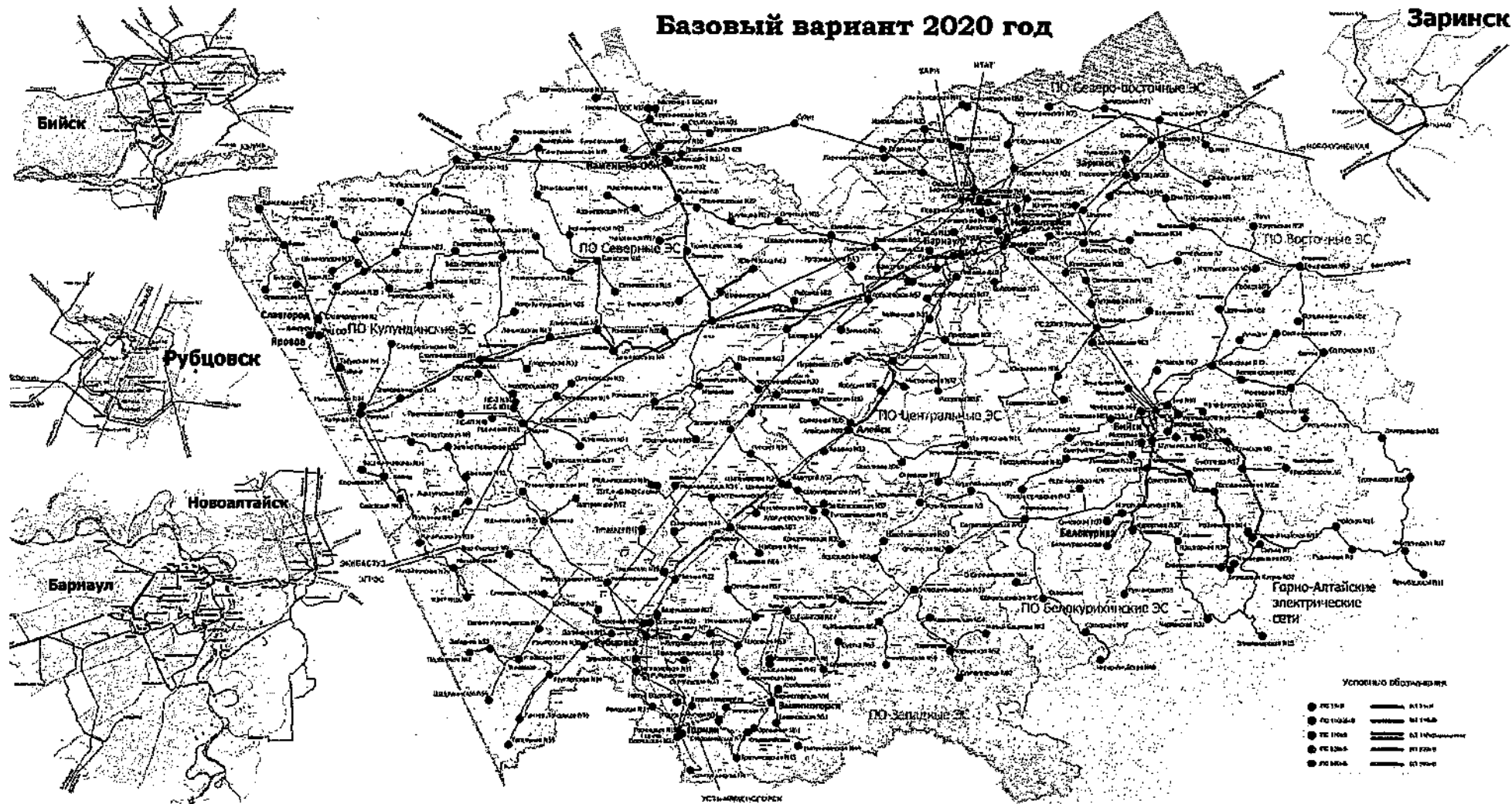


5.17. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2019 год

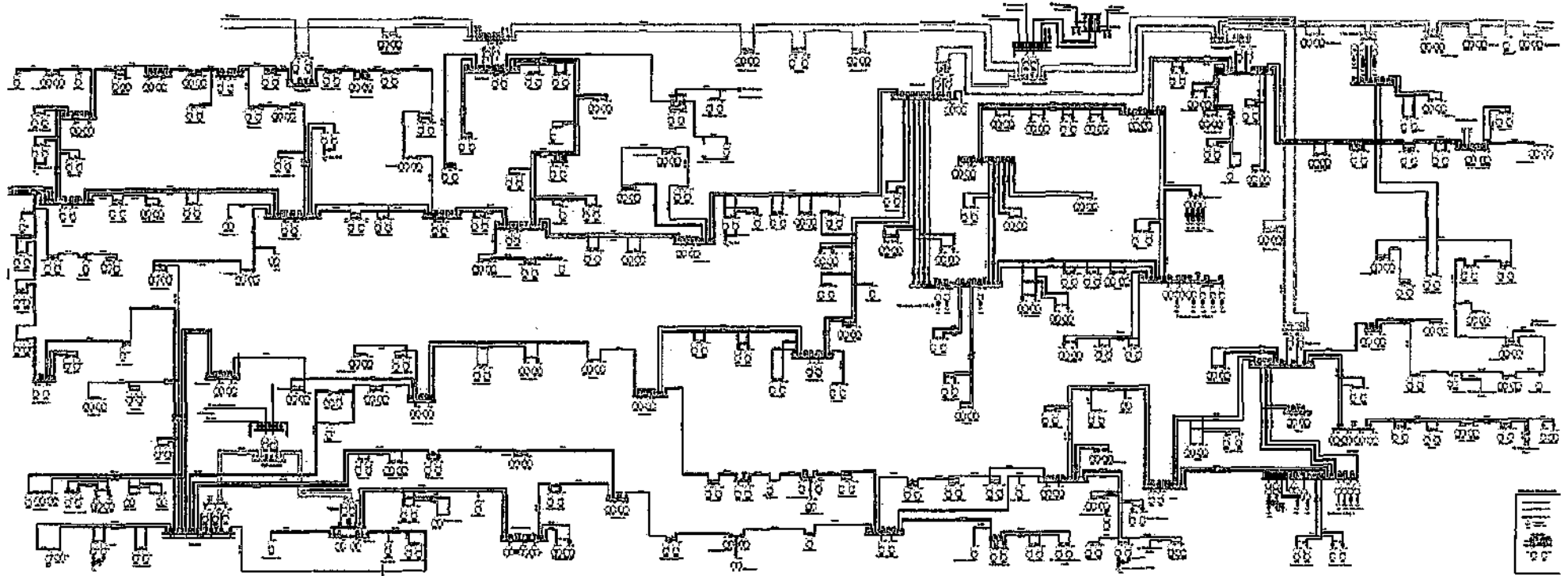


5.18. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2020 год

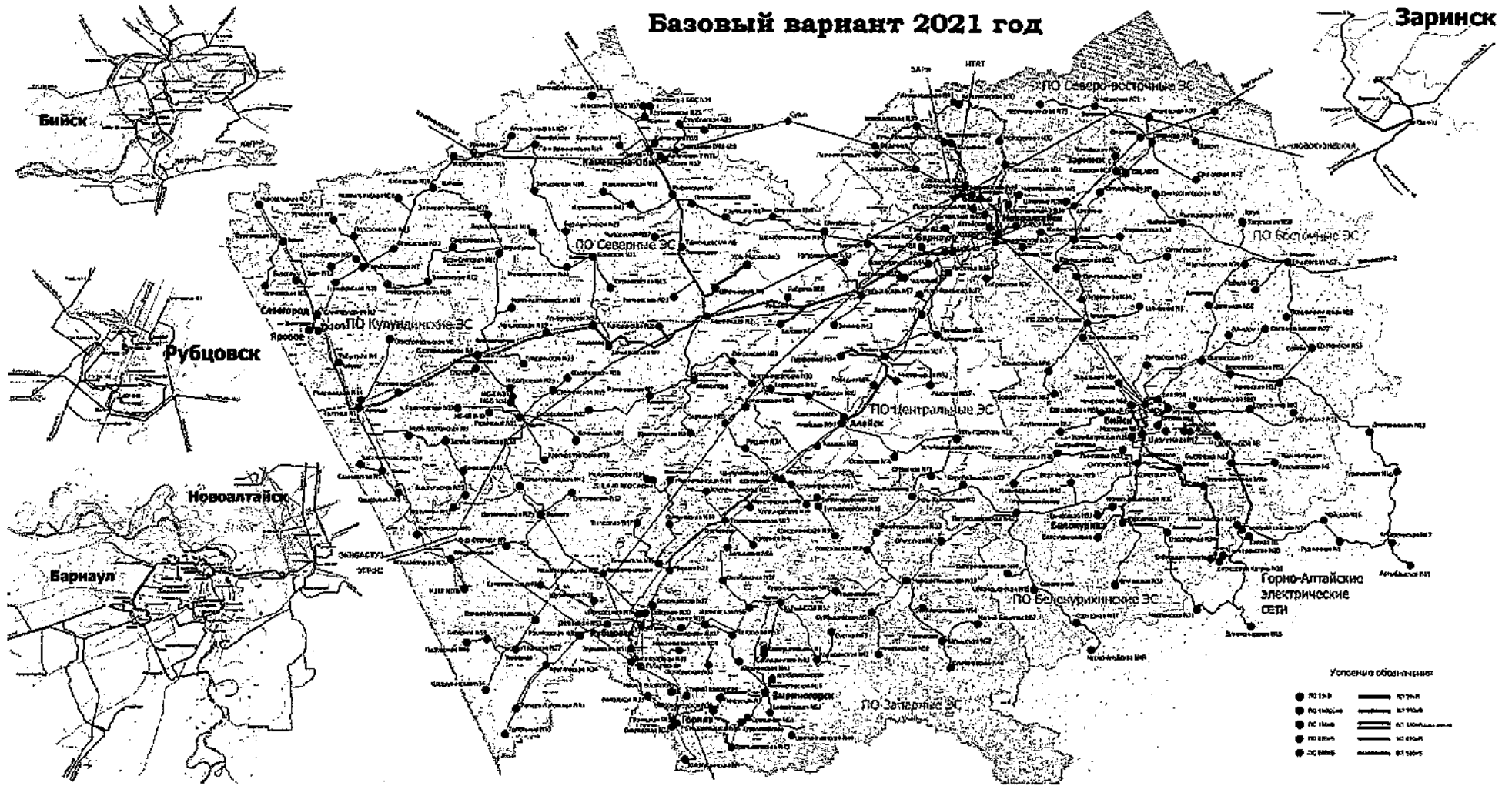
Базовый вариант 2020 год



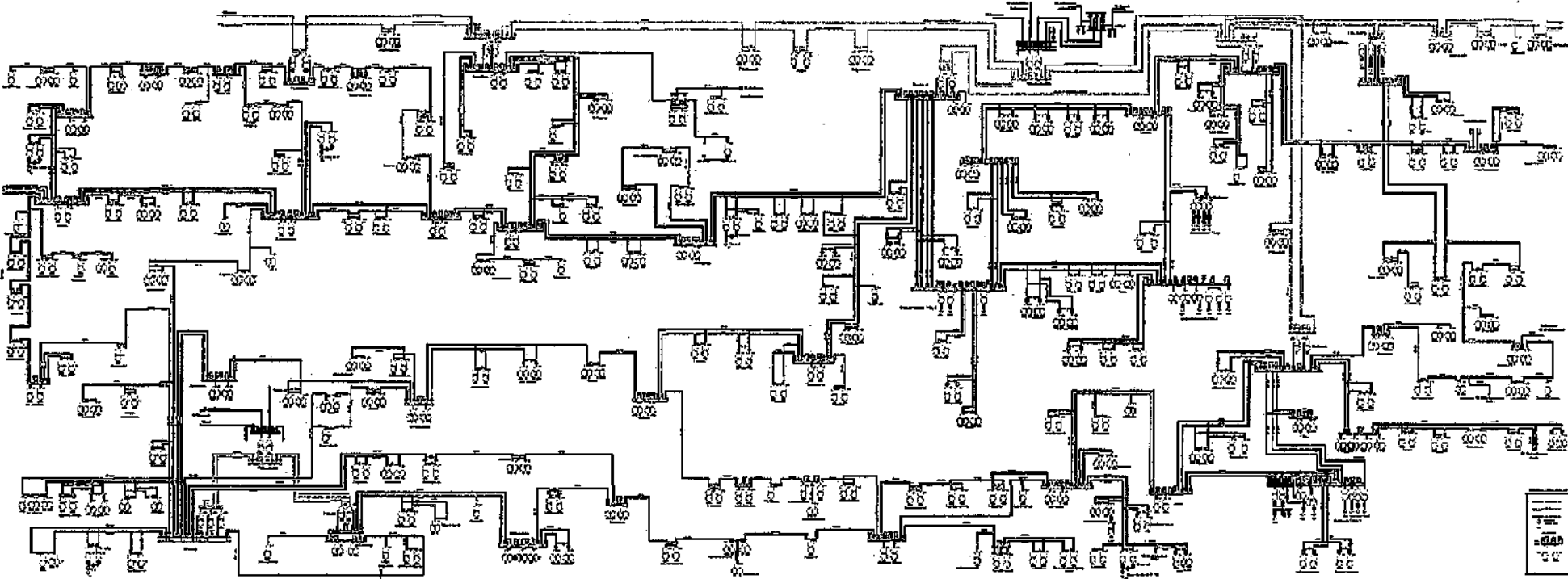
5.19. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2020 год
(базовый вариант)



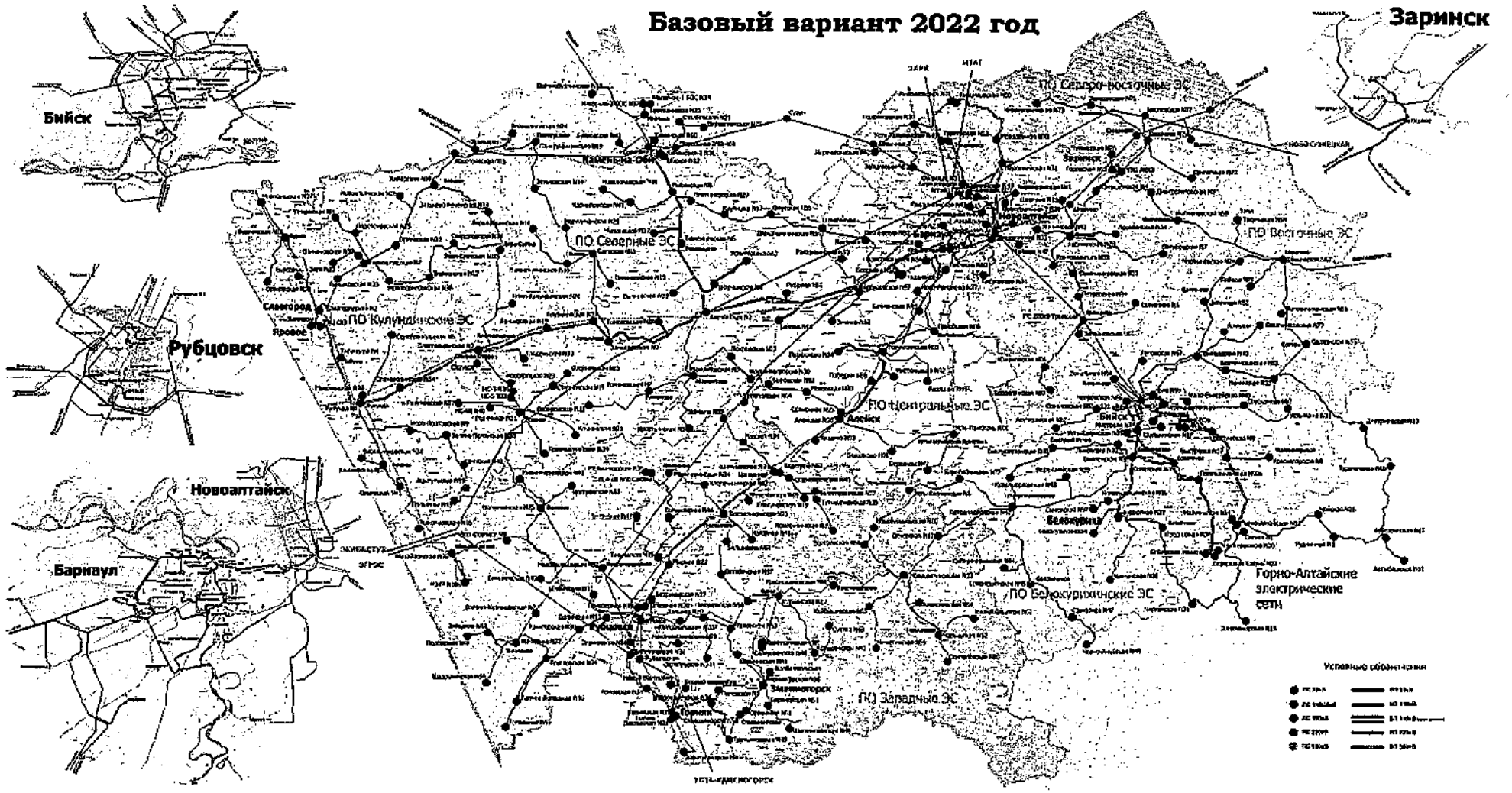
5.20. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2021 год



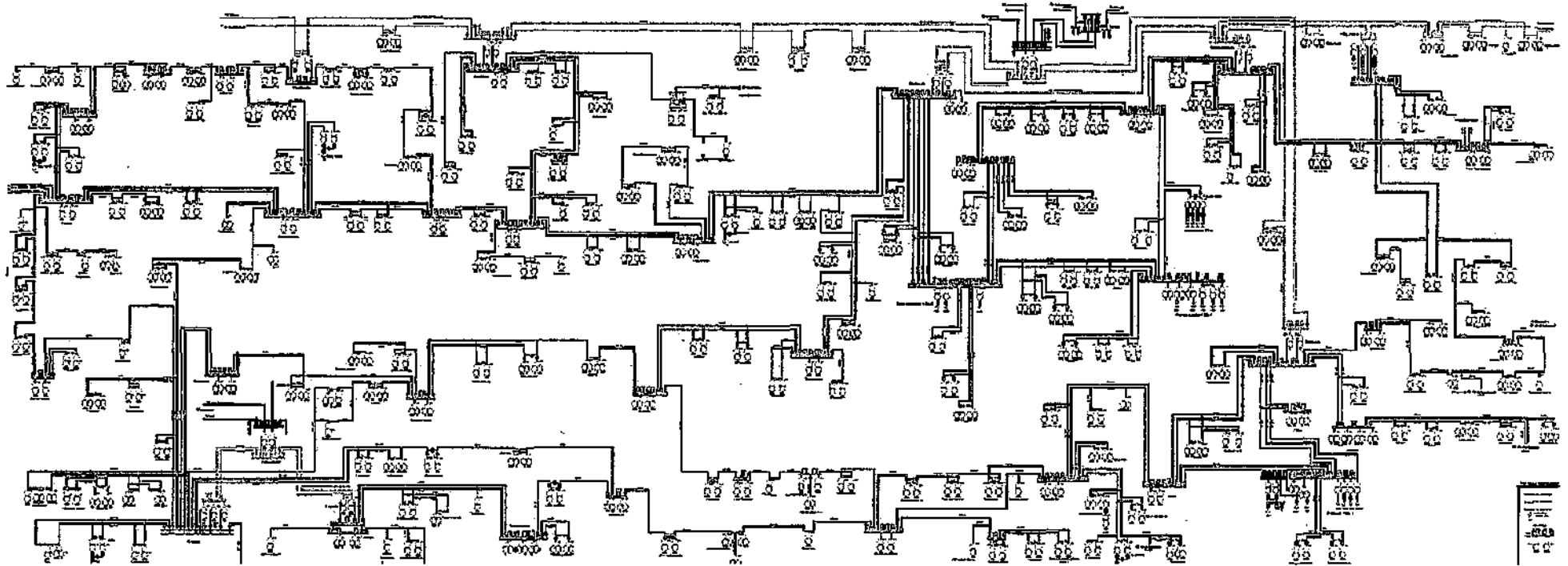
5.21. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2021 год (базовый вариант)



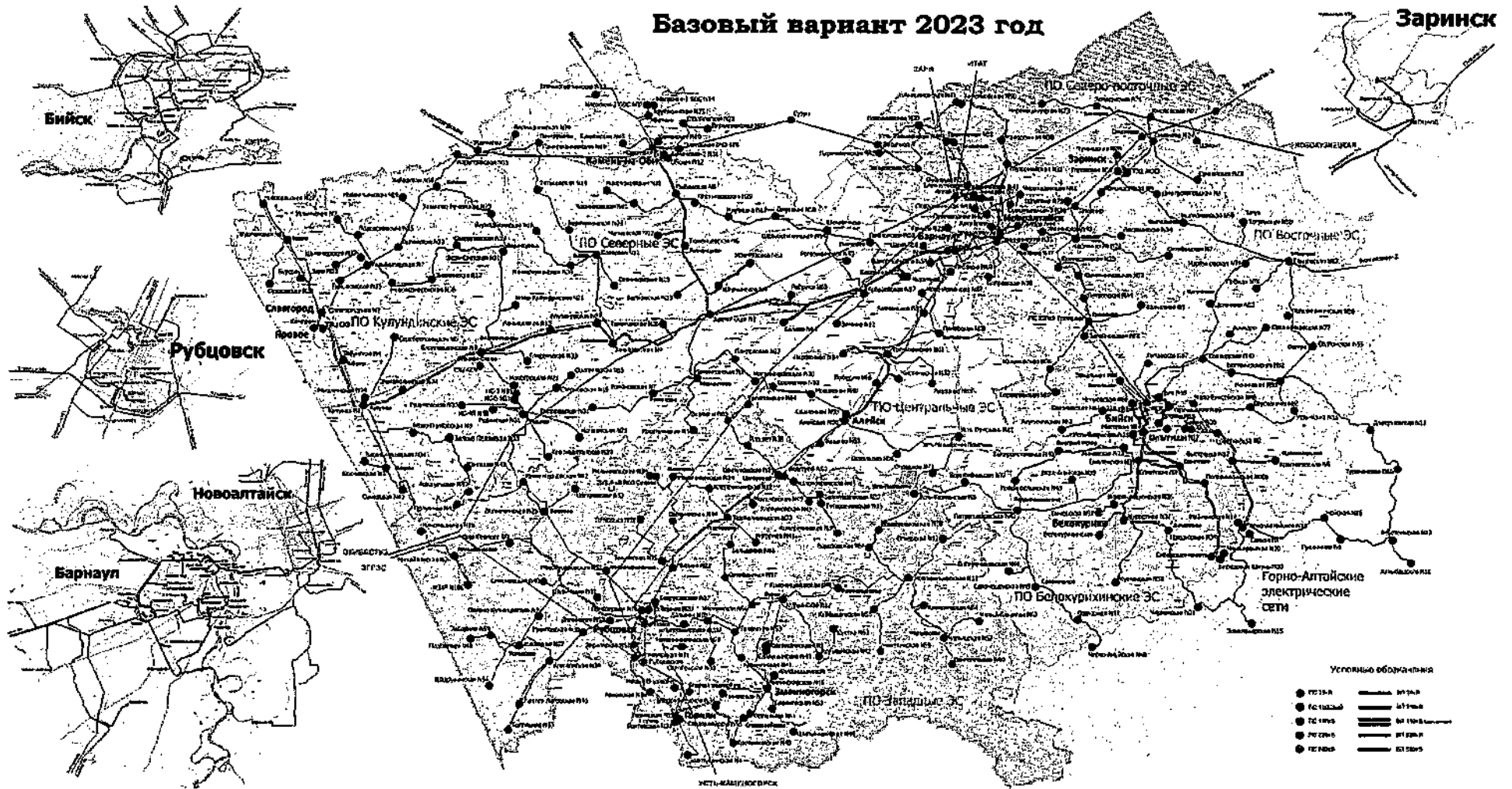
5.22. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2022 год



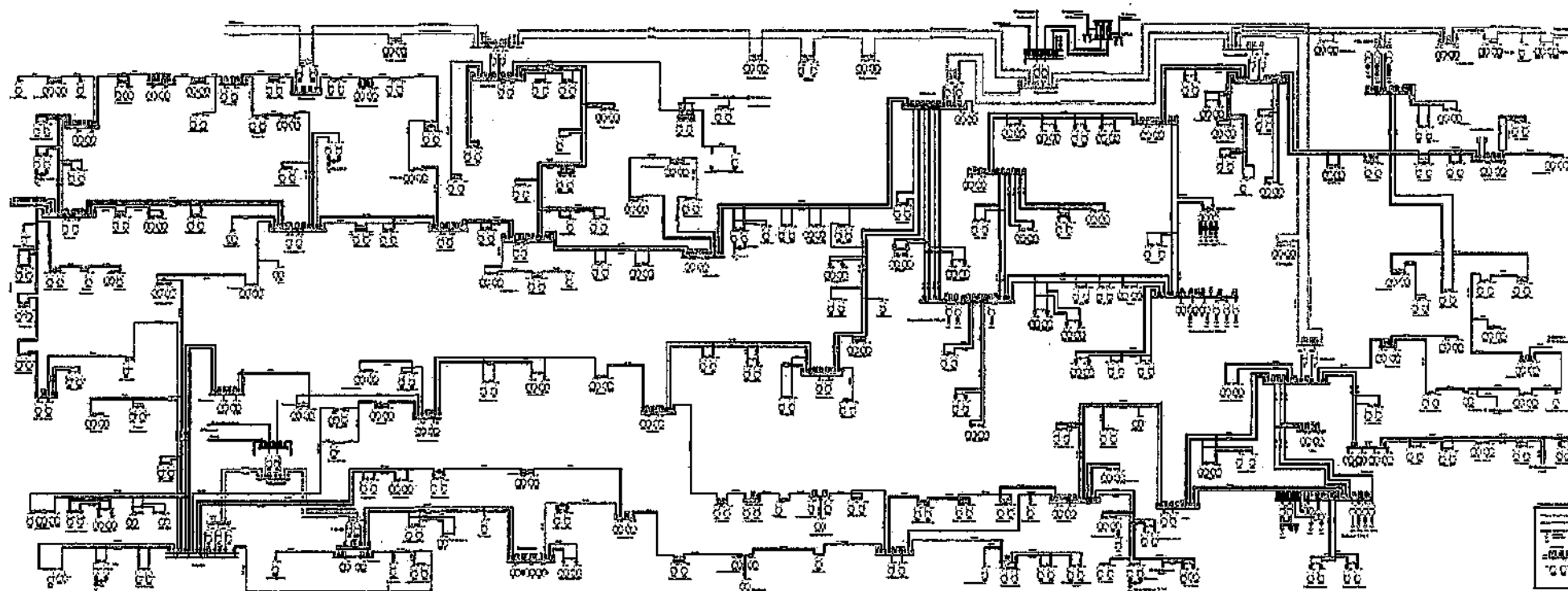
5.23. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2022 год (базовый вариант)



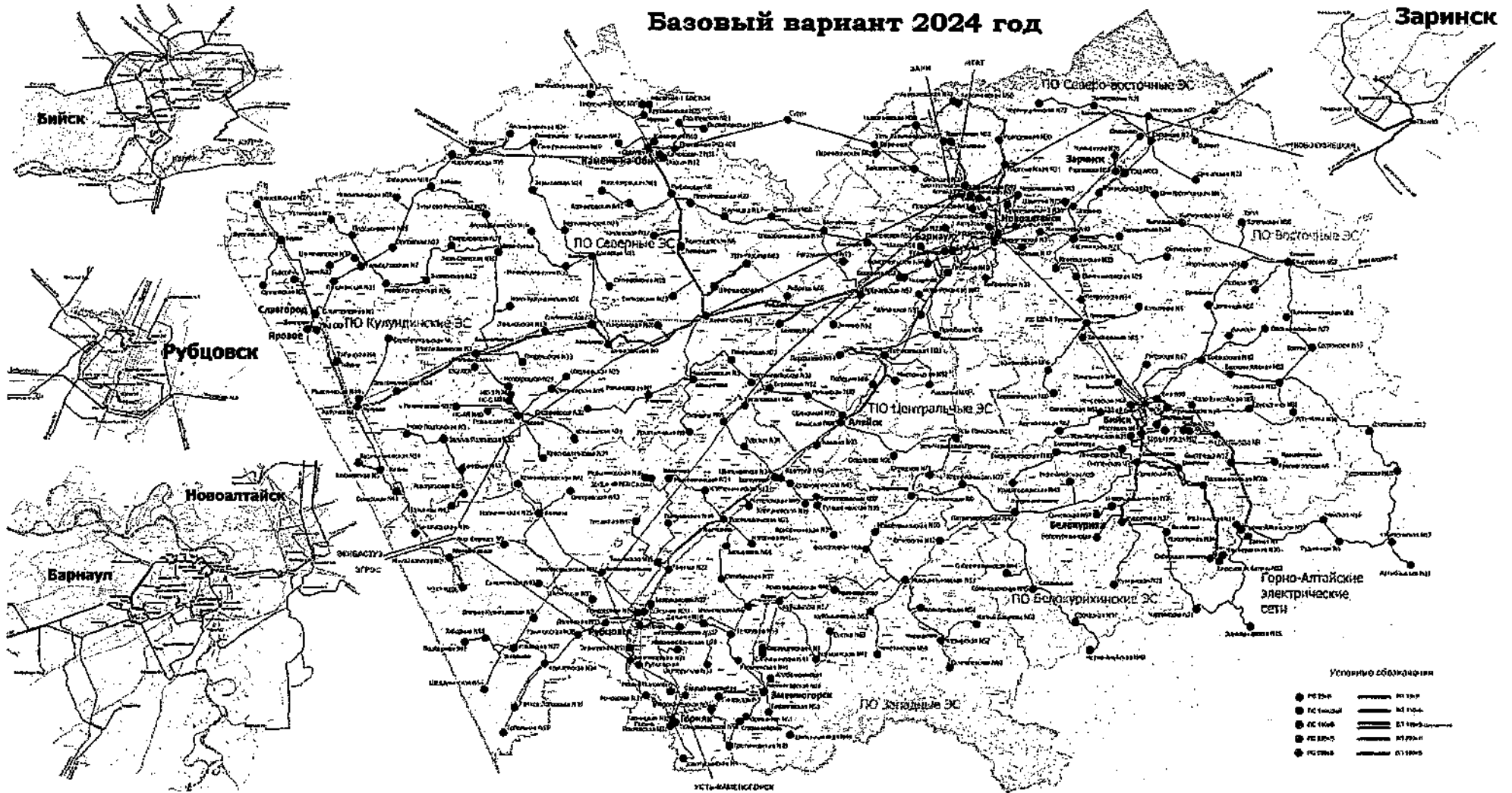
5.24. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2023 год



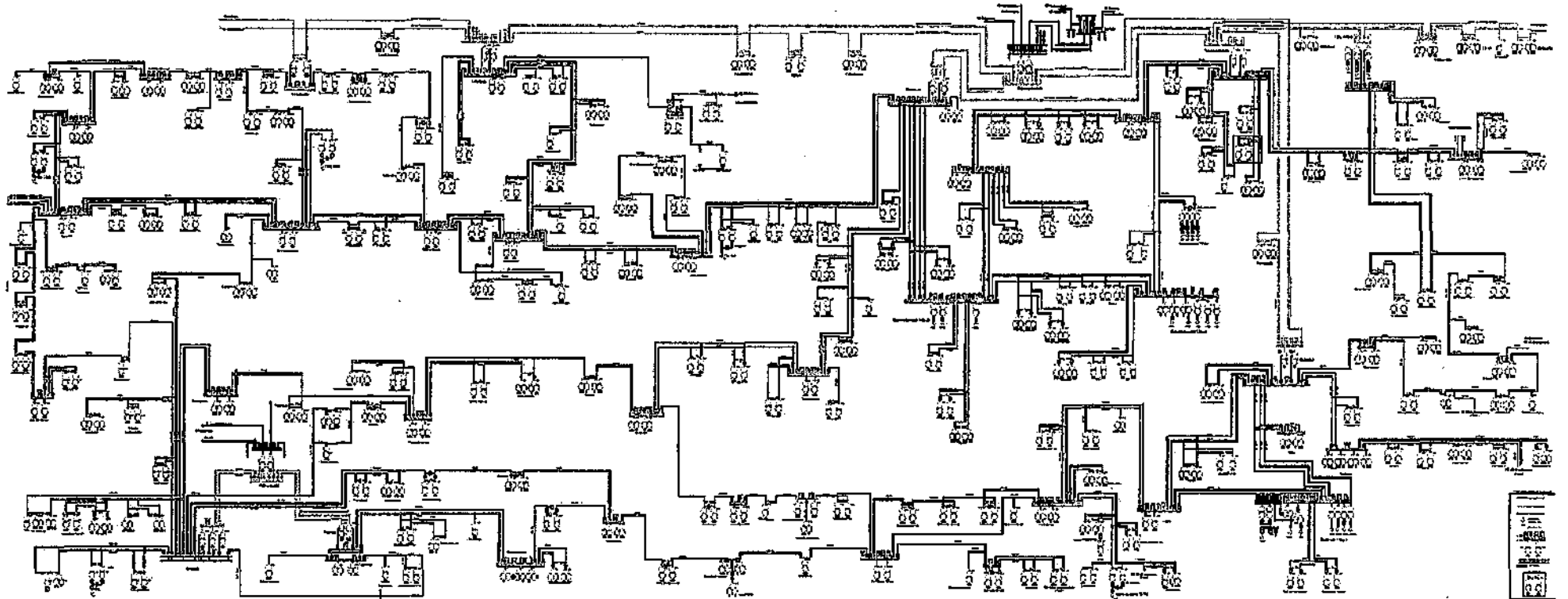
5.25. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2023 год
(базовый вариант)



5.26. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2024 год



5.27. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2024 год
(базовый вариант)



VI. Список принятых сокращений

- | | |
|----------------------|--|
| 1) АЛАР | автоматическая ликвидация асинхронного режима; |
| 2) АПБЭ | агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике; |
| 3) АПНУ | автоматика предотвращения нарушения устойчивости; |
| 4) АСКУЭ | автоматизированная система контроля учета электроэнергии; |
| 5) АТ | автотрансформатор; |
| 6) АЧР | автомат частотной разгрузки; |
| 7) АШК | Алтайский шинный комбинат; |
| 8) АЭС | атомная электростанция; |
| 9) био ЭС | биогазовая электростанция; |
| 10) БЭК | биоэнергетический комплекс; |
| 11) ВГТ | выключатель элегазовый; |
| 12) ВИЭ | возобновляемые источники энергии; |
| 13) ВЛ | воздушная линия; |
| 14) ВРП | валовой региональный продукт; |
| 15) ВЭС | ветровая электростанция; |
| 16) ГАО | график аварийного отключения; |
| 17) г. Барнаул | городской округ - город Барнаул Алтайского края; |
| 18) г. Алейск | муниципальное образование город Алейск Алтайского края; |
| 19) г. Бийск | городской округ город Бийск; |
| 20) г. Рубцовск | муниципальное образование город Рубцовск Алтайского края; |
| 21) г. Новоалтайск | муниципальное образование городской округ город Новоалтайск Алтайского края; |
| 22) г. Заринск | муниципальное образование город Заринск Алтайского края; |
| 23) г. Камень-на-Оби | муниципальное образование город Камень-на-Оби Алтайского края; |
| 24) г. Славгород | муниципальное образование город Славгород Алтайского края; |
| 25) г. Яровое | муниципальное образование город Яровое Алтайского края; |
| 26) г. Белокуриха | муниципальное образование город Белокуриха Алтайского края; |
| 27) ЗАТО Сибирский | муниципальное образование городской округ ЗАТО Сибирский Алтайского края; |

28) г. Змеиногорск	муниципальное образование город Змеиногорск Змеиногорского района Алтайского края;
29) г. Горняк	муниципальное образование Город Горняк Локтевского района Алтайского края;
30) ГАЭС	гидроаккумулирующая электростанция;
31) гвс	горячее водоснабжение;
32) геот ТЭС	геотермальная электростанция;
33) Гкал	гигакалория;
34) Гкал/ч	гигакалорий в час;
35) ГО	городской округ;
36) ГПП	главная понизительная подстанция
37) г/п	гарантирующий поставщик;
38) ГРЭС	гидро-реактивная электростанция;
39) ГТ-ТЭЦ	газотурбинная теплоэлектроцентраль;
40) ГТУ-ТЭЦ	газотурбинная установка – теплоэлектроцентраль;
41) ГП ТЭС	газопоршневая теплоэлектростанция;
42) ГЭС	гидроэлектростанция;
43) ДЗШ	дифференциальная защита шин;
44) ДЗО	дочернее зависимое общество;
45)ДФЗ	дифференциально-фазная защита;
46) ЕТЭБ	единый топливно-энергетический баланс;
47) ЕЭС	единая энергетическая система;
48) ЖКУ	жилищно-коммунальные услуги
49) ЗРУ	закрытое распределительное устройство;
50) ЗСЖД	Западно-Сибирская железная дорога;
51) ЗСП	Западно-Сибирское предприятие;
52) ИТП	индивидуальный тепловой пункт;
53) ИП	инвестиционная программа;
54) ИРМ	источник реактивной мощности;
55) КВ	котел водогрейный;
56) КЛ	кабельная линия;
57) КП	котел паровой;
58) КПД	коэффициент полезного действия;
59) КРУ	комплектное распределительное устройство;
60) КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
61) КРУН	комплектное распределительное устройство наружной установки;
62) КТПБ	комплектная трансформаторная подстанция блочная;
63) КТПР	комплексное техническое перевооружение и

	реконструкция;
64) КЭС	конденсационная электростанция;
65) ЛДК	лесопильно-деревообрабатывающий комбинат;
66) ЛЭП	линия электропередачи;
67) МВА	мегавольт-ампер;
68) МВАр	мегавольт-ампер реактивный;
69) МВт	мегаватт;
70) МГЭС	малая гидроэлектростанция;
71) МДП	максимально допустимый переток;
72) МК	металлургический комбинат;
73) МО	муниципальное образование;
74) МРСК	межрегиональная распределительная сетевая компания;
75) МУМКП	муниципальное унитарное многоотраслевое коммуналь- ное предприятие;
76) МЭС	межрайонные электрические сети;
77) НВИЭ	нетрадиционные и возобновляемые источники энергии;
78) ОДУ	оперативное диспетчерское управление;
79) ОВ	обходной выключатель;
80) ОКВЭД	общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
81) ОСШ	обходная система шин;
82) ОРЭМ	оптовый рынок электрической энергии и мощности;
83) ОРУ	открытое распределительное устройство;
84) ОЭС	объединенная энергетическая система;
85) ПА	противоаварийная автоматика;
86) ПГУ	парогазовая установка;
87) ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей;
88) ПНС	перекачивающая насосная станция;
89) ПО	производственное объединение;
90) ПС	подстанция;
91) ПТП	промежуточная тяговая подстанция;
92) РЗ	релейная защита;
93) РЗА	релейная защита и автоматика;
94) РВК	районная водогрейная котельная;
95) РДУ	региональное диспетчерское управление;
96) РЖД	ОАО «Российские железные дороги»;
97) РПП	распределительно-переключательный пункт;
98) РТК	Рубцовский тепловой комплекс;
99) РУ	распределительное устройство;
100) РЭС	распределительные электрические сети / район

	электрических сетей;
101) САОН	специальная автоматика отключения нагрузки;
102) СВМ	схема выдачи мощности;
103) СИБЭКО	ОА «Сибирская энергетическая компания»;
104) СиПР ЕЭС	Схема и программа развития Единой энергетической системы России;
105) СМР	строительно-монтажные работы;
106) СН	система собственных нужд;
107) СО	системный оператор;
108) СОПТ	система оперативного постоянного тока;
109) Схема и программа	схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2017 – 2021 годы;
110) СЭС	солнечная электростанция;
111) СШ	система шин;
112) ТП	турбина паровая;
113) ТПиР	техническое перевооружение и реконструкция;
114) т у.т.	тонна условного топлива;
115) т/ч	тонн пара в час;
116) ТУ	технические условия;
117) ТЭК	топливно-энергетический комплекс;
118) ТЭО	техико-экономическое обоснование;
119) ТЭР	топливно-энергетические ресурсы;
120) ТЭС	тепловая электростанция;
121) ТЭЦ	теплоэлектроцентраль;
122) УК	управляющая компания;
123) УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя;
124) УРУТ	удельный расход условного топлива;
125) УШР	управляемый шунтирующий реактор;
126) ФСК	Федеральная сетевая компания;
127) ЦП	цифровой преобразователь;
128) ЦТП	центральный тепловой пункт;
129) ЧДА	частотная делительная автоматика;
130) ЮТС	Южная тепловая станция;
131) ЯТЭК	Ярвской теплоэлектрокомлекс;
132) ЭС	электростанция.

Приложение № 1

Перечень ПС 110 кВ и выше принадлежащих сетевым компаниям, находящихся на территории Алтайского края

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Установленная мощность трансформаторов, МВА			
		Т-1 МВА	Т-2 МВА	Т-3 МВА	Т-4 МВА
1	2	3	4	5	6
Алтайэнерго					
1	ПС 110 кВ Шелаболихинская	10	6,3		
2	ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь	25	25		
3	ПС 110 кВ Солнечная поляна	40	40		
4	ПС 110 кВ Благовещенская	16	16		
5	ПС 110 кВ Верх-Суетская	10	6,3		
6	ПС 110 кВ Гляденьская	6,3			
7	ПС 110 кВ Леньковская	6,3	2,5		
8	ПС 110 кВ Ново-Кулундинская	2,5	2,5		
9	ПС 110 кВ Бурлинская	6,3	16		
10	ПС 110 кВ Новосельская	2,5			
11	ПС 110 кВ Васильчуковская	2,5			
12	ПС 110 кВ Зелено Полянская	2,5			
13	ПС 110 кВ Каипская	6,3	2,5		
14	ПС 110 кВ Ключевская	10	15		
15	ПС 110 кВ Ново-Полтавская	2,5	2,5		
16	ПС 110 кВ Северская	2,5	2,5		
17	ПС 110 кВ Златополинская	2,5	2,5		
18	ПС 110 кВ Кулундинская	16	10		
19	ПС 110 кВ Мышкинская	10	10		
20	ПС 110 кВ Серебропольская	16	10		
21	ПС 110 кВ Табунская	10	6,3		
22	ПС 110 кВ Новотроцкая (НС-4)	10			
23	ПС 110 кВ Родинская	10	16		
24	ПС 110 кВ Гальбштадская	25	16		
25	ПС 110 кВ Гришковская	6,3	6,3		
26	ПС 110 кВ Орловская	10	10		
27	ПС 110 кВ Славгородская	25	25		
28	ПС 110 кВ Зятьково Реченская	2,5	2,5		
29	ПС 110 кВ Коротоякская	10	6,3		
30	ПС 110 кВ Новоильинская	2,5	2,5		
31	ПС 110 кВ Хабаровская	10	10		
32	ПС 110 кВ Куяганская	2,5	2,5		
33	ПС 110 кВ Предгорная	6,3	10		
34	ПС 110 кВ Быстринская	6,3	6,3		
35	ПС 110 кВ Верх-Ануйская	6,3			
36	ПС 110 кВ Красноорловская	2,5	2,5		
37	ПС 110 кВ Петропавловская	6,3	6,3		
38	ПС 110 кВ Курортная	16	16		
39	ПС 110 кВ Линеvская	2,5	2,5		
40	ПС 110 кВ Мостовая	6,3			
41	ПС 110 кВ Новотырышенская	6,3	6,3		
42	ПС 110 кВ Смоленская	10	10		
43	ПС 110 кВ Усть-Катунская	2,5	2,5		
44	ПС 110 кВ Советская	10	10		
45	ПС 110 кВ Шульгинская	10	10		
46	ПС 110 кВ Сибирячихинская	2,5			
47	ПС 110 кВ Совхозная	2,5	2,5		
48	ПС 110 кВ Солонешенская	6,3	2,5		
49	ПС 110 кВ Бехтемировская	2,5	6,3		
50	ПС 110 кВ Катунь	2,5	2,5		

51	ПС 110 кВ Лесная	2,5	2,5		
52	ПС 110 кВ Сростинская	6,3	6,3		
53	ПС 110 кВ Угреньевская	2,5	2,5		
54	ПС 110 кВ ГПП-4	40	40		
55	ПС 110 кВ Заречная	10	10		
56	ПС 110 кВ Заречная	16	16		
57	ПС 110 кВ Зеленый Клин	16	16		
58	ПС 110 кВ Новая	25	25		
59	ПС 110 кВ Северо-Западная	40	40		
60	ПС 110 кВ Ельцовская	6,3	6,3		
61	ПС 110 кВ Быстрянка	2,5	2,5		
62	ПС 110 кВ Красногорская	6,3	6,3		
63	ПС 110 кВ Ненинская	10			
64	ПС 110 кВ Солтонская	6,3	6,3		
65	ПС 110 кВ Тогульская	6,3	6,3		
66	ПС 110 кВ Воеводская	10	10		
67	ПС 110 кВ Поповичихинская	2,5			
68	ПС 110 кВ Целинная	10	10		
69	ПС 110 кВ Бор-Форпост	6,3			
70	ПС 110 кВ Волчихинская	6,3	10		
71	ПС 110 кВ Алей	25	10		
72	ПС 110 кВ АСМ	20	20		
73	ПС 110 кВ Набережная	25	25		
74	ПС 110 кВ Приозерная	25	25		
75	ПС 110 кВ РМЗ	15	40		
76	ПС 110 кВ Северная	20	25		
77	ПС 110 кВ Шубинская	6,3	6,3		
78	ПС 110 кВ МЗХР	10	10		
79	ПС 110 кВ Михайловская	10	10		
80	ПС 110 кВ Николаевская	3,2	2,5		
81	ПС 110 кВ Новичихинская	6,3	6,3		
82	ПС 110 кВ Клепечихинская	2,5	2,5		
83	ПС 110 кВ Поспелихинская	25	25		
84	ПС 110 кВ Безрукавская	6,3			
85	ПС 110 кВ Дальняя	10	10		
86	ПС 110 кВ Мирная	10	10		
87	ПС 110 кВ Новониколаевская	2,5	2,5		
88	ПС 110 кВ Тишинская	10	6,3		
89	ПС 110 кВ Озерно-Кузнецовская	6,3	6,3		
90	ПС 110 кВ Угловская	6,3	10		
91	ПС 110 кВ Хлопуновская	6,3	6,3		
92	ПС 110 кВ Шипуновская	25	25		
93	ПС 110 кВ Второкаменная	6,3	6,3		
94	ПС 110 кВ Гишевская	2,5			
95	ПС 110 кВ Горняцкая	15	10		
96	ПС 110 кВ Золотушинская	6,3			
97	ПС 110 кВ Змеиногорская	25	15	10	
98	ПС 110 кВ Третьяковская	10			
99	ПС 110 кВ Краснощековская	6,3	6,3		
100	ПС 110 кВ Новошипунская	10	6,3		
101	ПС 110 кВ Курьинская	16	10		
102	ПС 110 кВ Новобурановская	6,3			
103	ПС 110 кВ Огневская	6,3			
104	ПС 110 кВ Усть-Калманская	6,3	6,3		
105	ПС 110 кВ Чарышская	2,5	4	6,3	
106	ПС 110 кВ Баевская	6,3	10		
107	ПС 110 кВ Верхчуманская	2,5	2,5		
108	ПС 110 кВ Глубоковская	6,3	6,3		
109	ПС 110 кВ Гоноховская	2,5	2,5		
110	ПС 110 кВ Завьяловская	6,3	6,3		

111	ПС 110 кВ Буяновская	6,3	6,3		
112	ПС 110 кВ Волчнобурлинская	6,3	6,3		
113	ПС 110 кВ Каменская	15	16		
114	ПС 110 кВ Каменская-2	10	10		
115	ПС 110 кВ Крутихинская	6,3	6,3		
116	ПС 110 кВ Насосная-1 БОС	16			
117	ПС 110 кВ Насосная-2 БОС	16			
118	ПС 110 кВ Обская	6,3	6,3		
119	ПС 110 кВ Рыбинская	10	10		
120	ПС 110 кВ Корчинская	6,3	6,3		
121	ПС 110 кВ Мамонтовская	10	10		
122	ПС 110 кВ Велижановская	6,3	6,3		
123	ПС 110 кВ Зятьковская	2,5	2,5		
124	ПС 110 кВ Панкрушихинская	6,3	6,3		
125	ПС 110 кВ Романовская	6,3	6,3		
126	ПС 110 кВ Сидоровская	6,3			
127	ПС 110 кВ Вылковская	2,5	2,5		
128	ПС 110 кВ Тюменцевская	6,3	10		
129	ПС 110 кВ Чапаевская	2,5			
130	ПС 110 кВ Шарчинская	2,5			
131	ПС 110 кВ Городская	16	16		
132	ПС 110 кВ Камышенская	10	10		
133	ПС 110 кВ Кокс	25	25		
134	ПС 110 кВ Косихинская	10	10		
135	ПС 110 кВ Дмитротитовская	2,5	2,5		
136	ПС 110 кВ Кытмановская	6,3	6,3		
137	ПС 110 кВ Октябрьская	6,3	6,3		
138	ПС 110 кВ Молодежная	2,5	2,5		
139	ПС 110 кВ Новоалтайская	25	32		
140	ПС 110 кВ Первомайская	10	10		
141	ПС 110 кВ Пригородная	16	16		
142	ПС 110 кВ Химпром	10	10		
143	ПС 110 кВ Анисимовская	16			
144	ПС 110 кВ Новоеловская	10	6,3		
145	ПС 110 кВ Озерская	6,3	6,3		
146	ПС 110 кВ Тракторная	16	16		
147	ПС 110 кВ Алейская	40	40		
148	ПС 110 кВ Кашино	6,3	6,3		
149	ПС 110 кВ Осколково	2,5	6,3		
150	ПС 110 кВ Береговая	15	16		
151	ПС 110 кВ БМК	25	25		
152	ПС 110 кВ Восточная	25	25		
153	ПС 110 кВ Городская	20	20		
154	ПС 110 кВ Западная	30	30		
155	ПС 110 кВ Опорная	40	40		
156	ПС 110 кВ Подгорная	40	40		
157	ПС 110 кВ Ползуново	40	40		
158	ПС 110 кВ Сиреневая	40	40		
159	ПС 110 кВ Центральная	40	40		
160	ПС 110 кВ Юго-Западная	40	40		
161	ПС 110 кВ Калманская	6,3			
162	ПС 110 кВ Ново-Романово	2,5	6,3		
163	ПС 110 кВ Приобская	10	10		
164	ПС 110 кВ Арбузовская	6,3	6,3		
165	ПС 110 кВ Весенняя	6,3			
166	ПС 110 кВ Комсомольская	6,3	10		
167	ПС 110 кВ Павловская	16	16		
168	ПС 110 кВ Рогозихинская	6,3	6,3		
169	ПС 110 кВ Гоньба	25	25		
170	ПС 110 кВ КМК	15	15		

171	ПС 110 кВ Лебяжье	25	25		
172	ПС 110 кВ Шахи	6,3	10		
173	ПС 110 кВ Белово	6,3	6,3		
174	ПС 110 кВ Ребриха	6,3	6,3		
175	ПС 110 кВ Усть-Мосиха	2,5	2,5		
176	ПС 110 кВ Парфеново	2,5	2,5		
177	ПС 110 кВ Победим	2,5	2,5		
178	ПС 110 кВ Раздолье	2,5	6,3		
179	ПС 110 кВ Топчихинская	6,3	10		
180	ПС 110 кВ Чистоньская	2,5	2,5		
181	ПС 110 кВ Коробейниково	3,2	2,5		
182	ПС 110 кВ Отрадное	6,3			
183	ПС 110 кВ Усть-Пристань	6,3	6,3		
184	ПС 110 кВ Гидроузел	10	10		
БСК					
185	ПС 110 кВ АТИ	31,5	31,5		
186	ПС 110 кВ Кристалл	25,0	25,0	25,0	
187	ПС 110 кВ Строительная	16,0	16,0		
РЖД					
188	ПС 110 кВ Бурсоль				
ЗСП МЭС					
189	ПС 110 кВ Усть-Тальменская	40,0	40,0		
190	ПС 110 Локомотивная	16,0	16,0		
191	ПС 110 кВ Алтайская	40,0	40,0		
192	ПС 220 кВ Тягун	40,0	40,0		
193	ПС 220 кВ Смазово	40,0	40,0		
194	ПС 220 кВ Шпагино	40,0	40,0		
195	ПС 220 кВ Ларичиха	40,0	40,0		
196	ПС 220 кВ Плотинная	40,0	40,0		
197	ПС 220 кВ Световская	40,0	40,0		
198	ПС 220 кВ Урываево	40,0	40,0		
ЗСП МЭС					
199	КТПБ-110/10 ПС 1150 кВ Алтай	16,0	16,0		
200	ПС 220 кВ Бийская	200,0	200,0		
201	ПС 220 кВ Троицкая	25,0	25,0		
202	ПС 220 кВ Чесноковская	200,0	200,0		
203	ПС 220 кВ Власиха, 4Т-80МВА	200,0	200,0	80,00	40,0
204	ПС 220 кВ Светлая	125,0	125,0		
205	ПС 220 кВ Южная	125,0	200,0	200,0	
206	ПС 220 кВ Горняк	63,0	125,0		
207	ПС 500 кВ Барнаулская	501,0	501,0		
208	ПС 500кВ Рубцовская	501,0	501,0		
209	ПС 1150 кВ Алтай	-	-		

Перечень ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше на территории Алтайского края

№ п/п	Тип (ВЛ/КЛ) и наименование ЛЭП (ПС1-ПС2)	Класс напряжения ЛЭП, кВ	Год ввода ЛЭП	Протяженность ЛЭП, км	Тип и сечение кабеля (провода), мм ²
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - ЗСП МЭС					
1	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	500 (1150)	1988	372,23	АС-330/43, АС-500/336
2	ВЛ 500 кВ Итатская – Алтай	500 (1150)	1998	134,68	АС-400/51, АС-330/43
3	ВЛ 500 кВ Заря - Алтай	500	1978	51,80	АС-330/43
4	ВЛ 500 кВ Новокузнецкая - Барнаульская	500	1986	163,50	АС-330/43
5	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Рубцовская	500	1977	353,40	АСО-330, АСУС-300
6	ВЛ 500 кВ ЕЭК - Рубцовская	500	1972	163,40	АСО-330
7	ВЛ 500 кВ Рубцовская - Усть-Каменогорск	500	1976	79,50	АСО-330
8	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Алтай № 1	500	1988	6,60	АС-330/43
9	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Алтай № 2	500	1996	8,84	АС-330/43
10	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Ларичиха	220	1979	92,30	АС-400/51, АС-330/39
11	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Плотинная	220	1979	196,8/ 81,10*	АС-400/51, АС-330/39
12	ВЛ 220 кВ Ларичиха - Сузун	220	1979	122,6/ 40,40*	АС-400/51, ПС-300/39
13	ВЛ 220 кВ Ларичиха - Сузун	220	1980	94,1/ 27,33*	АС-240/32, АС-300/204
14	ВЛ 220 кВ Плотинная - Светлая (ПС-212)	220	1980	31,03/ 27,33*	АС-240/32, АС-300/204
15	ВЛ 220 кВ Светлая - Световская	220	1980	50,11	АС-240/32
16	ВЛ 220 кВ Светлая - Урываево	220	1980	103,48	АС-240/32
17	ВЛ 220 кВ Световская - Краснозерская	220	1980	98,01/ 83,01*	АС-240/32
18	ВЛ 220 кВ Урываево - Зубково	220	1980	85,7/ 28,90*	АС-240/32
19	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Горняк (РГ-206)	220	1976	85,7/ 28,90*	АС-330/39
20	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Горняк	220	1976	50,20	АС-330/39
21	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Южная (РЮ-221)	220	1972	20,90	АС-400/51
22	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Южная (РЮ-222)	220	1972	20,90	АС-400/51
23	ВЛ 220 кВ Бачатская - Тягун (БТ-228)	220	1979- 1981	17,70	АС-400/27
24	ВЛ 220 кВ Смазнево - Артышта	220	1981	54,70	АС-400/27
25	ВЛ 220 кВ Тягун - Смазнево (ТС-230)	220	1963	41,00	АС-400/27
26	ВЛ 220 кВ Смазнево - ТЭЦ АКХЗ (СК-231)	220	1963	30,90	АС-400/51
27	ВЛ 220 кВ Смазнево - Чесноковская	220	1963	101,70	АС-400/51
28	ВЛ 220 кВ Чесноковская - Троицкая	220	1964	75,76	АС-330/39, АС-240/32
29	ВЛ 220 кВ Троицкая - Бийская РПП (ТБ-234)	220	1965	30,14	АС-330/39, АС-240/32
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Бийская	220	1988	167,45	АС-330/39
31	ВЛ 220 кВ Чесноковская - Власиха	220	1973	33,50	ПС-400/51,

32	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Власиха (ВЛ-237)	220	1977	70,10	ПС-400/64
33	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская	220	1977	36,60	ПС-400/51, ПС-400/64
34	ВЛ 220 кВ Чесноковская - ТЭЦ АКХЗ (ЧК-239)	220	1963	82,70	ПС-400/51
35	ВЛ 220 кВ Бийская РПП - Бийская ТЭЦ (БТ-242)	220	1989	16,96	ПС-400/51
36	ВЛ 110 кВ Алтай - Чесноковская (АЧ-8)	110	1988	7,90	АС-185/29
37	ВЛ 110 кВ Тальменская - Алтай (ТА-402)	110	1988	7,90	АС-185/29
38	ВЛ 110 кВ Павлодарская - Кулунда (ПК-240)	110	1983	21,60	АС-300/39
39	ВЛ 110 кВ Маралды - Кулунда (Л-125)	110		22,56	АС-150/19
40	ВЛ 110 кВ Маралды - Кулунда (Л-126/1)	110		22,56	АС-150/19
Филиал ПАО "МРСК Сибири" - "Алтайэнерго"					
41	Южная-Потерьевская (ВЛ ЮГ-153)	110	1979	30,18097	АС 120/19; АС 120/27; АС 150/19; АС 240/32
42	Предгорная-Чергинская (ВЛ ПЧ-3)	110	1976	40,763	АС 150/24
43	Линёвская-Быстроистокская (ВЛ ЛБ-192)	110	1978	38,451	АС 120/19
44	Петропавловская-Красноорловская ПО-177	110	1977	18,278	АС 120/19
45	Смоленская-Линёвская (ВЛ СЛ-191)	110	1978	13,598	АС 120/19
46	Смоленская-Советская (ВЛ СС-76)	110	1984	24,433	АС 95/16
47	Солонешенская-Совхозная (ВЛ СС-179)	110	1977	50,419	АС 70/11
48	Сростинская-Быстрянка (ВЛ СБ-138)	110	1975	20,734	АС 120/19
49	Бийская-Сосна (ВЛ БС-57)	110	1984	14,151	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300
50	Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-60)	110	1980	6,009	АС 150/19
51	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-417)	110	1989	17,202	АС 400/51
52	Бенжереп-Ельцовка (ВЛ БЕ-26)	110	1969	49,758	АС 120/19
53	Быстрянка-Майминская (ВЛ БМ-85)	110	1974	24,28712	3хАПС120/19
54	Солтонская-Ненинская (ВЛ СН-156)	110	1974	67,561	АС 120/19
55	Воеводская-Целинная (ВЛ ВЦ-75)	110	1984	33,857	АПС-12
56	Южная-АСМ (ВЛ ЮС-145)	110	1962	6,832	АС 120/19; АС 240/32
57	Южная-Северная (ВЛ ЮТ-150)	110	1962	21,278	АС 240/32
58	Михайловская-Николаевская (ВЛ МН-22)	110	1979	30,676	АС 150/19
59	Клепичихинская-Новичихинская (ВЛ КН-70)	110	1981	25,696	АС 120/19
60	Поспелихинская-Клепичихинская (ВЛ ПК-69)	110	1981	20,8	АС 120/19
61	Потерьевская-Дальняя (ВЛ ПД-71)	110	1983	15,918	АС 120/19
62	Южная-Безрукавская (ВЛ ЮБ-163)	110	1965	22,199	АС 150/19

63	Поспелихинская-Кашино (ВЛ ПК-67)	110	1971	75,461	АС 150/19; АС 150/24
64	Благовещенская-Леньковская (ВЛ БЛ-123)	110	1972	39,88	АС 150/24
65	Бурлинская-Новосельская (ВЛ БН-2)	110	1977	23,898	АС 70/11
66	Зелено Полянская-Каипская (ВЛ ЗК-426)	110	1991	20,659	АС 120/19
67	Северская-Ключевская (ВЛ СК-401)	110	1979	16,769	АС 150/19; АС 150/24
68	Смоленская-Предгорная (ВЛ СП-189)	110	1974	69,992	АС 150/19; АС 185/24; АС 70/11
69	Кулундинская-Мышкинская (ВЛ КМ-430)	110	1967	6,838	АС 120/19
70	Смоленская-Петропавловская (ВЛ СП-109)	110	1965	92,418	АС 70/11
71	Мышкинская-Серебропольская (ВЛ МС-431)	110	1967	37,768	АС 120/19
72	Быстроистокская-Красноорловская БО-199	110	1988	31,662	АС 120/19
73	Петропавловская-Солонешенская (ВЛ ПС-134)	110	1970	64,353	АС 70/11; АС 95/16
74	Гришковская-Гальбштадтская (ВЛ ГГ-97)	110	1970	17,855	АС 120/19
75	Петропавловская-Коробейниково (ВЛ ПК-132)	110	1971	35,83	АС 70/11
76	Сосна-Смоленская (ВЛ СС-107)	110	1976	48,822	АС 185/24; АС 70/11; АС 95/16
77	Орловская-Хабарская (ВЛ ОХ-32)	110	1972	51,077	АС 120/19; АС 70/11
78	Смоленская-Курортная (ВЛ СК-168)	110	1978	92,414	АС 120/19; АС 70/11
79	Смоленская-Советская (ВЛ СС-77)	110	1984	24,427	АС 95/16
80	Хабарская-Зятьково Реченская (ВЛ ХР-29)	110	1979	40,096	АС 150/24
81	Сосна-Смоленская (ВЛ СС-108)	110	1968	35,048	АС 120/19; АС 185/24; АС 70/11
82	Заречная-Майминская (ВЛ ЗО-137)	110	1974	113,8941	АПС-12; АС 120/19; АС 70/11
83	Леньковская-Завьяловская (ВЛ ЛЗ-197)	110	1972	43,01	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
84	Солонешенская-Совхозная (ВЛ СС-178)	110	1977	50,423	АС 70/11
85	Бийская-Заречная (ВЛ БЗ-165)	110	1975	23,758	АС 70/11; АСО-240
86	Крутихинская-Кочки (ВЛ КК-113)	110	1969	73,945	АС 120/19; АС 70/11
87	Заречная-Сростинская (ВЛ ЗС-136)	110	1974	50,223	АС 120/19; АС 70/11
88	Бийская-Сосна (ВЛ БС-58)	110	1984	14,193	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300

89	Светлая-Крутихинская (ВЛ СК-17)	110	1969	27,443	АЖ 120; АС 120/19
90	Бийская-Заречная (ВЛ БЗ-166)	110	1975	23,626	АС 70/11; АСО-240
91	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-105)	110	1964	15,164	АСО-300
92	Светлая-Обская (ВЛ СО-49)	110	1975	19,65	АЖ 120; АС 70/11
93	Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-59)	110	1980	5,95	АС 150/19
94	Бийская ТЭЦ-Сосна (ВЛ ТС-169)	110	1976	4,351	АСО-300
95	Светлая-Корчинская (ВЛ СК-187)	110	1972	158,261	АЖ 120; АС 120/19; АС 70/11
96	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-106)	110	1964	15,204	АСО-300
97	Ельцовская-Кытмановская (ВЛ ЕК-130)	110	1968	75,594	АС 70/11
98	Панкрушихинская-Велижановская (ВЛ ПВ-4)	110	1977	28,127	АС 150/19; АС 150/24
99	Бийская ТЭЦ-Сосна (ВЛ ТС-170)	110	1976	4,345	АСО-300
100	Бехтемировская-Ненинская (ВЛ БН-16)	110	1976	27,097	АС 120/19
101	Романовская-Сидоровская (ВЛ РС-50)	110	1981	40,25	АЖ 120
102	Ельцовская-Солтонская (ВЛ ЕС-131)	110	1972	55,371	АС 70/11
103	Бийская-Воеводская (ВЛ БВ-13)	110	1976	48,421	АС 120/19
104	АКХЗ-Городская (ВЛ АГ-88)	110	1979	11,554	АС 120/19; АСО-400
105	Южная-Волчихинская (ВЛ ЮВ-151)	110	1973	154,745	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
106	АКХЗ-Косиха (ВЛ АК-78)	110	1986	50,46	АЖ 120; АС 120/19
107	Воеводская-Бехтемировская (ВЛ ВБ-80)	110	1976	18,875	АС 120/19
108	Южная-АСМ (ВЛ ЮС-146)	110	1962	6,821	АС 120/19; АС 240/32
109	Кытмановская-Дмитротитовская (ВЛ КД-12)	110	1976	22,738	АС 70/11
110	Южная-Гидроузел (ВЛ ЮГ-154)	110	1981	12,37707	АС 120/19; АС 240/32
111	Южная-Бор-Форпост (ВЛ ЮБ-152)	110	1973	103,328	АС 150/19; АС 70/11
112	Химпром-Чесноковская (ВЛ ХЧ-9)	110	1962	28,38	АС 120/27; АС 185/29
113	Южная-Северная (ВЛ ЮТ-149)	110	1962	21,588	АС 240/32; АСО-240
114	Михайловская-МЗХР (ВЛ МХ-89)	110	1973	19,822	АС 70/11; АСКС 70/11
115	Чесноковская-Первомайская (ВЛ ЧП-159)	110	1974	49,971	АС 70/11; АС 95/16
116	Бор-Форпост-Михайловская (ВЛ БМ-99)	110	1973	33,654	АС 150/19
117	Новичихинская-Селиверстово (ВЛ С-110)	110	1985	15,745	АЖ 120

118	Тальменская-Алтай (ВЛ ТА-1402)	110	1962	34,163	АС 185/29; АС 95/16
119	Михайловская-МЗХР (ВЛ МХ-90)	110	1985	21,405	АСКС 70/11
120	Тишинская-Поспелихинская (ВЛ ТП-68)	110	1985	47,477	АЖ 120; АС 150/24
121	Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1412)	110	1985	5,994	АС 95/16
122	Мирная-Поспелихинская (ВЛ МП-65)	110	1971	44,759	АС 150/24
123	Приозерная-Насосная (ВЛ ПН-61)	110	1981	6,434	АЖ 120
124	Кашино-Алейская (ВЛ КА-421)	110	1971	20,259	АС 150/19
125	Безрукавская-Мирная (ВЛ БМ-64)	110	1971	33,071	АС 150/19; АС 150/34
126	Южная-Горняцкая (ВЛ ЮГ-148)	110	1952	82,497	АС 150/19; АС 70/11
127	Опорная-Подгорная (ВЛ ОП-93)	110	1961	9,355	АЕРО-Z; АС 150/24
128	Приозерная-Тишинская (ВЛ ПТ-62)	110	1982	39,772	АЖ 120; АС 150/19
129	Благовещенская-Гляденьская (ВЛ БГ-56)	110	1985	30,36	АС 120/19
130	Опорная-Чесноковская (ВЛ ОЧ-92)	110	1960	14,464	АС 240/32; АС 300/32
131	Поспелихинская-Шишуновская (ВЛ ПК-66)	110	1982	44,78	АС 150/24
132	Благовещенская-Верх-Суетская (ВЛ ВС-127)	110	1971	73,214	АС 150/24; АС 70/11
133	Подгорная-Центральная (ВЛ ПЦ-39)	110	1984	4,878	АС 240/32
134	Благовещенская-Завьяловская (ВЛ БЗ-124)	110	1972	79,553	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
135	Славгородская-Бурлинская (ВЛ СБ-128)	110	1973	55,171	АС 120/19; АС 150/24
136	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-175)	110	1965	3,225	АСО-300
137	Верх-Суетская-Зятьково Реченская СР-1	110	1975	23,033	АС 150/24
138	Кулундинская-Ключевская (ВЛ КК-114)	110	1969	75,853	АС 150/24; АС 70/11; АС 95/16
139	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-44)	110	1973	6,434	АС 300/32
140	Николаевская-Северская (ВЛ НС-21)	110	1979	45,487	АС 150/19; АС 150/24
141	Кулундинская-Благовещенская (ВЛ КБ-117)	110	1967	71,197	АС 150/24; АС 70/11
142	ТЭЦ-3-Подгорная (ВЛ ТП-46)	110	1973	14,124	АС 150/19; АСО-300
143	Ново-Полтавская-Зелено Полянская НЗ-96	110	1986	22,442	АС 120/19
144	Кулундинская-Славгородская (ВЛ КС-115)	110	1968	67,883	АС 120/19; АС 150/24
145	ТЭЦ-2-ТЭЦ-3 (ВЛ ТТ-122)	110	1965	17,165	АПвПнг(А)2г 1х500/120- 64/110; АС 120/19; АС 185/24;

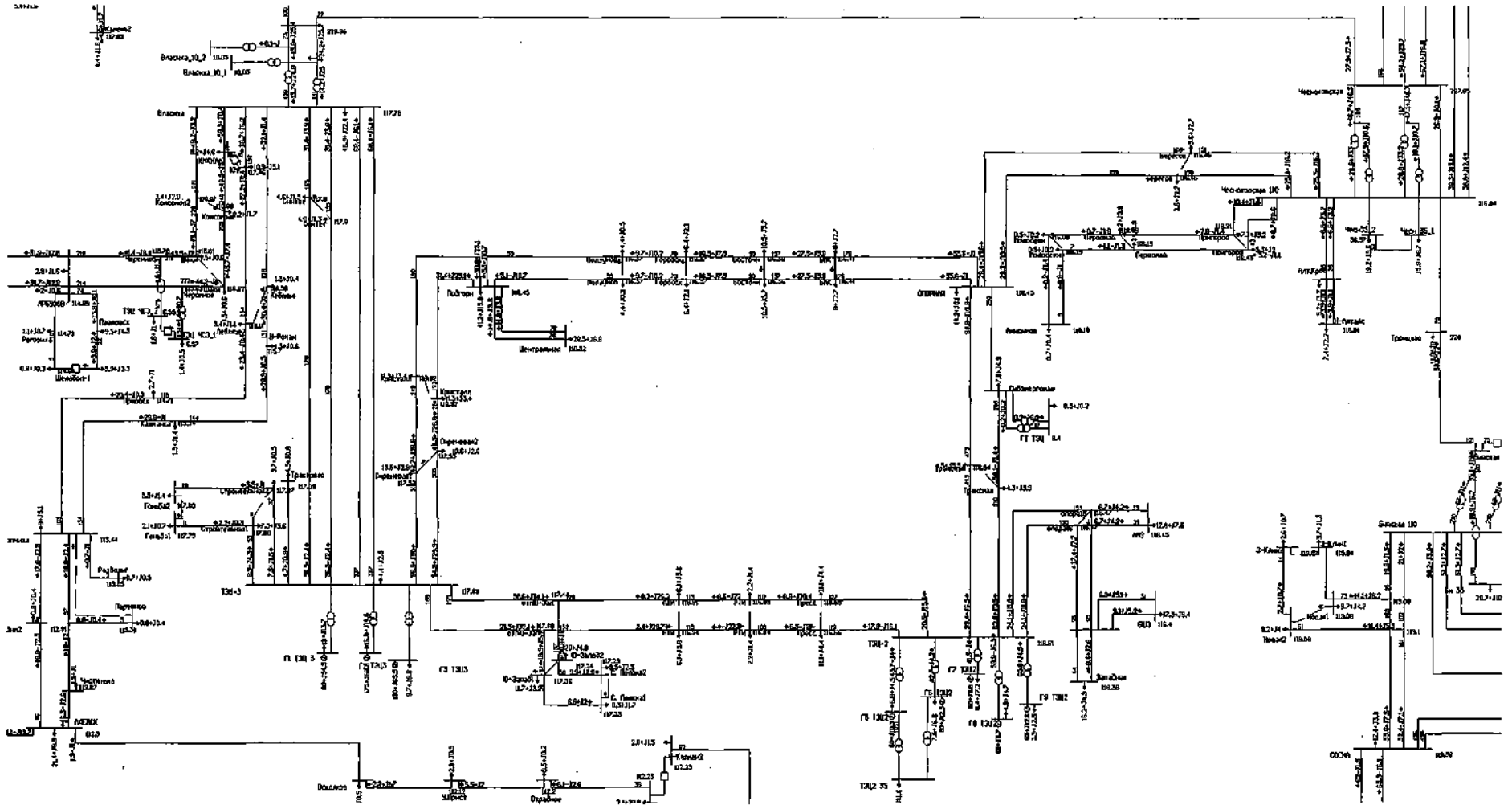
					АСО-300
146	Кулундинская-Благовещенская (ВЛ КБ-118)	110	1967	71,031	АС 150/24; АС 70/11
147	Благовещенская-Родинская (ВЛ БР-144)	110	1972	43,603	АС 120/19
148	Власиха-Приобская (ВЛ ВП-52)	110	1979	72,191	АС 150/19; АС 150/24; АС 300/32
149	Кулундинская-Славгородская (ВЛ КС-116)	110	1968	67,915	АС 120/19; АС 150/24
150	Гальбштадтская-Орловская (ВЛ ГО-129)	110	1972	19,778	АС 120/19
151	Арбузовская-Павловская (ВЛАП-55)	110	1981	38,241	АЖ 120; АС 150/19
152	Волчихинская-Родинская (ВЛ ВР-98)	110	1985	78,135	АС 120/19
153	Урываево-Коротоякская (ВЛ УК-15)	110	1978	12,82	АЖ 120; АС 120/19
154	Власиха-Арбузовская (ВЛ ВА-167)	110	1976	73,565	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/32; АС 70/11
155	Славгородская-Гришковская (ВЛ СГ-119)	110	1970	22,439	АС 120/19
156	Баевская-Верхчуманская (ВЛ БЧ-35)	110	1978	26,372	АС 150/19
157	Арбузовская-Корчинская (ВЛ АК-18)	110	1978	106,24	АС 150/19; АС 95/16
158	Хабарская-Коротоякская (ВЛ ХК-196)	110	1973	22,461	АС 120/19
159	Корчинская-Завьяловская (ВЛ КЗ-193)	110	1973	71,32	АС 70/11
160	Топчихинская-Алейская (ВЛ ТА-182)	110	1967	59,626	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
161	Завьяловская-Баевская (ВЛ ЗБ-198)	110	1973	52,599	АС 150/34
162	Кругихинская-Насосная-1 БОС (ВЛ КН-25)	110	1984	8,57	АЖ 120
163	Осколково-Усть-Пристань (ВЛ ОП-423)	110	1971	37,934	АС 120/19
164	Корчинская-Завьяловская (ВЛ КЗ-194)	110	1973	71,272	АС 150/19; АС 70/72
165	Светлая-Каменская (ВЛ СК-47)	110	1975	4,619	АЖ 120; АС 70/11
166	Гоняк-Змеиногорская (ВЛ ГЗ-143)	110	1978	94,725	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
167	Светлая-Буяновская (ВЛ СБ-427)	110	1993	22,779	АС 150/19
168	Корчинская-Мамонтовская (ВЛ КМ-110)	110	1969	43,947	АС 70/11
169	Змеиногорская-Саввушинская (ВЛ ЗС-31)	110	1977	31,78	АС 120/19

170	Светлая-Каменская (ВЛ СК-48)	110	1972	4,486	АЖ 120; АС 120/19
171	Велижановская-Урываево (ВЛ ВУ-14)	110	1977	27,141	АЖ 120; АС 120/19
172	Курьинская-Краснощековская (ВЛ КК-27)	110	1971	40,513	АС 120/19
173	Корчинская-Тюменцевская (ВЛ КТ-186)	110	1972	72,39	АС 120/19; АС 70/11
174	Верхчуманская-Зятыковская (ВЛ ЧЗ-36)	110	1974	30,644	АС 150/19
175	Коробейниково-Устькалманская (ВЛ КК-133)	110	1971	30,762	АС 70/11
176	Зятыковская-Панкрупшихинская (ВЛ ЗП-195)	110	1974	29,213	АС 150/19
177	Светлая-Тюменцевская (ВЛ СТ-188)	110	1972	77,544	АЖ 120; АС 120/19
178	Петропавловская-Огневская (ВЛ ПО-141)	110	1973	47,612	АС 70/11
179	Мамонтовская- Романовская (ВЛ МР-20)	110	1970	27,981	АС 70/11
180	АКХЗ-Городская (ВЛ АГ-87)	110	1979	11,569	АС 120/19; АСО-400
181	АКХЗ-Камышенская (ВЛ АК-79)	110	1986	42,008	АЖ 120; АС 120/19
182	Алтай-Чесноковская (ВЛ АЧ-8)	110	1963	37,275	АС 120/27; АС 185/29
183	Косихинская-Октябрьская (ВЛ КО-1420)	110	1989	56,895	АЖ 120; АС 120/19
184	Чесноковская-Новоалтайская (ВЛ ЧН-23)	110	1979	4,652	АС 240/32
185	Первомайская-Анисимовская (ВЛ ПА-53)	110	1980	55,468	АС 70/11
186	Чесноковская-Первомайская (ВЛ ЧП-30)	110	1978	50,008	АС 70/11; АС 95/16
187	Чесноковская-Новоалтайская (ВЛ ЧН-24)	110	1979	4,657	АС 240/32
188	Тальменская-Новоеловская (ВЛ ТН-160)	110	1973	18,08	АС 70/72
189	Первомайская-Анисимовская (ВЛ ПА-54)	110	1980	55,502	АС 70/11
190	Тальменская-Химпром (ВЛ ТХ-7)	110	1962	42,885	АС 185/24; АС 70/11
191	Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1411)	110	1985	5,981	АС 95/16
192	Рогозинская-Шелаболихинская (ВЛ РШ-438)	110	1974	24,49	АС 70/11
193	Алейская-Осколково (ВЛ АО-155)	110	1971	37,398	АС 120/19
194	Опорная-Подгорная (ВЛ ОП-94)	110	1961	9,325	АЕРО-Z; АС 150/24
195	Шелаболихинская-Павловская (ВЛ ШП-440)	110	1993	24,83	АС 120/19
196	Подгорная-АЗА (ВЛ ПА-171)	110	1974	0,345	АС 120/19
197	Опорная-Чесноковская (ВЛ ОЧ-91)	110	1960	14,515	АС 240/32; АС 300/32
198	Подгорная-Центральная (ВЛ ПЦ-40)	110	1984	4,875	АС 120/19
199	Подгорная-АЗА (ВЛ ПА-172)	110	1974	0,336	АС 120/19
200	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-176)	110	1965	3,182	АСО-300

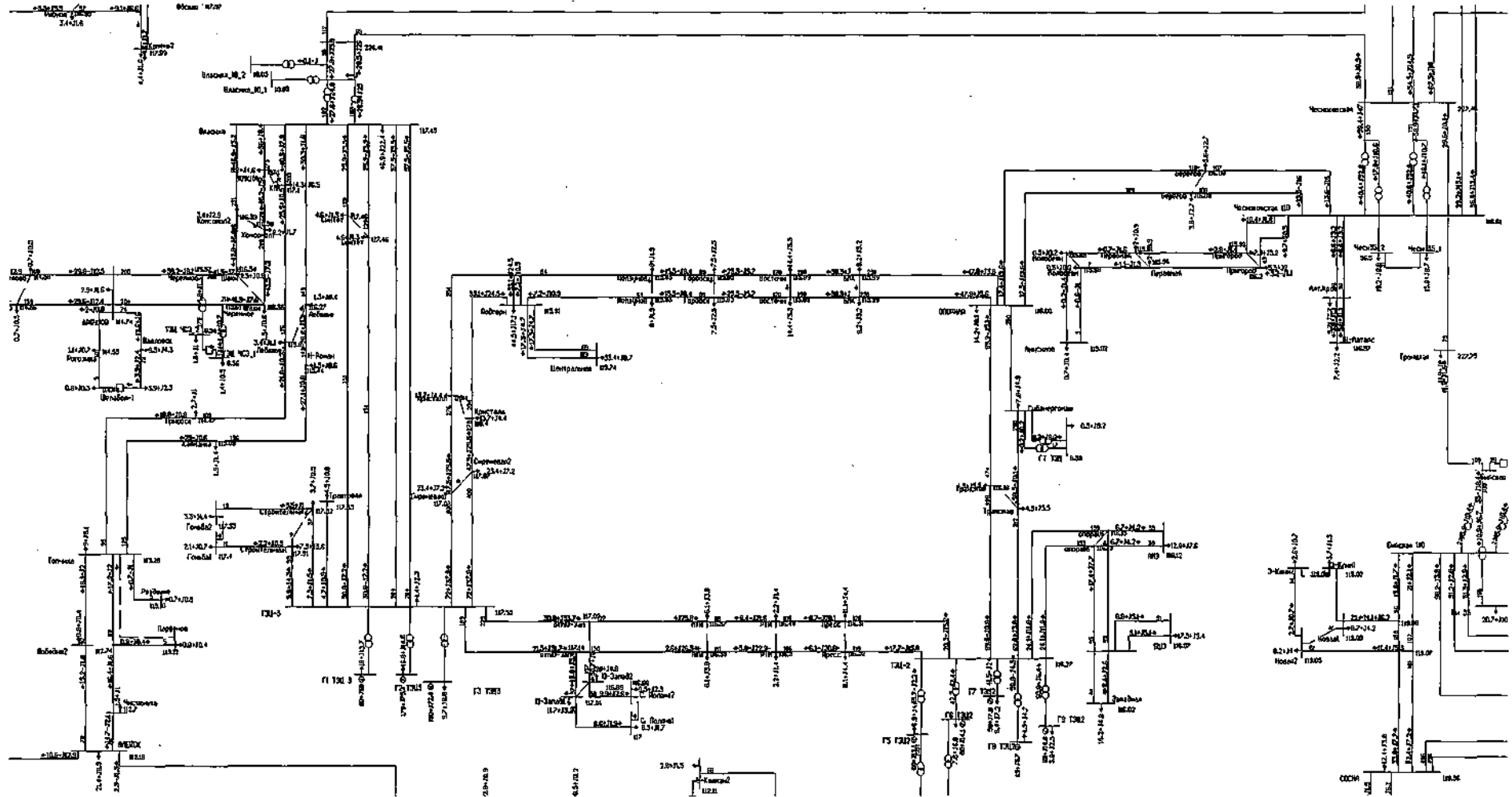
201	Сибэнергомаш-Опорная (ВЛ СО-102)	110	1960	1,188	АС 300/32
202	Опорная-ТЭЦ-2 (ВЛ ТО-101)	110	1960	3,7	АС 300/32
203	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-43)	110	1973	6,318	АС 240/32; АС 300/32
204	ТЭЦ-2-Сибэнергомаш (ВЛ ТС-100)	110	1960	2,497	АС 300/48
205	ТЭЦ-3-Подгорная (ВЛ ТП-45)	110	1973	14,041	АС 150/19; АСО-300
206	ТЭЦ-2-БШЗ (ВЛ ТШ-103)	110	1964	8,021	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/48
207	ТЭЦ-2-ТЭЦ-3 (ВЛ ТТ-121)	110	1965	17,21	АПвПнг(А)2г 1x500/120- 64/110; АС 120/19; АС 185/24; АС 300/32
208	Власиха-Топчихинская (ВЛ ВТ-111)	110	1967	99,644	АС 150/19; АС 150/24; АС 70/11
209	ТЭЦ-2-БШЗ (ВЛ ТШ-104)	110	1964	7,882	АС 120/19; АС 300/48
210	Арбузовская-Рогозихинская (ВЛ АР-437)	110	1974	32,106	АС 150/19; АС 70/11
211	Топчихинская-Приобская (ВЛ ТП-28)	110	1971	37,108	АС 150/19
212	ТЭЦ-3-Гоньба (ВЛ ТГ-41)	110	1979	15,56	АС 150/19; АС 70/11
213	Власиха-Арбузовская (ВЛ ВА-112)	110	1966	71,55	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
214	Арбузовская-Корчинская (ВЛ АК-19)	110	1978	106,52	АС 150/19
215	ТЭЦ-3-Гоньба (ВЛ ТГ-42)	110	1979	15,505	АС 150/19; АС 70/11
216	Топчихинская-Парфеново (ВЛ ТП-184)	110	1970	26,11	АС 70/11
217	Топчихинская-Алейская (ВЛ ТА-51)	110	1983	83,85	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
218	Усть-Пристань-Отрадное (ВЛ ПО-424)	110	1991	30,901	АС 120/19
219	Топчихинская-Раздолье (ВЛ ТР-183)	110	1970	45,848	АС 70/11
220	Горняцкая-Золотушинская (ВЛ ГЗ-95)	110	1952	29,06	АС 150/19
221	Горняк-Змеиногорская (ВЛ ГЗ-142)	110	1953	94,568	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
222	Краснощековская-Новошипуновская КН-408	110	1973	60,536	АС 120/19
223	Николаевка-Золотушинская (ВЛ НЗ-141)	110	1986	5,95	АС 150/19
224	Саввушинская-Курьинская (ВЛ СК-72)	110	1977	30,761	АС 120/19
225	Дальняя-Курьинская (ВЛ ДК-63)	110	1998	56,271	АС 120/19
226	Новошипуновская-Огневская (ВЛ НО-140)	110	1973	31,559	АС 70/11

227	Устькалманка-Новобурановская (ВЛ КБ-135)	110	1985	38,658	АС 120/19
228	Новошпунувская-Чарышская (ВЛНЧ-439)	110	1991	55,206	АС 120/19
229	Отрадное-Устькалманская (ВЛ ОК- 425)	110	2001	20,141	АС 120/19
230	Бийская ТЭЦ - Бирюзовая Катунь (ТК-1)	110	2015	106,532	АС 120/19
231	Бийская ТЭЦ - Бирюзовая Катунь (ТК-2)	110	2015	106,501	АС 120/19

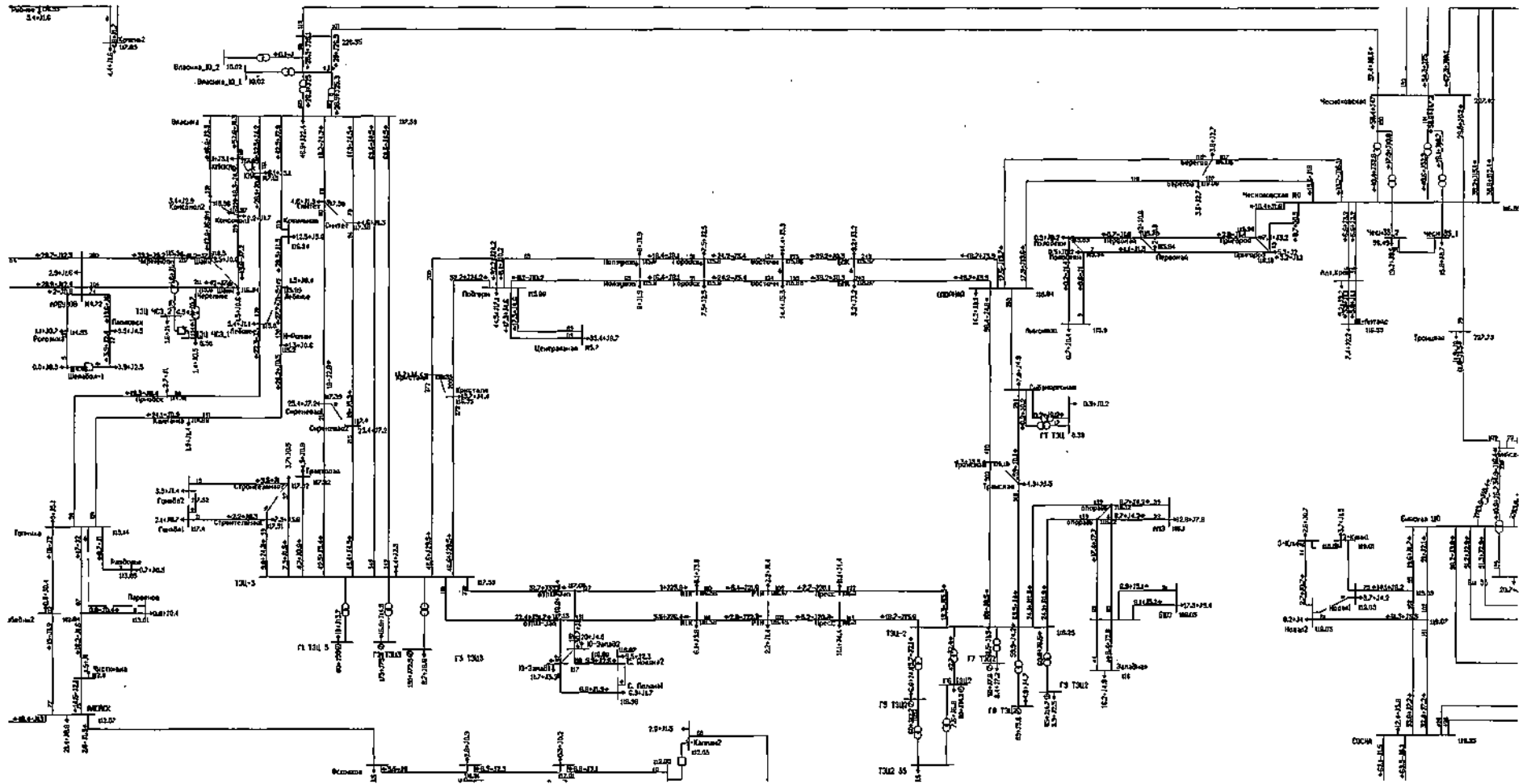
Нормальная схема зимнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 1.



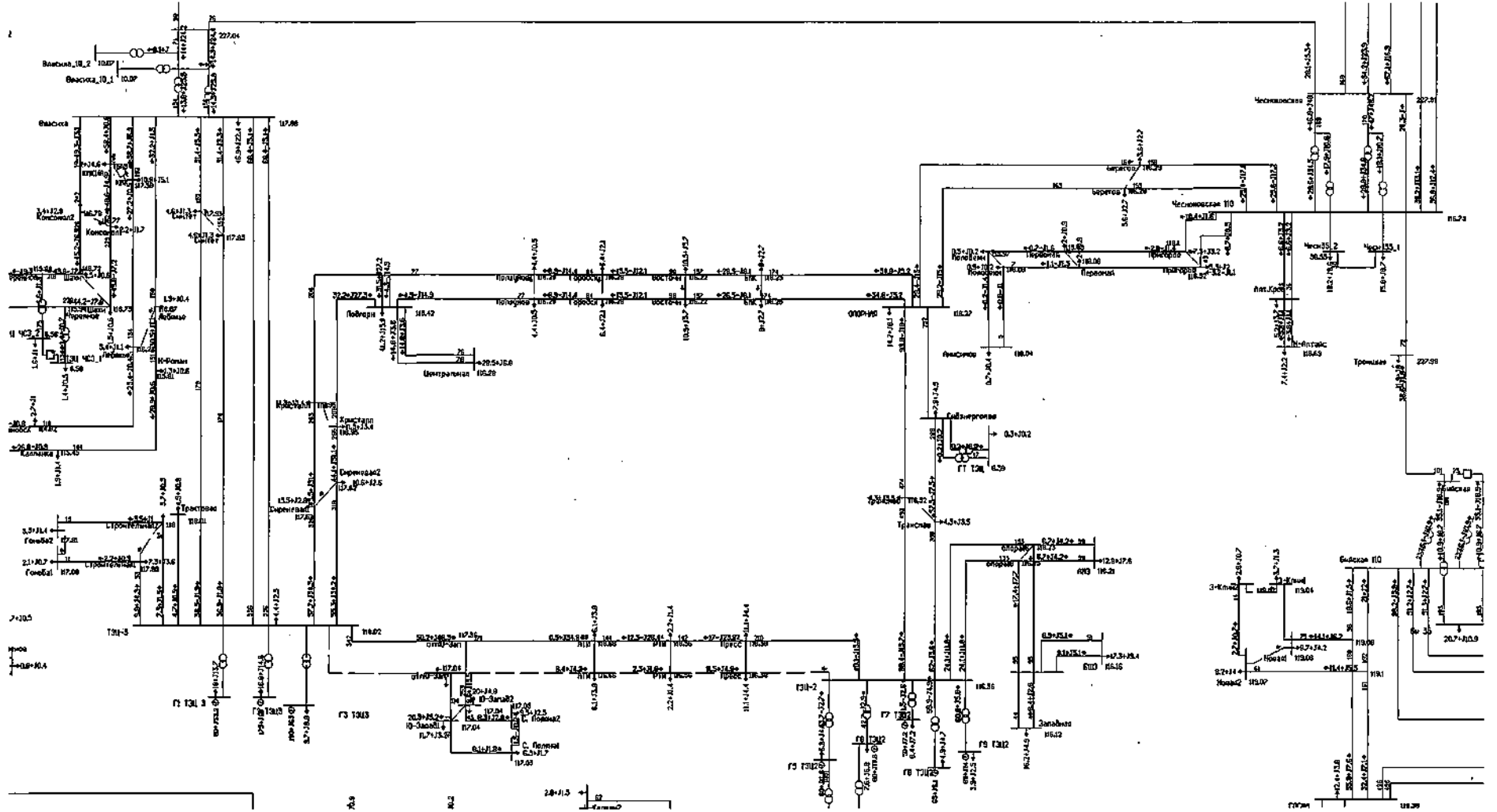
Нормальная схема зимнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 2.



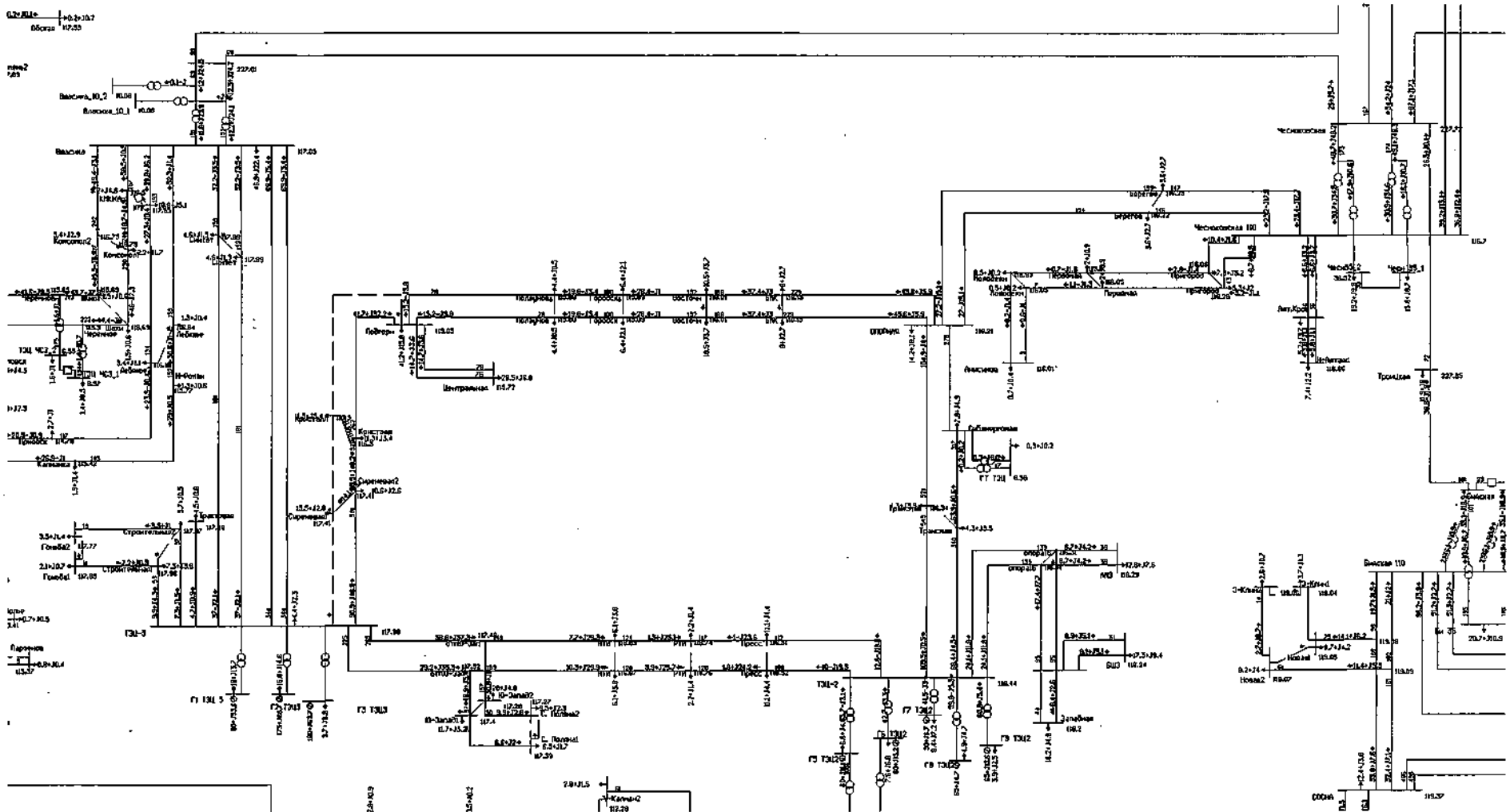
Нормальная схема зимнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 3.



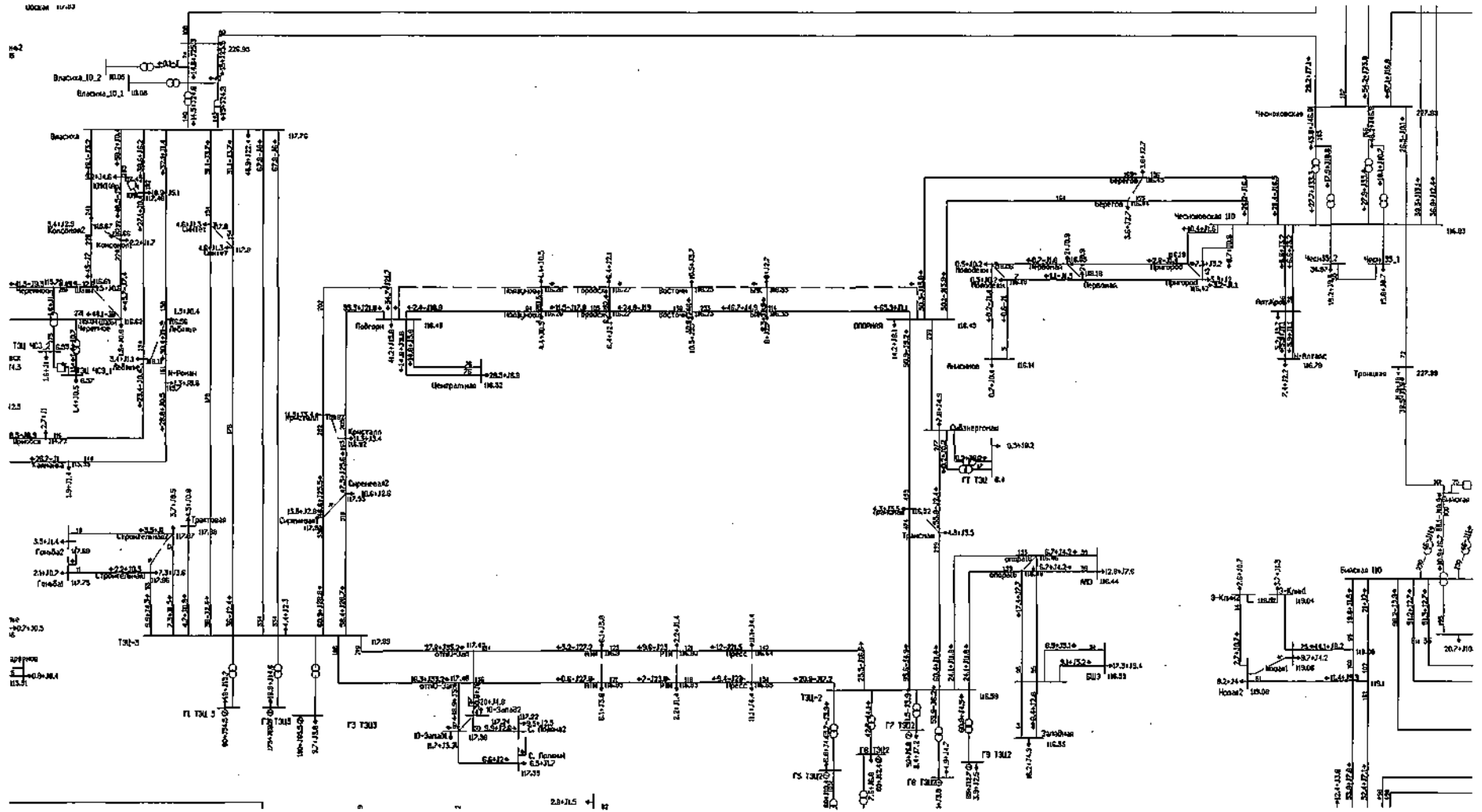
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТТ-121.



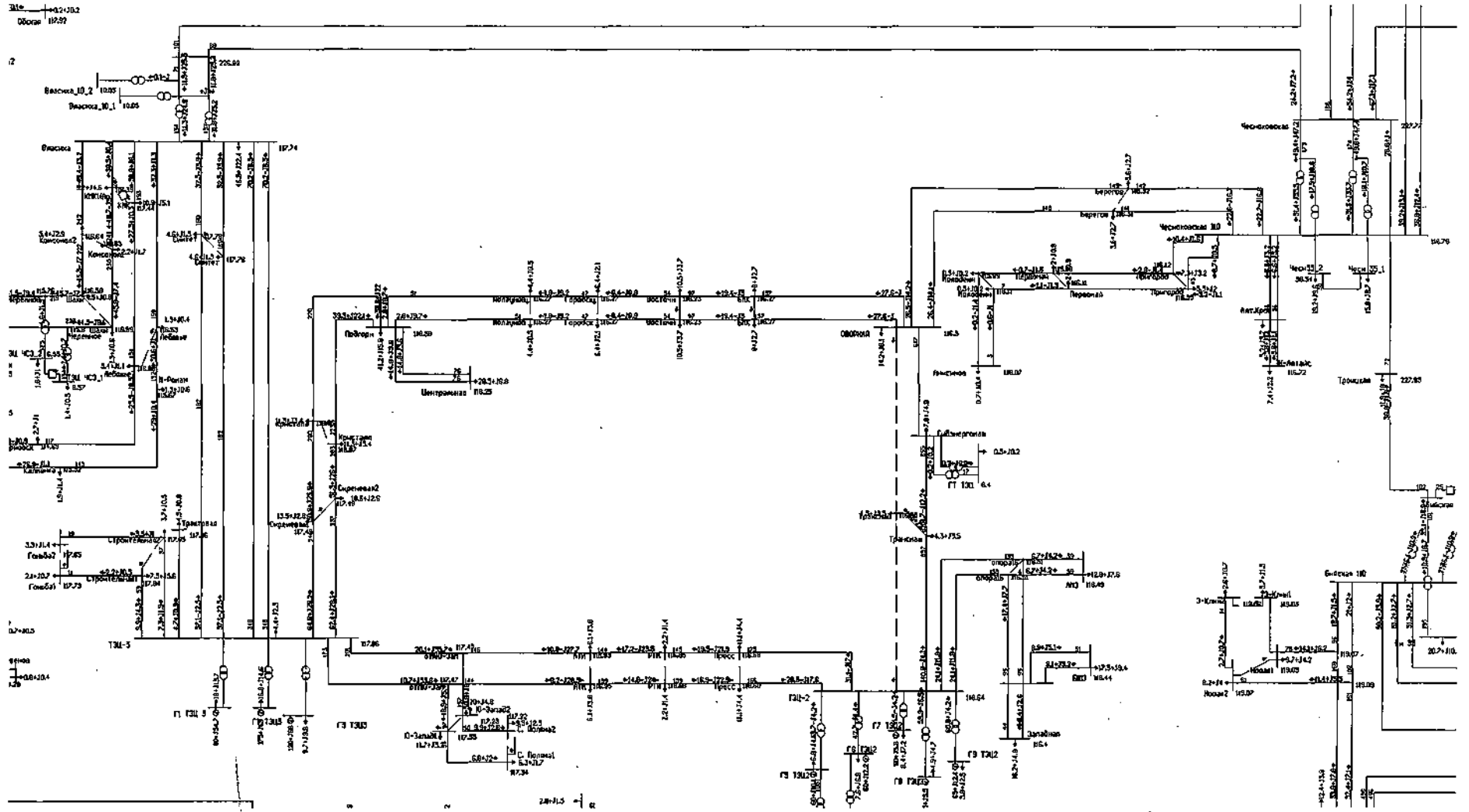
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТП-45.



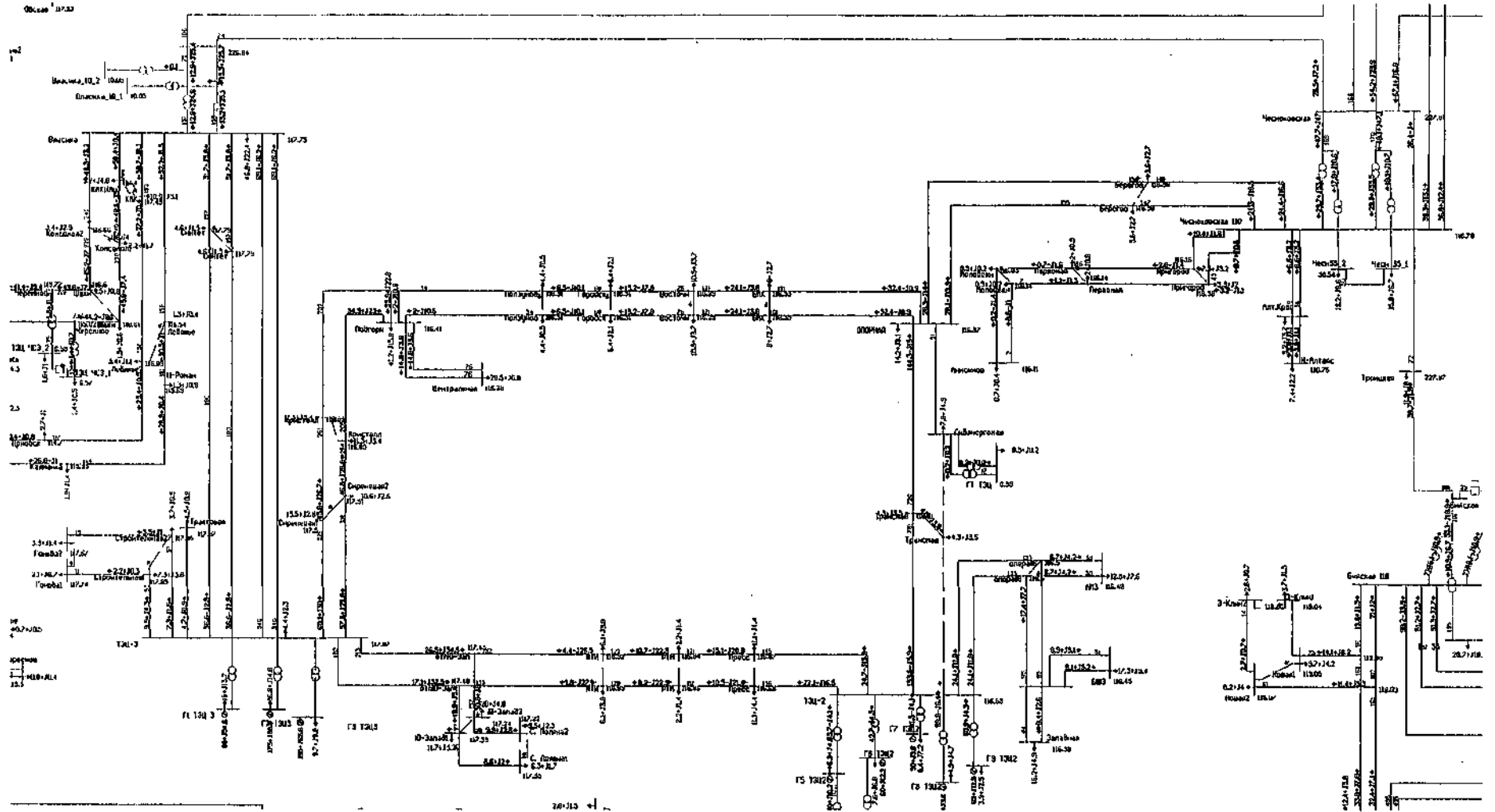
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОП-94.



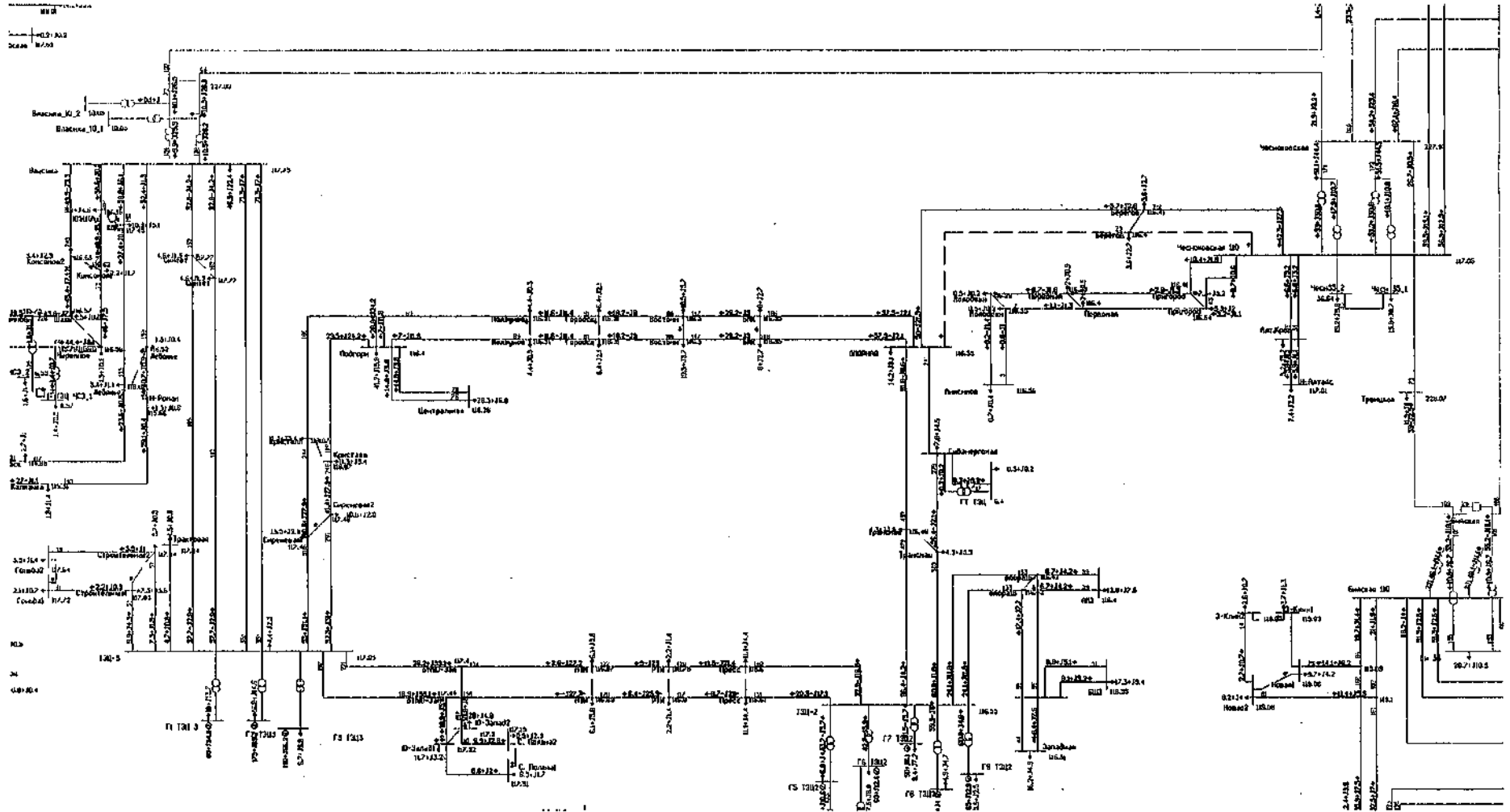
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТО-101.



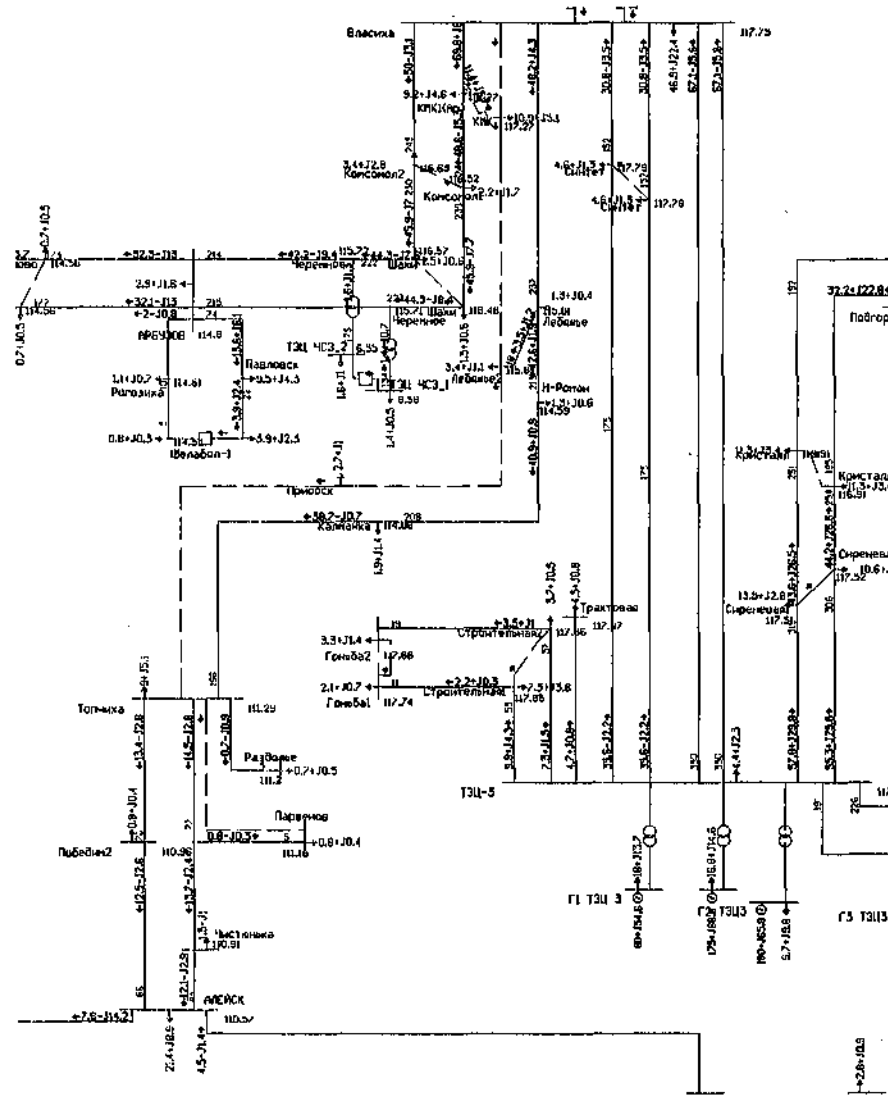
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТС-100.



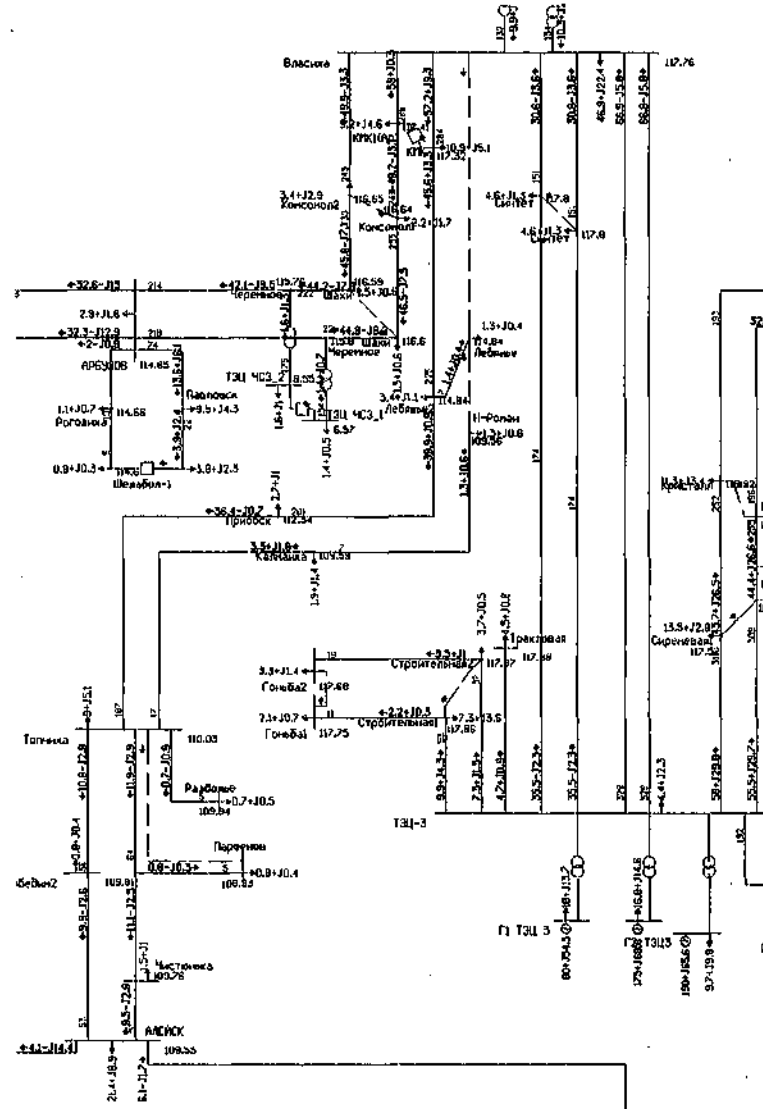
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



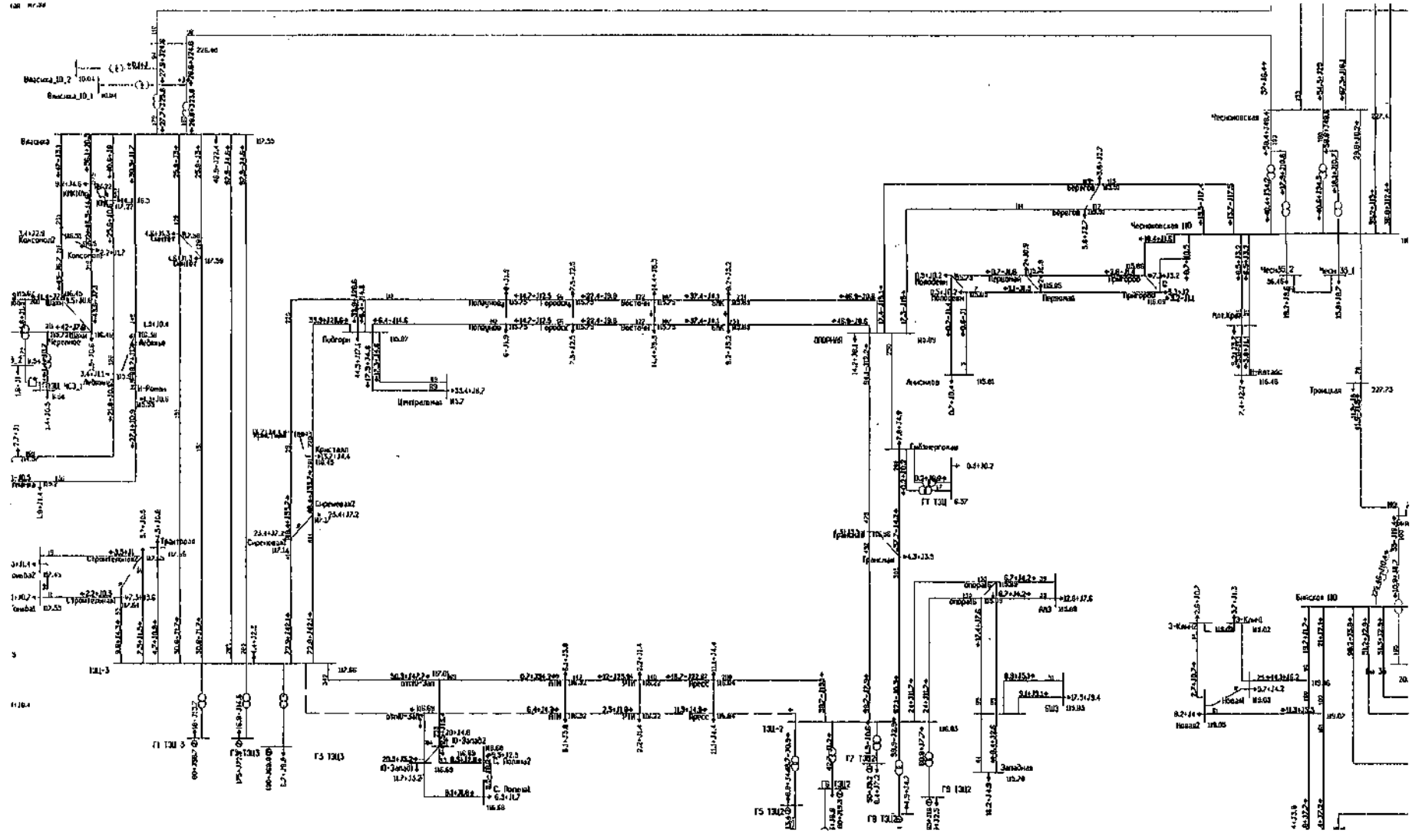
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВП-52.



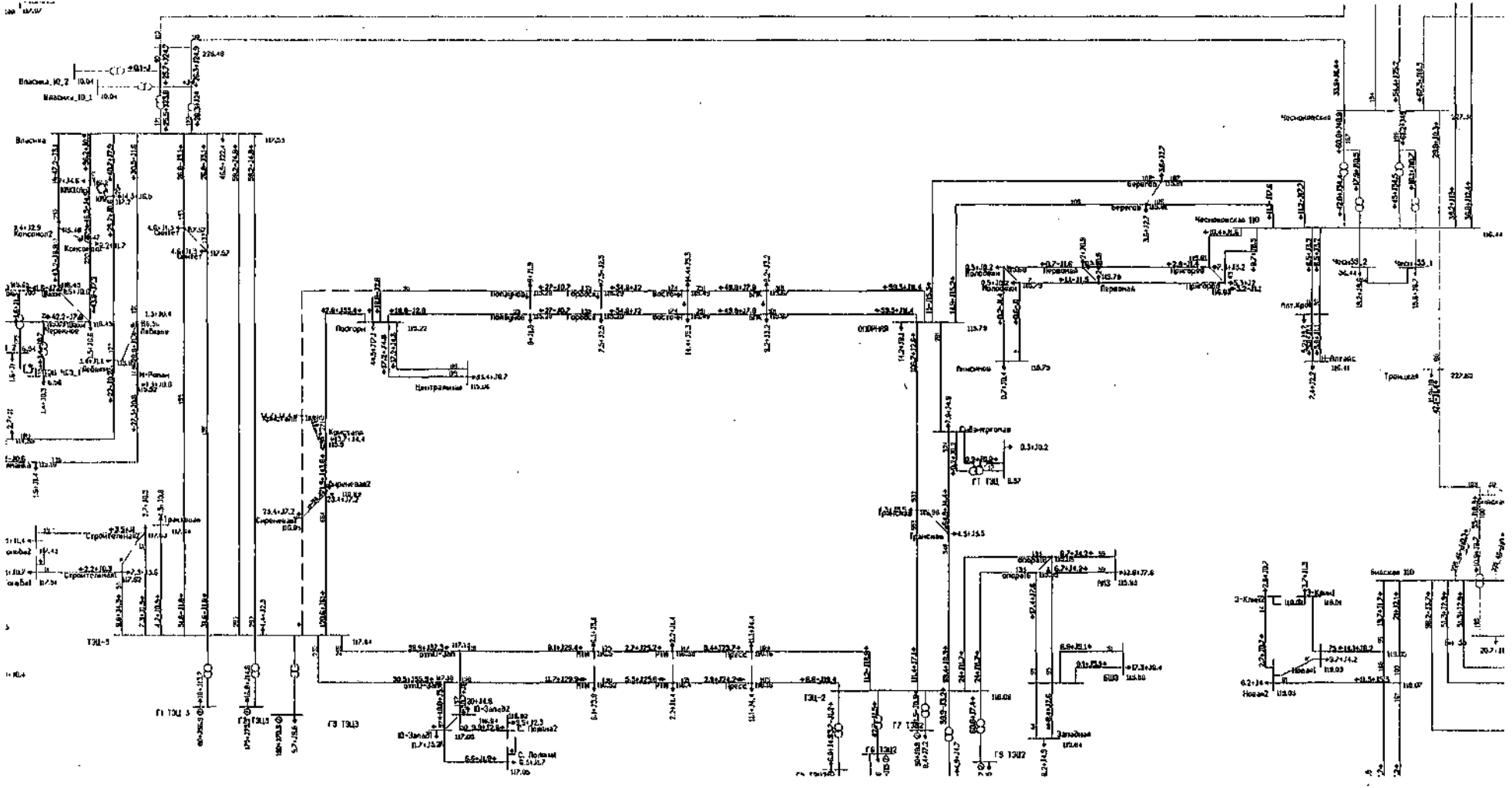
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВТ-111.



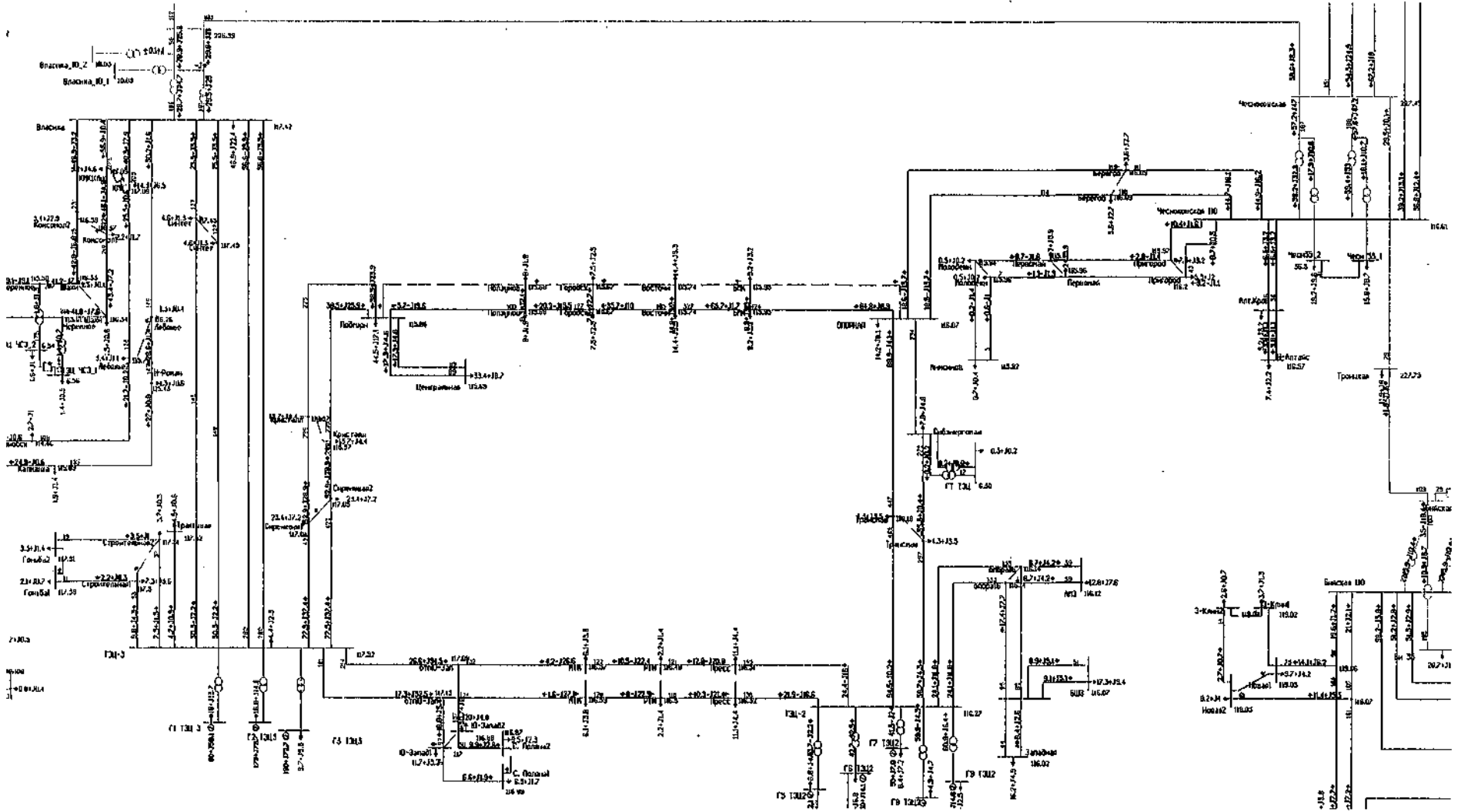
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТТ-121.



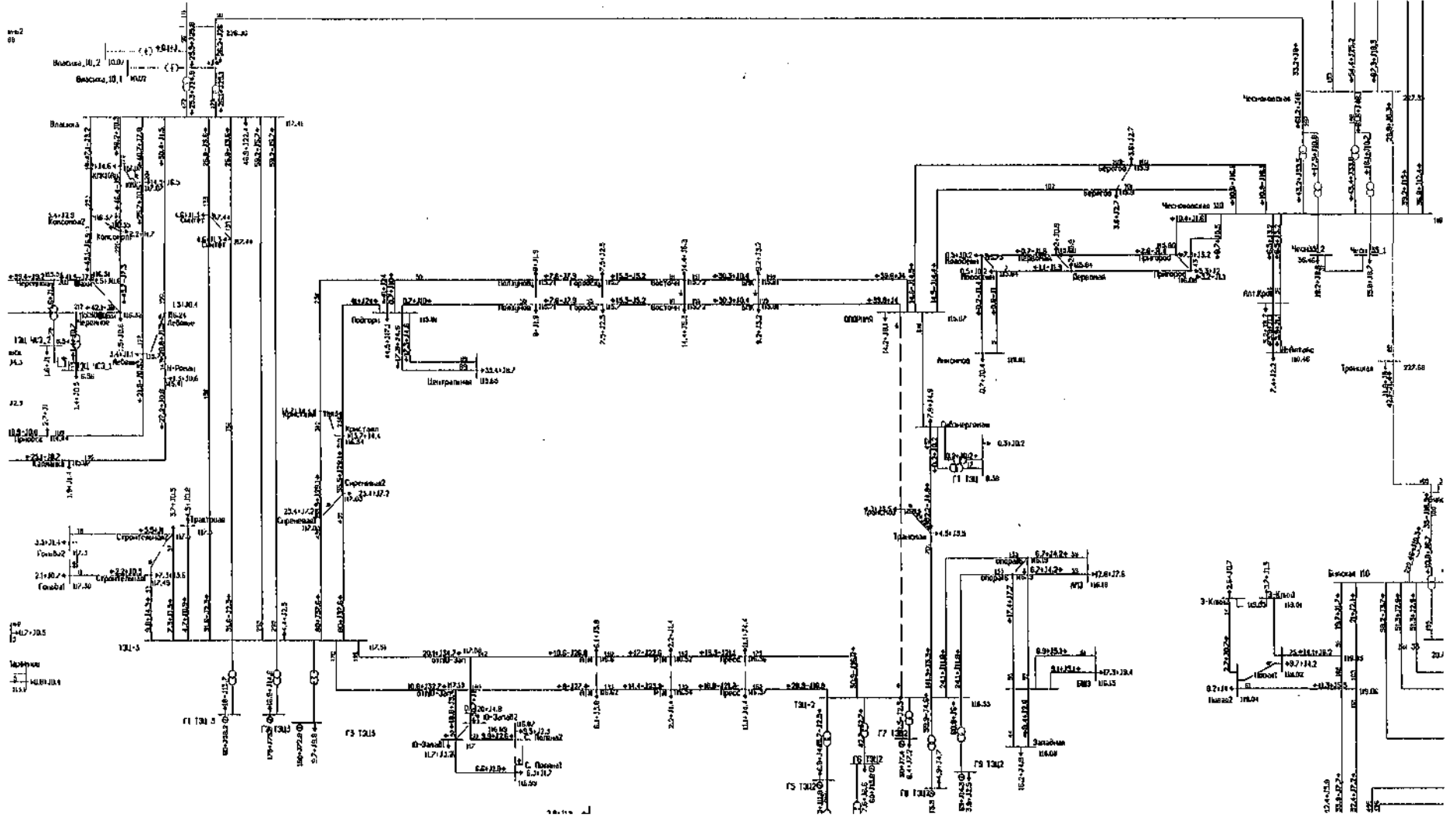
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТП-45.



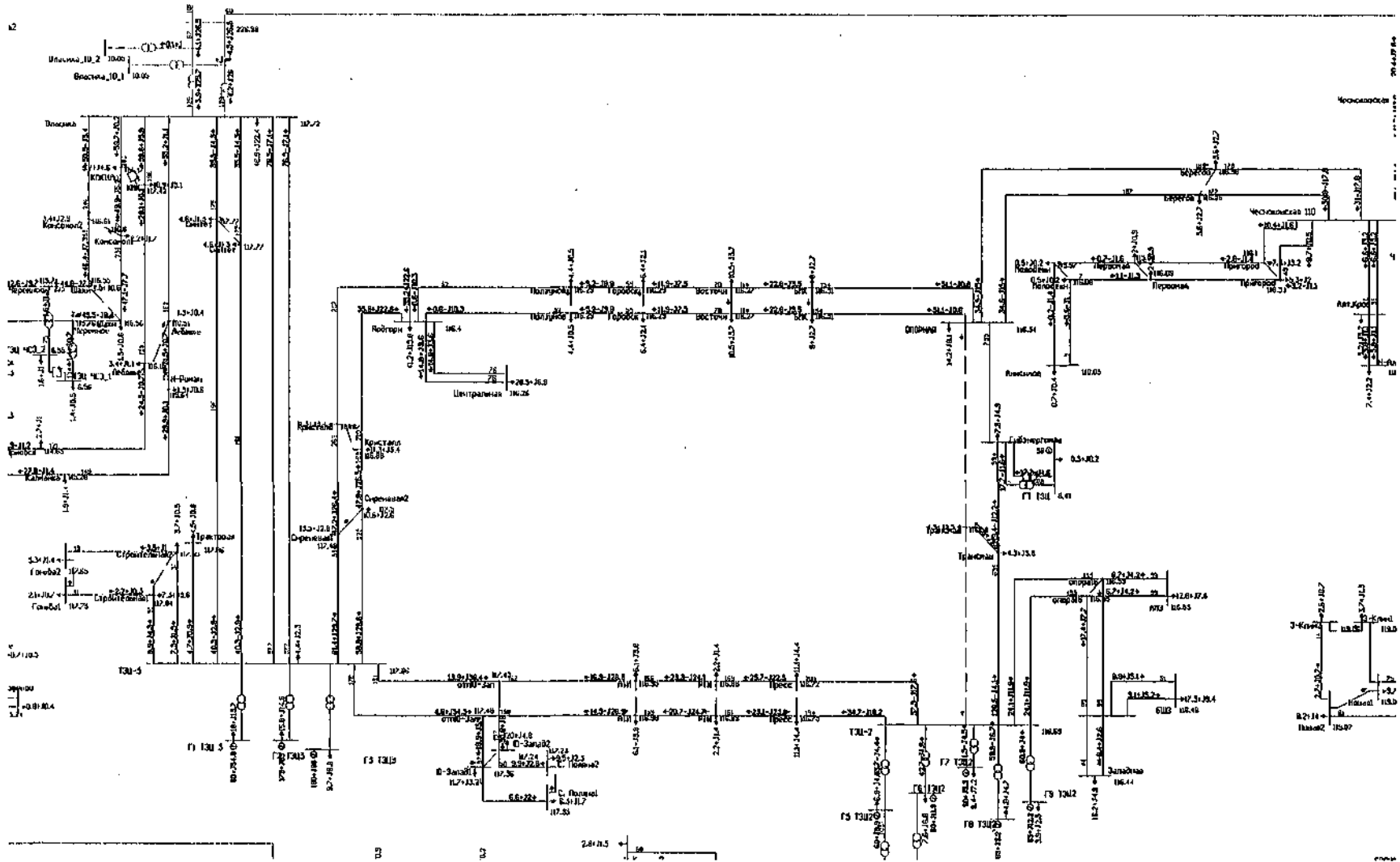
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОН-94.



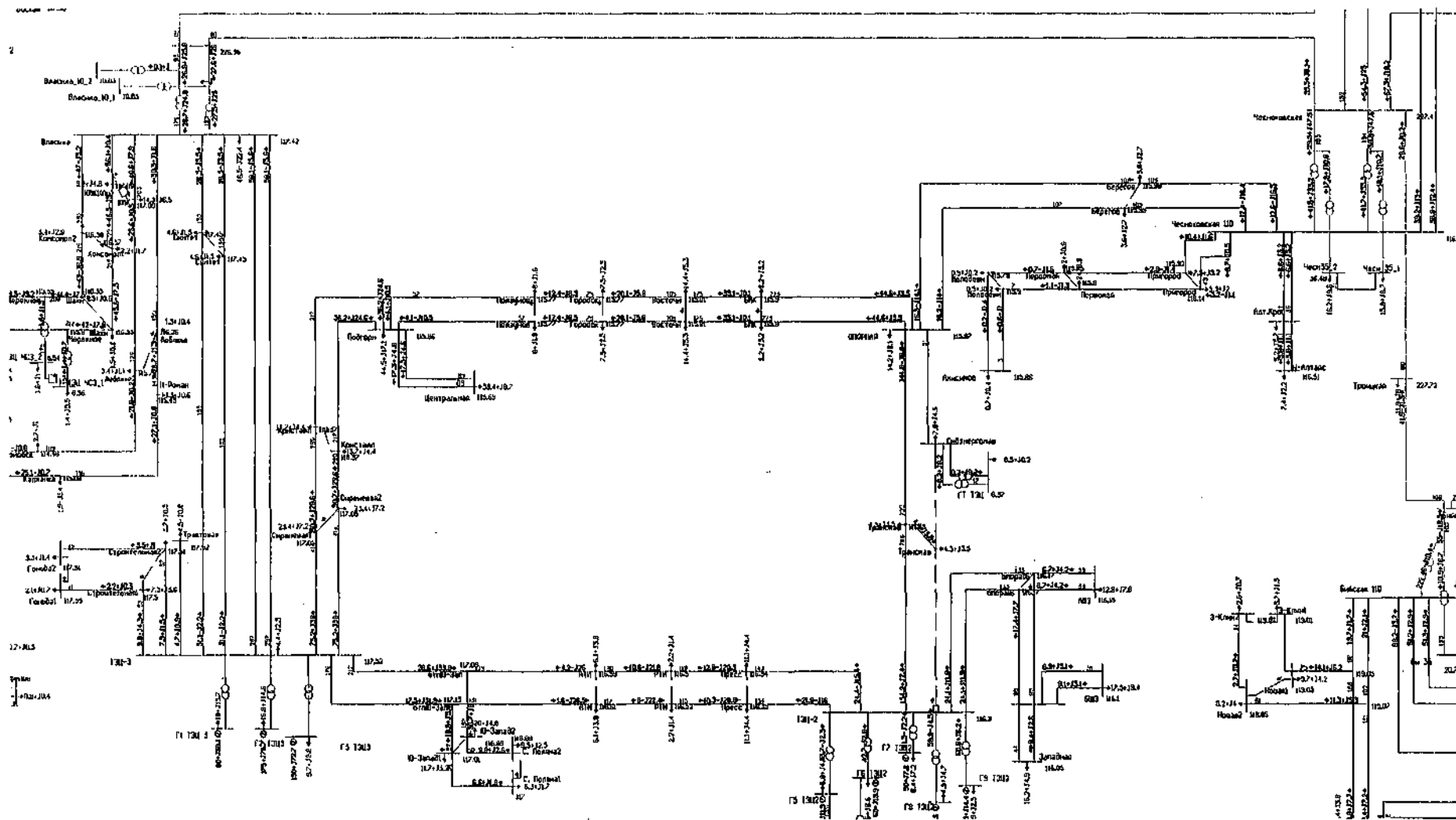
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТО-101.



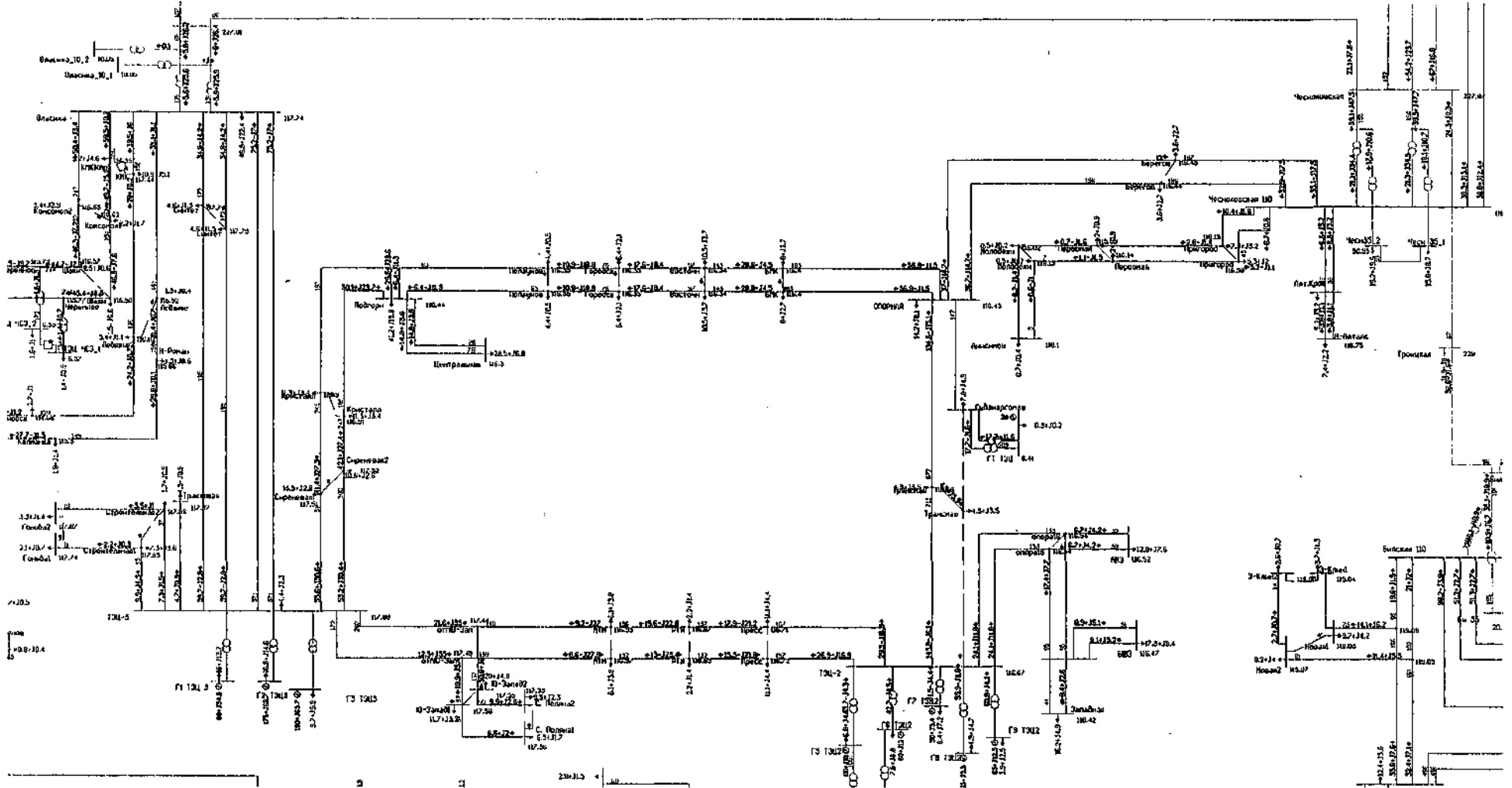
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТО-101. Генерация Барнаульской ГТ ТЭЦ 36 МВт



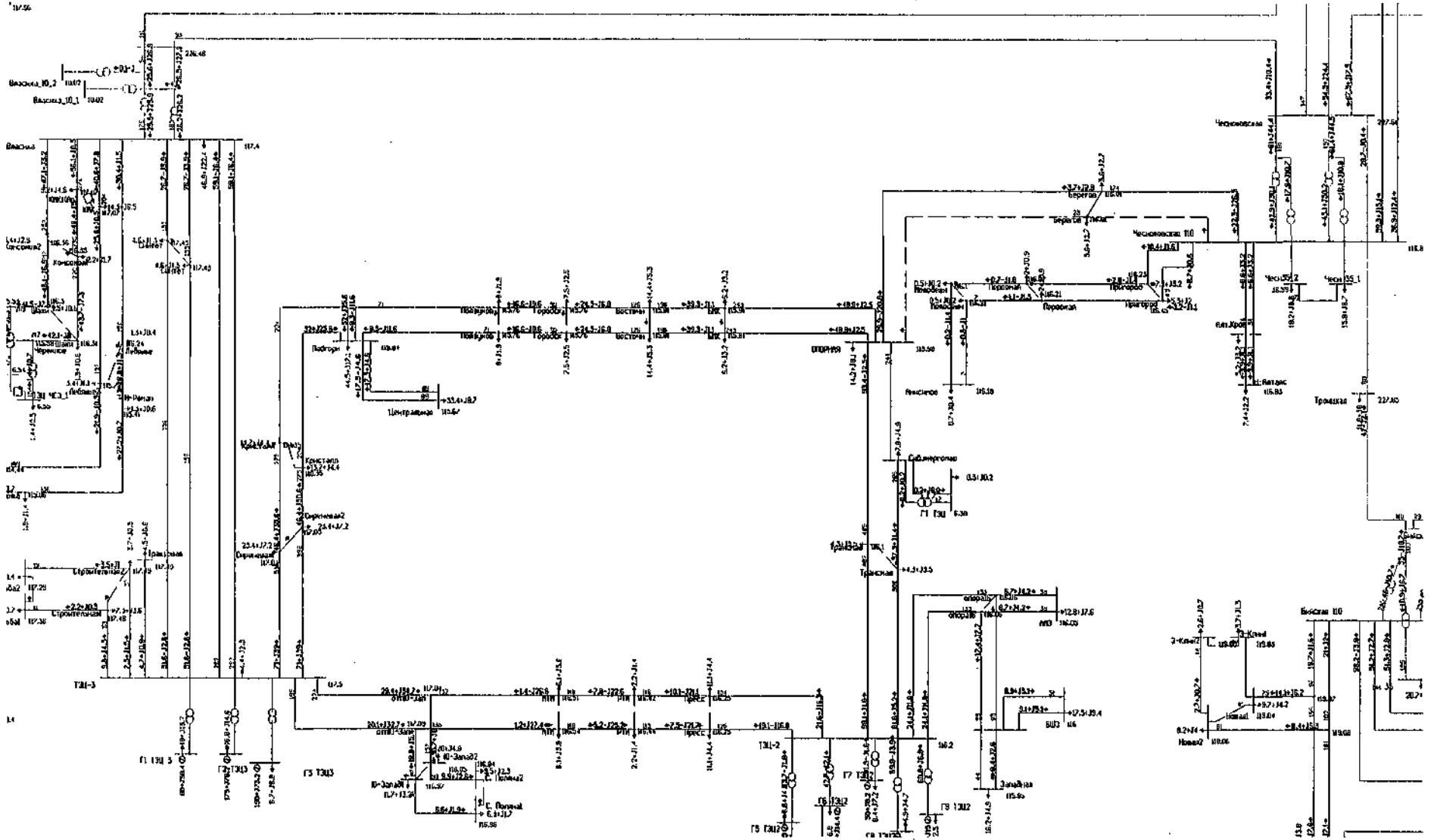
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТС-100.



Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТС-100. Генерация Барнаульской ГТ ТЭЦ 36 МВт

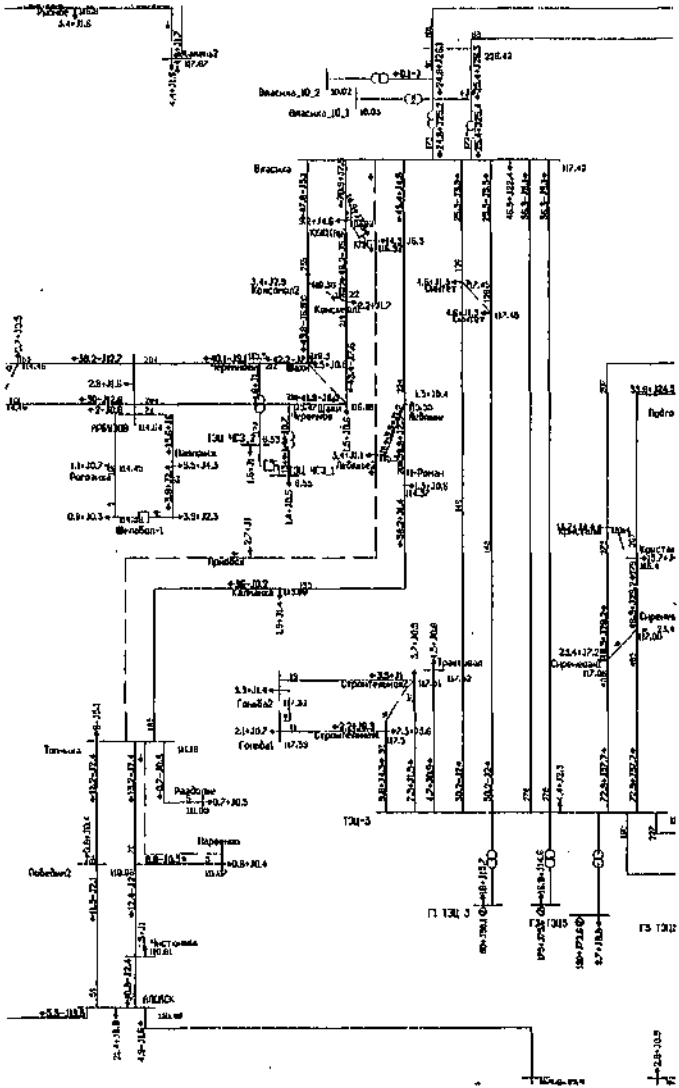


Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОЧ-92.

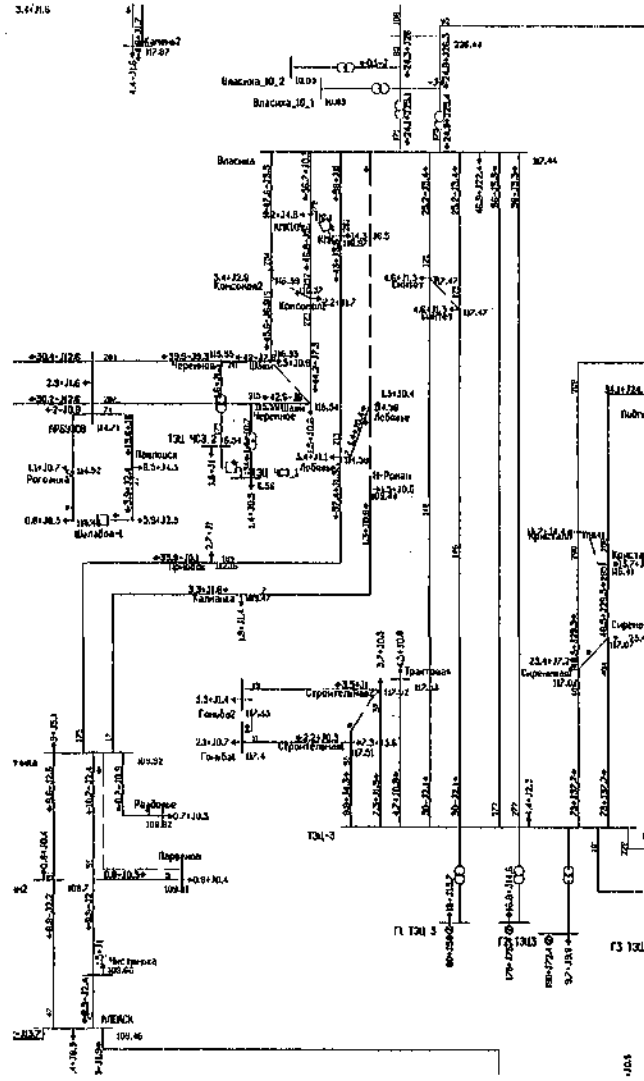


Приложение № 20

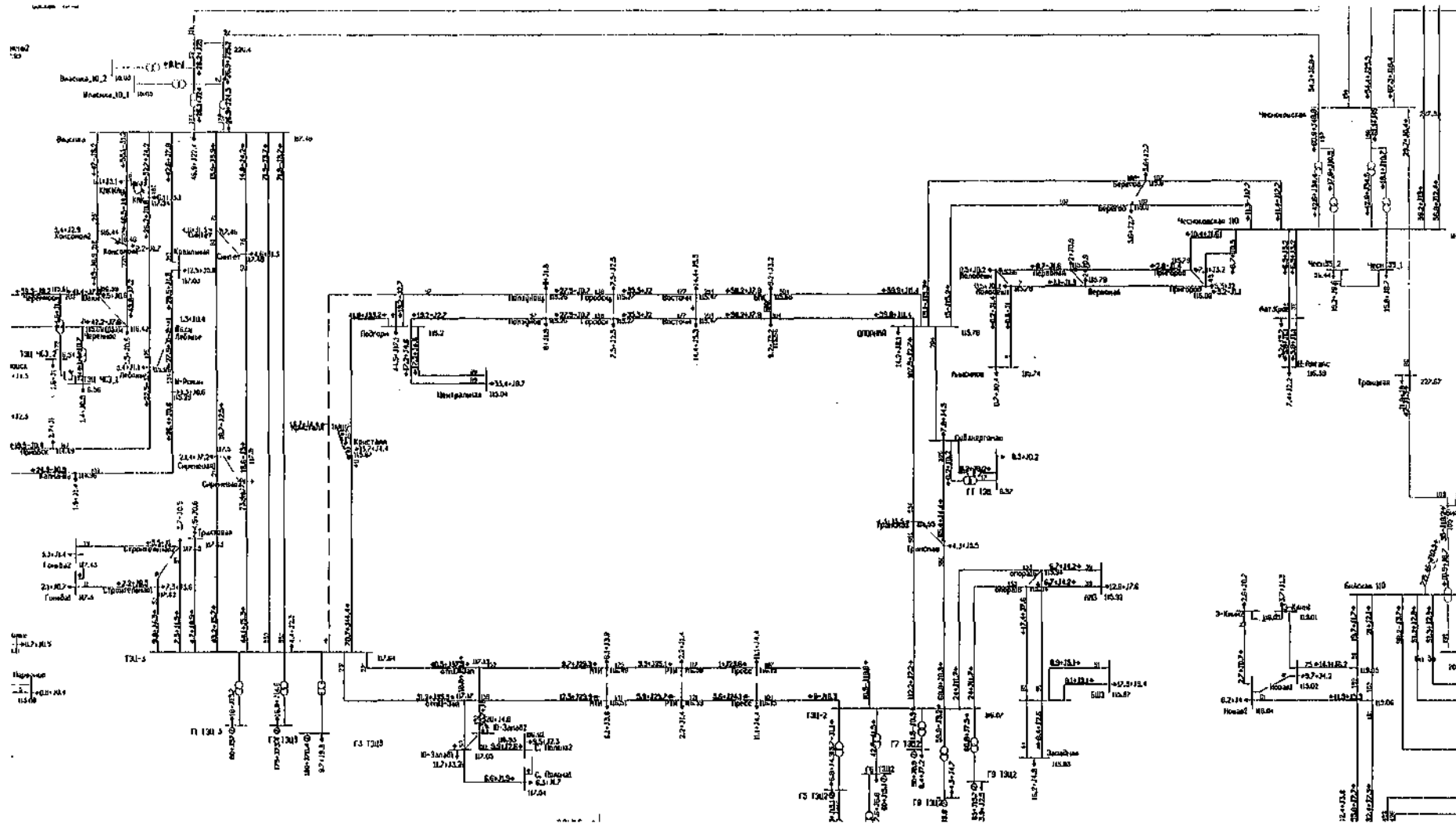
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВП-52.



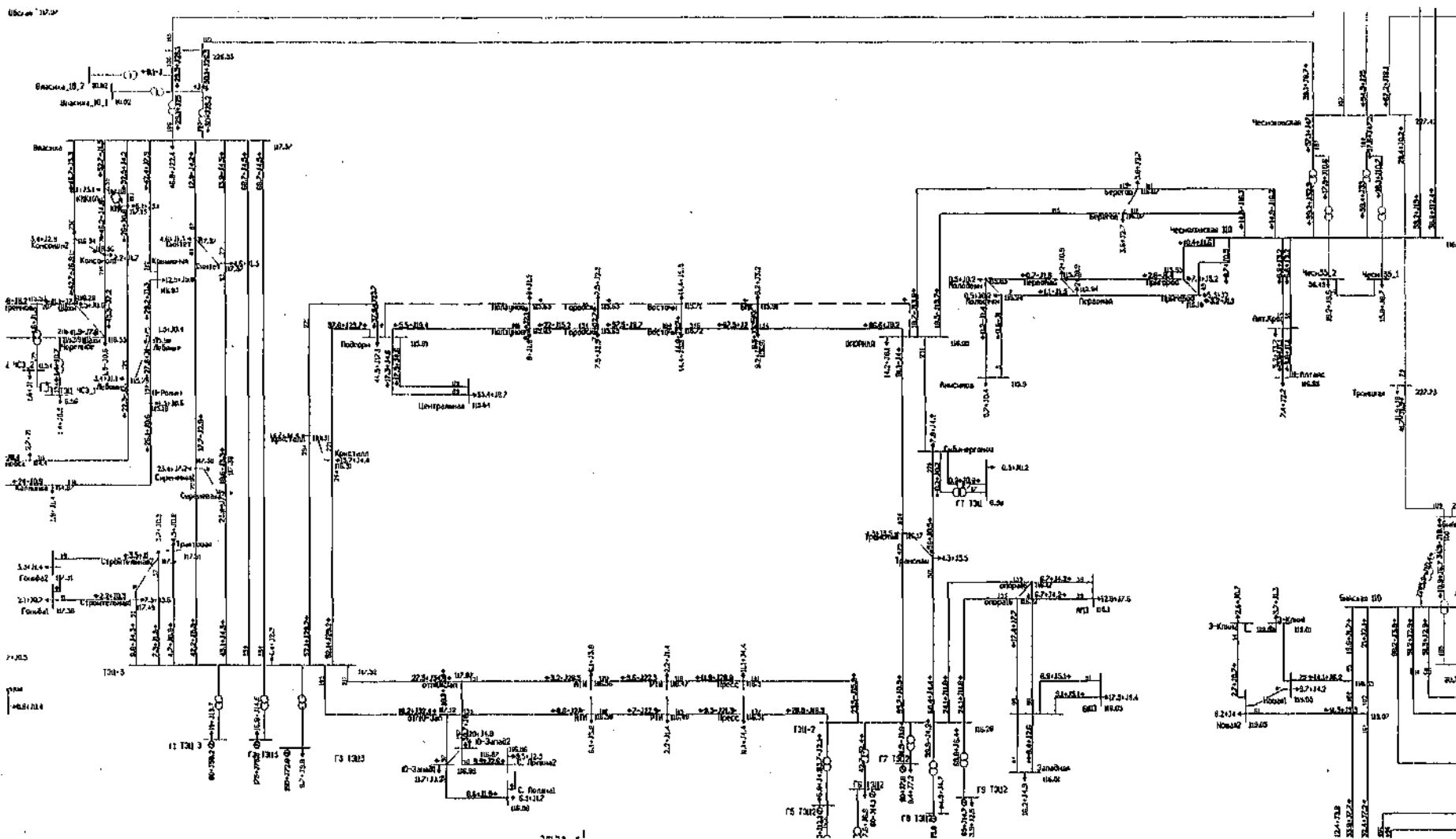
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВГ-111.



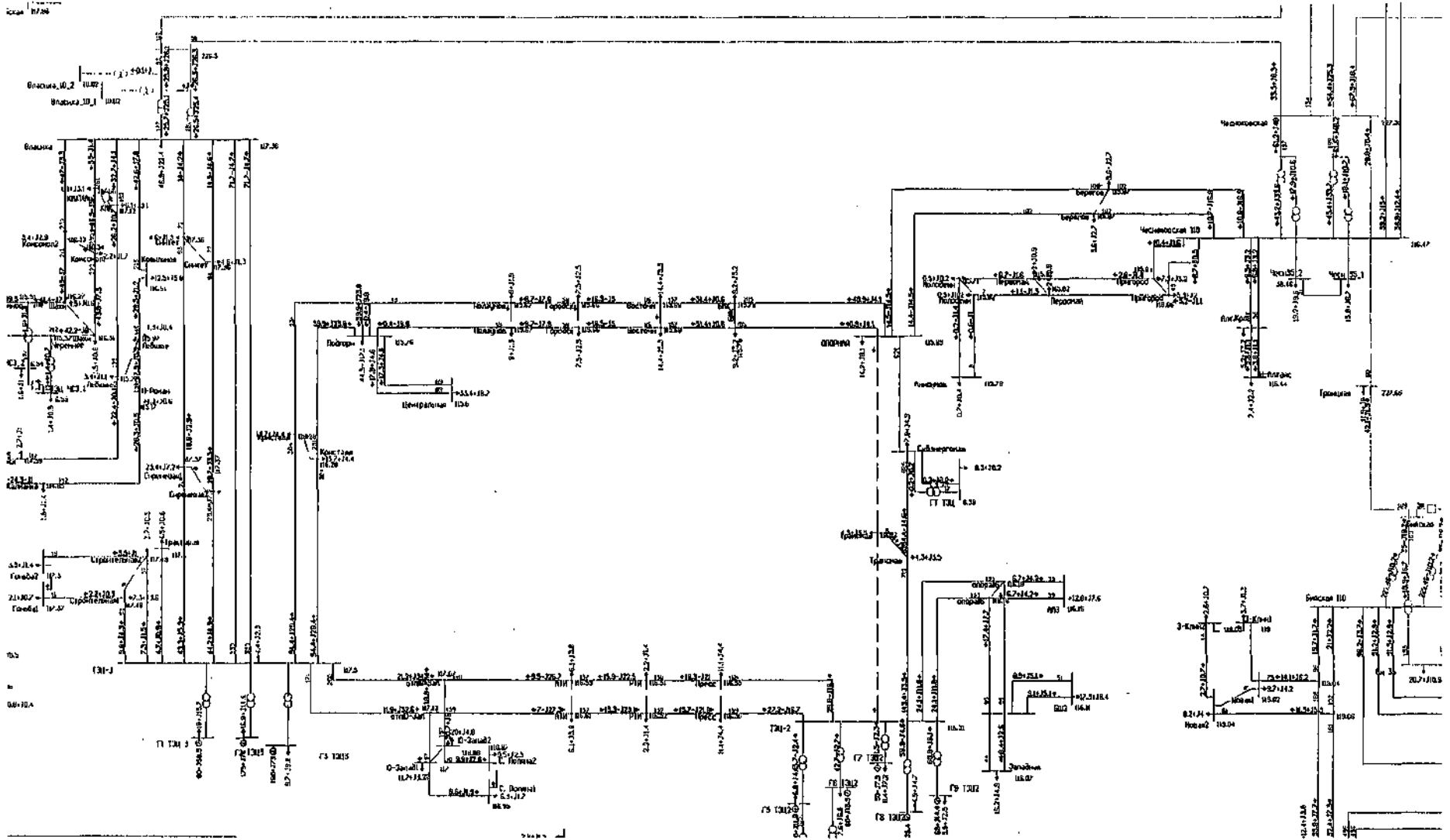
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТП-45.



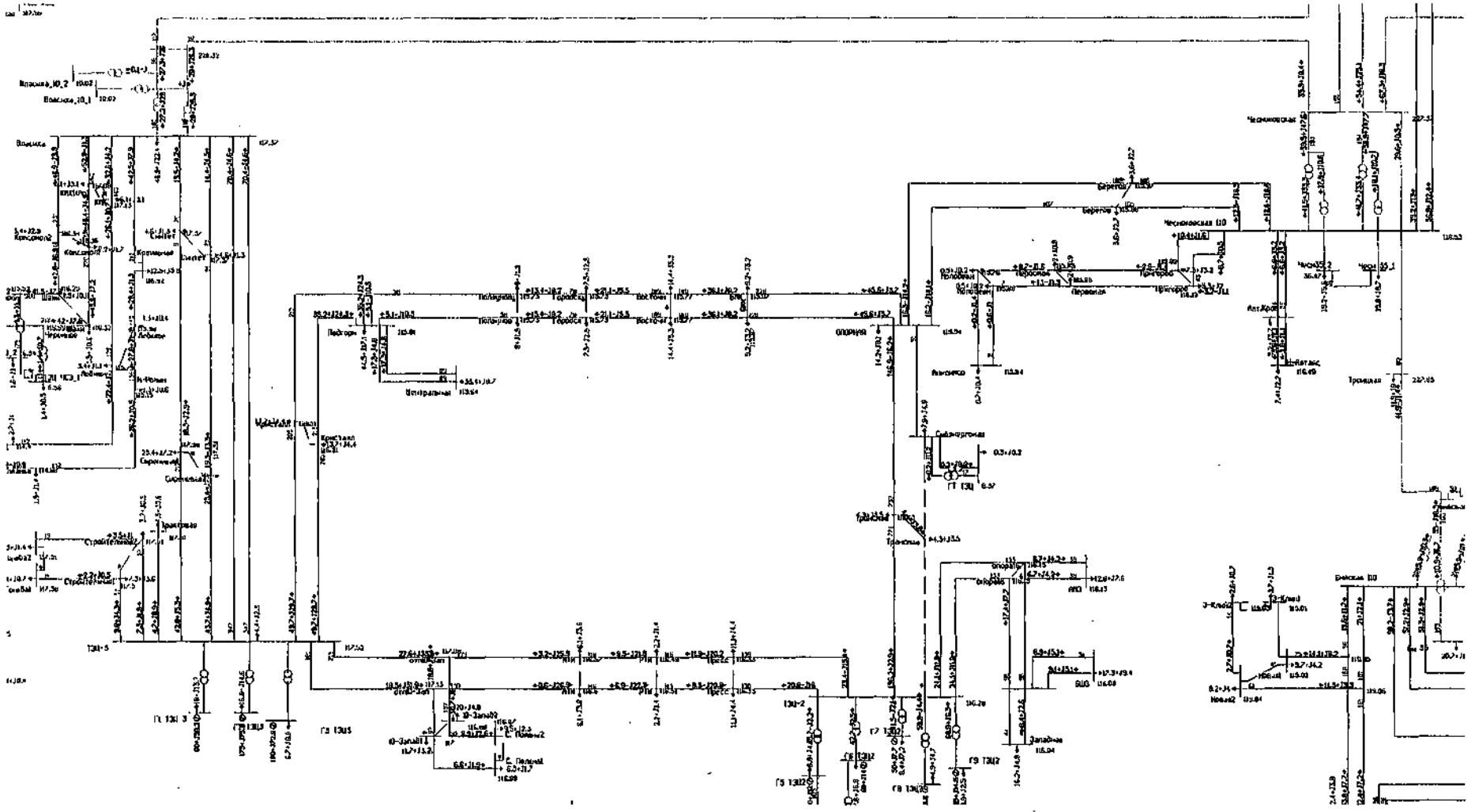
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОП-94.



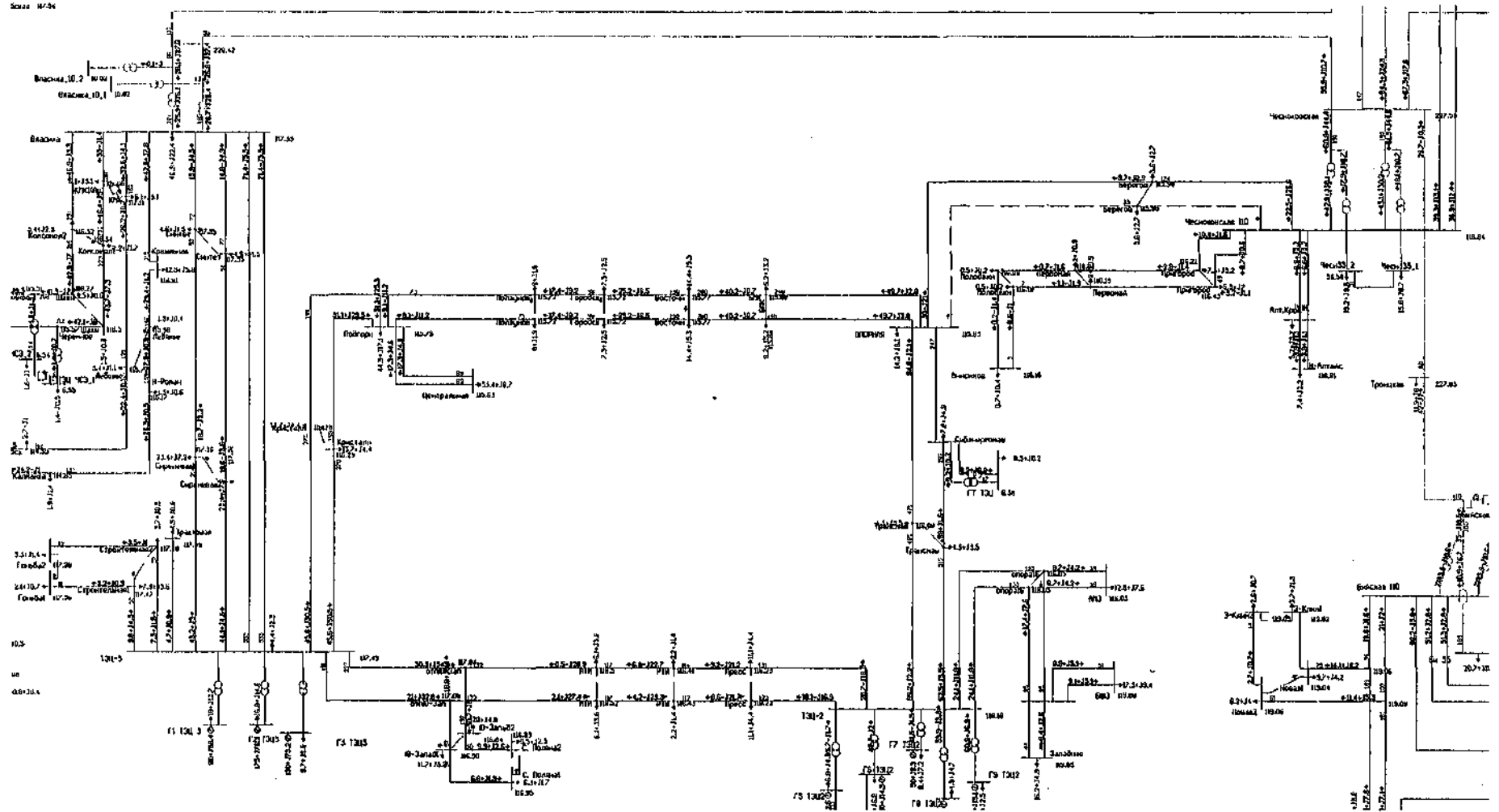
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТО-101.



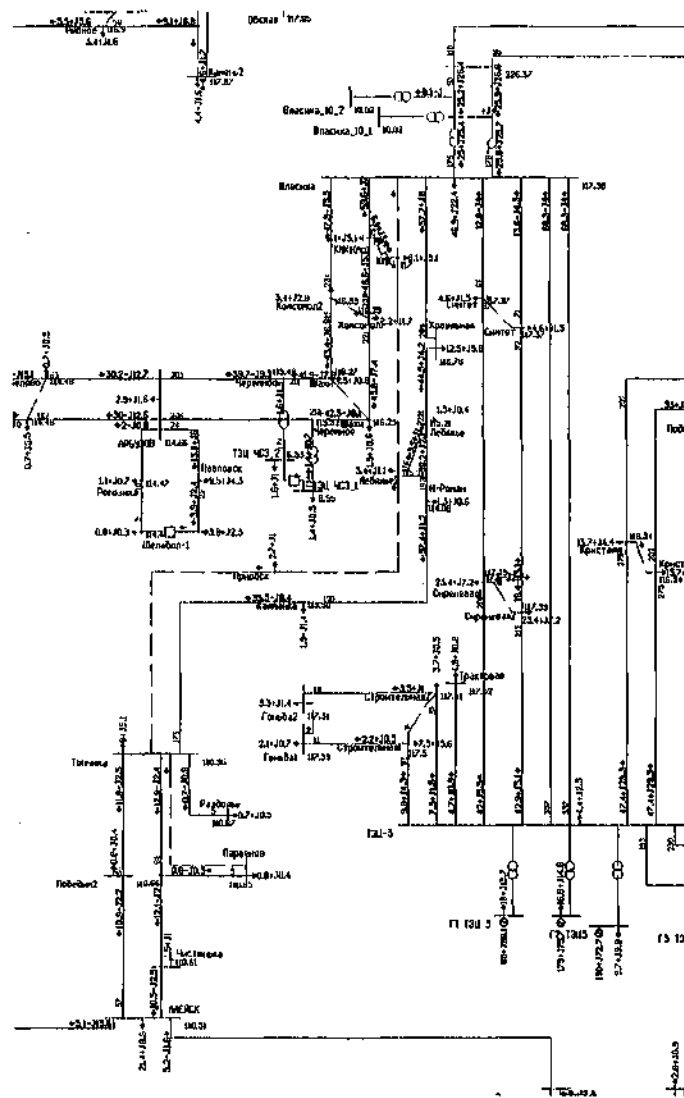
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТС-100.



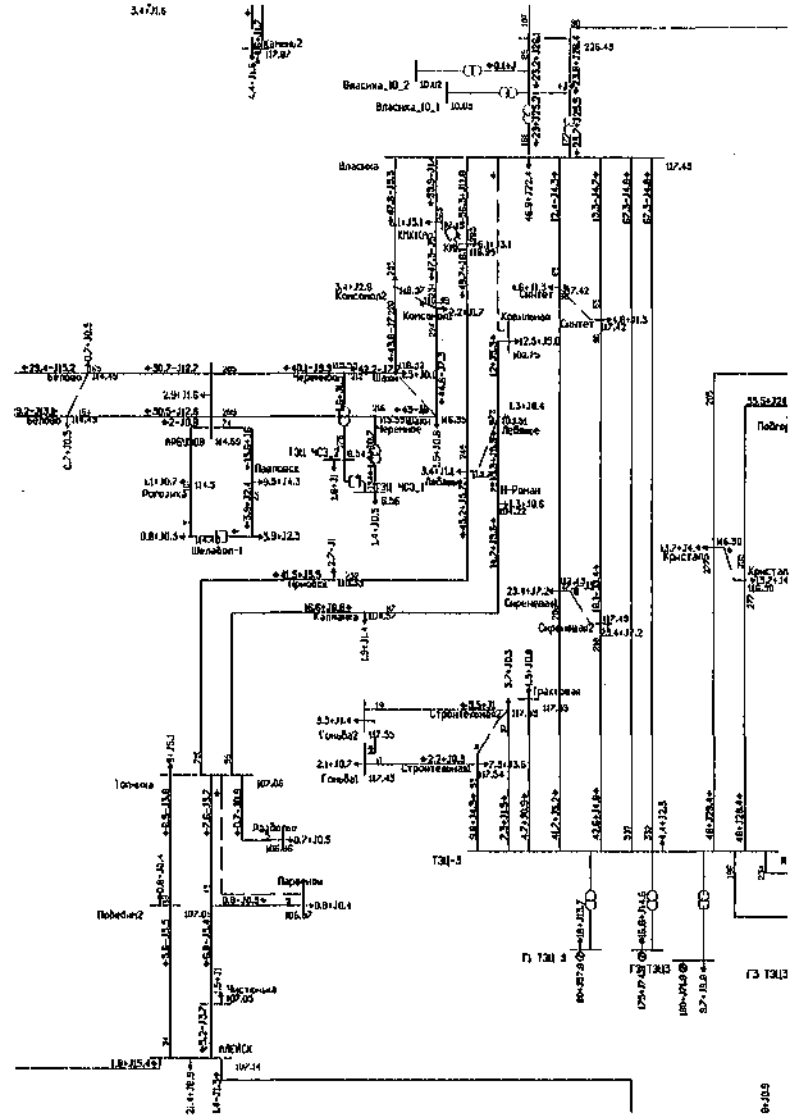
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



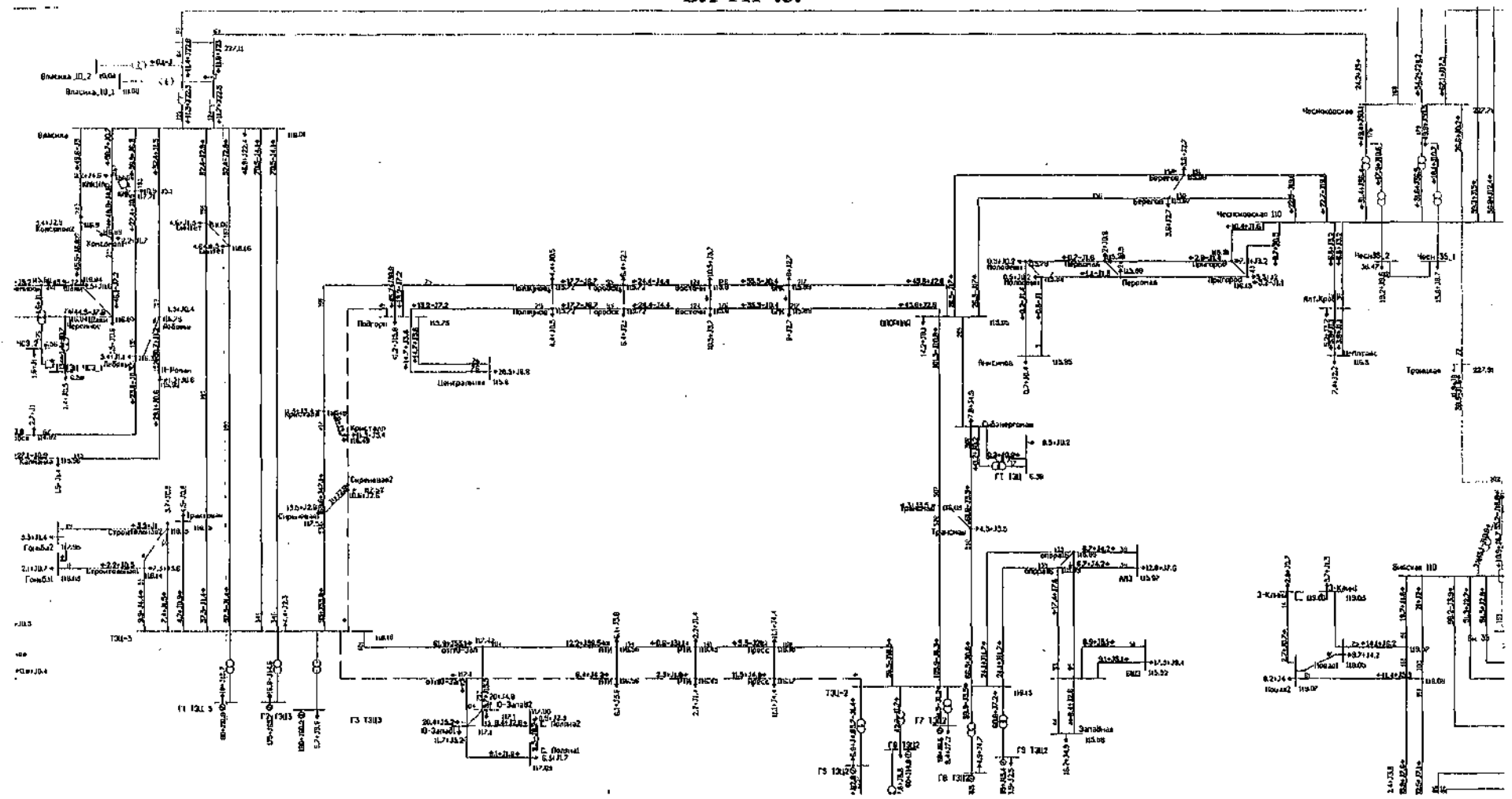
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ВП-52.



Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ВТ-111.

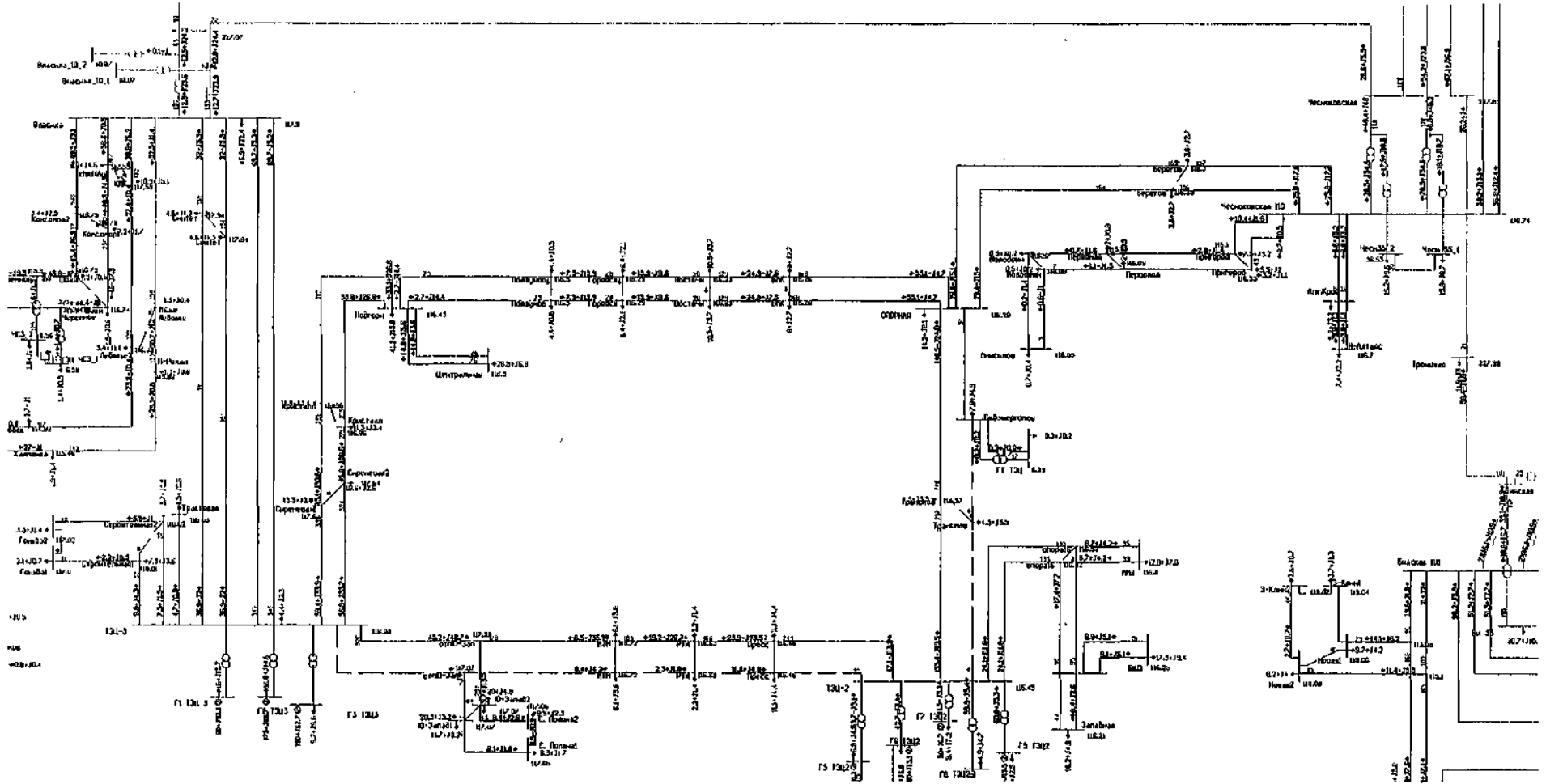


Приложение № 30
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



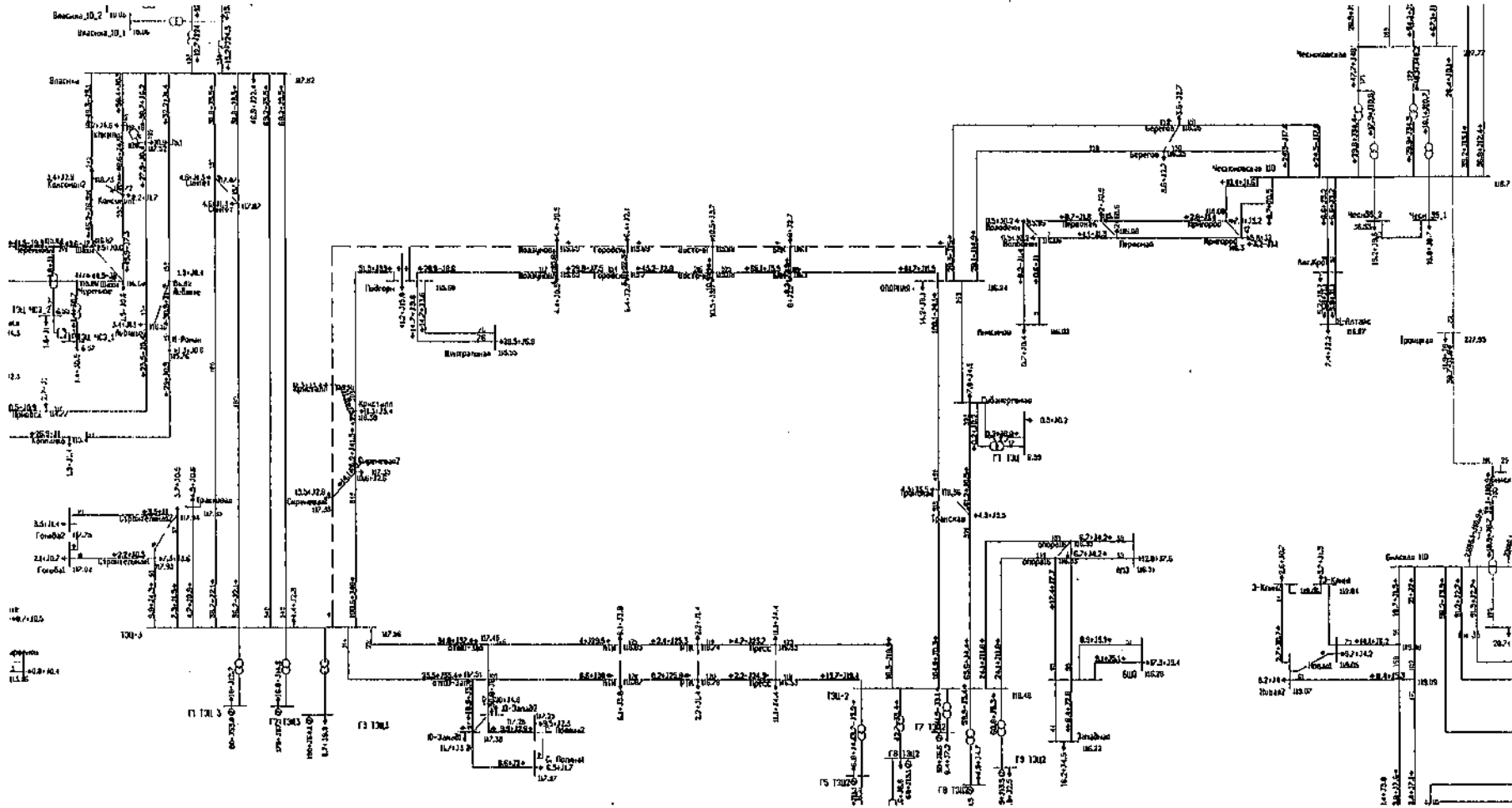
Приложение № 31

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



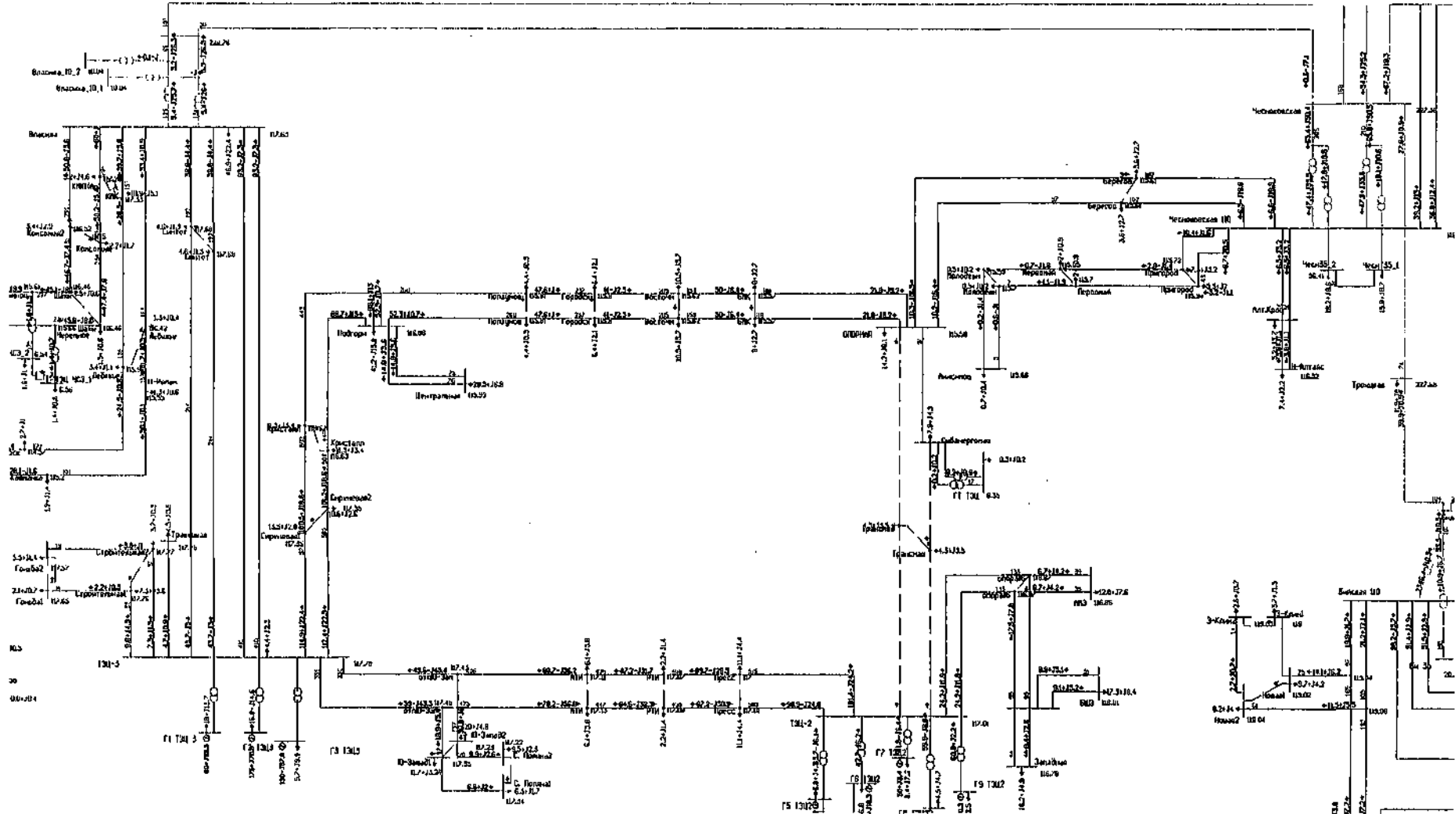
Приложение № 32

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

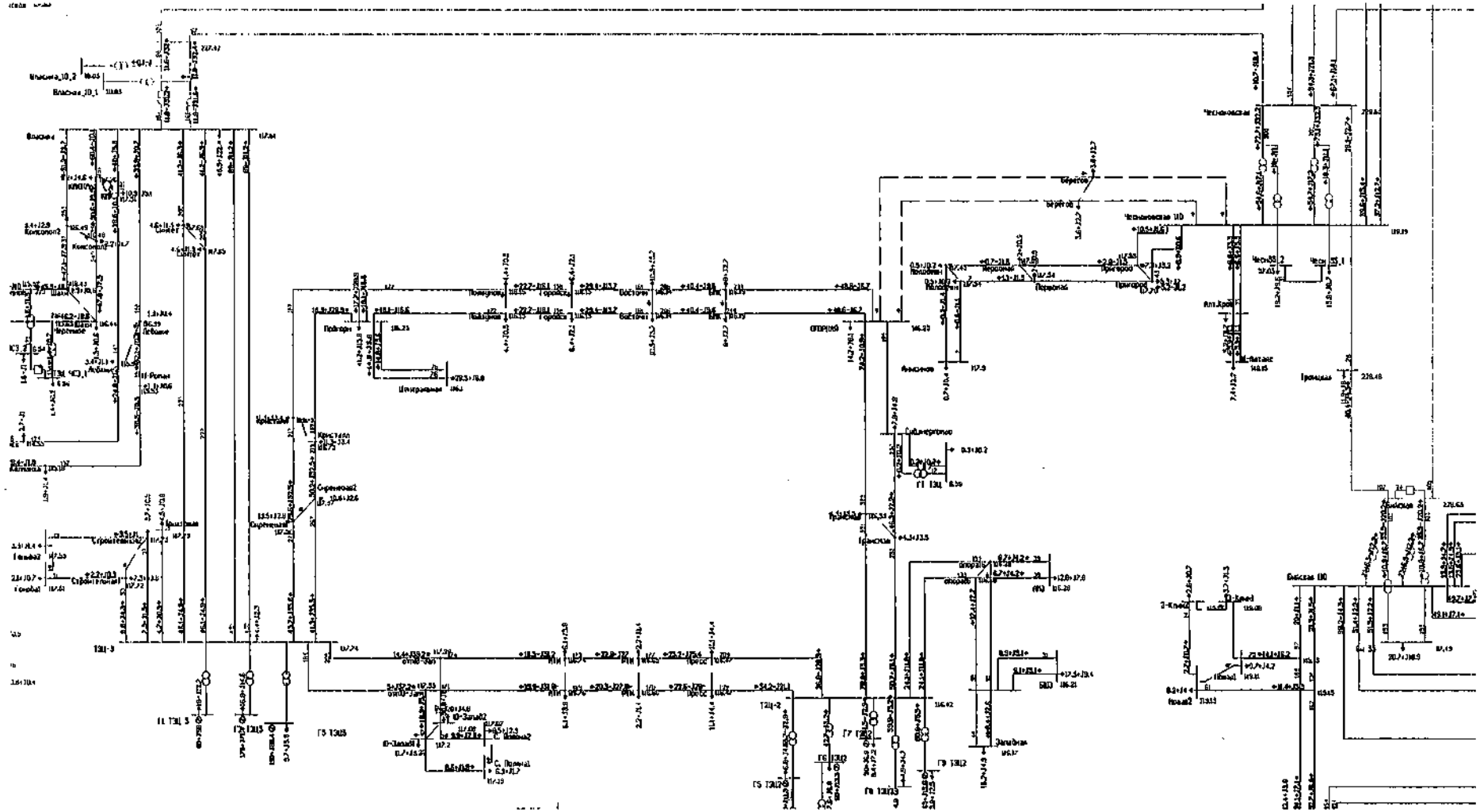


Приложение № 33

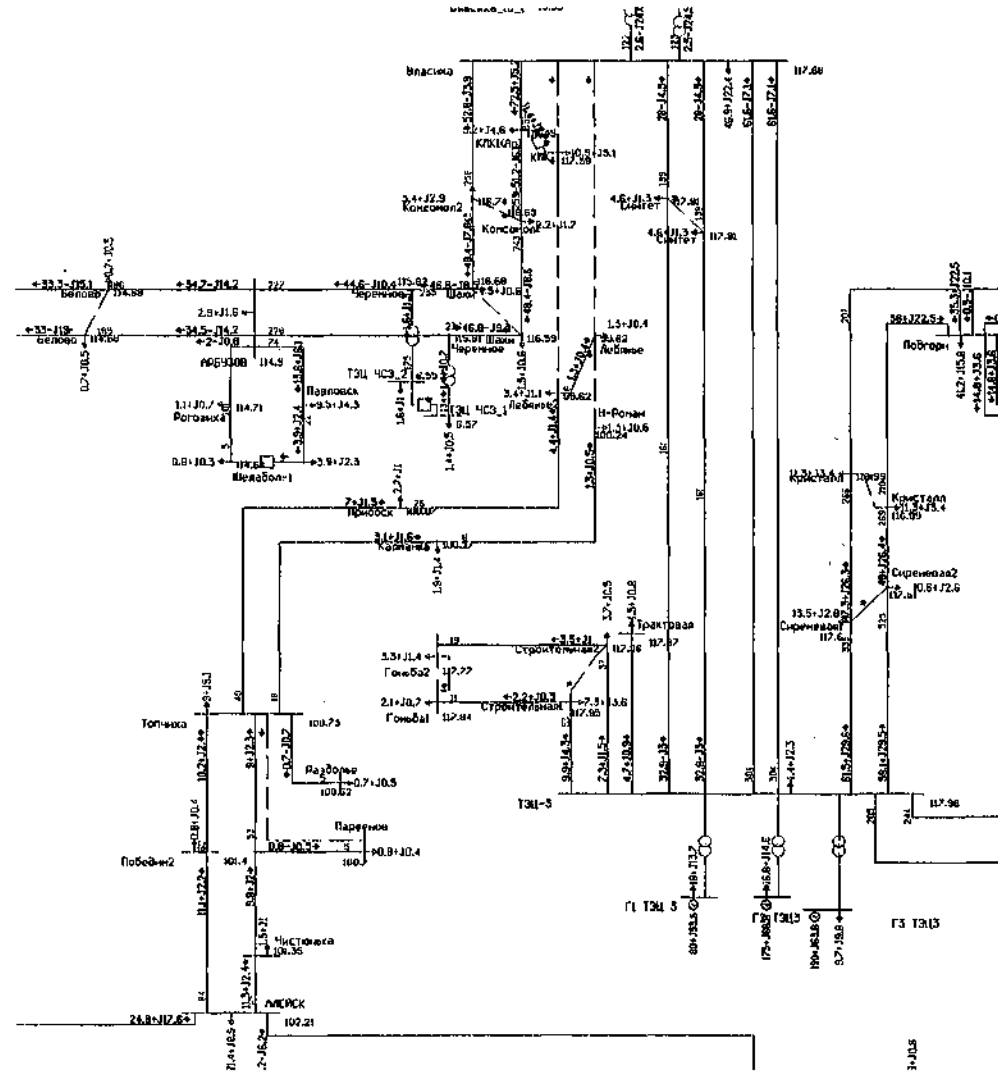
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



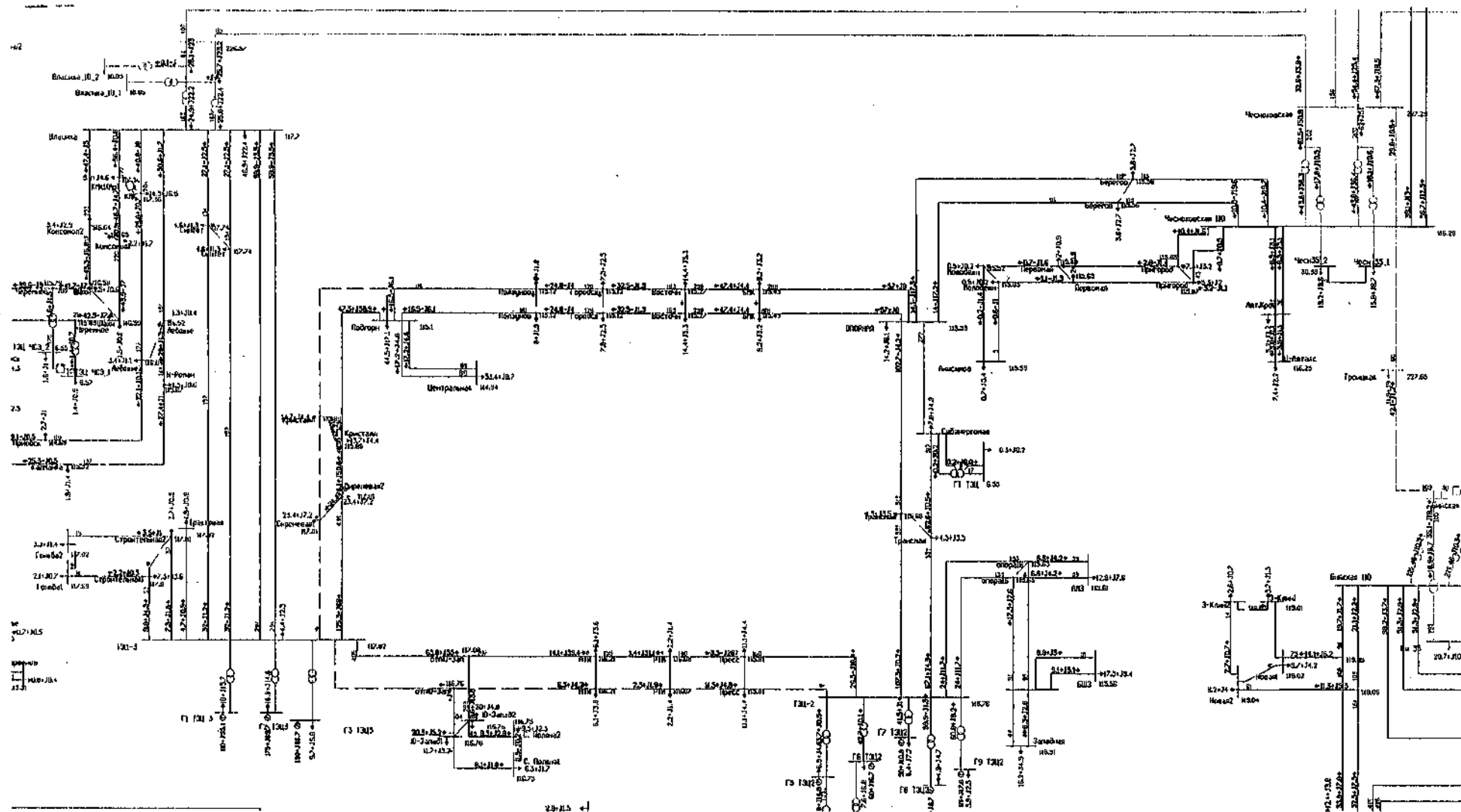
Приложение № 34 Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



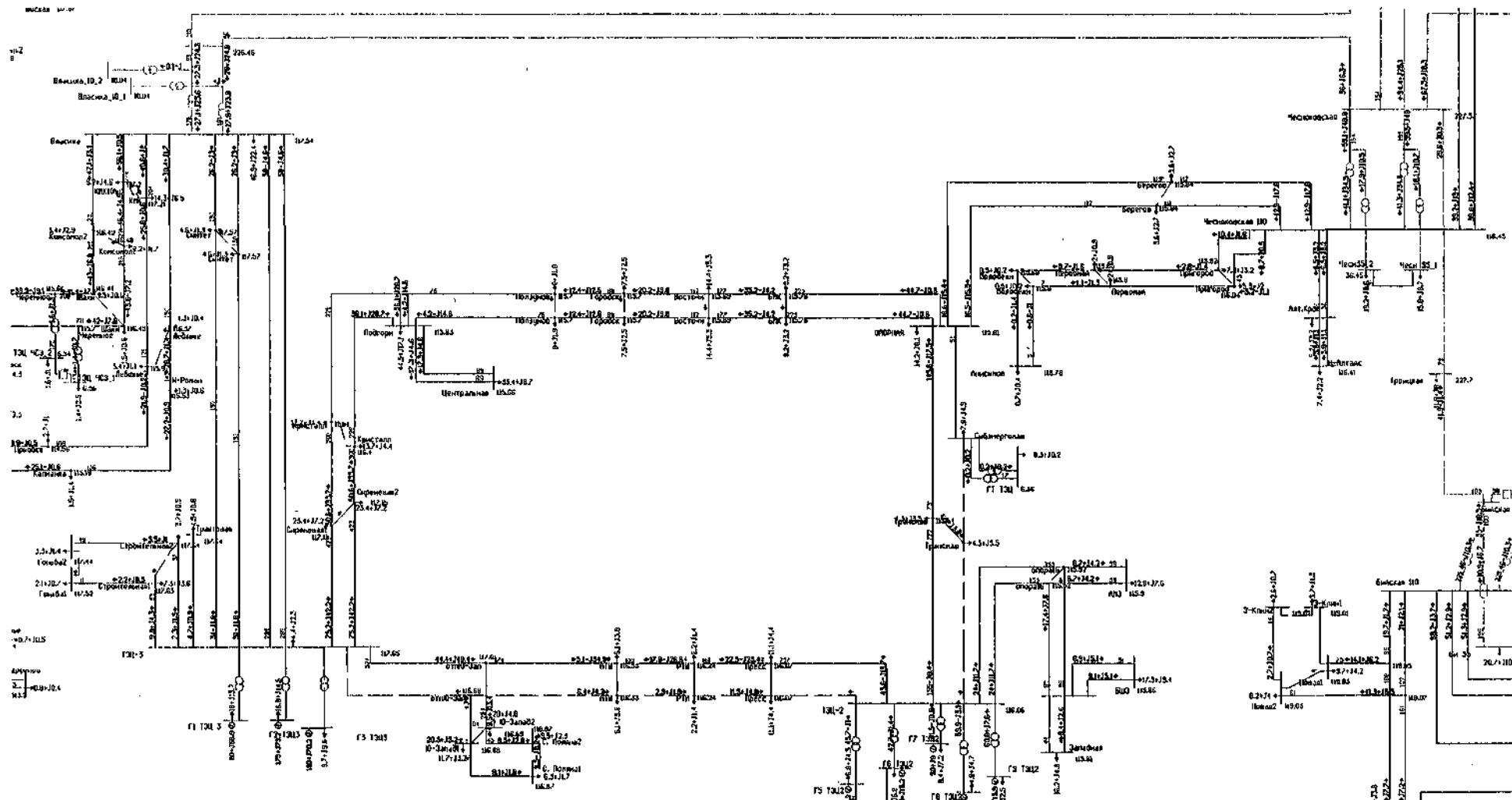
Приложение № 35
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.



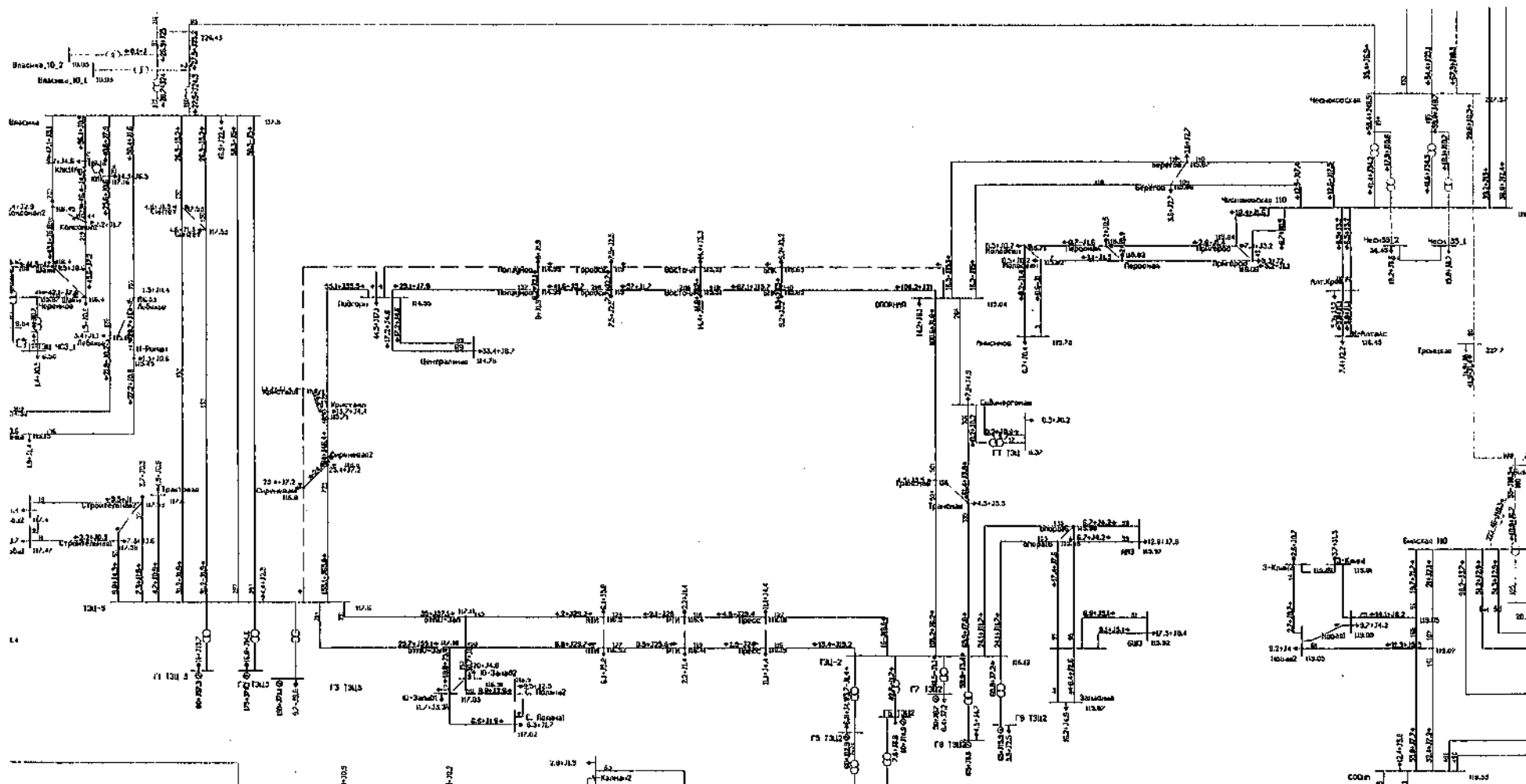
Приложение № 36
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



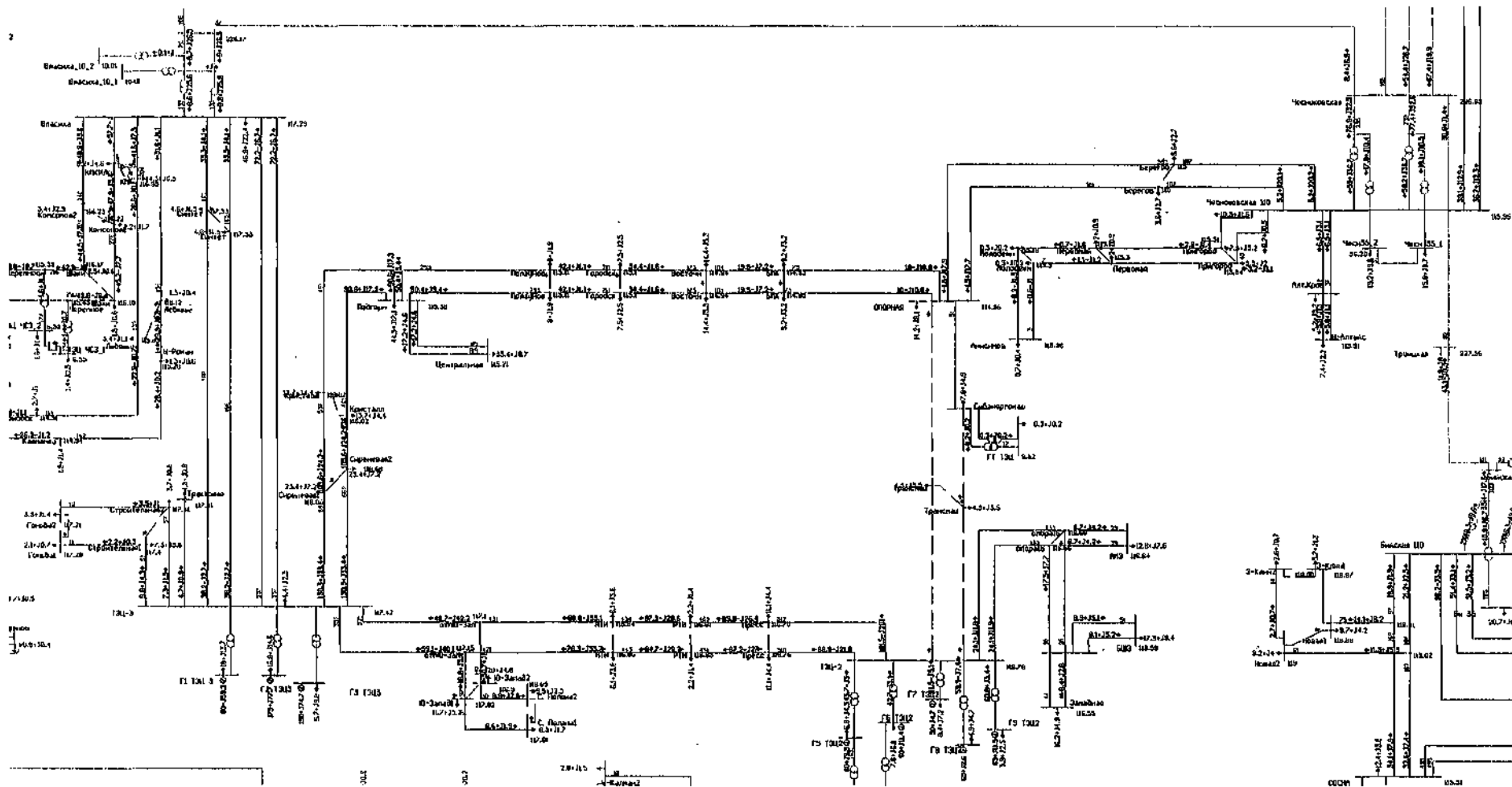
Приложение № 37
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



Приложение № 38
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

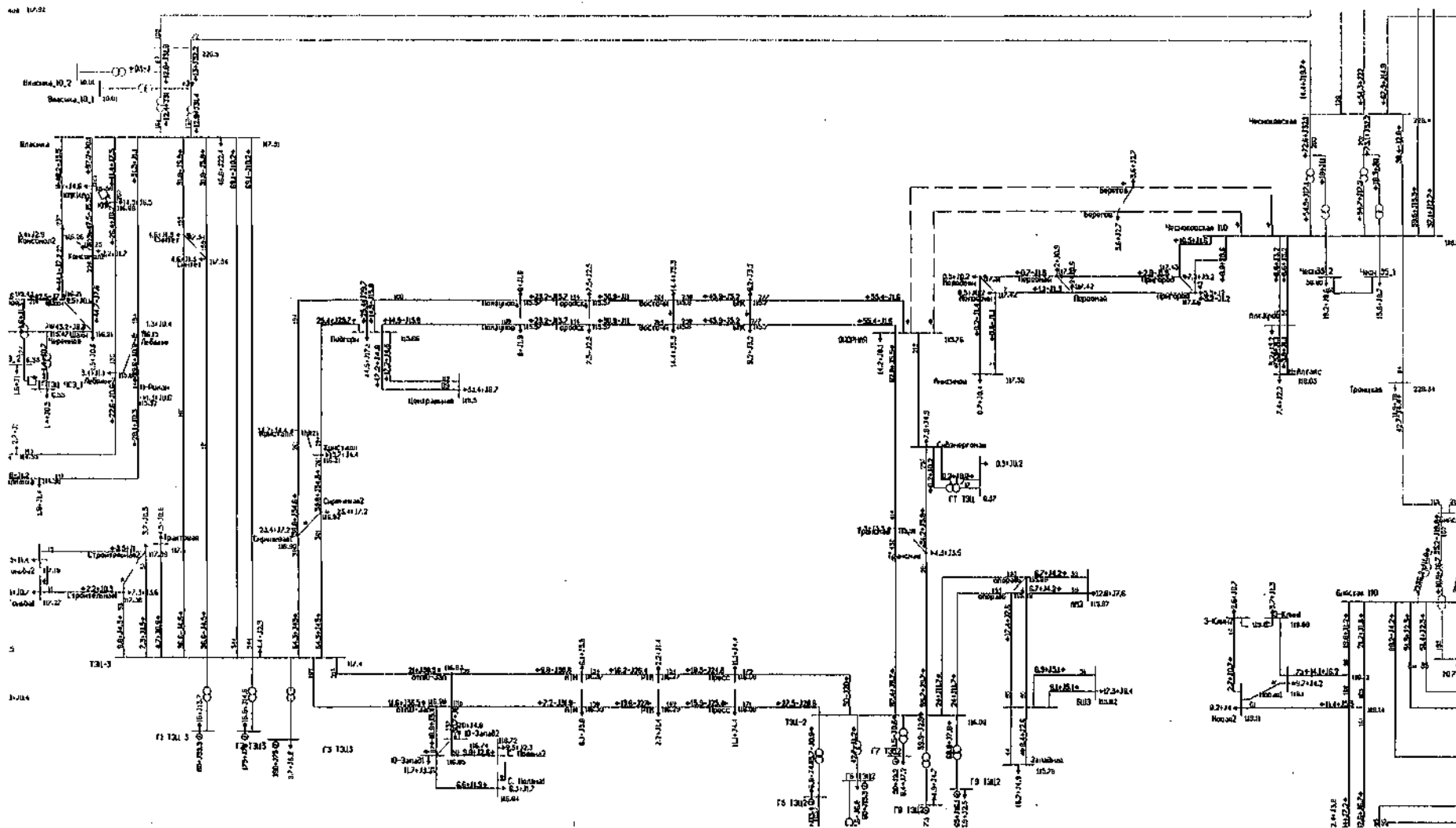


Приложение № 39
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

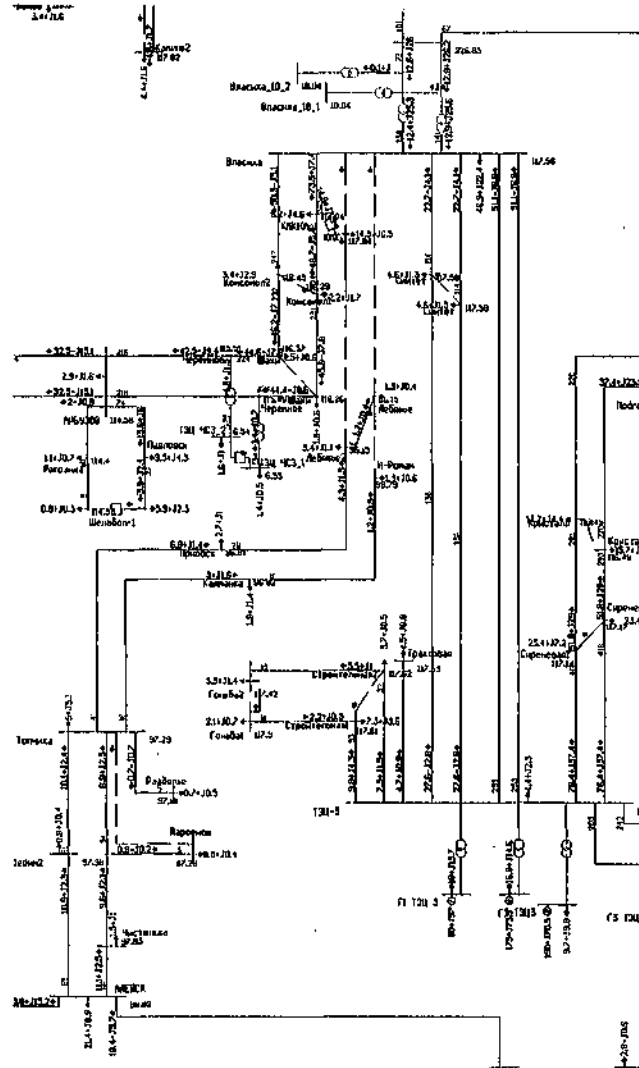


Приложение № 40

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

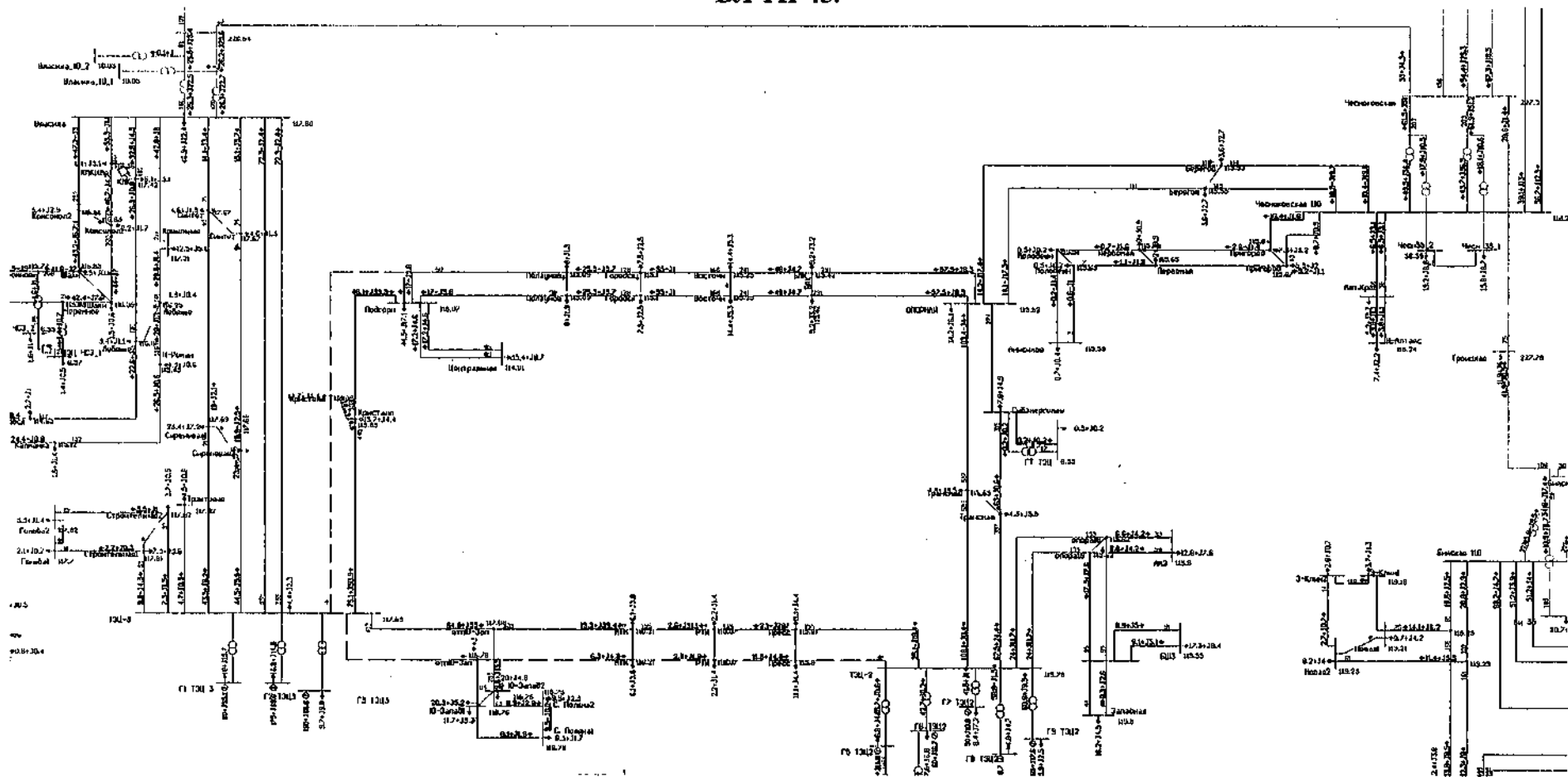


Приложение № 41
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

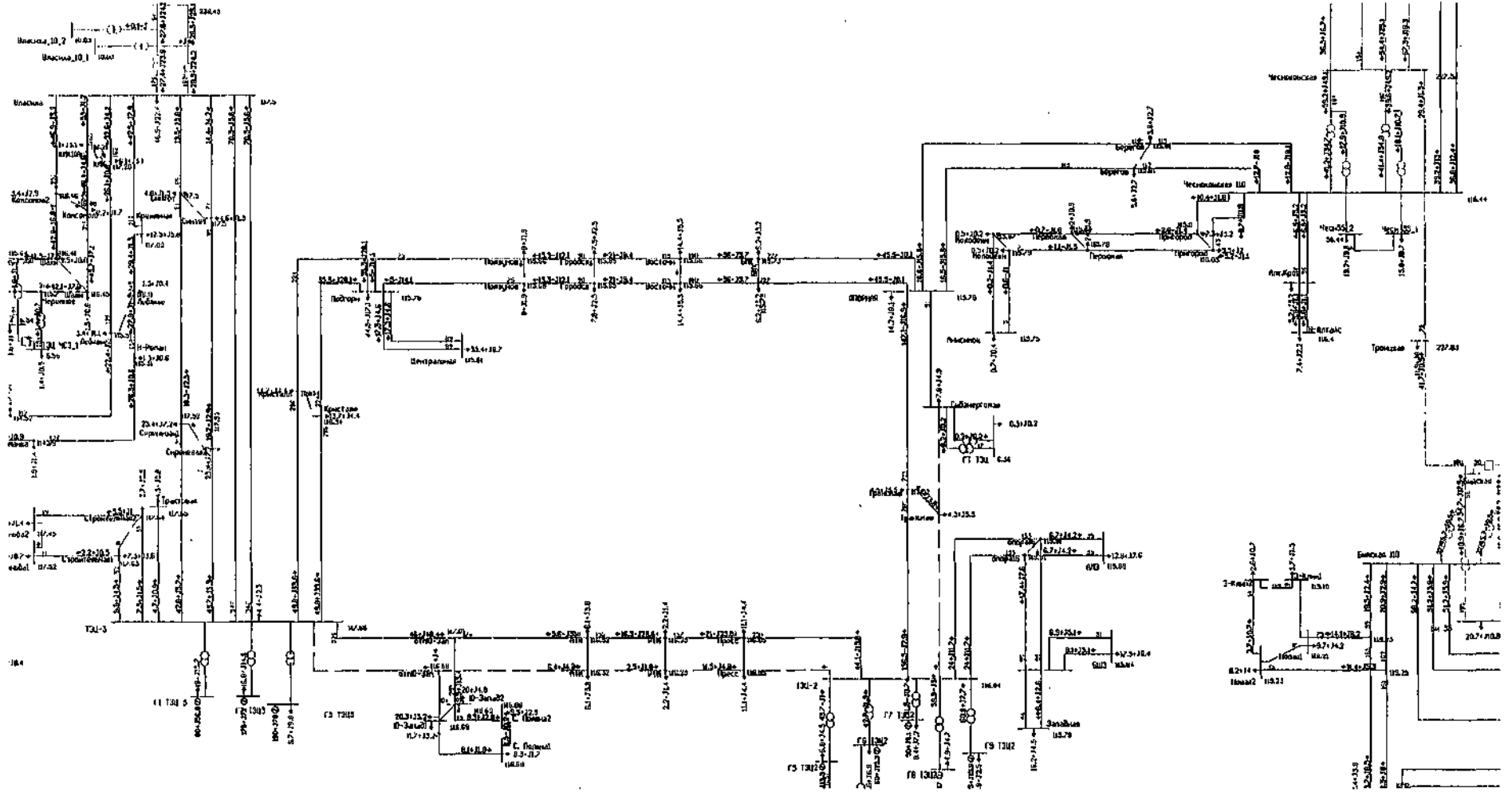


Приложение № 42

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.

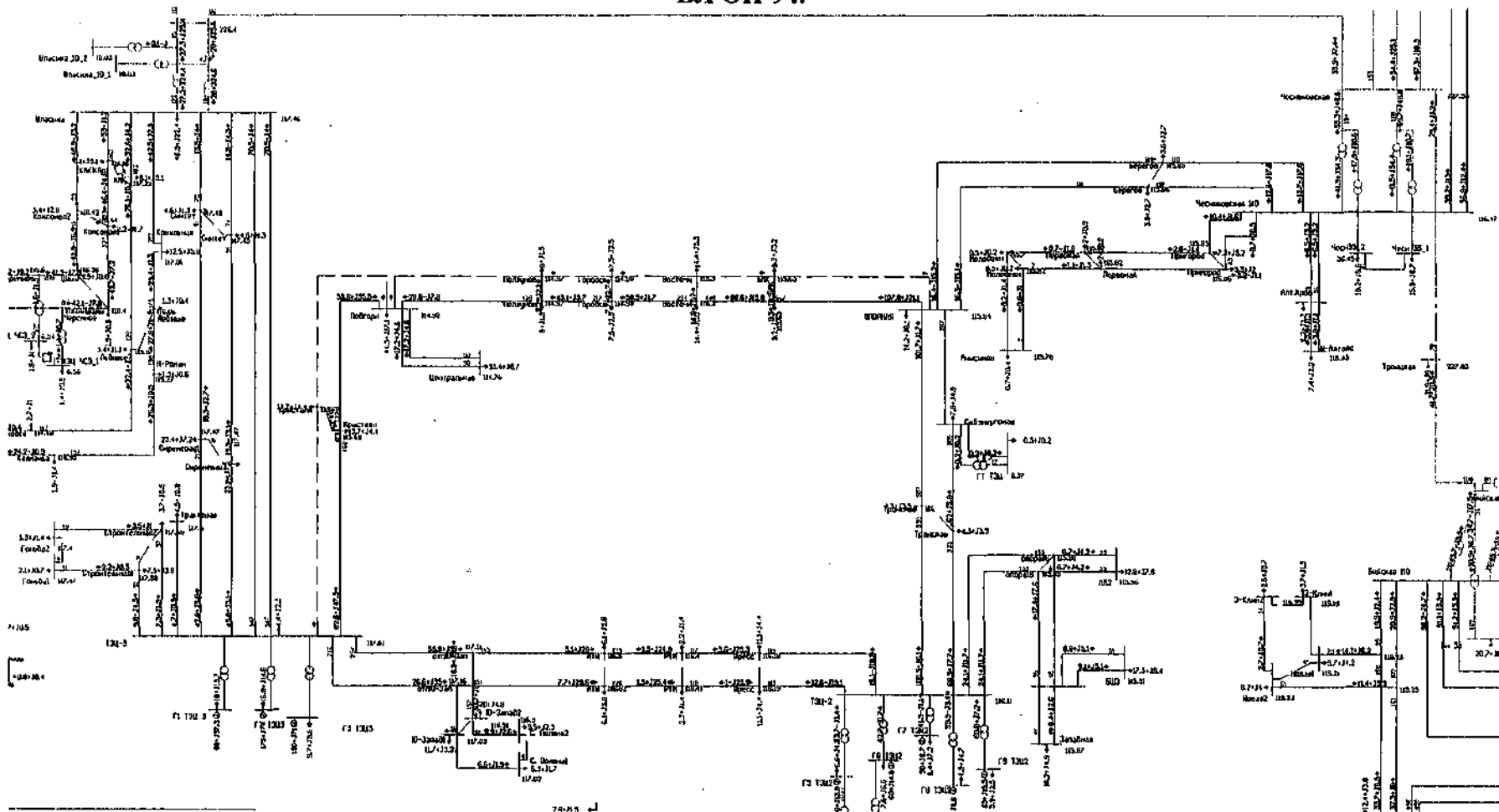


Приложение № 43
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

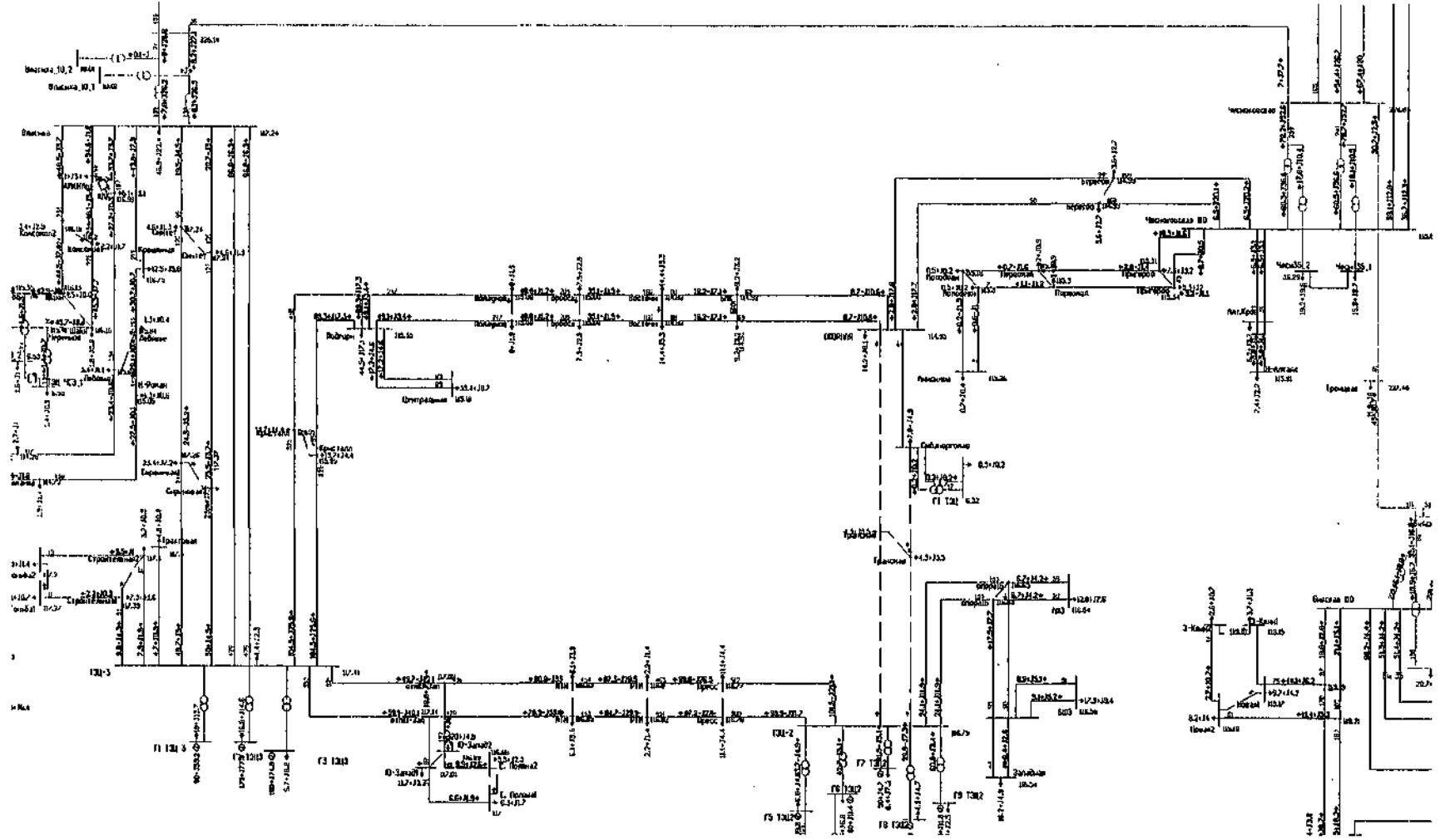


Приложение № 44

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

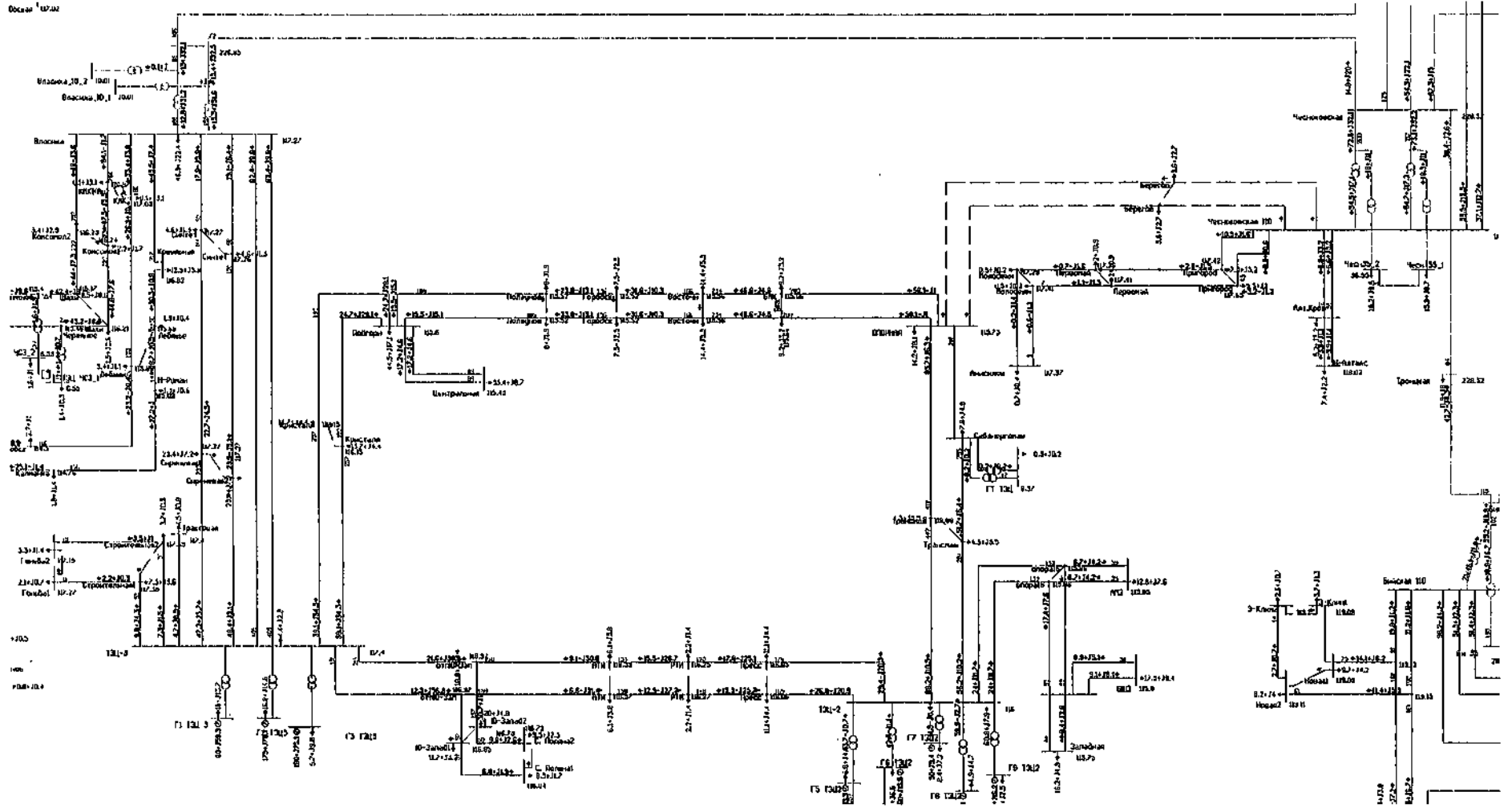


Приложение № 45
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



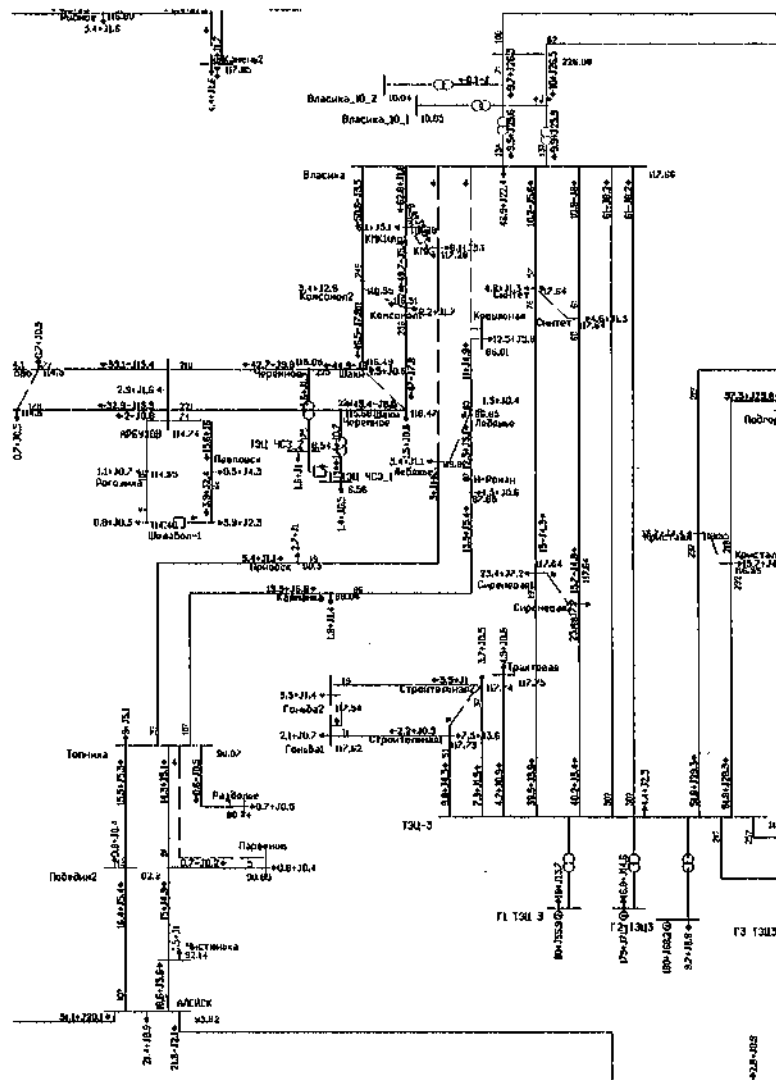
Приложение № 46

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



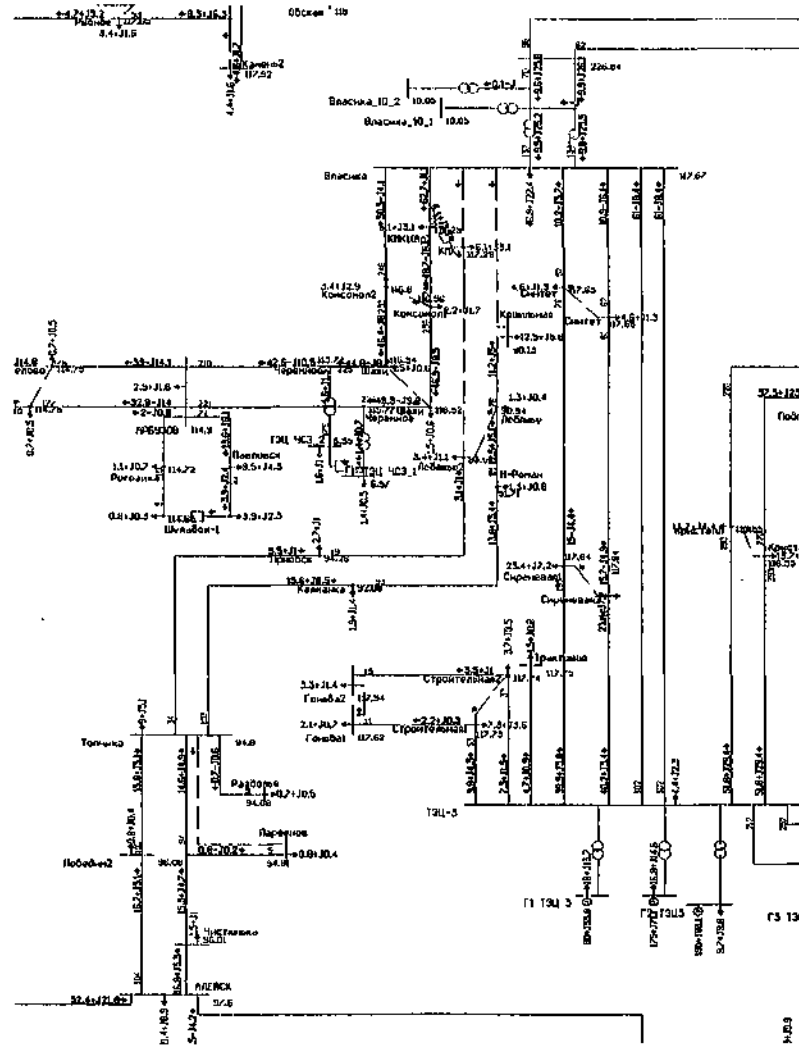
Приложение № 47

Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

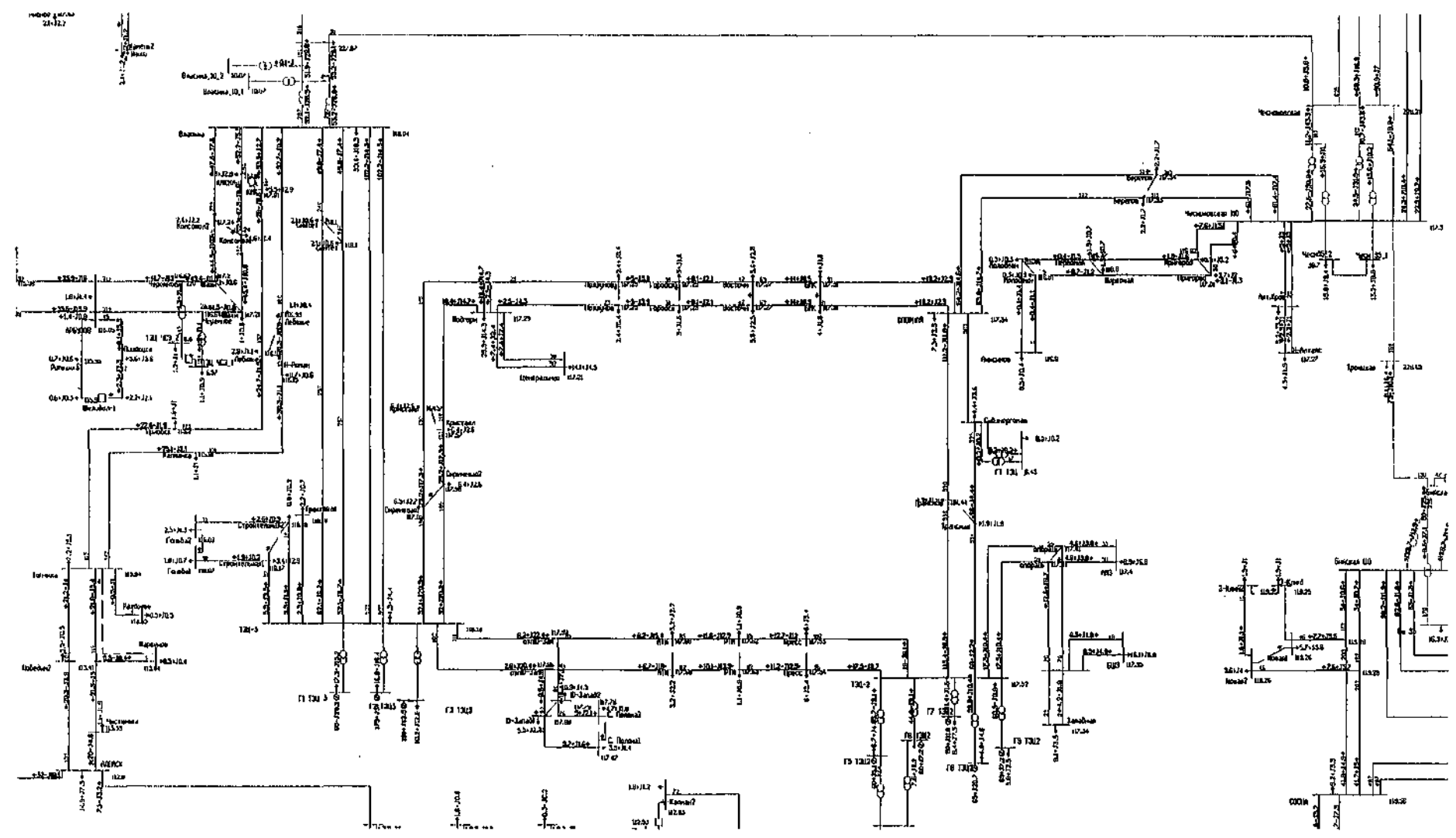


Приложение № 48

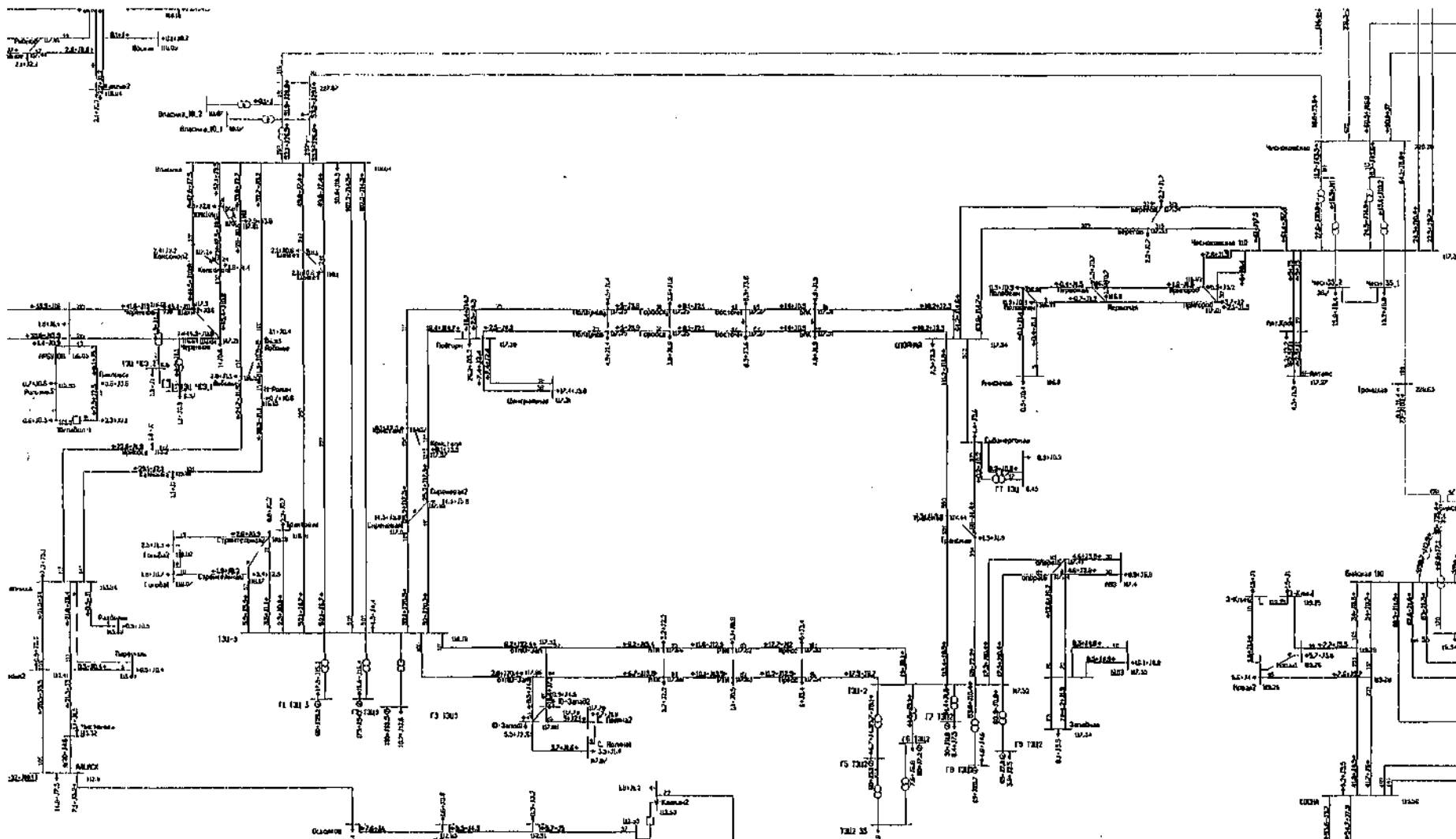
Зимний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52 (после перевода РПН на ПС 220 кВ Южная).



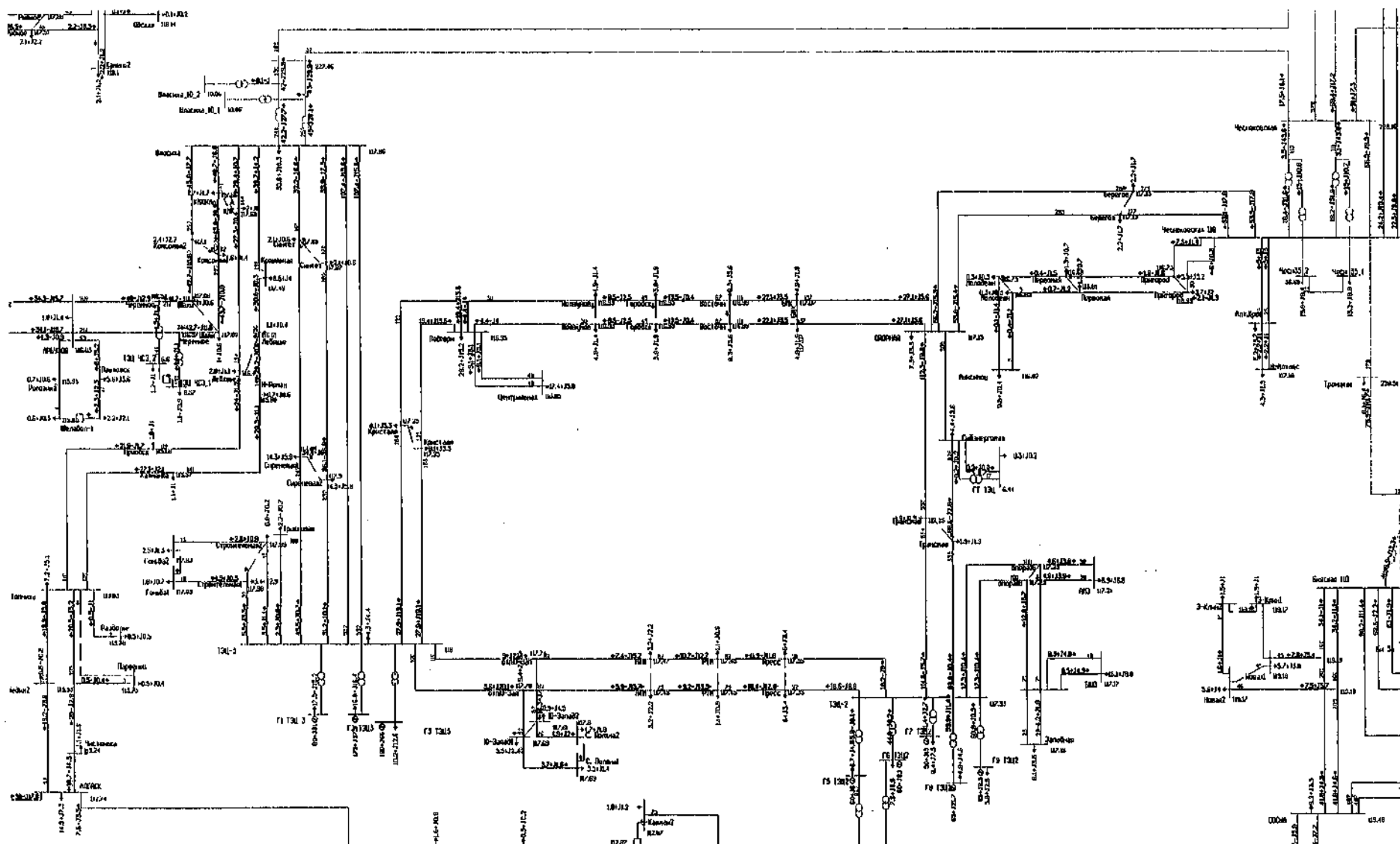
Нормальная схема зимнего минимума нагрузок 2020 год. Вариант 1.



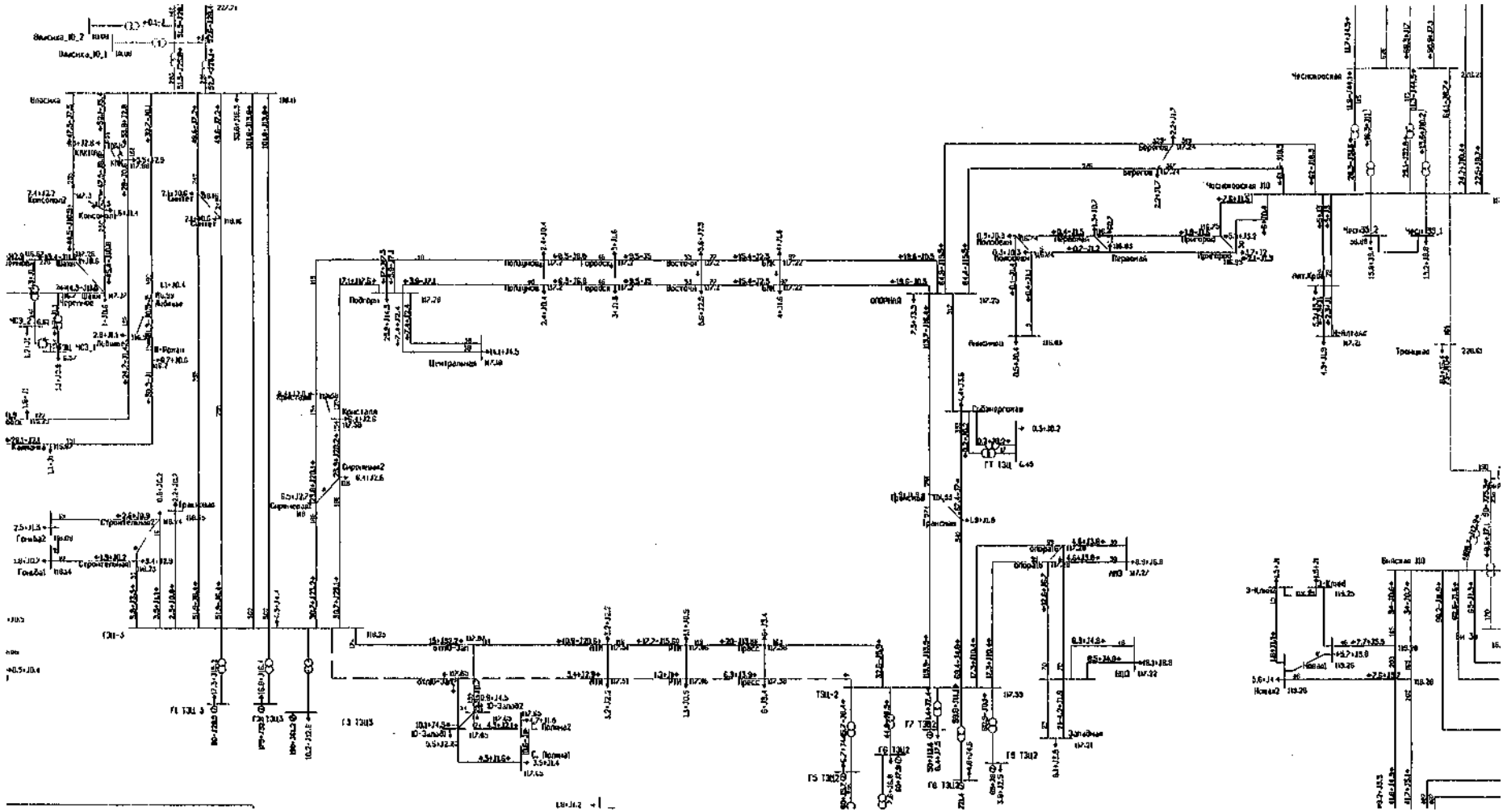
Нормальная схема зимнего минимума нагрузок 2020 год. Вариант 2.



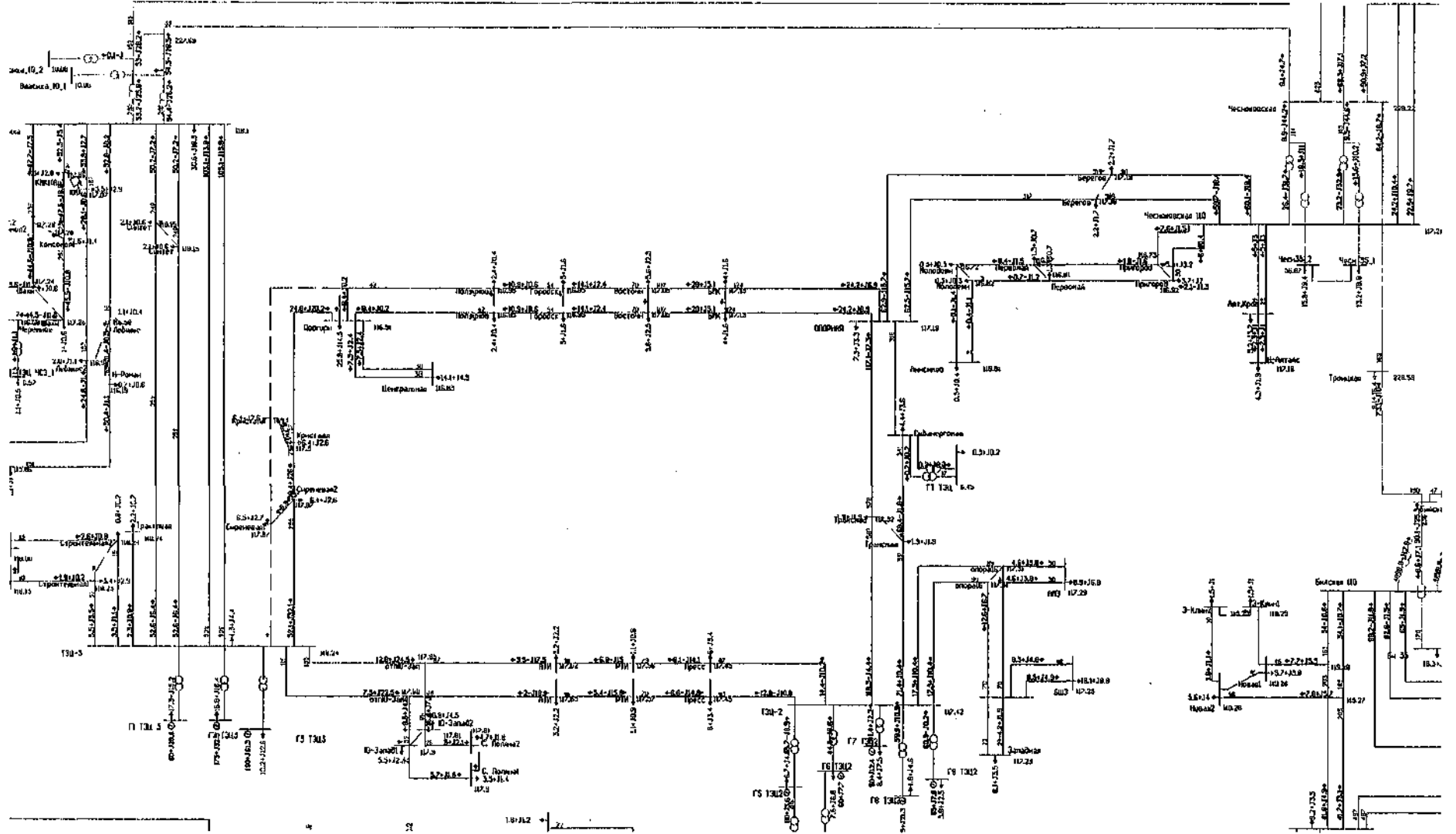
Нормальная схема зимнего минимума нагрузок 2020 год. Вариант 3.



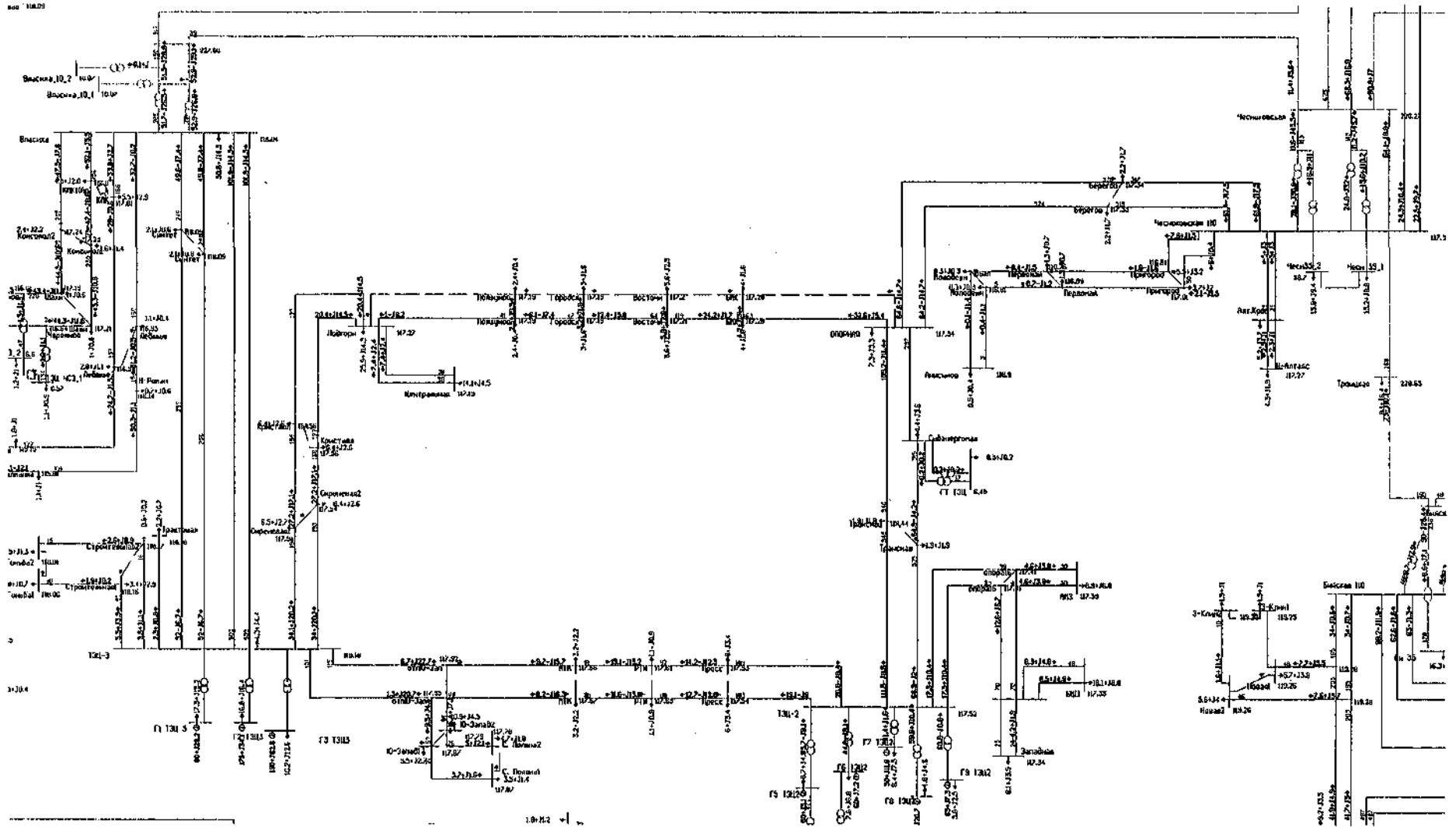
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТТ-121.



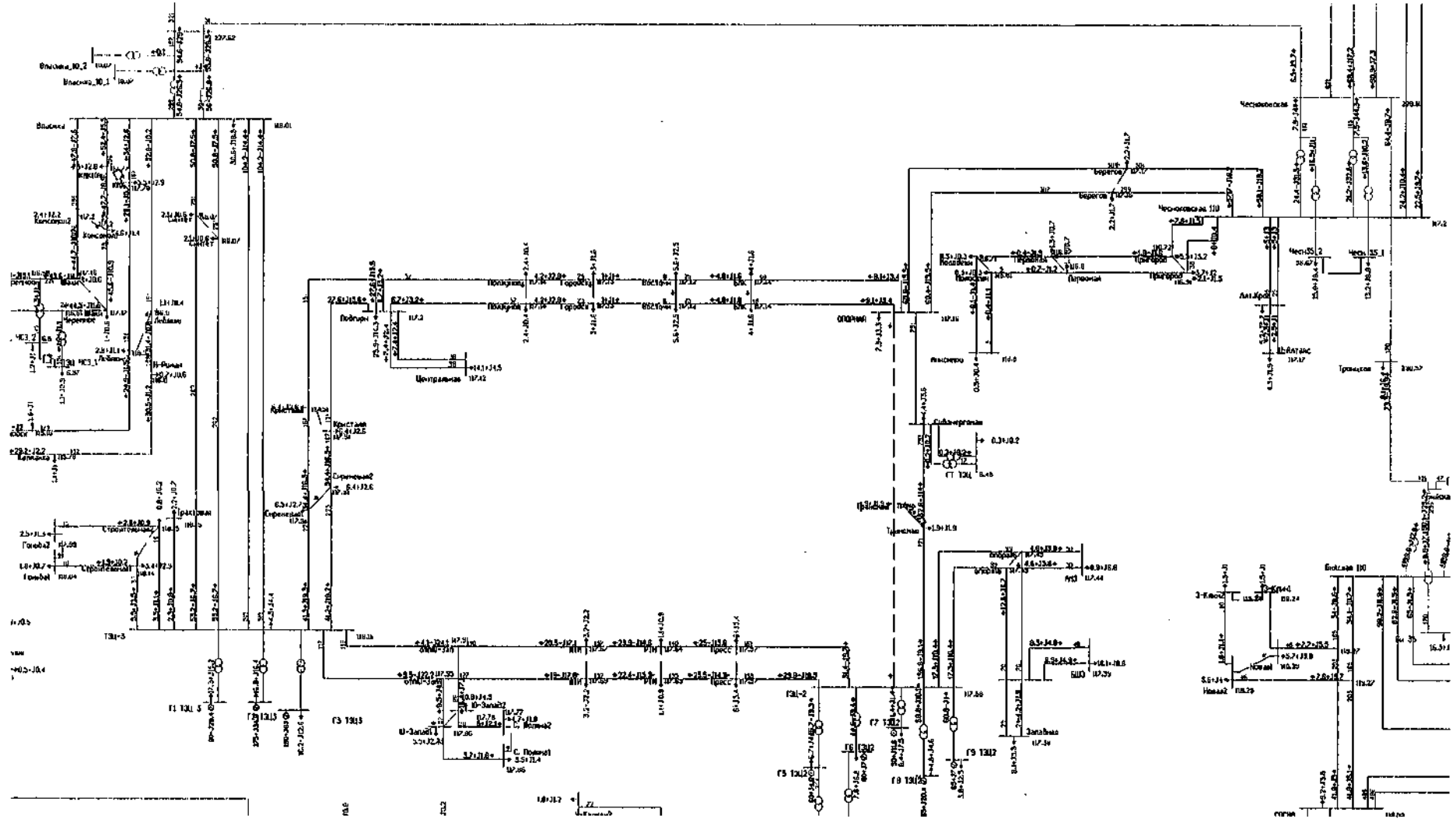
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТП-45.



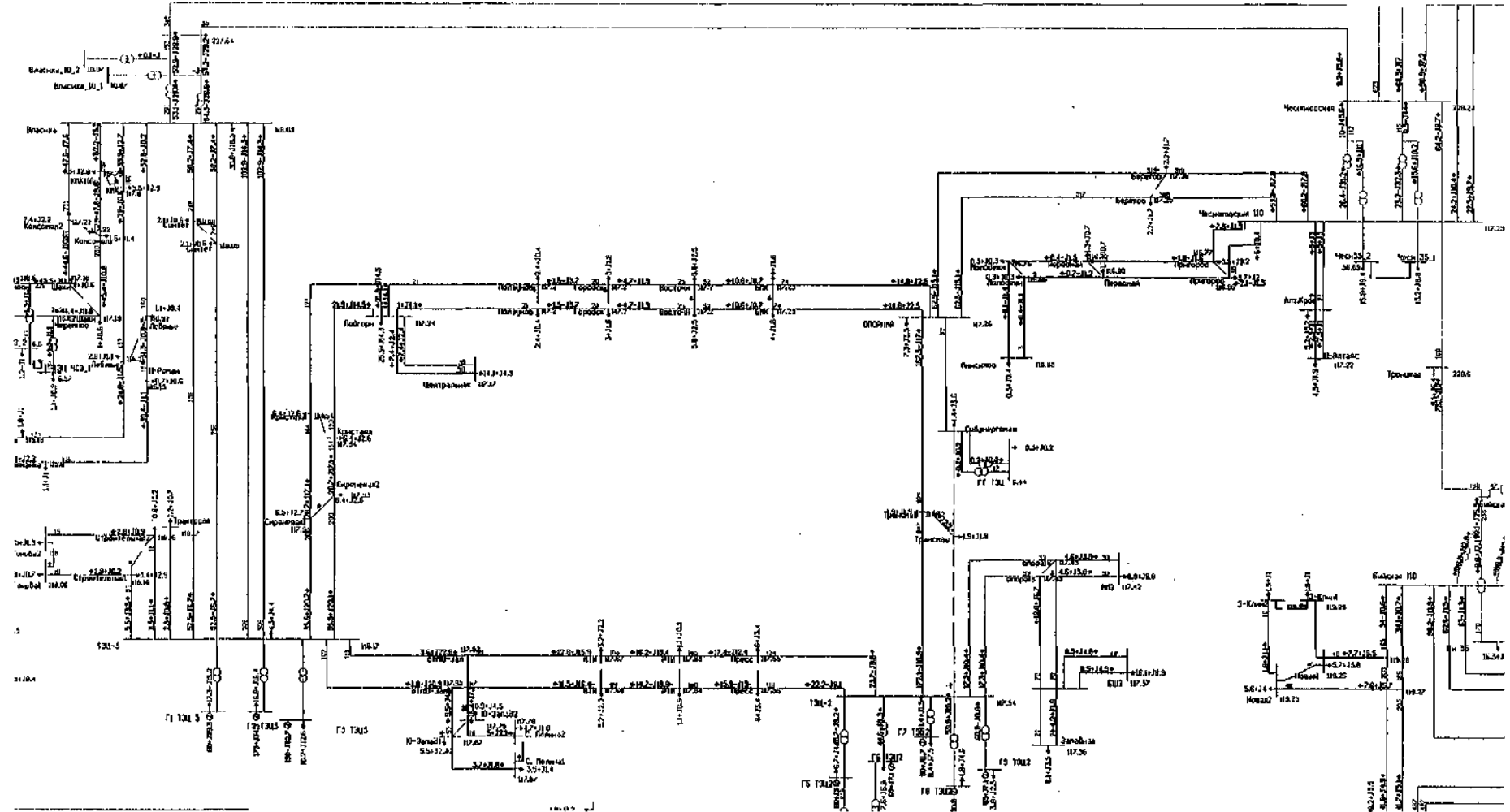
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОИ-94.



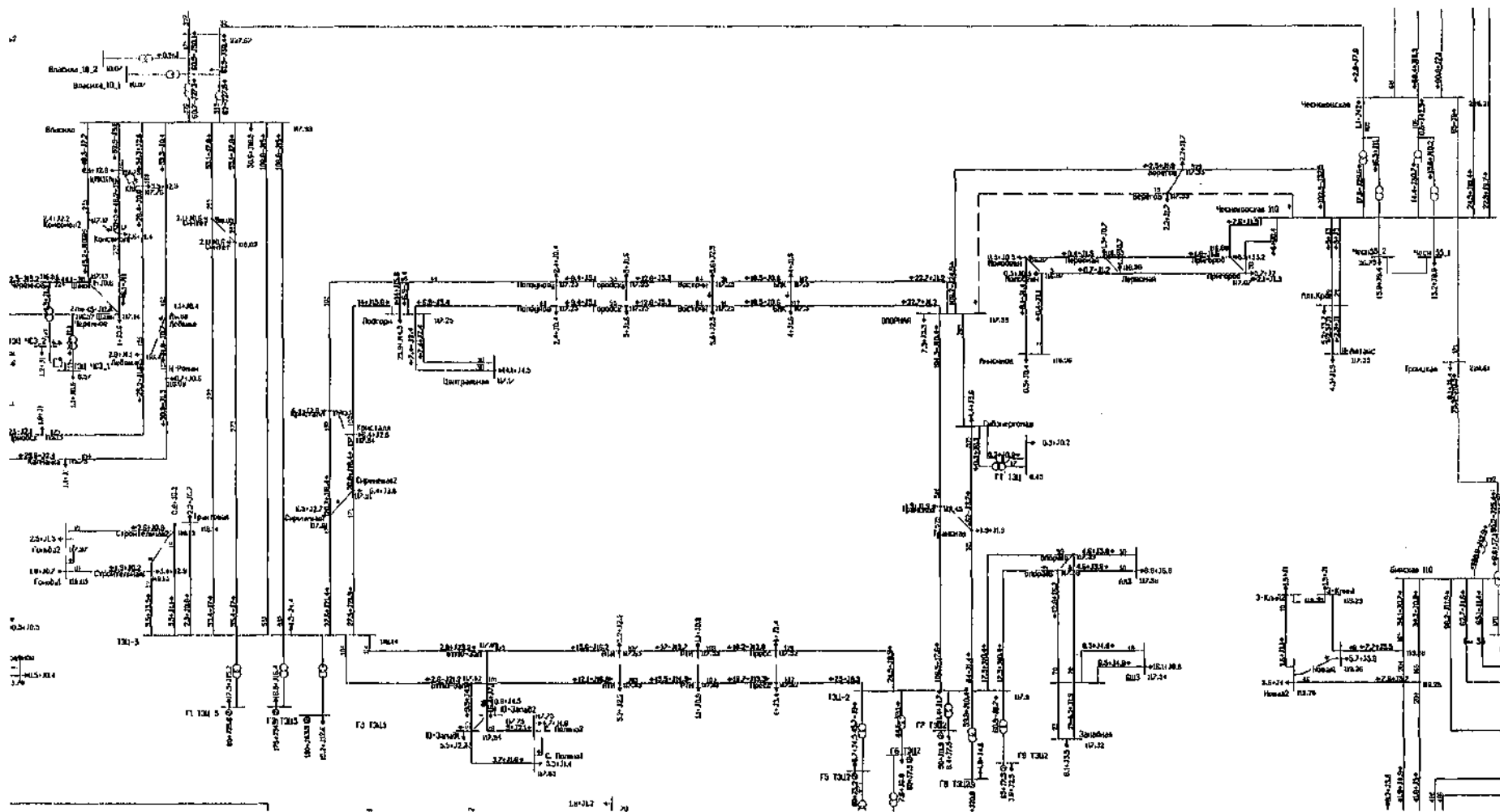
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТО-101.



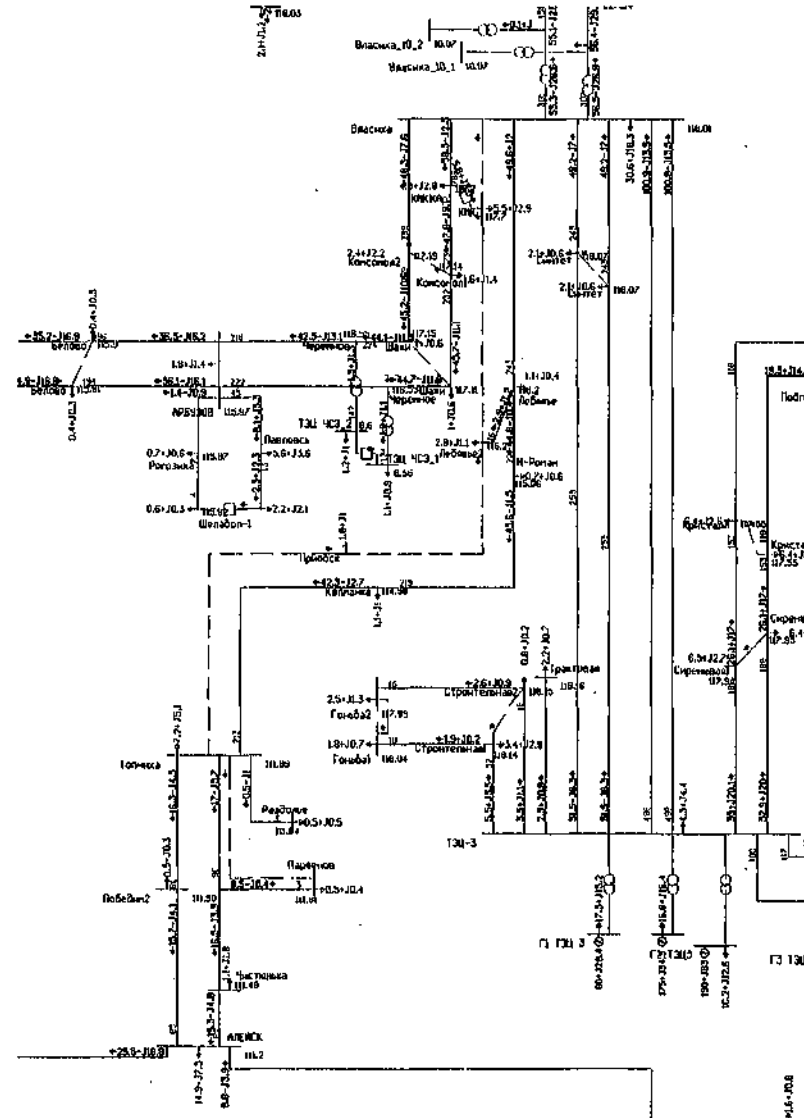
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТС-100.



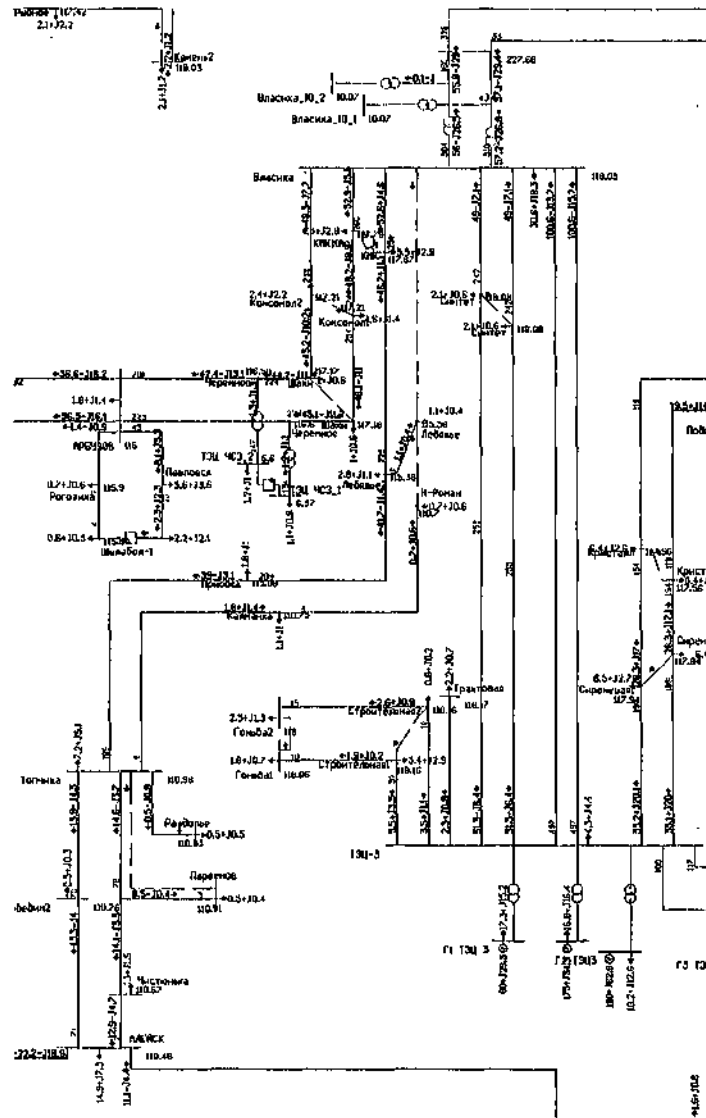
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



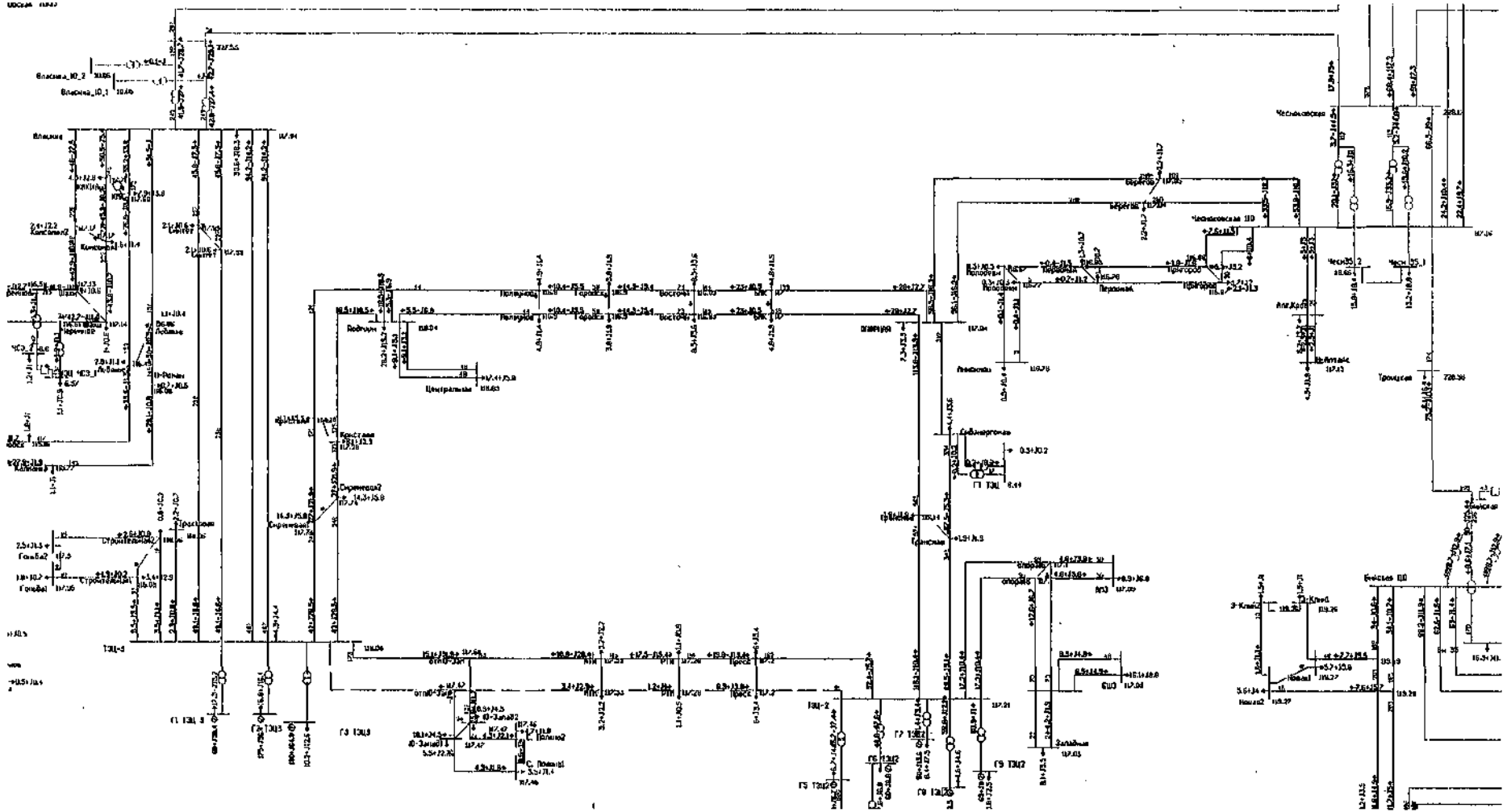
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВП-52.



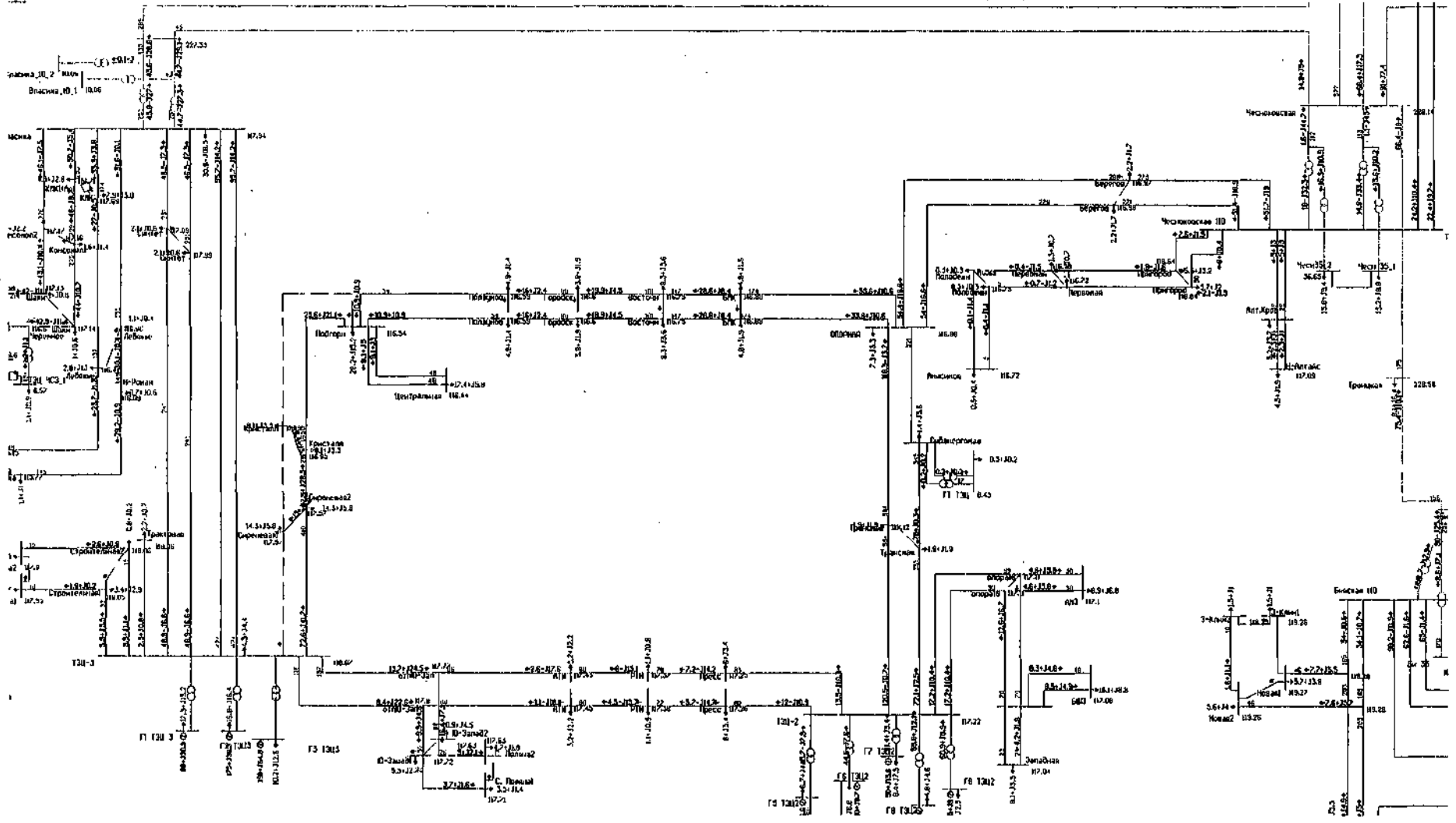
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВТ-111.



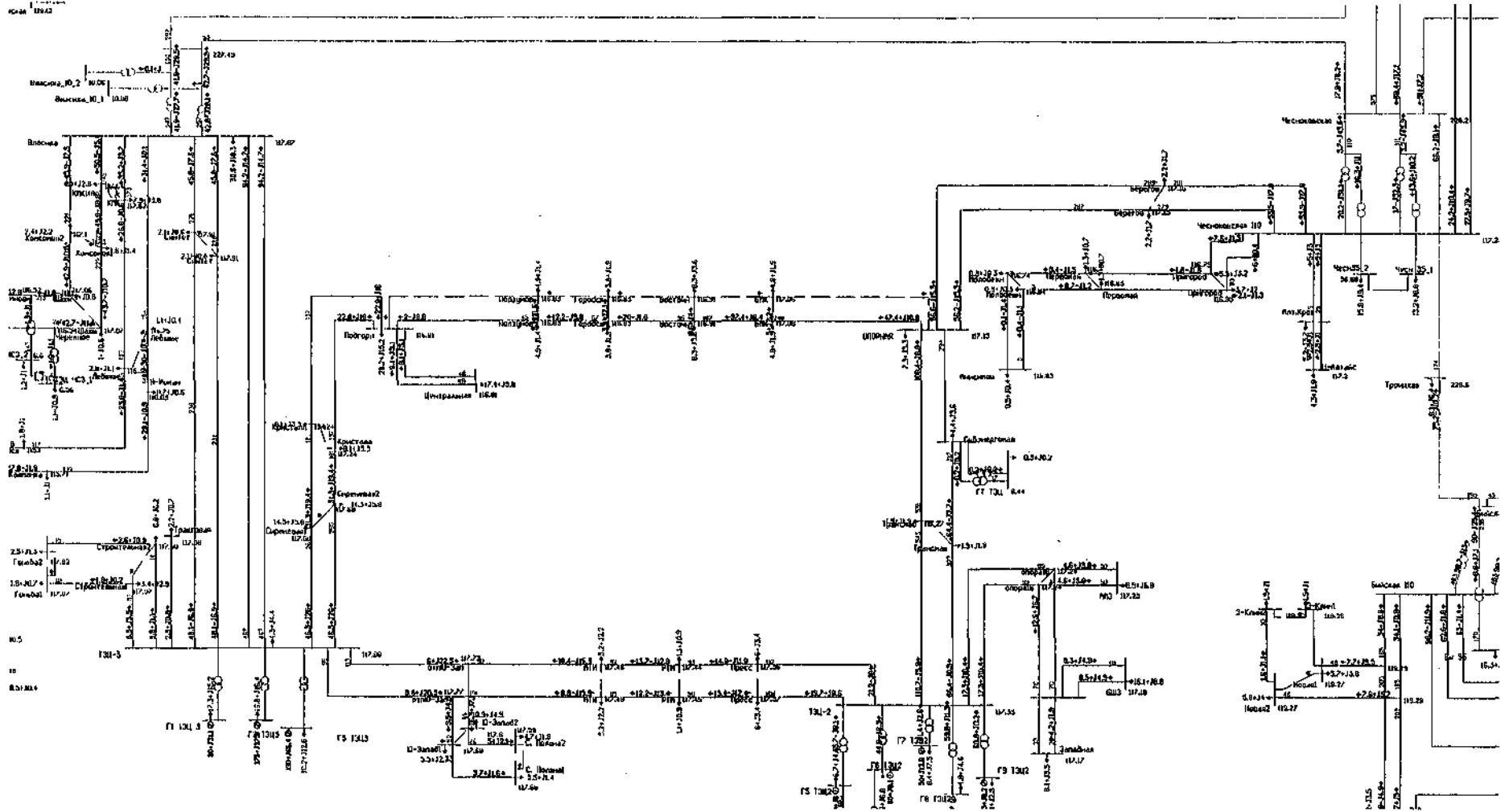
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТТ-121.



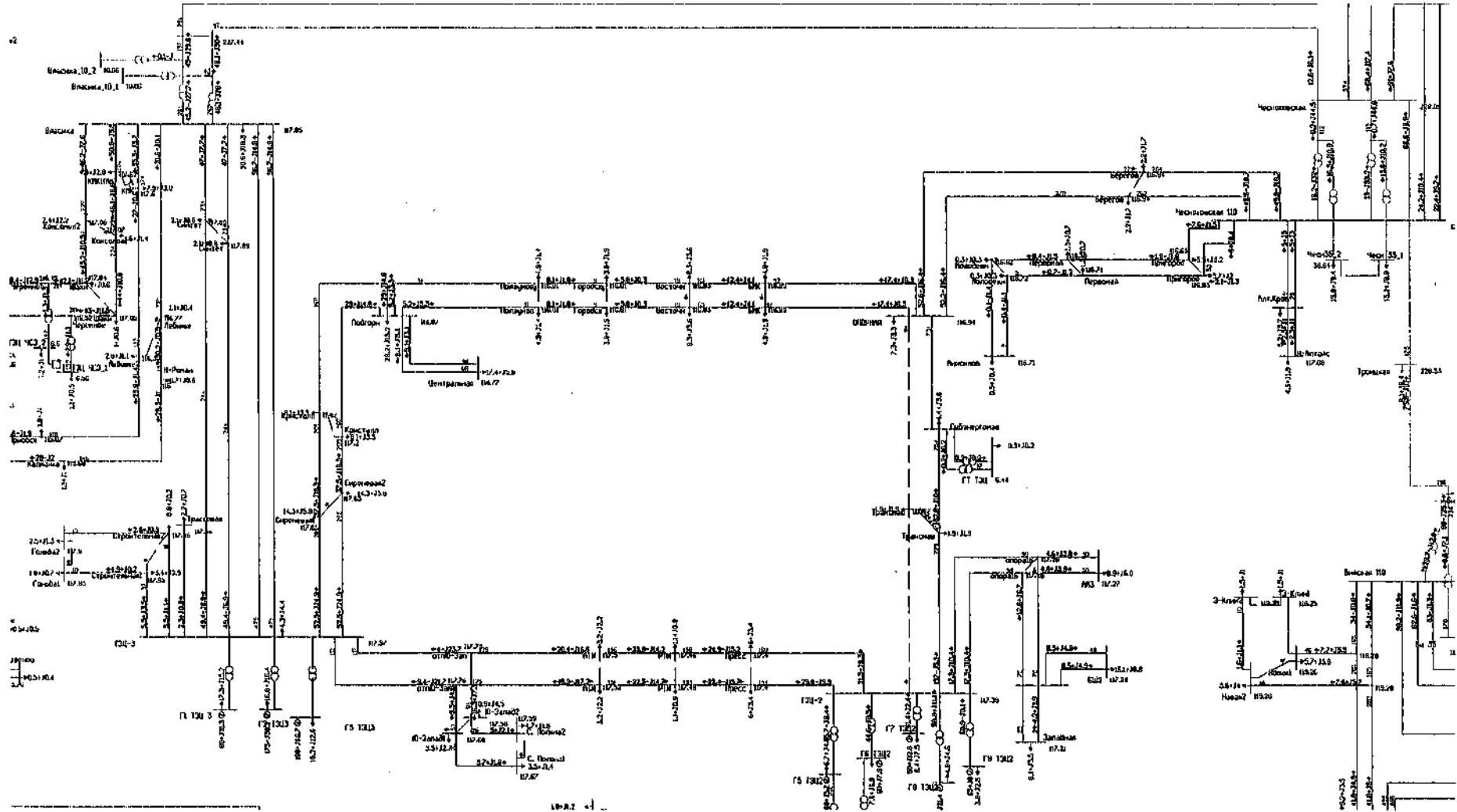
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТП-45.



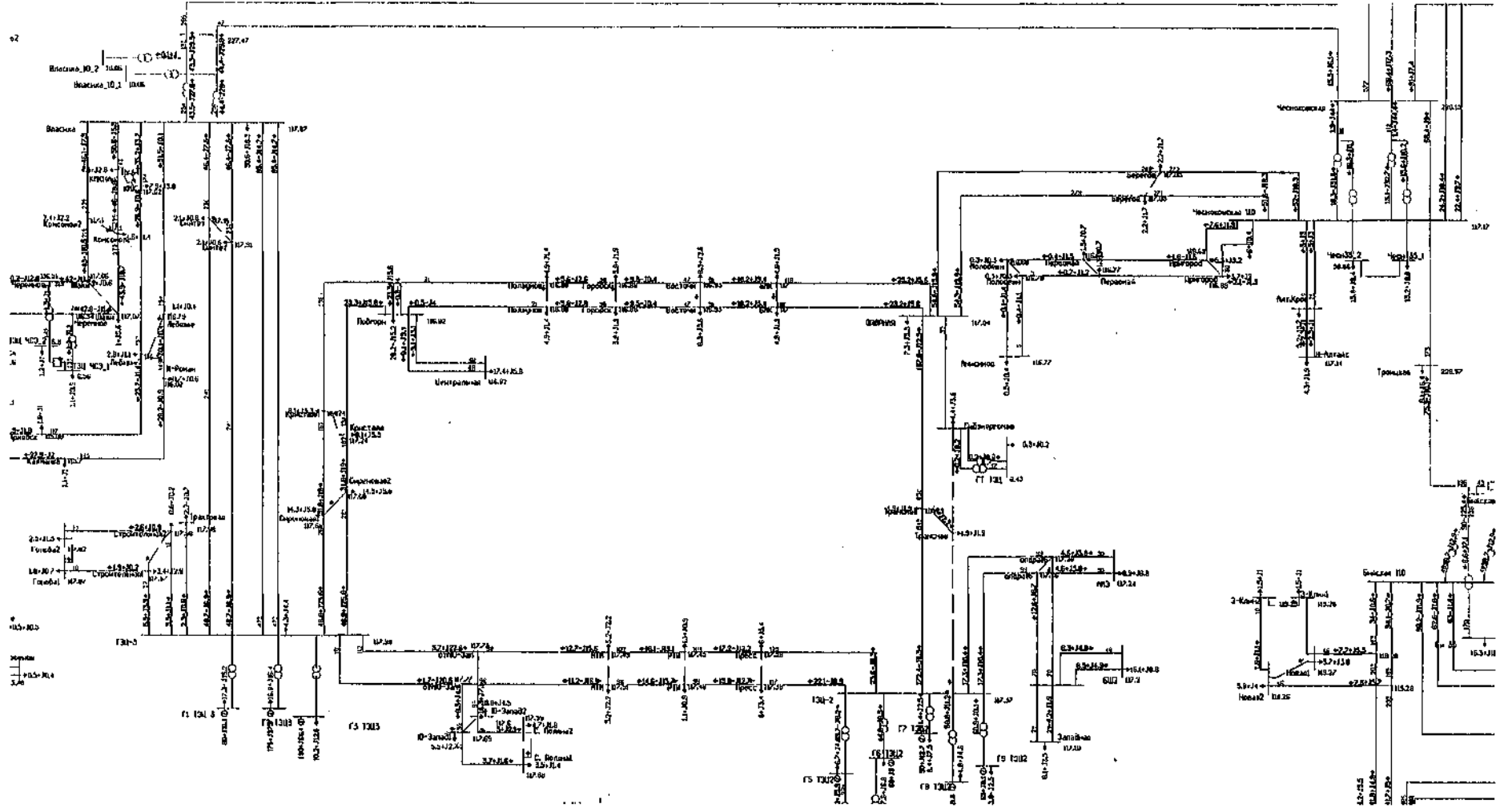
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОП-94.



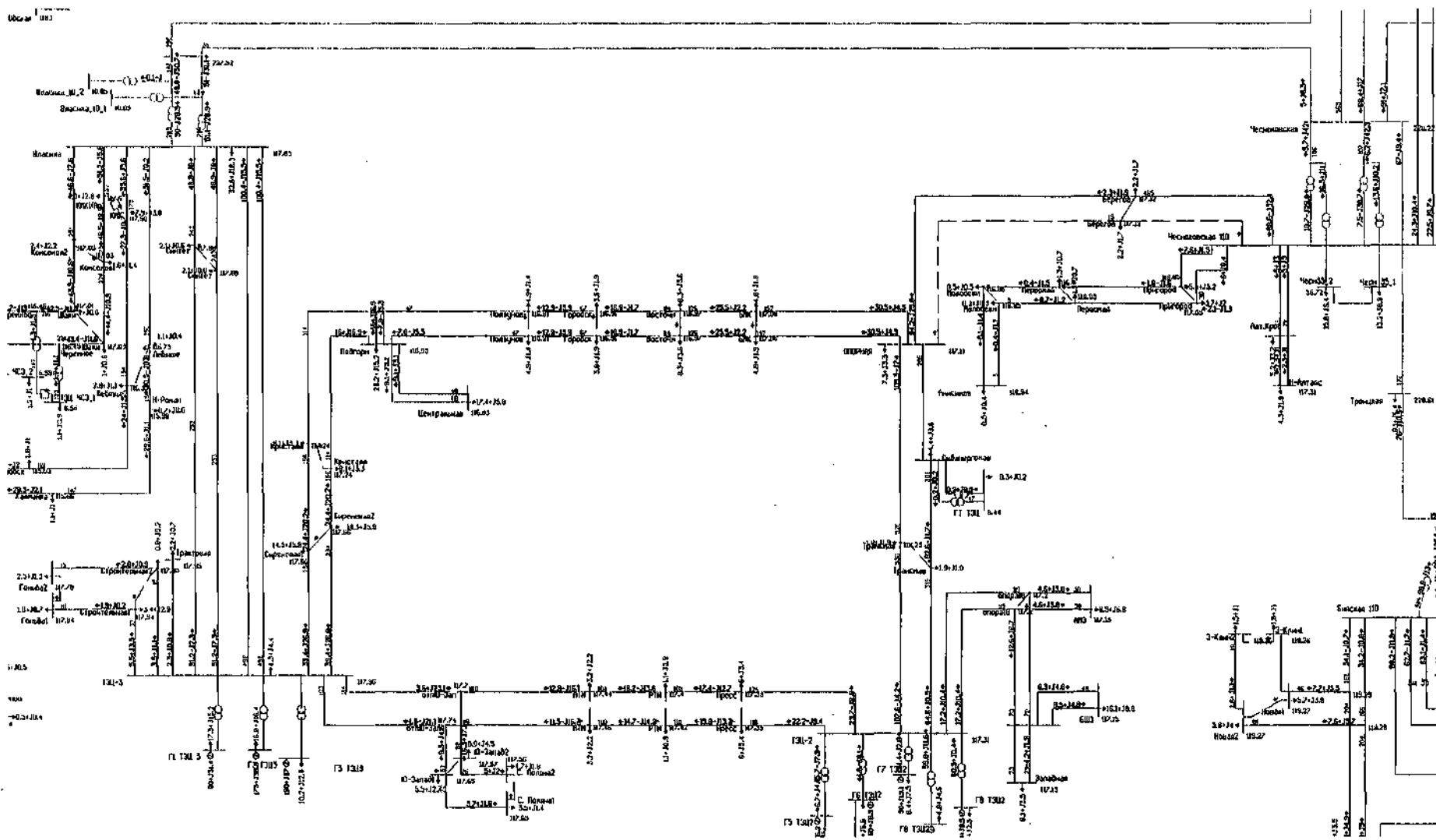
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТО-101.



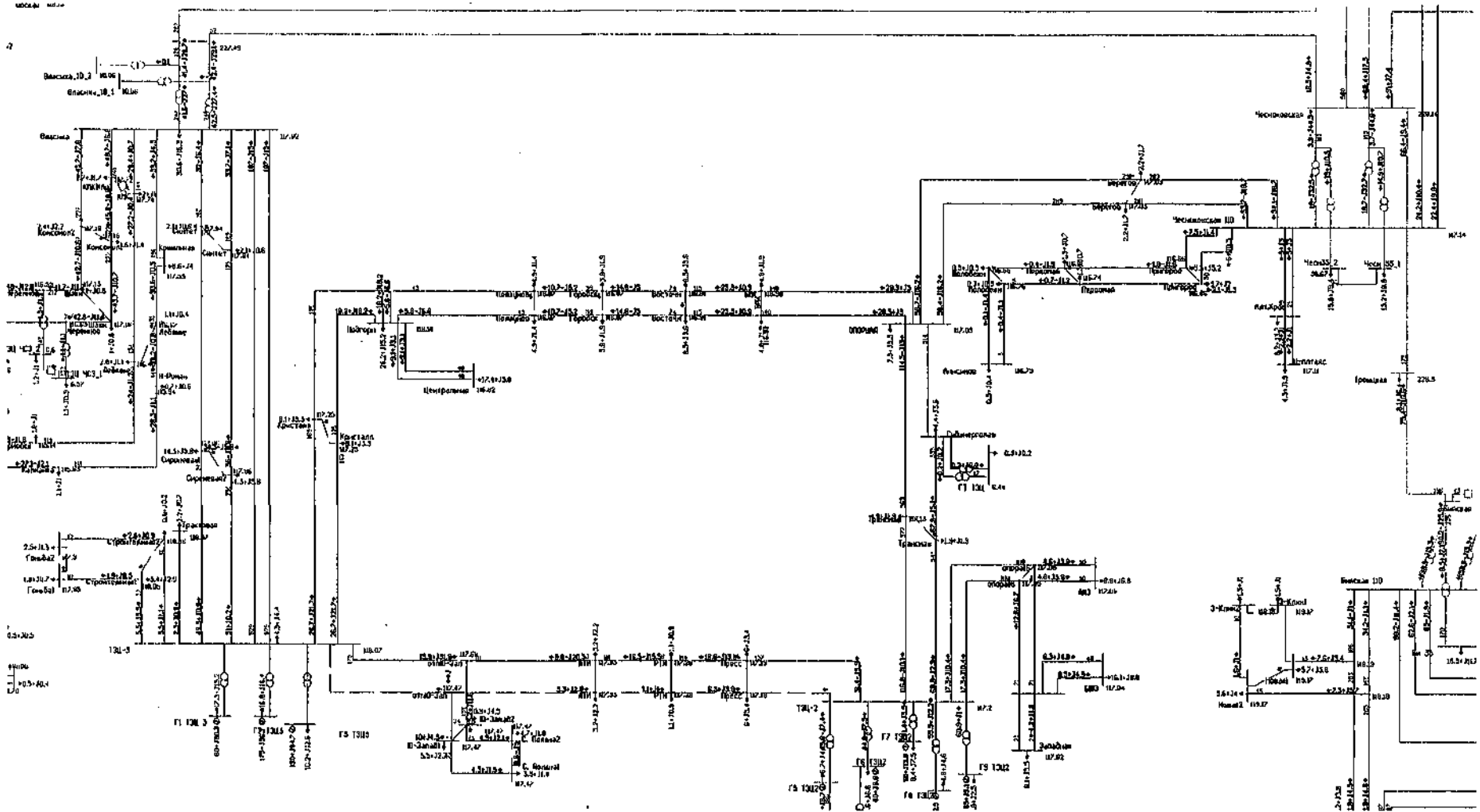
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТС-100.



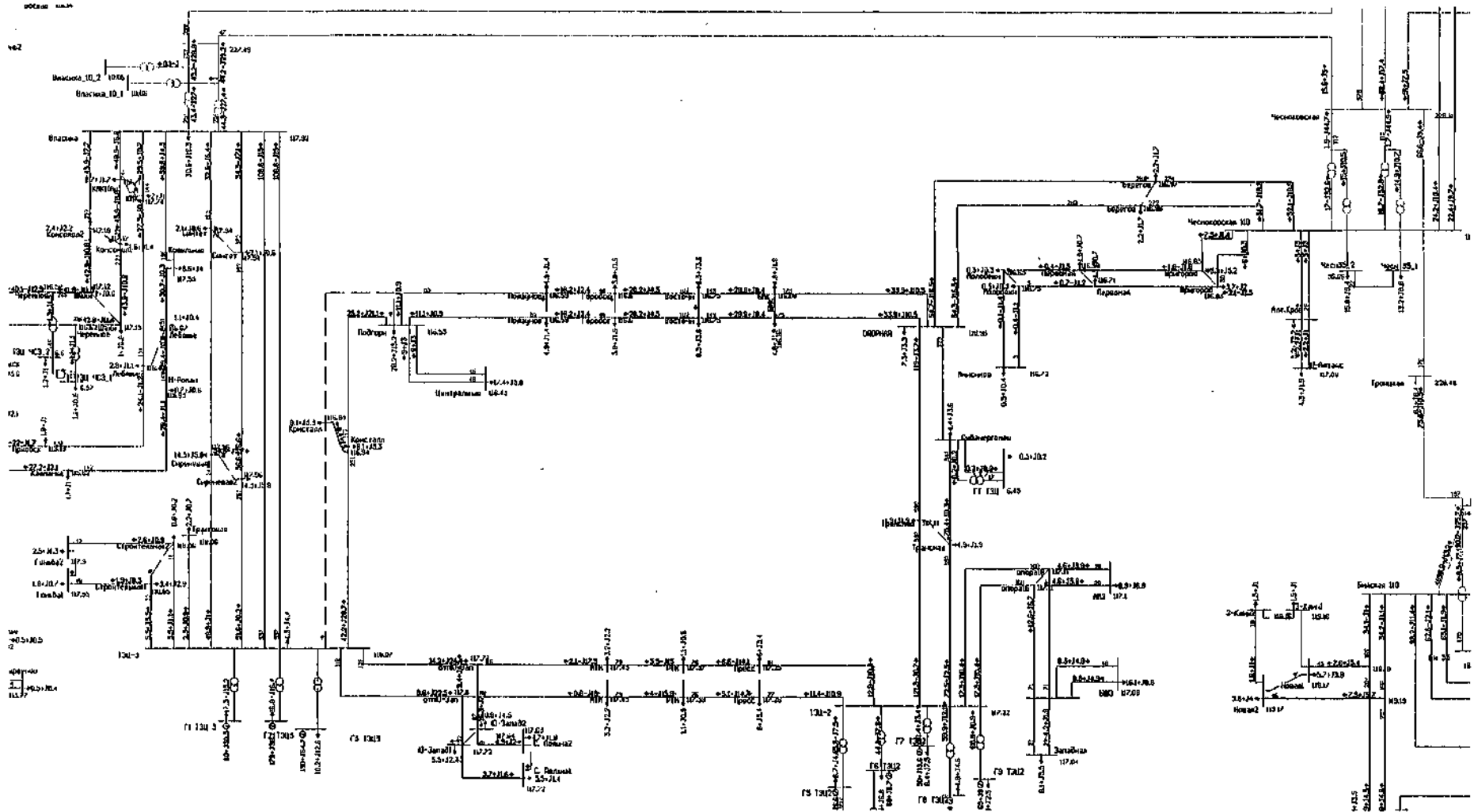
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



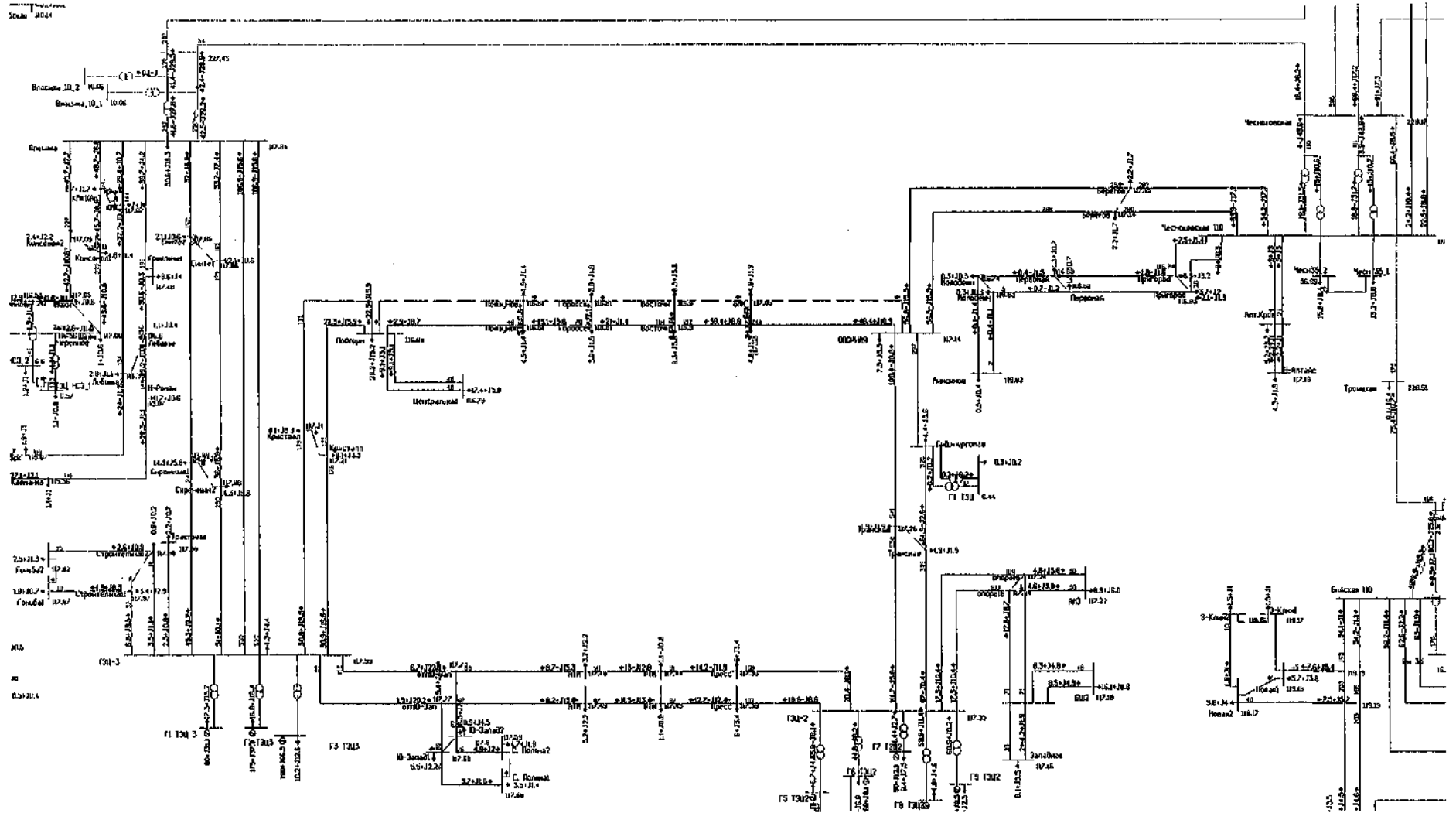
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТТ-121.



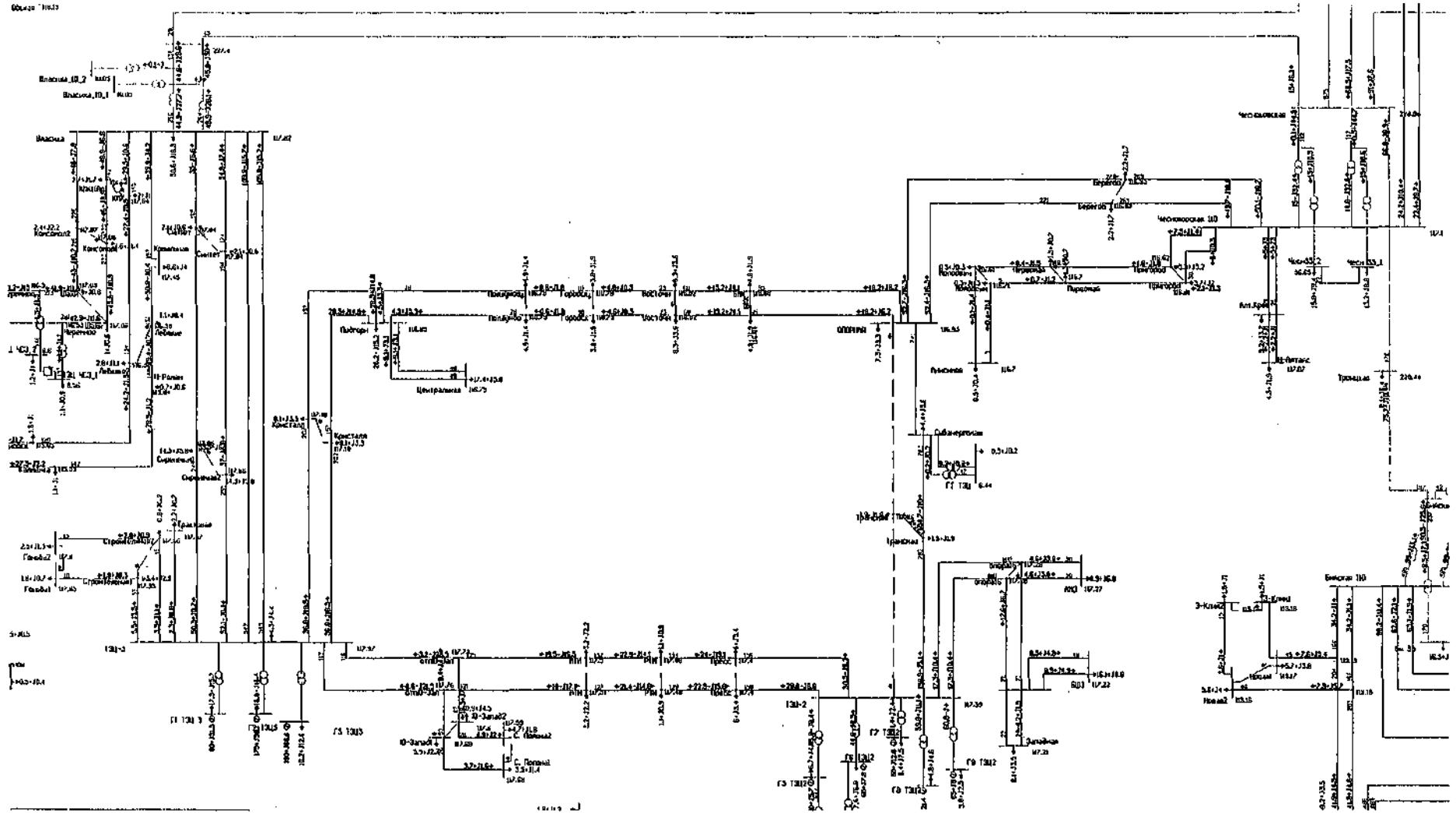
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТП-45.



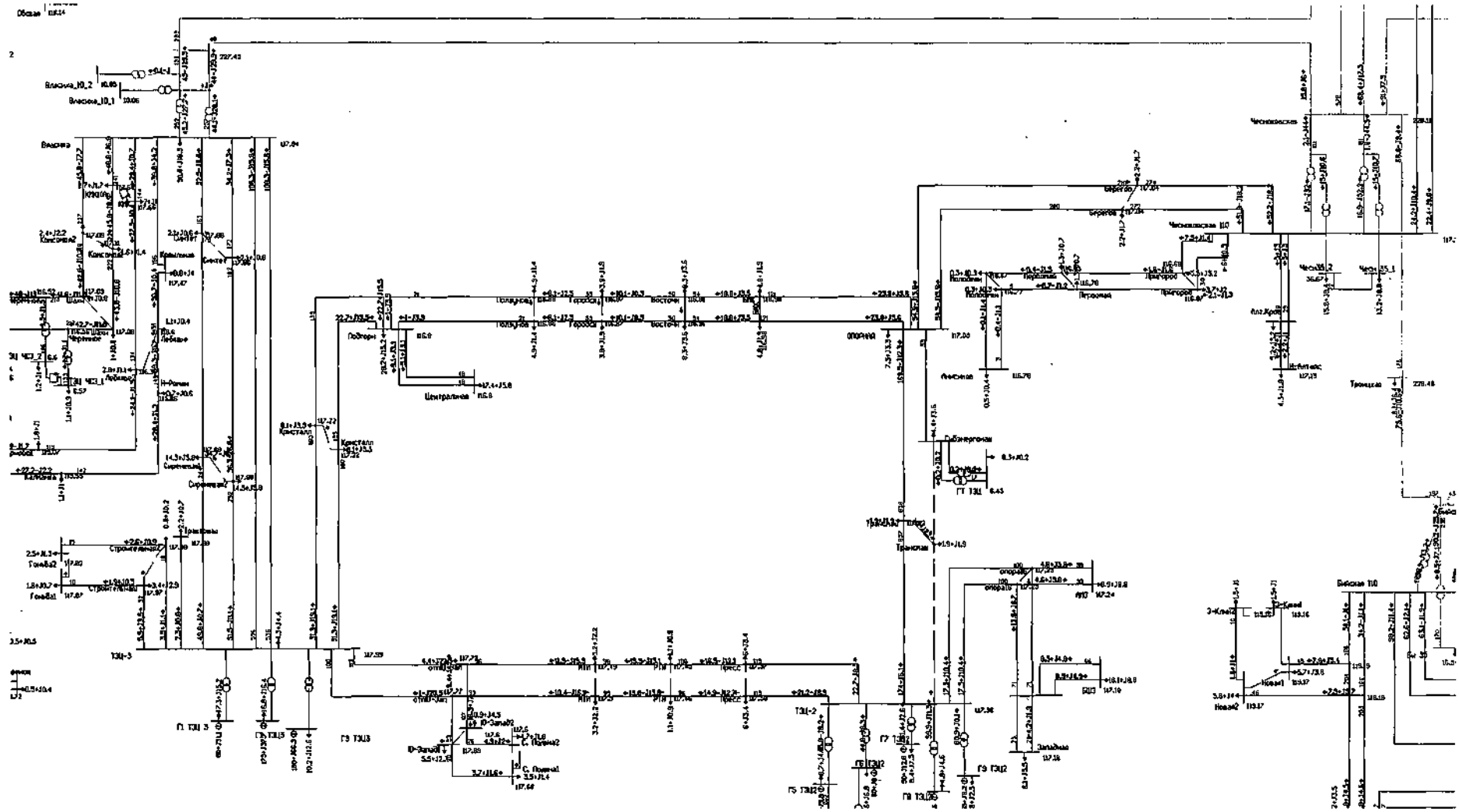
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОП-94.



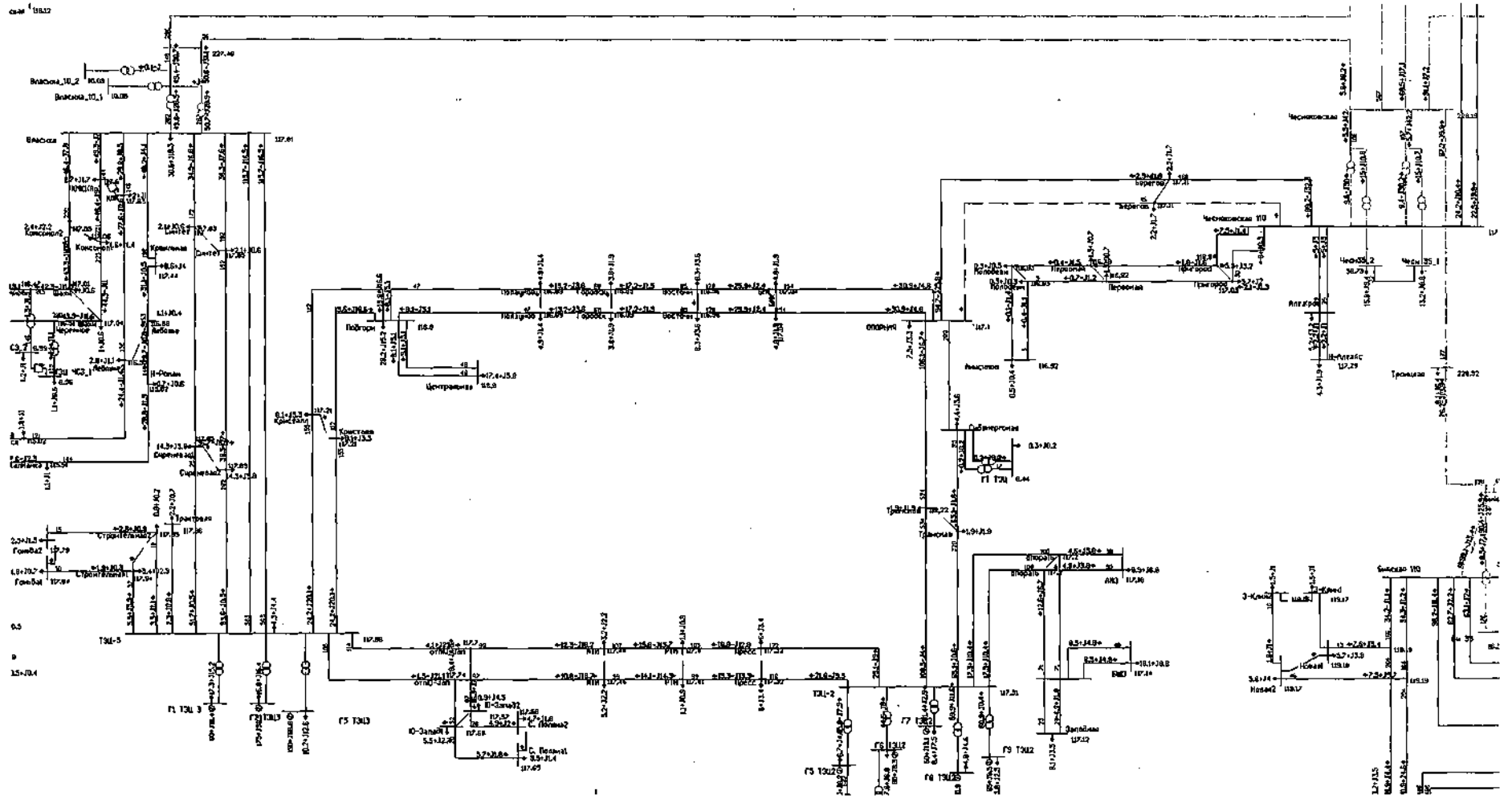
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТО-101.



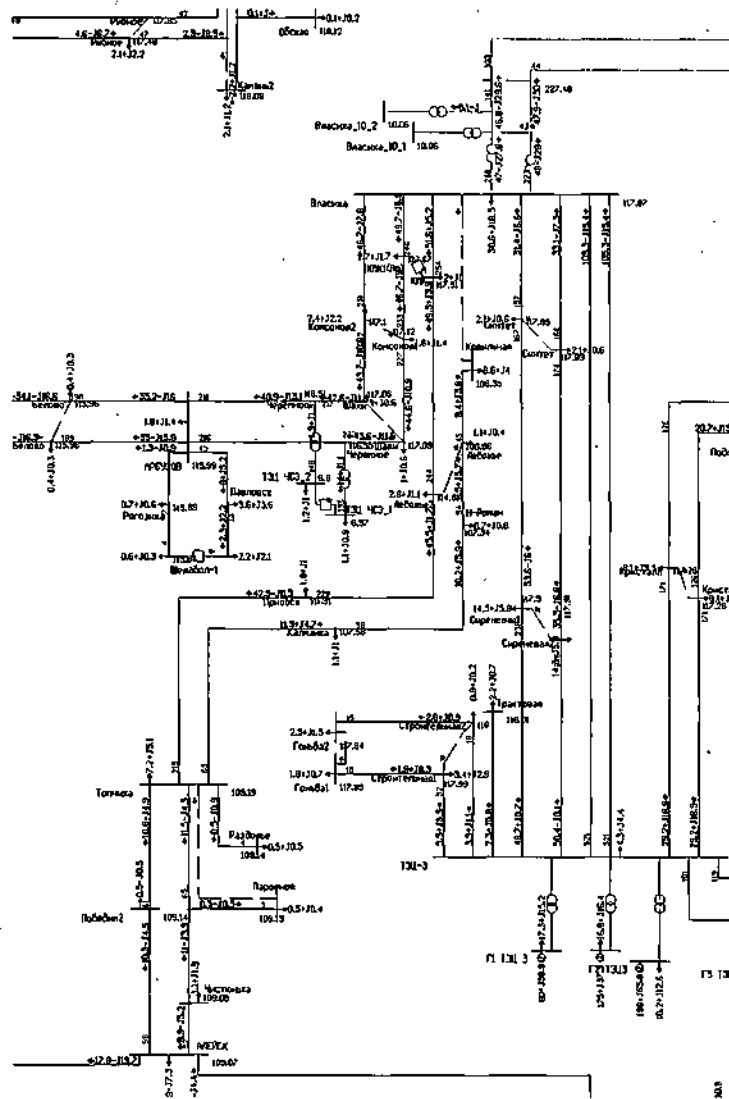
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТС-100.



Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОЧ-92.

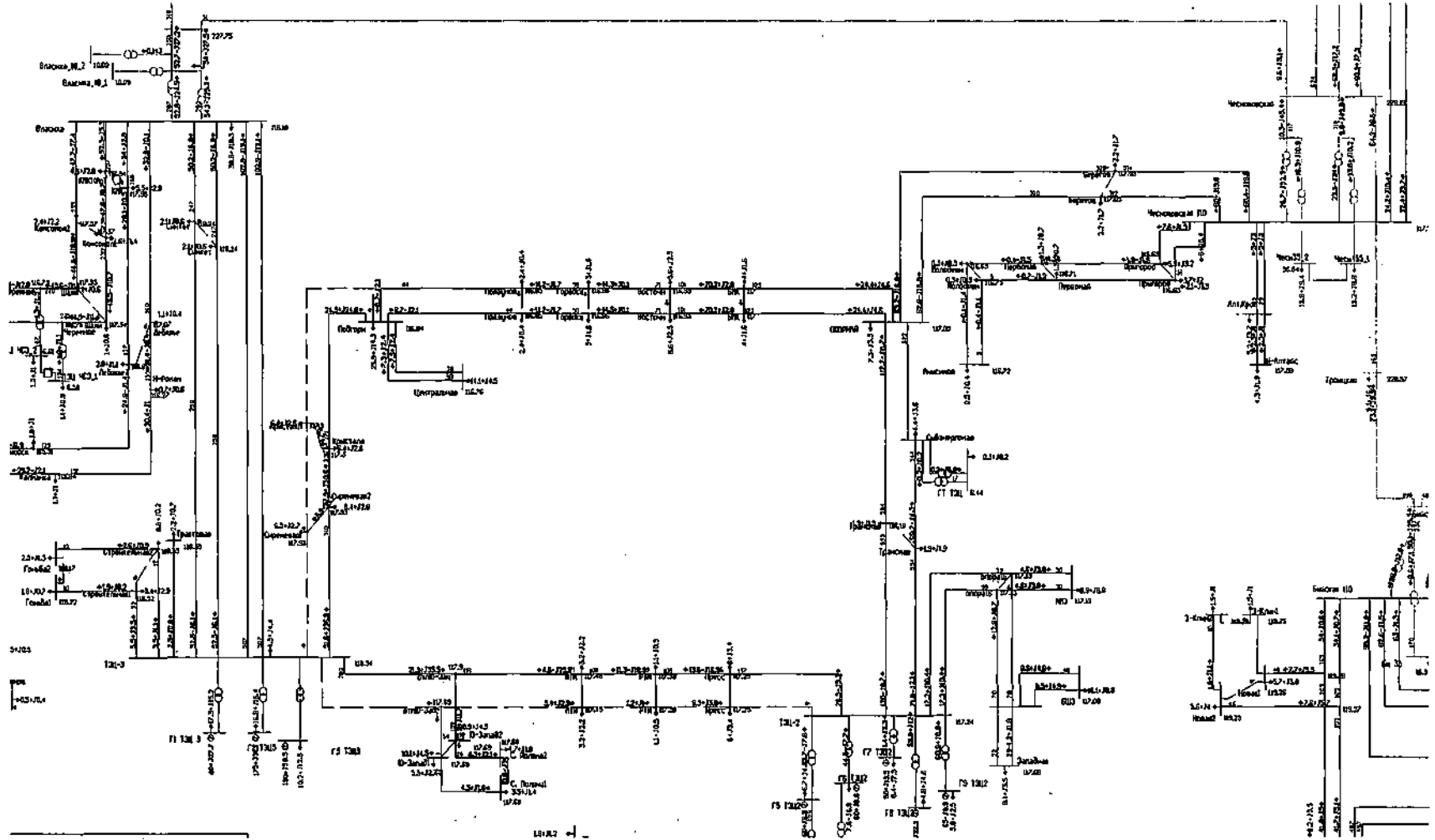


Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ВТ-111.



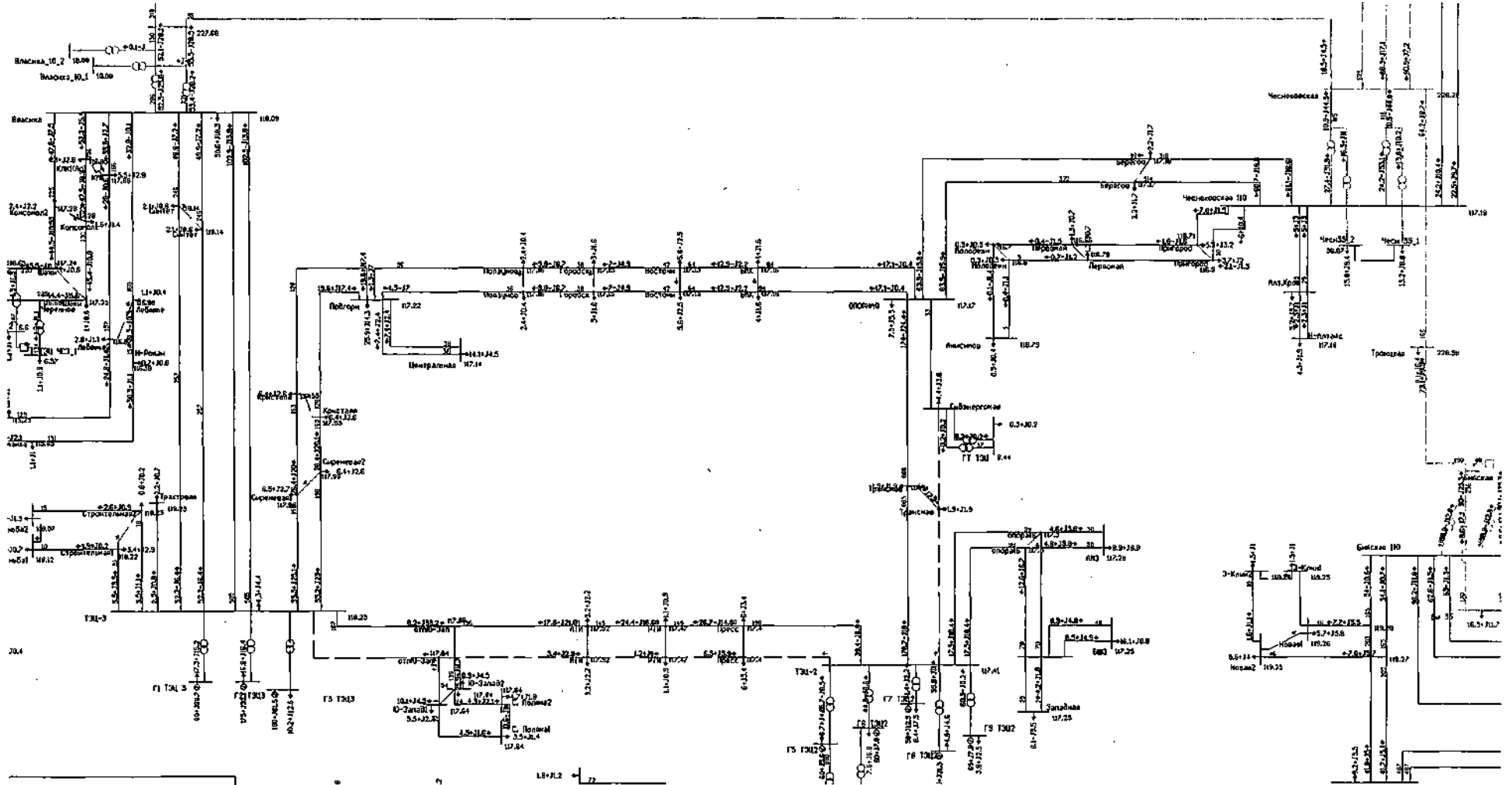
Приложение № 76

Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



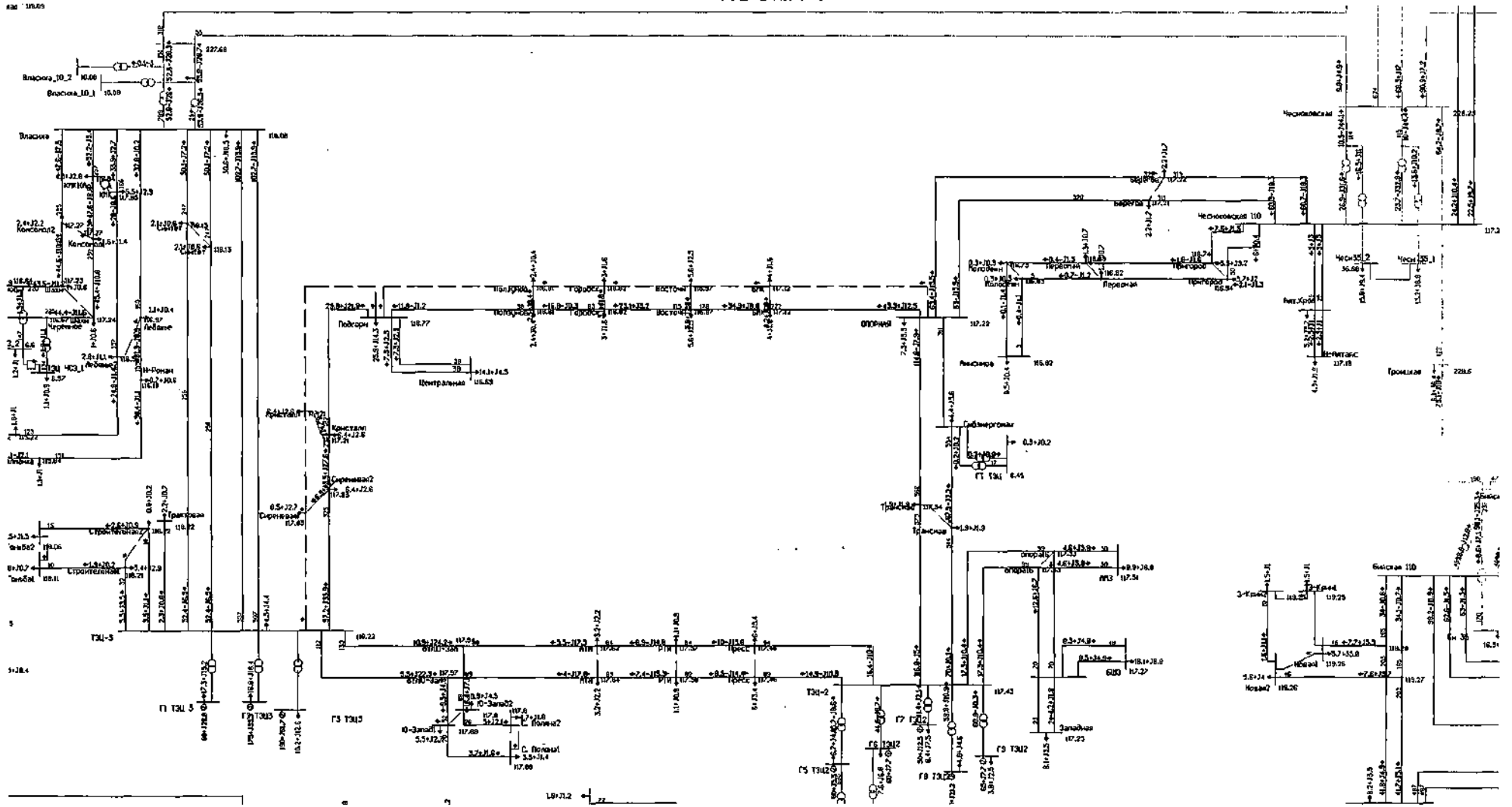
Приложение № 77

Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.

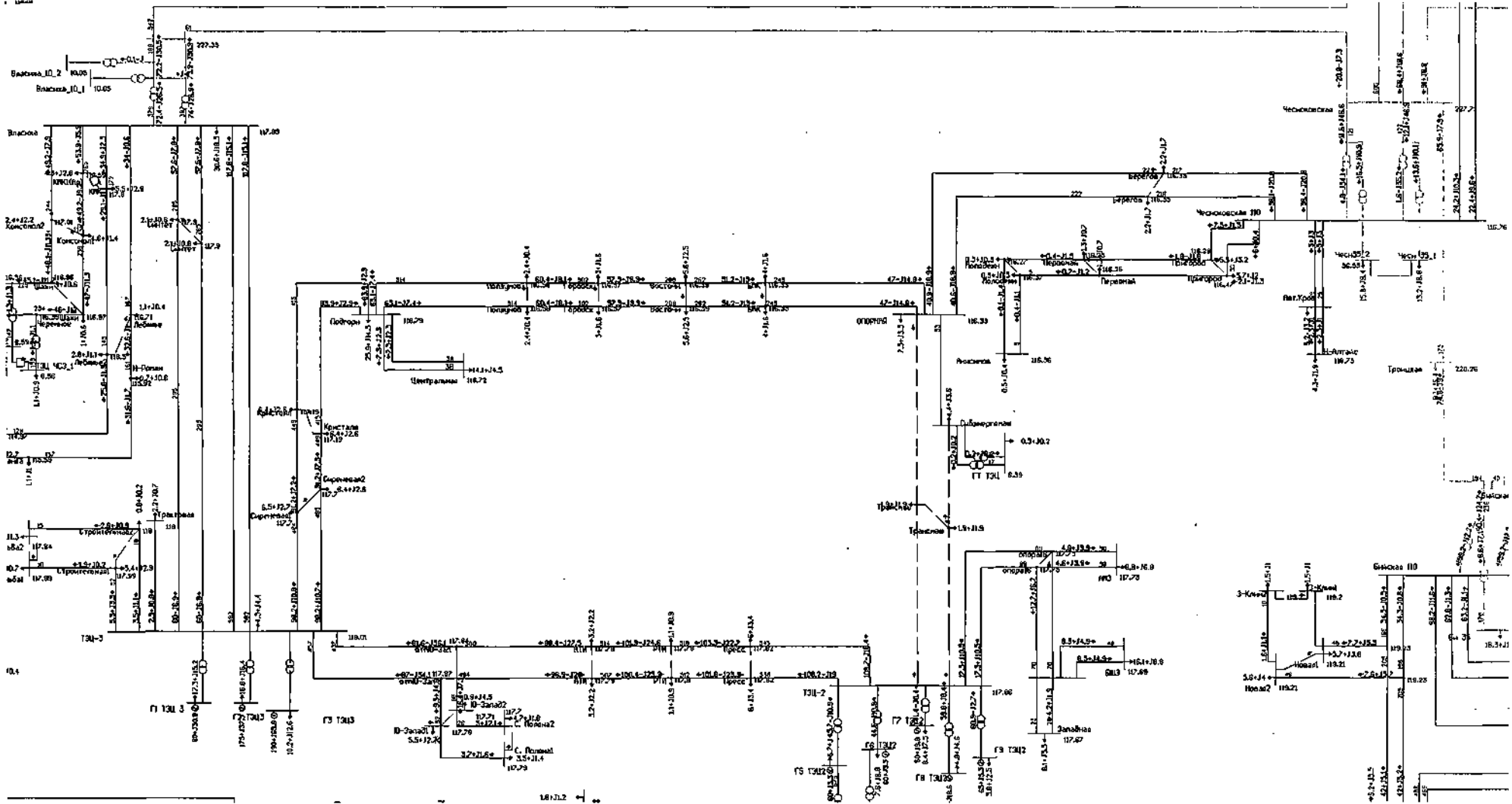


Приложение № 78

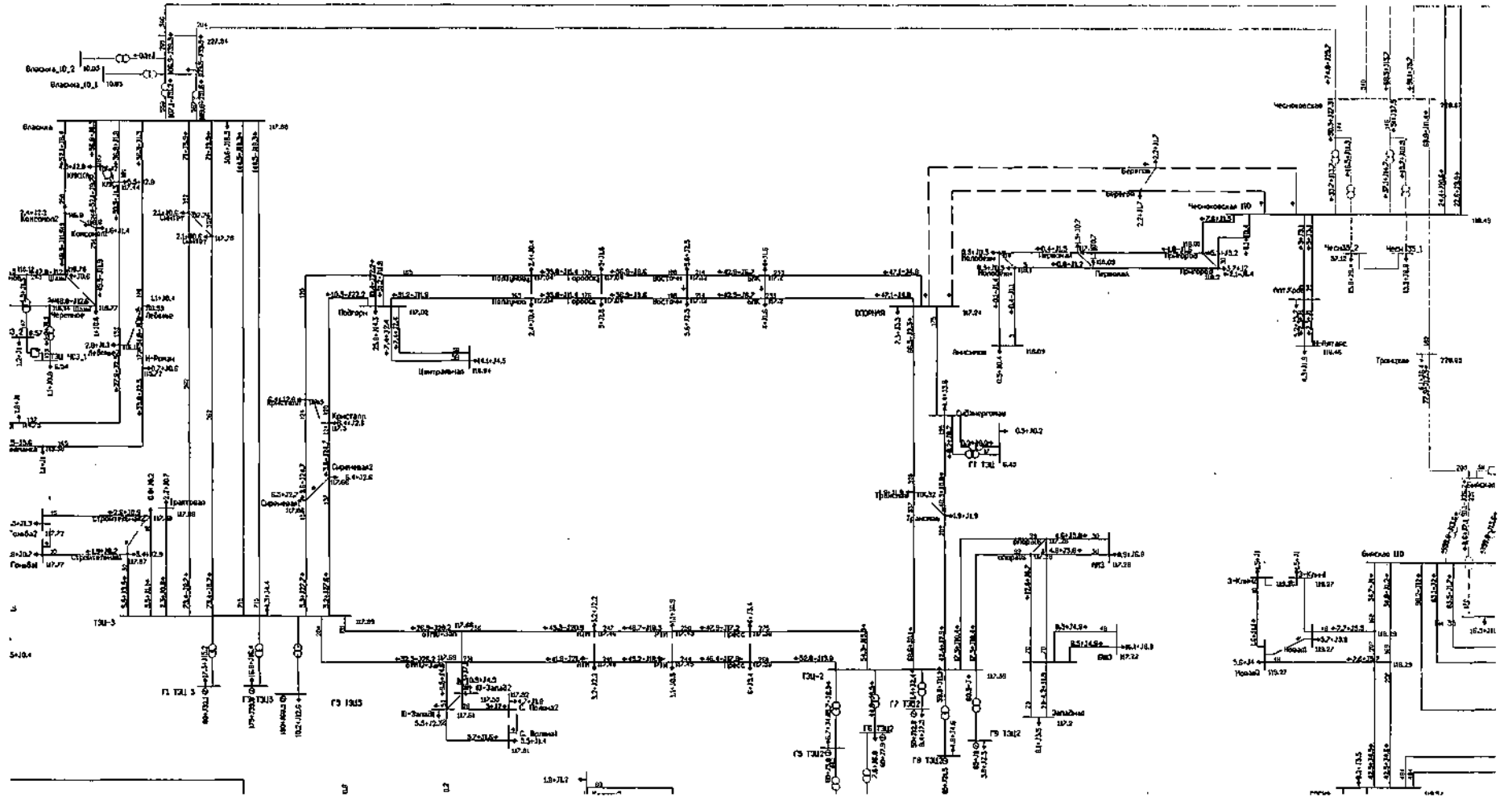
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



Приложение № 79
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

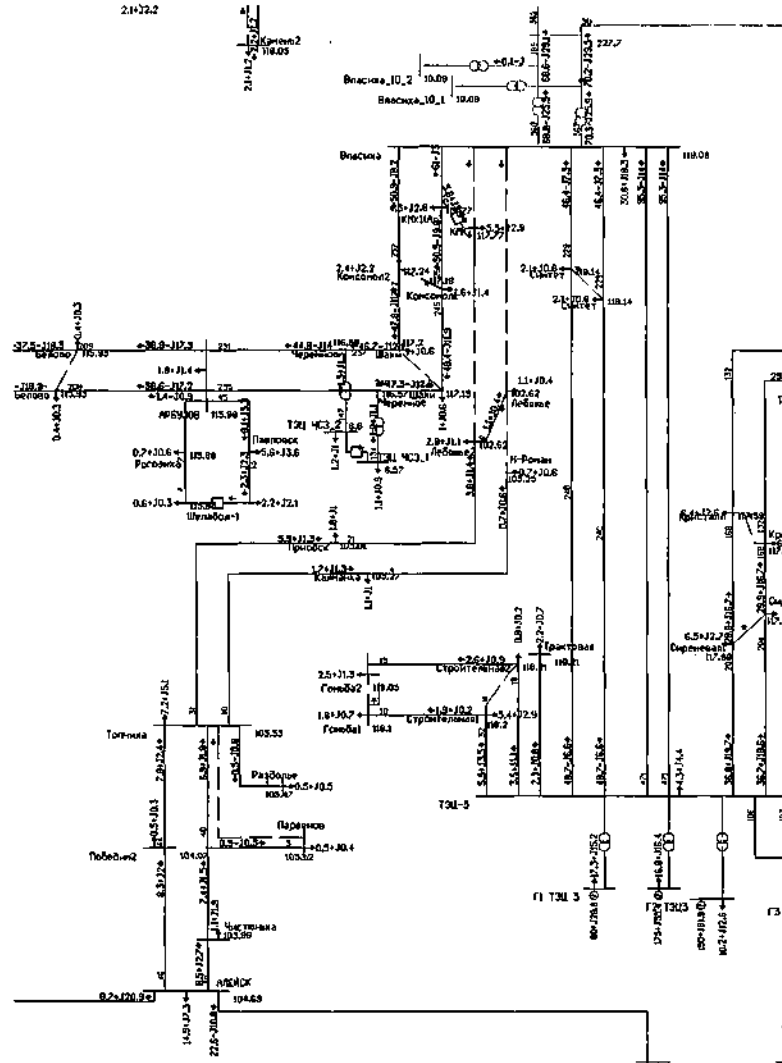


Приложение № 80
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

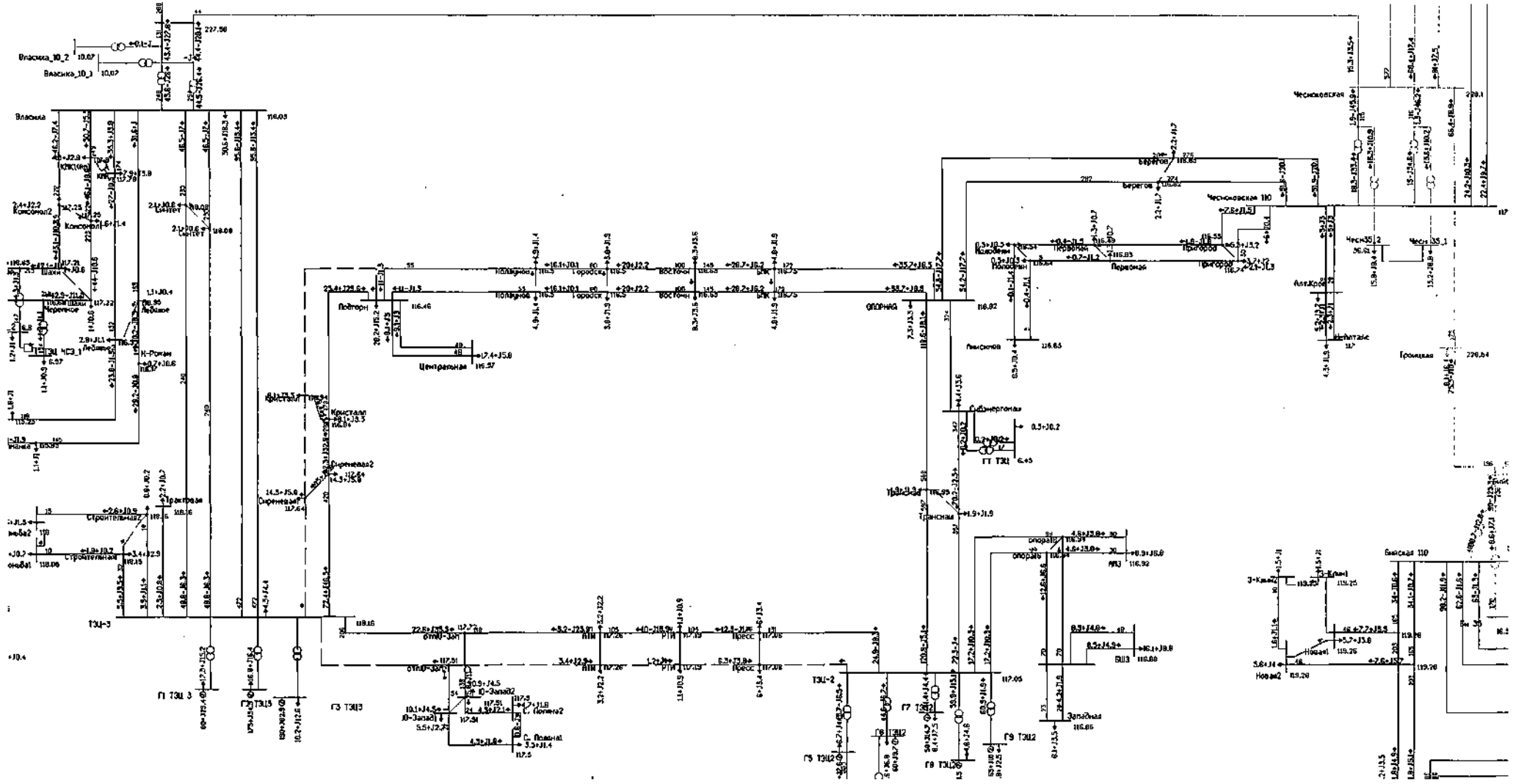


Приложение № 81

Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

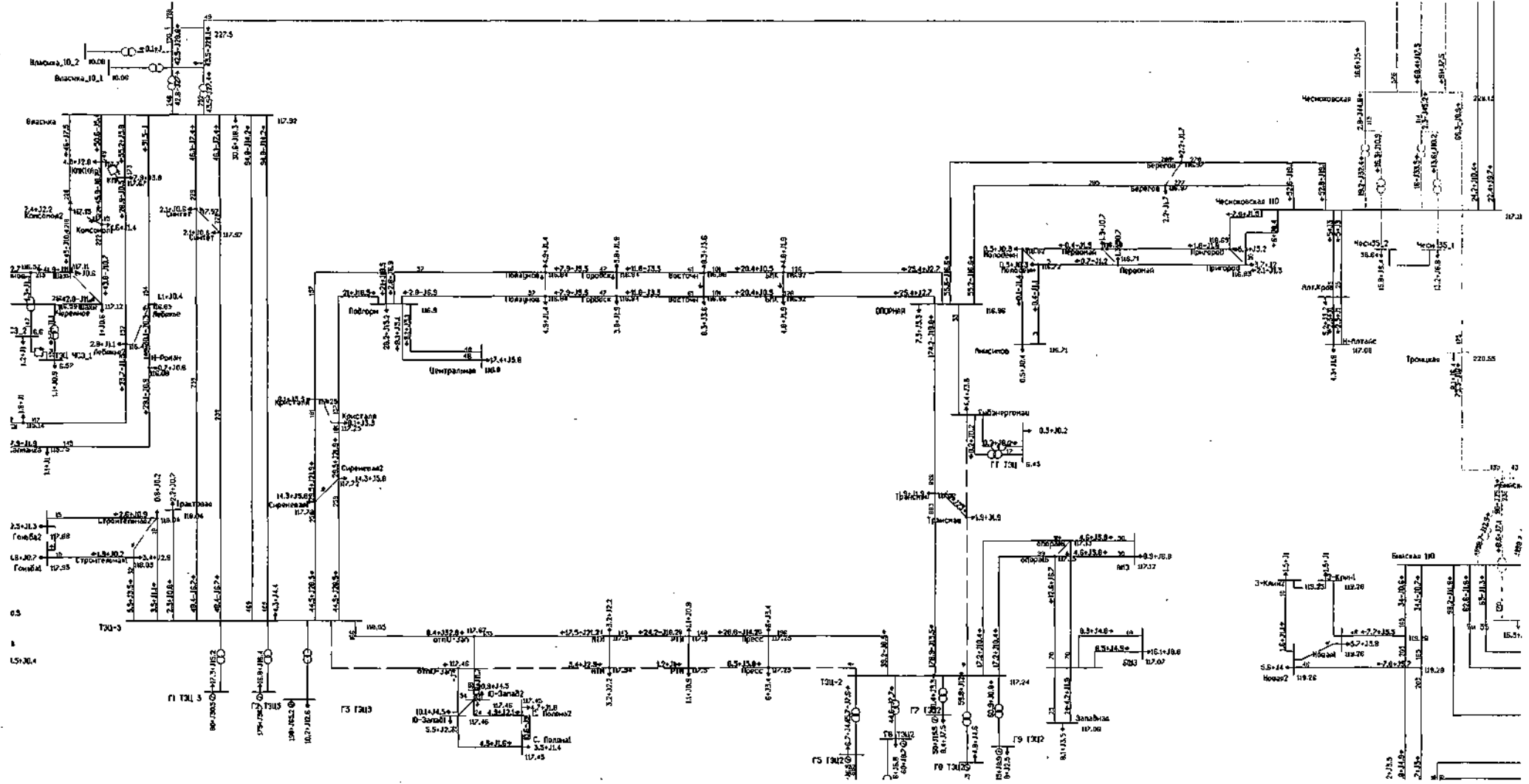


Приложение № 82
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



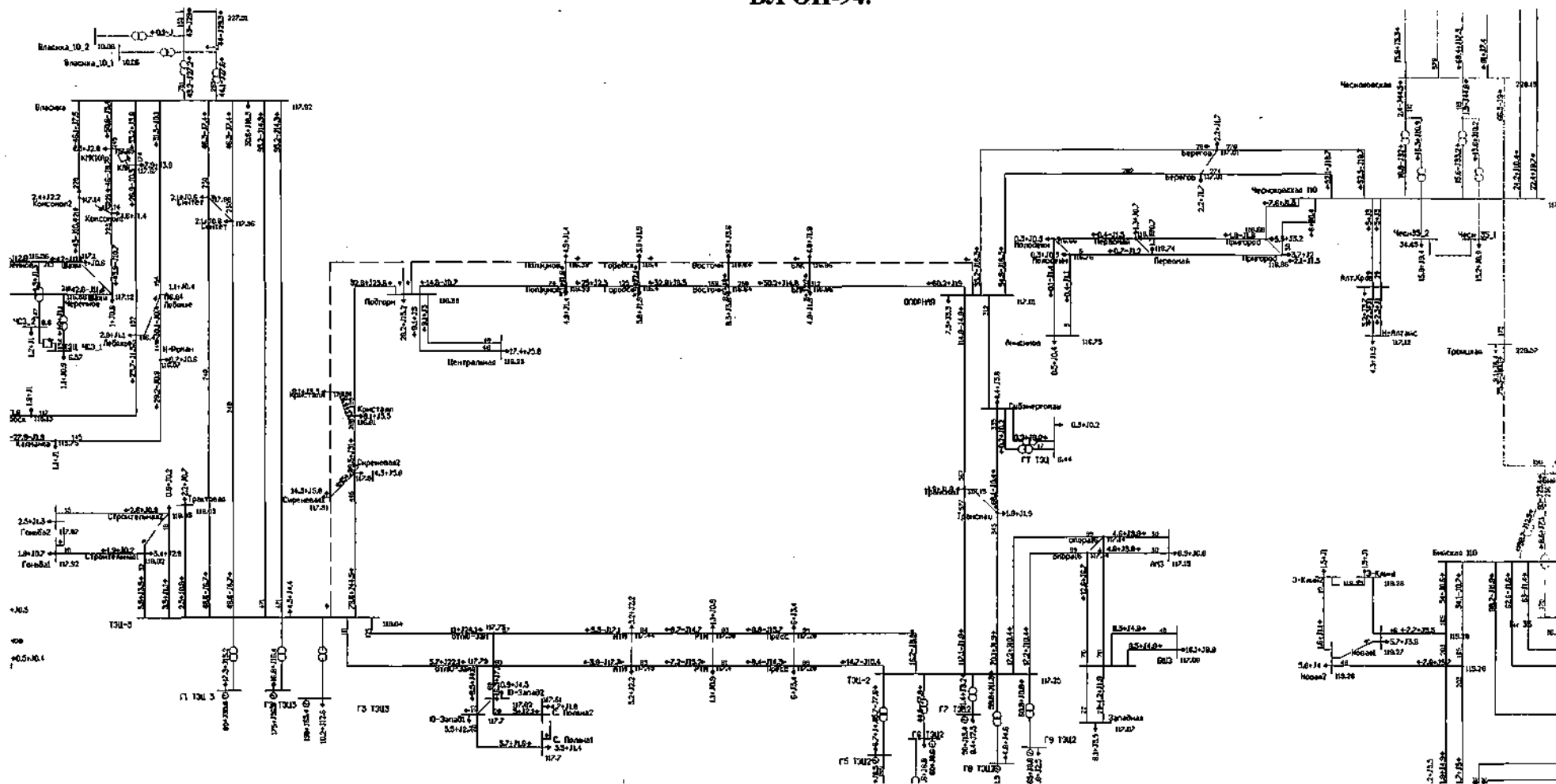
Приложение № 83

Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



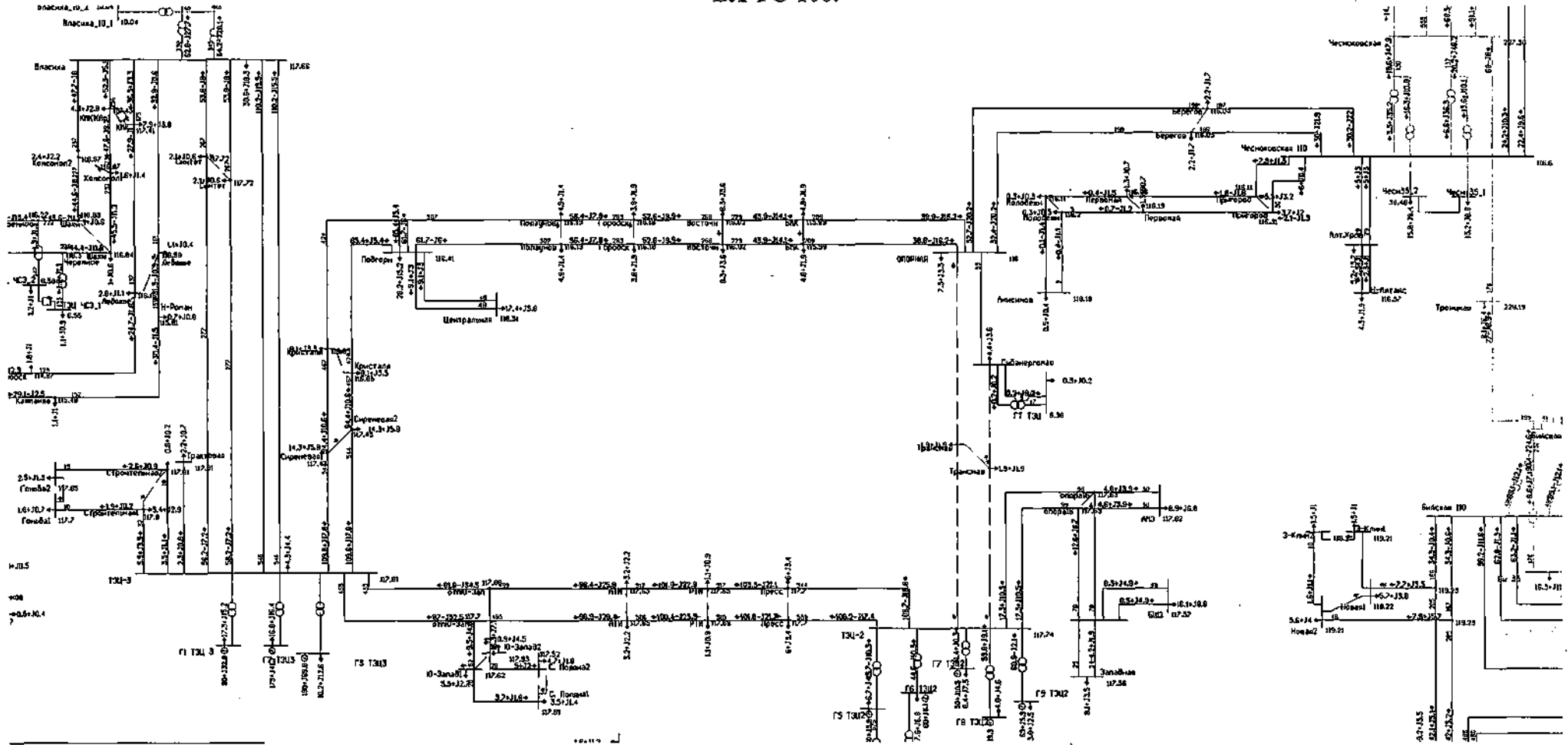
Приложение № 84

Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

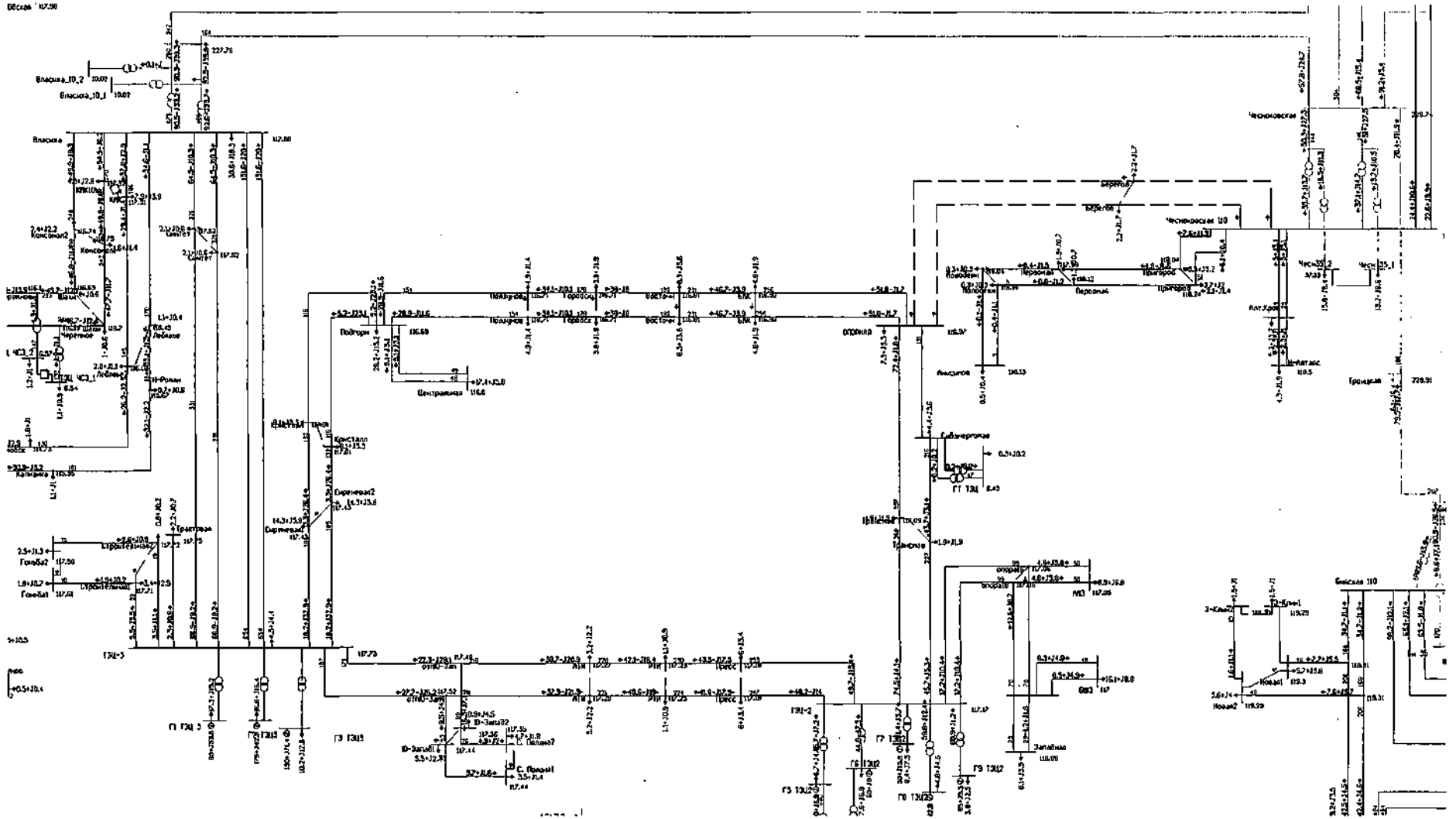


Приложение № 85

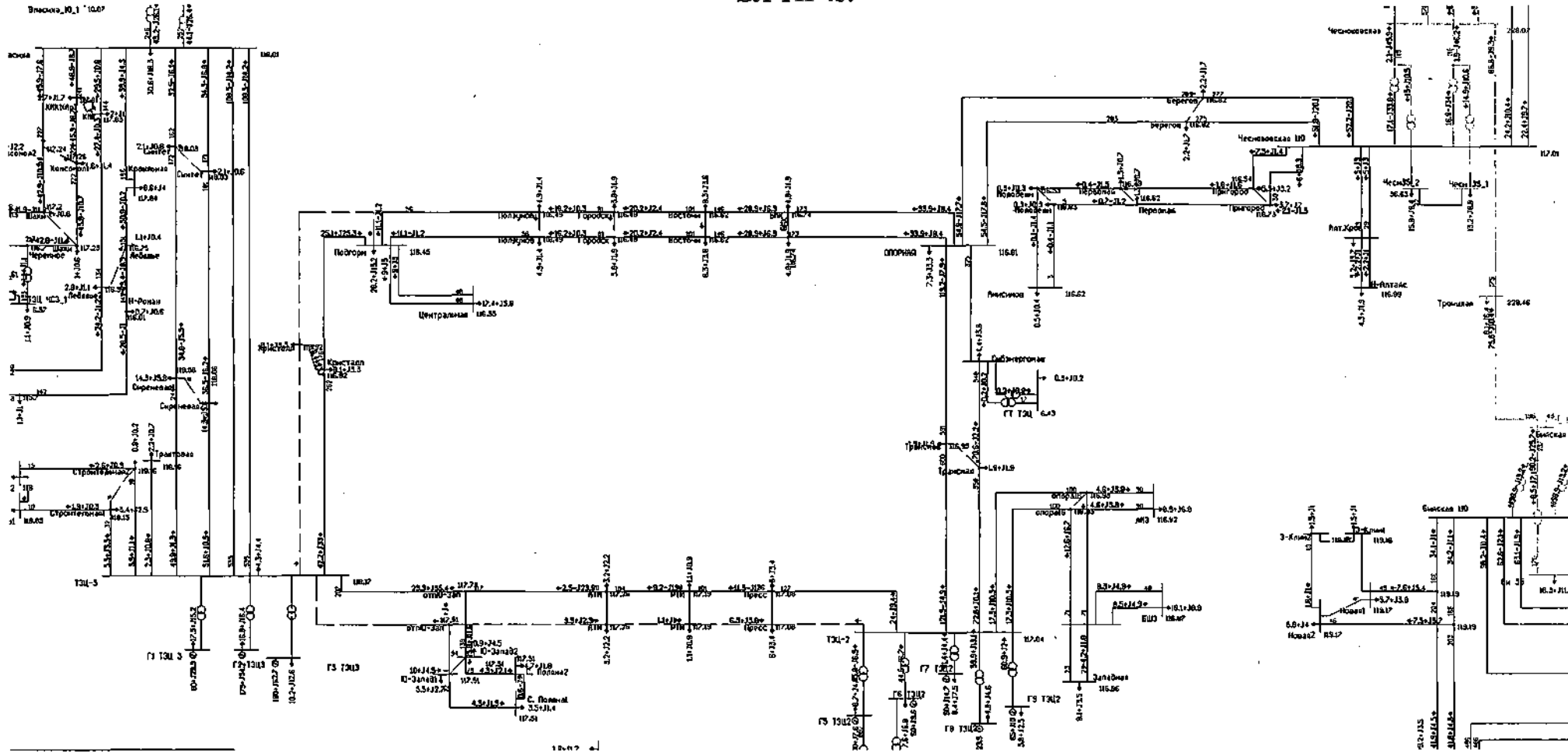
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



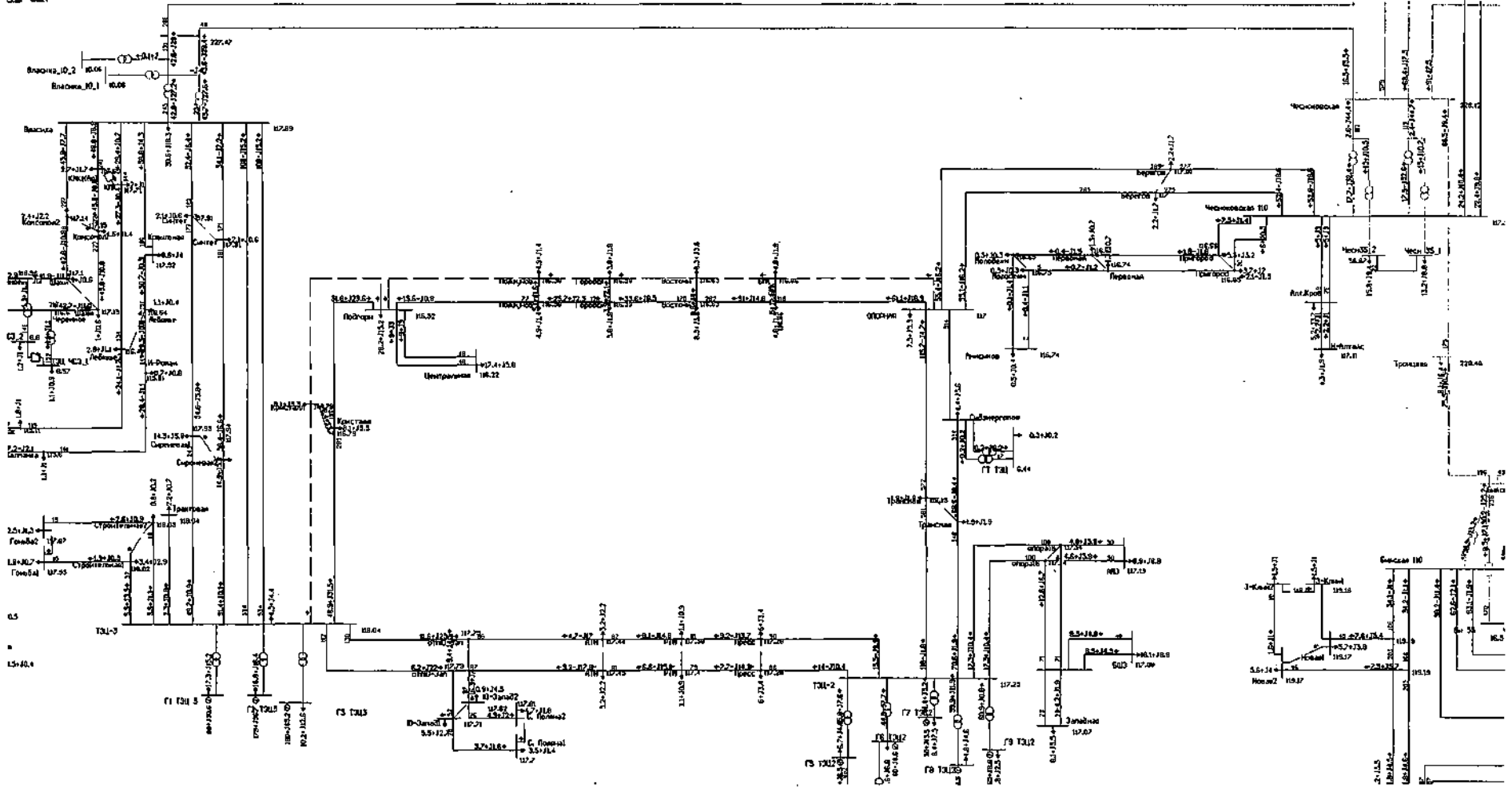
Приложение № 86
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



Приложение № 88
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.

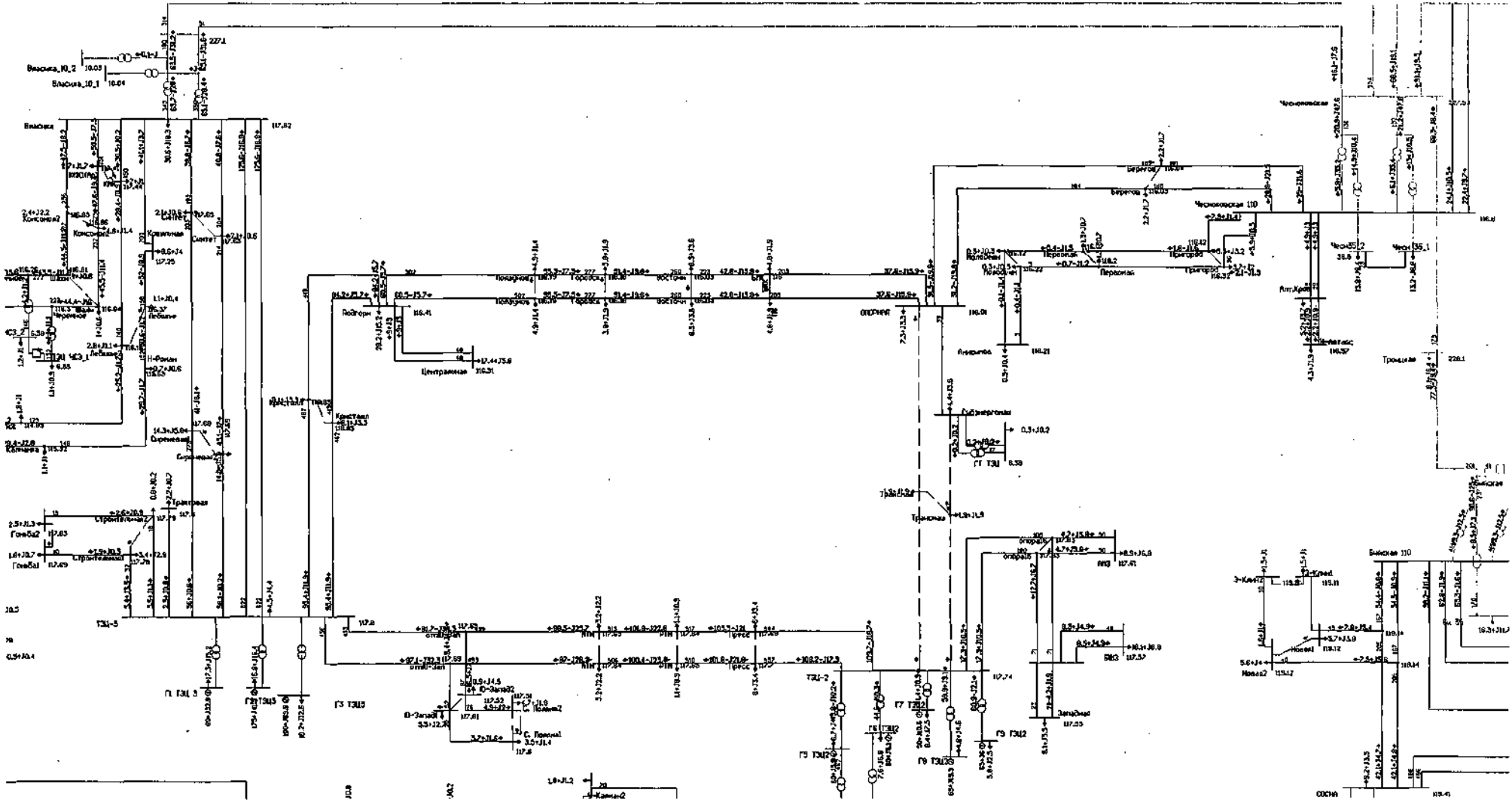


Приложение № 90
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

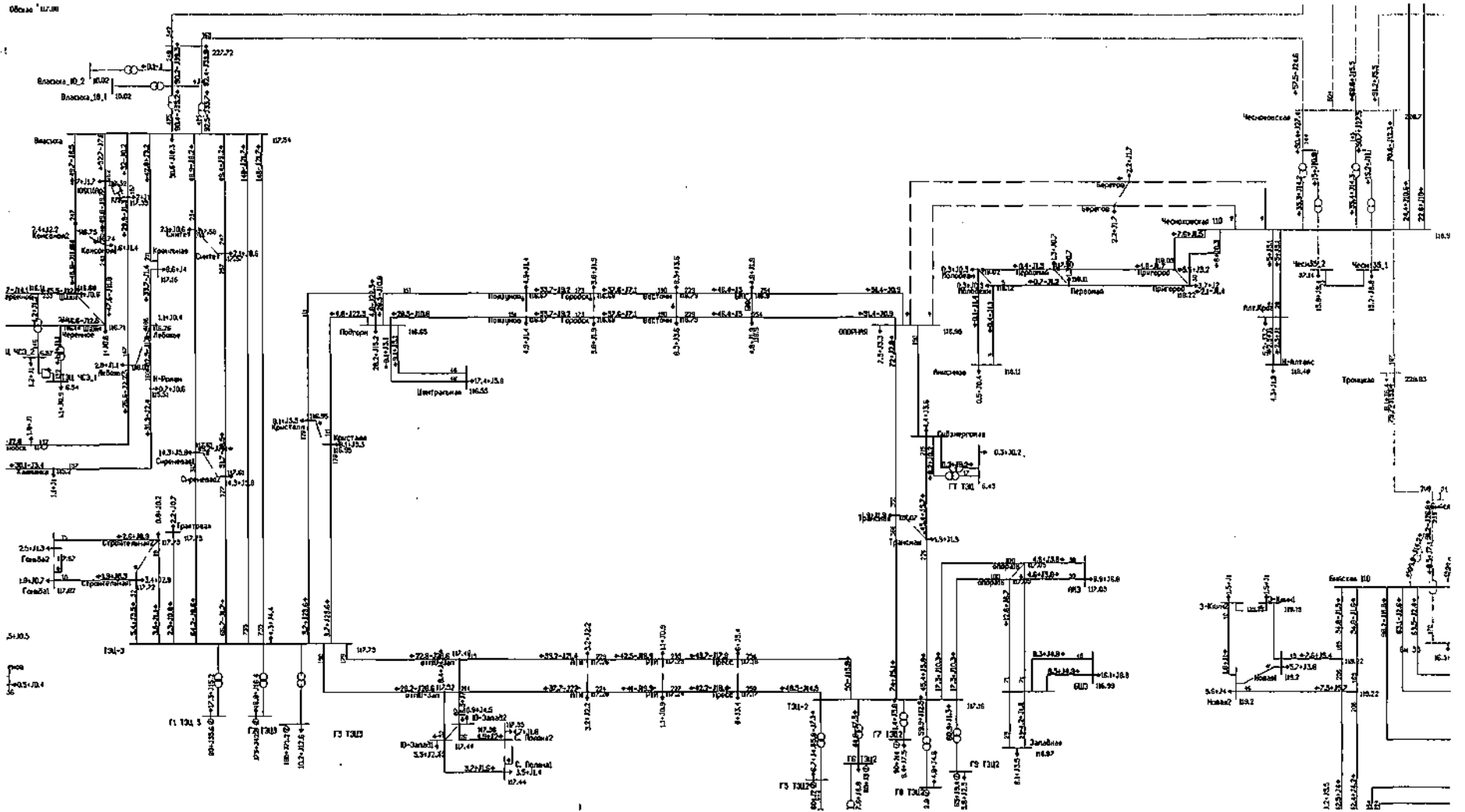


Приложение № 91

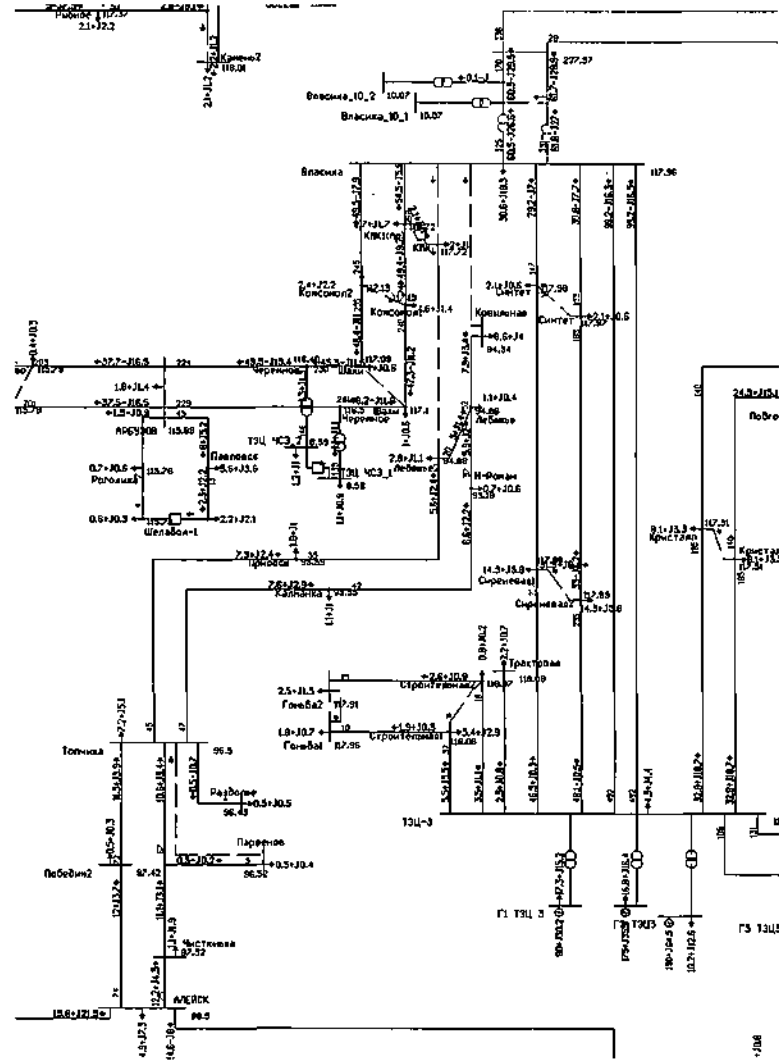
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



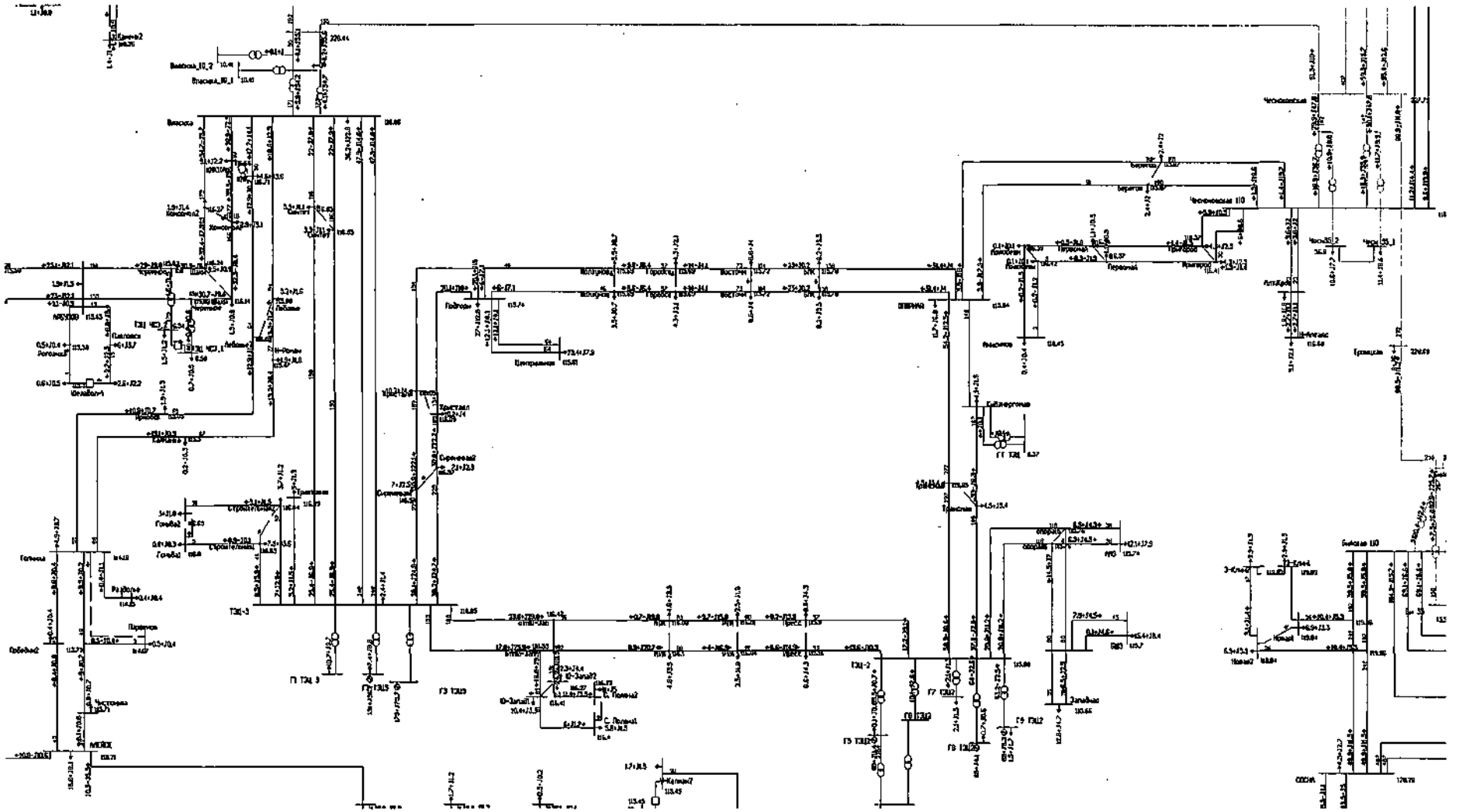
Приложение № 92
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



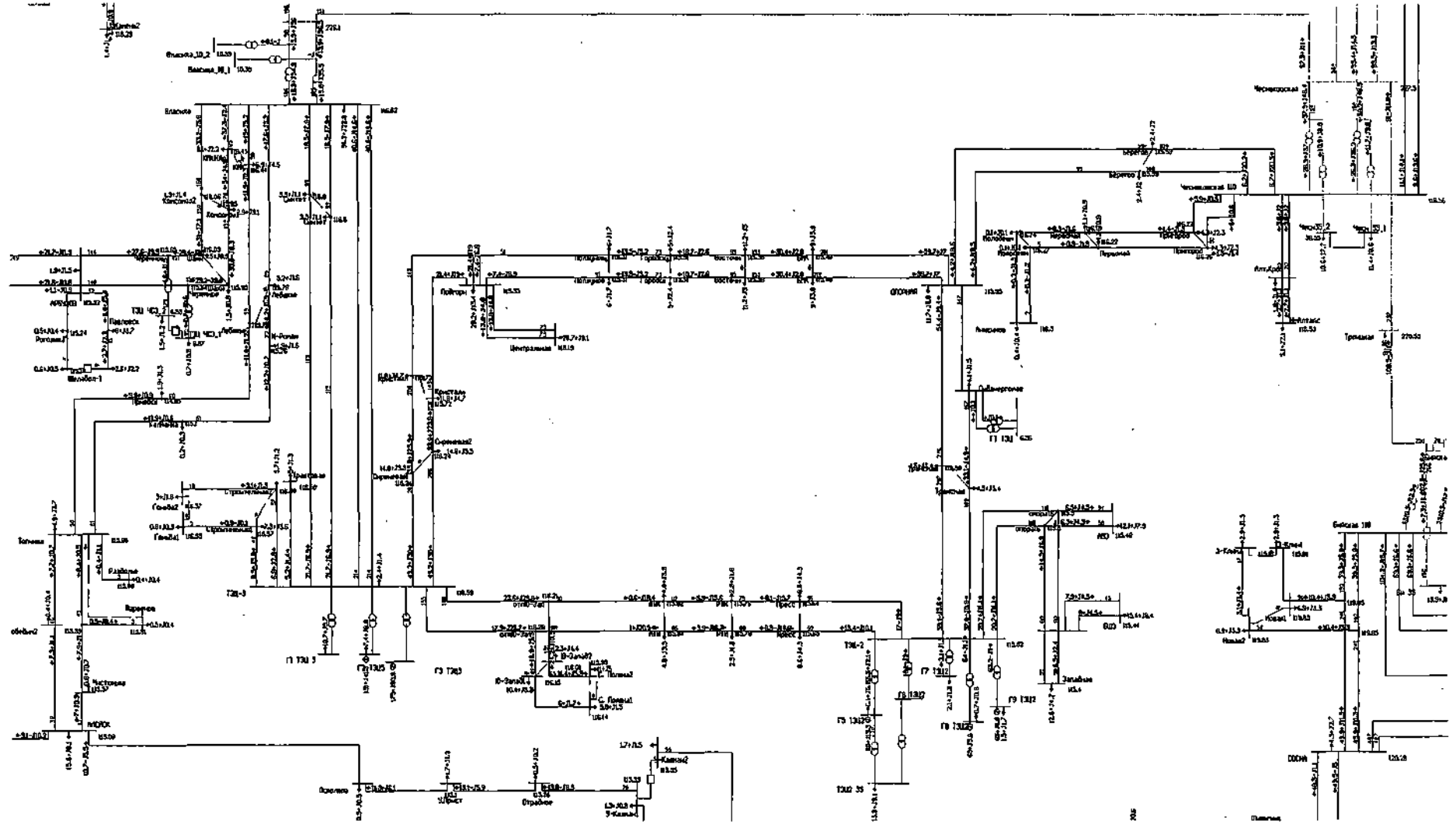
Приложение № 93
Зимний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.



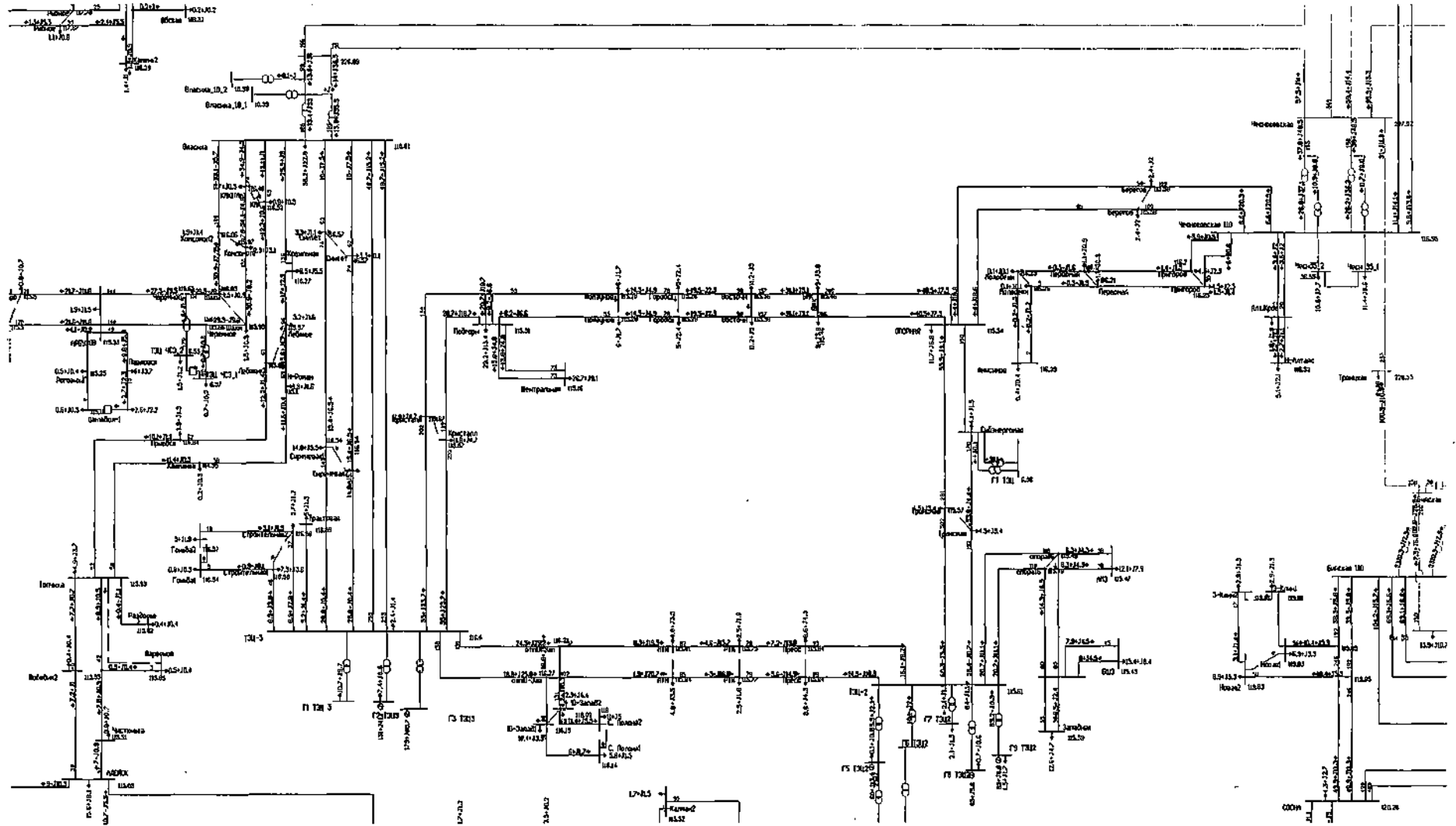
Нормальная схема летнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 1.



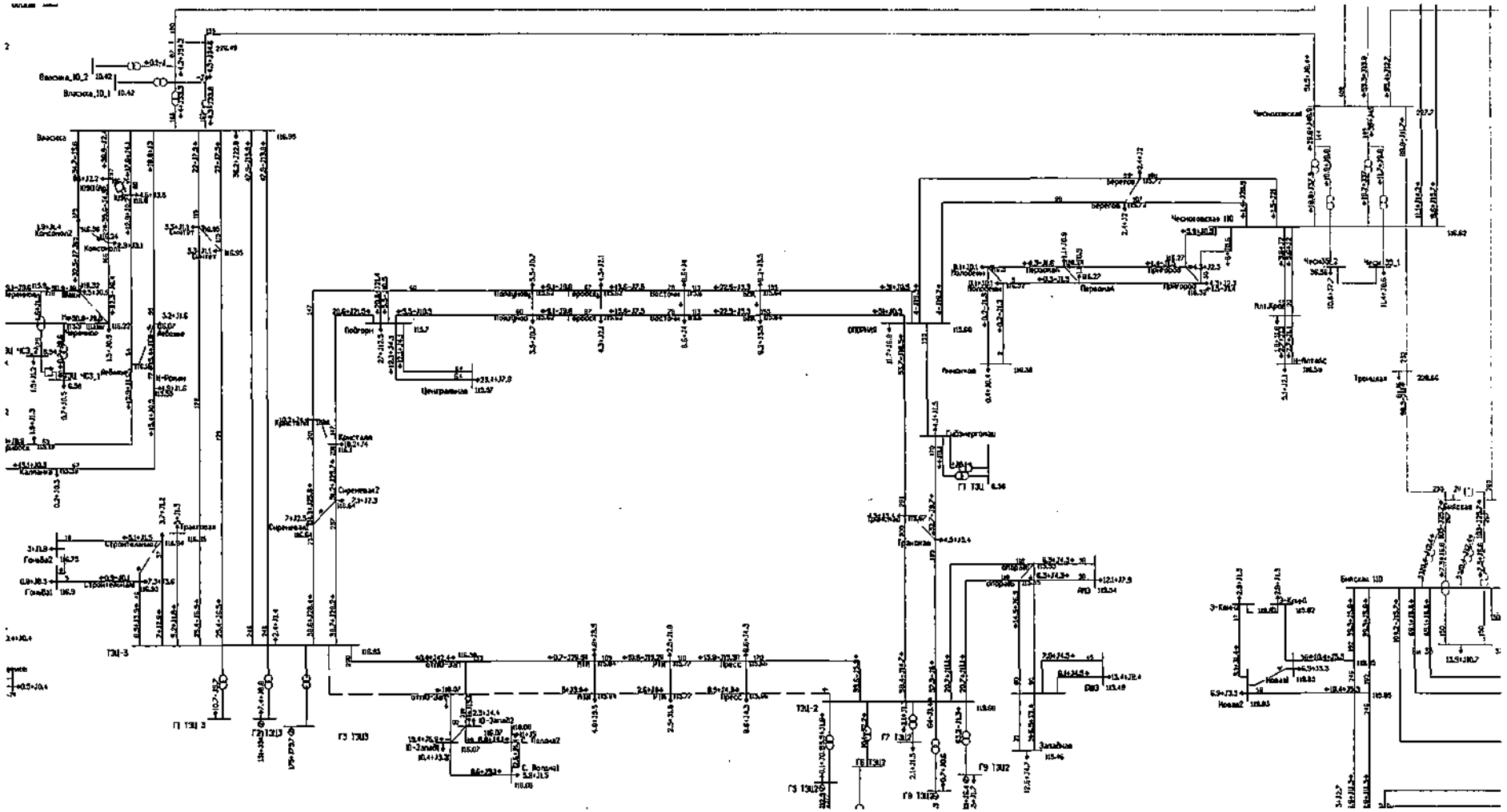
Нормальная схема летнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 2.



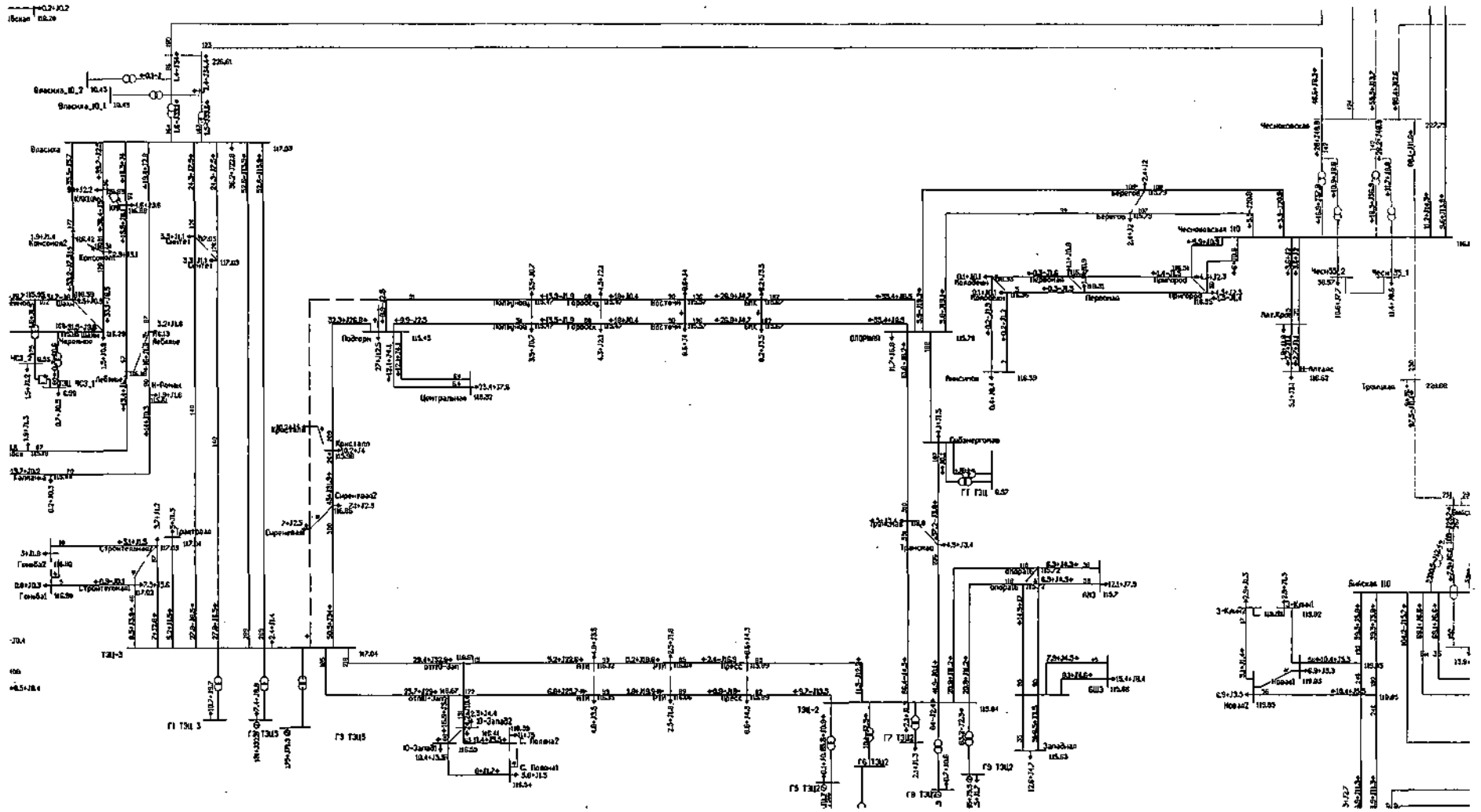
Нормальная схема летнего максимума нагрузок 2020 год. Вариант 3.



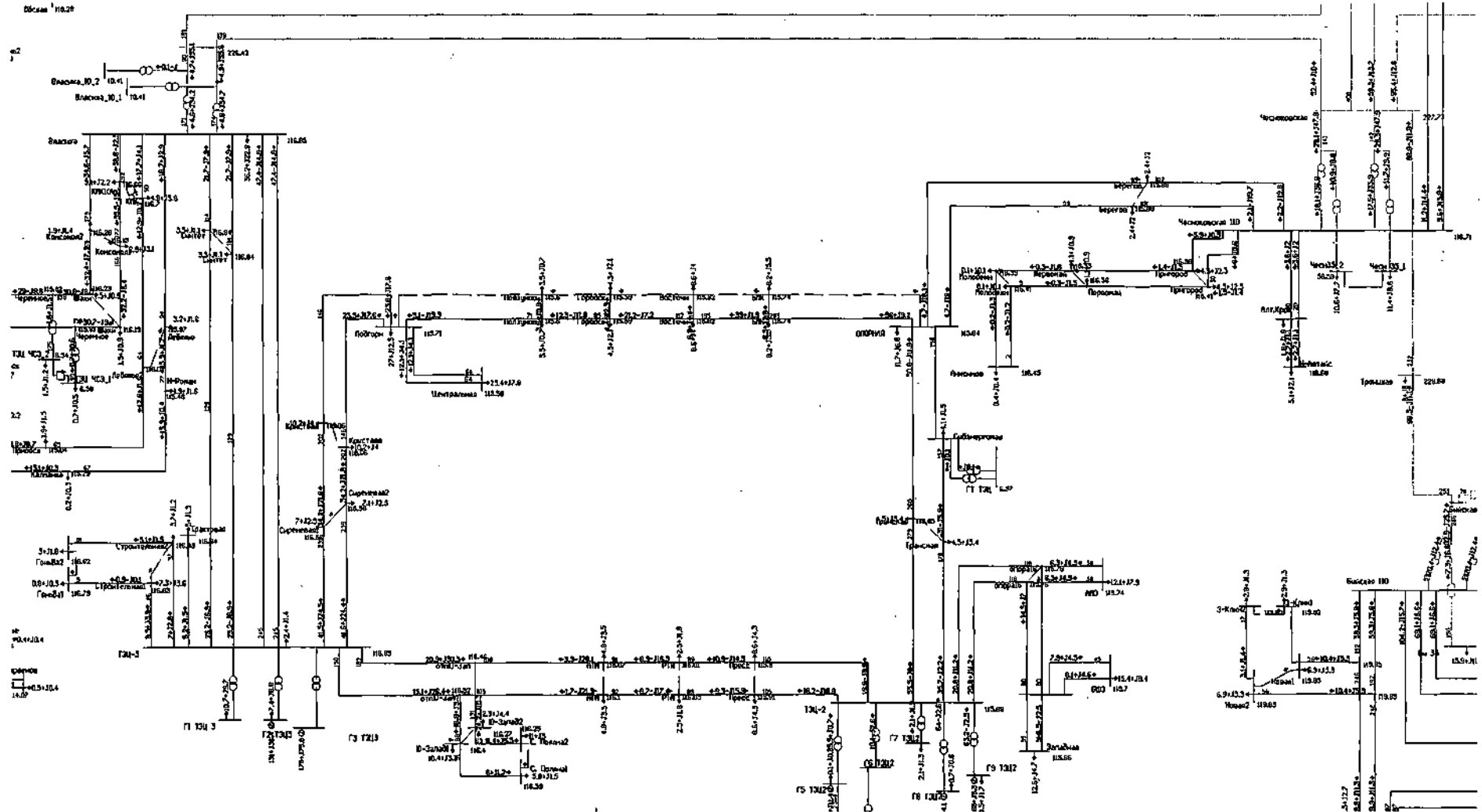
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТТ-121.



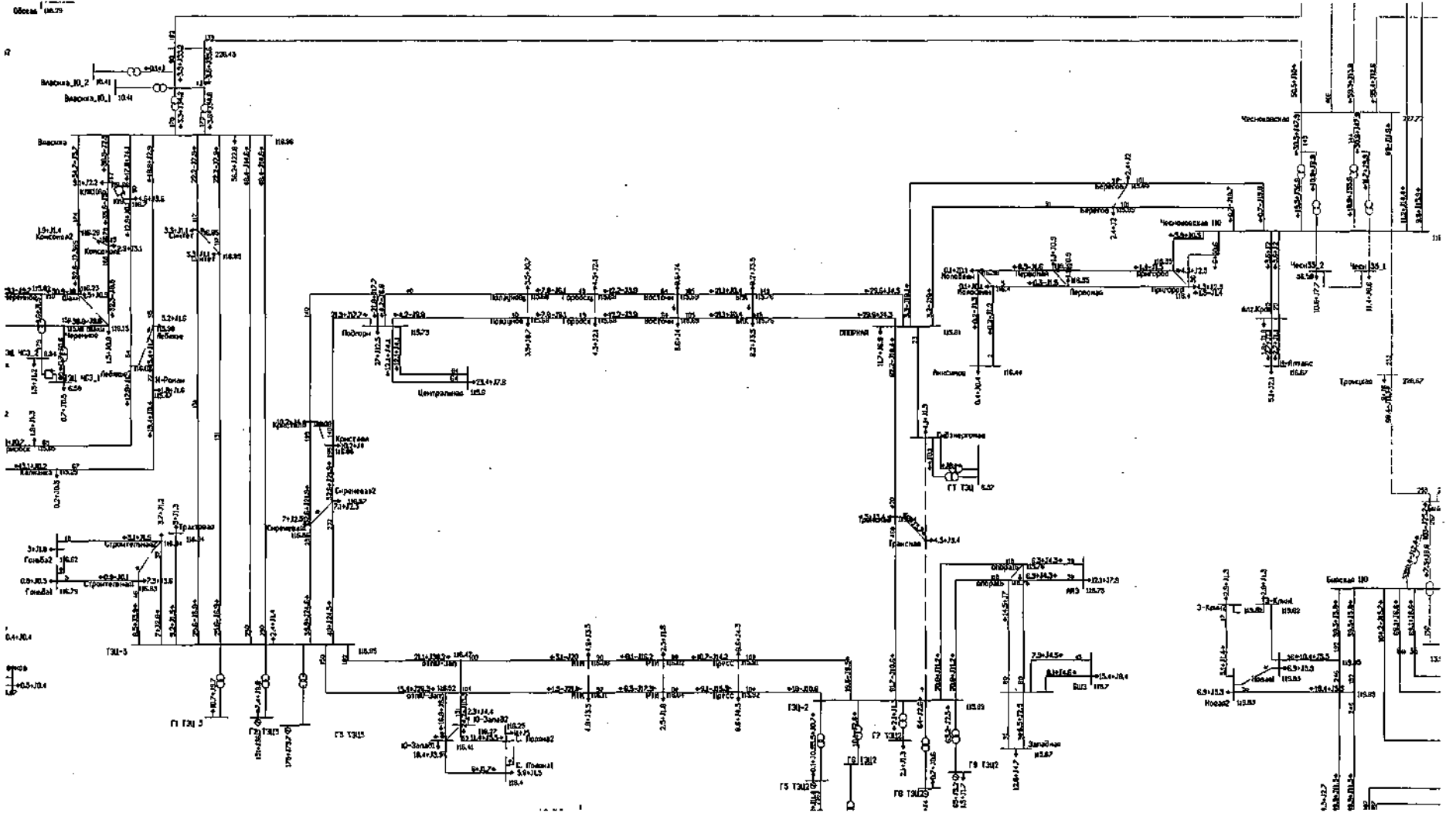
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТП-45.



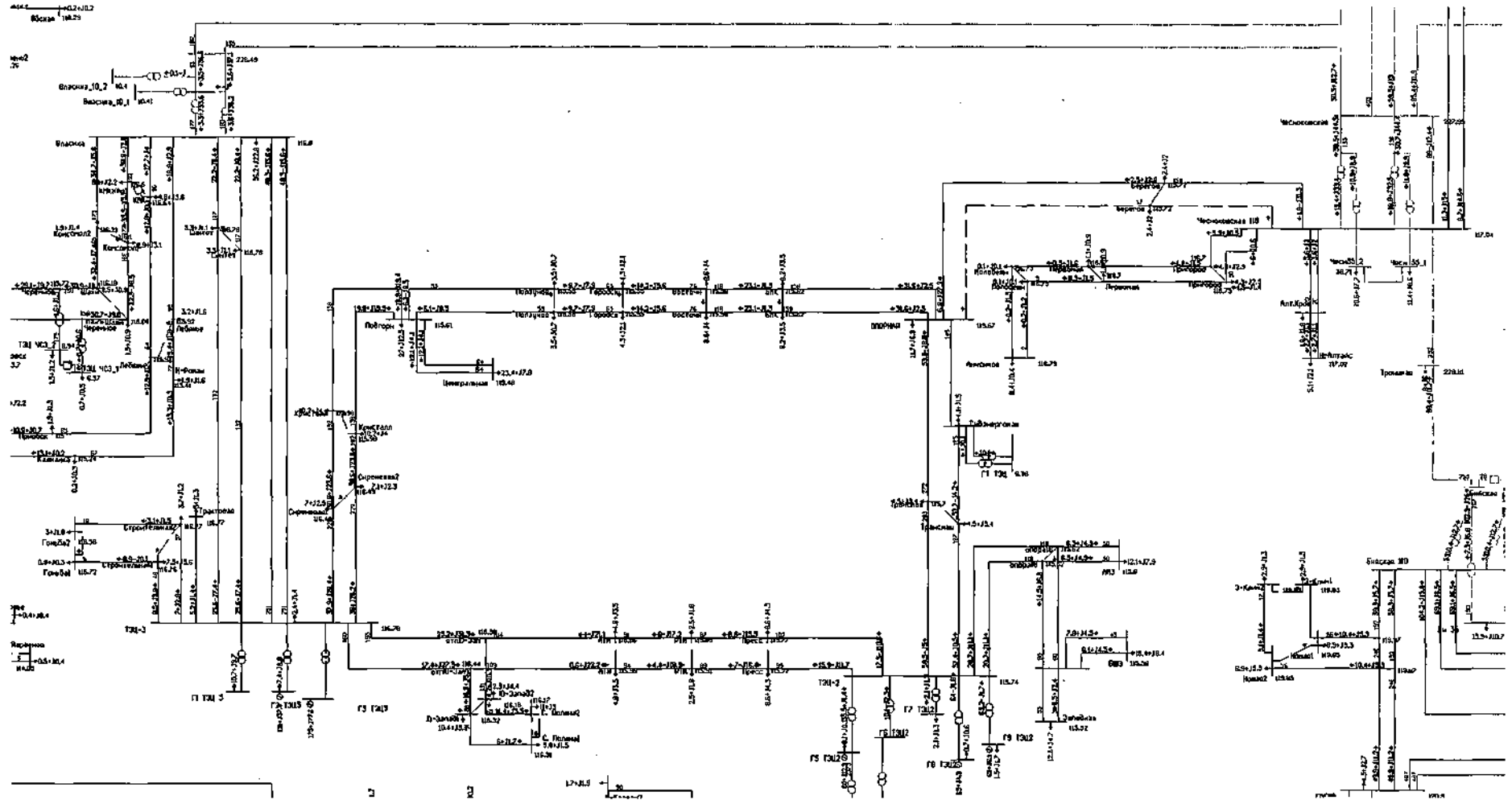
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОП-94.



Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТС-100.

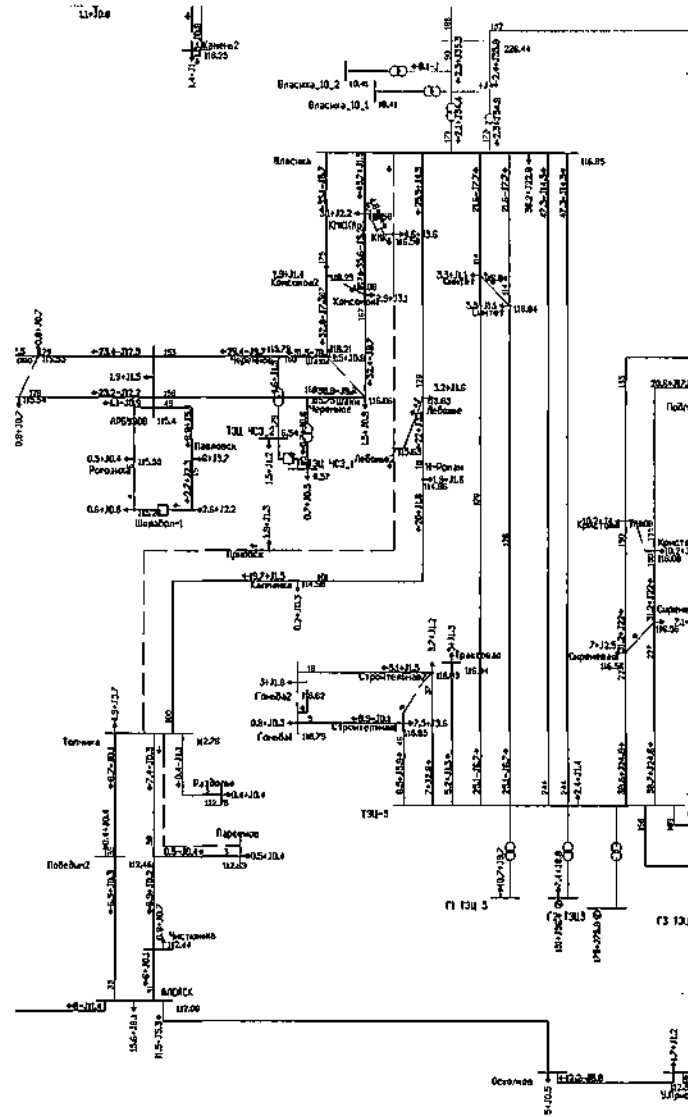


Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОЧ-92.

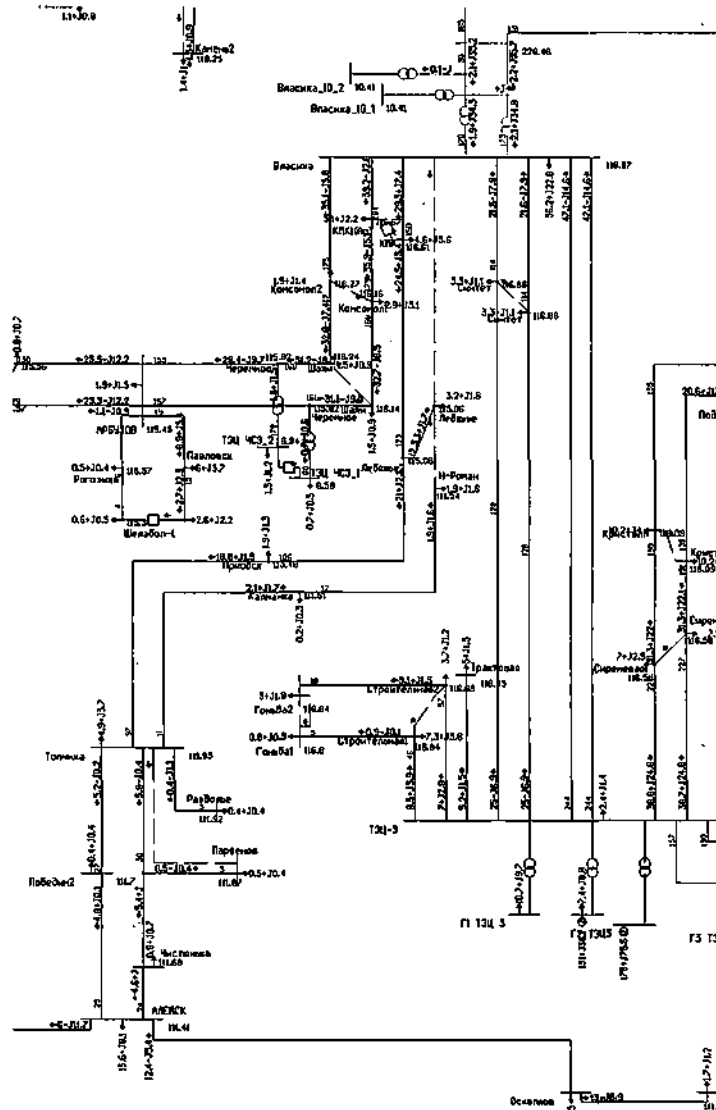


Приложение № 103

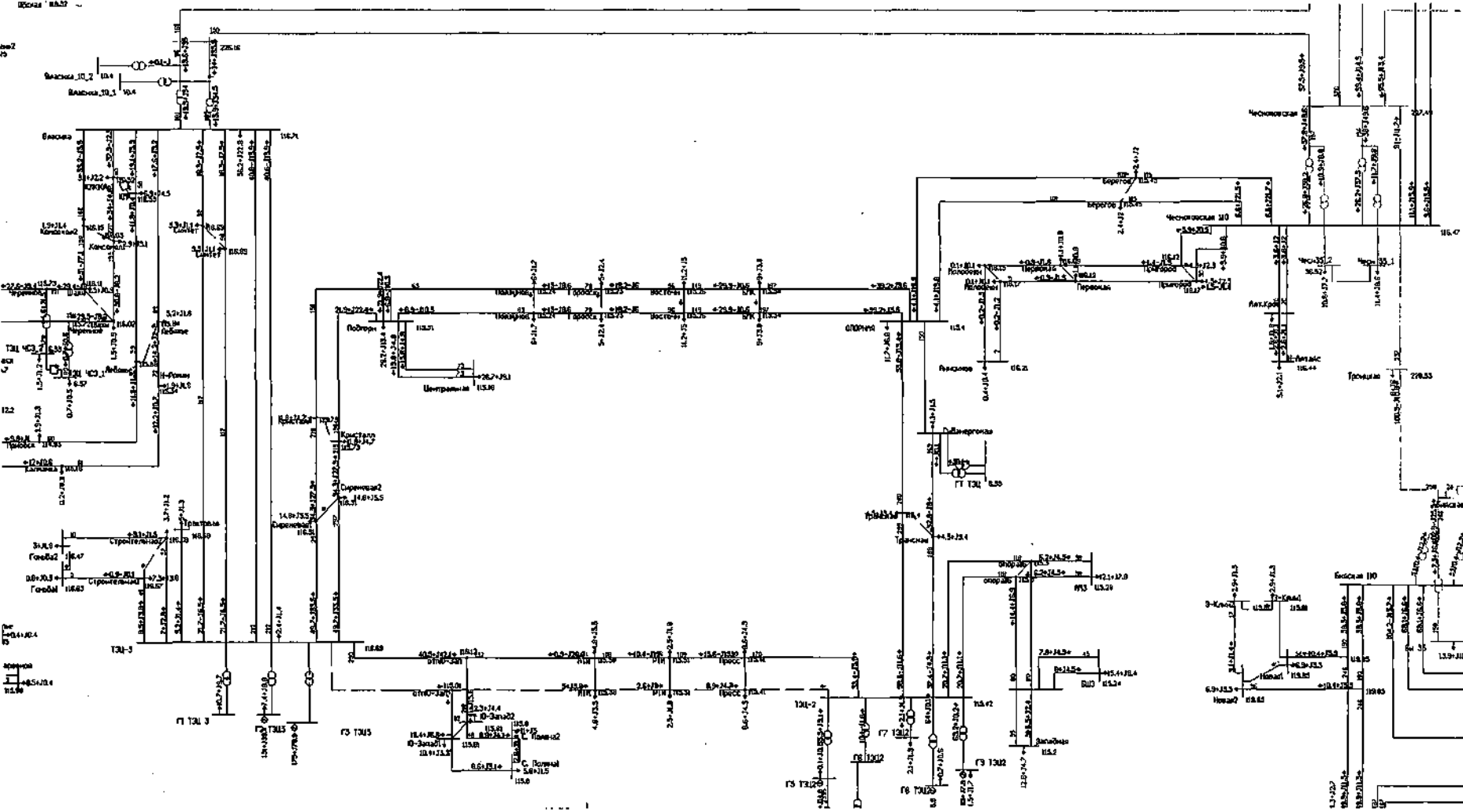
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВП-52.



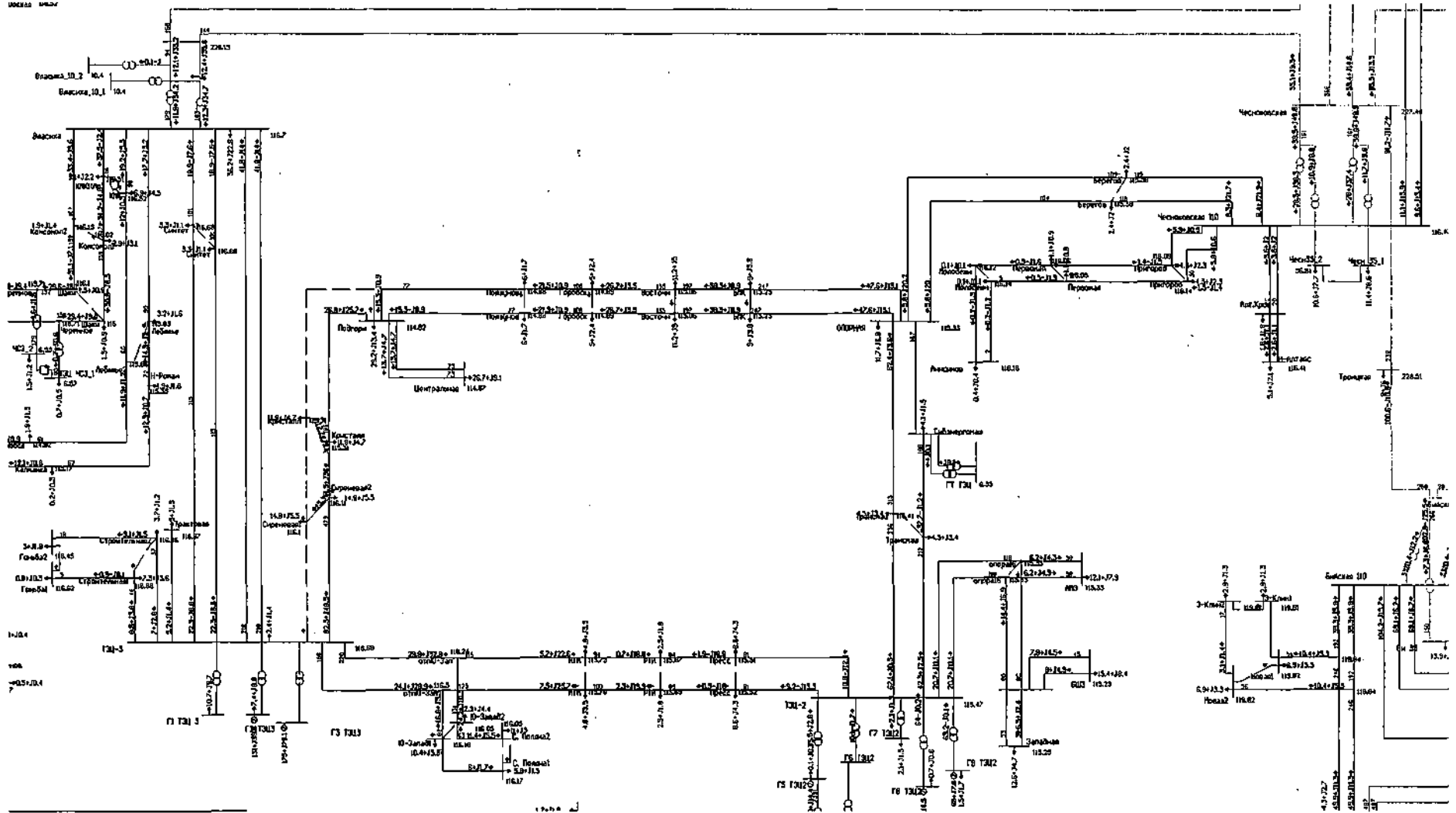
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВТ-111.



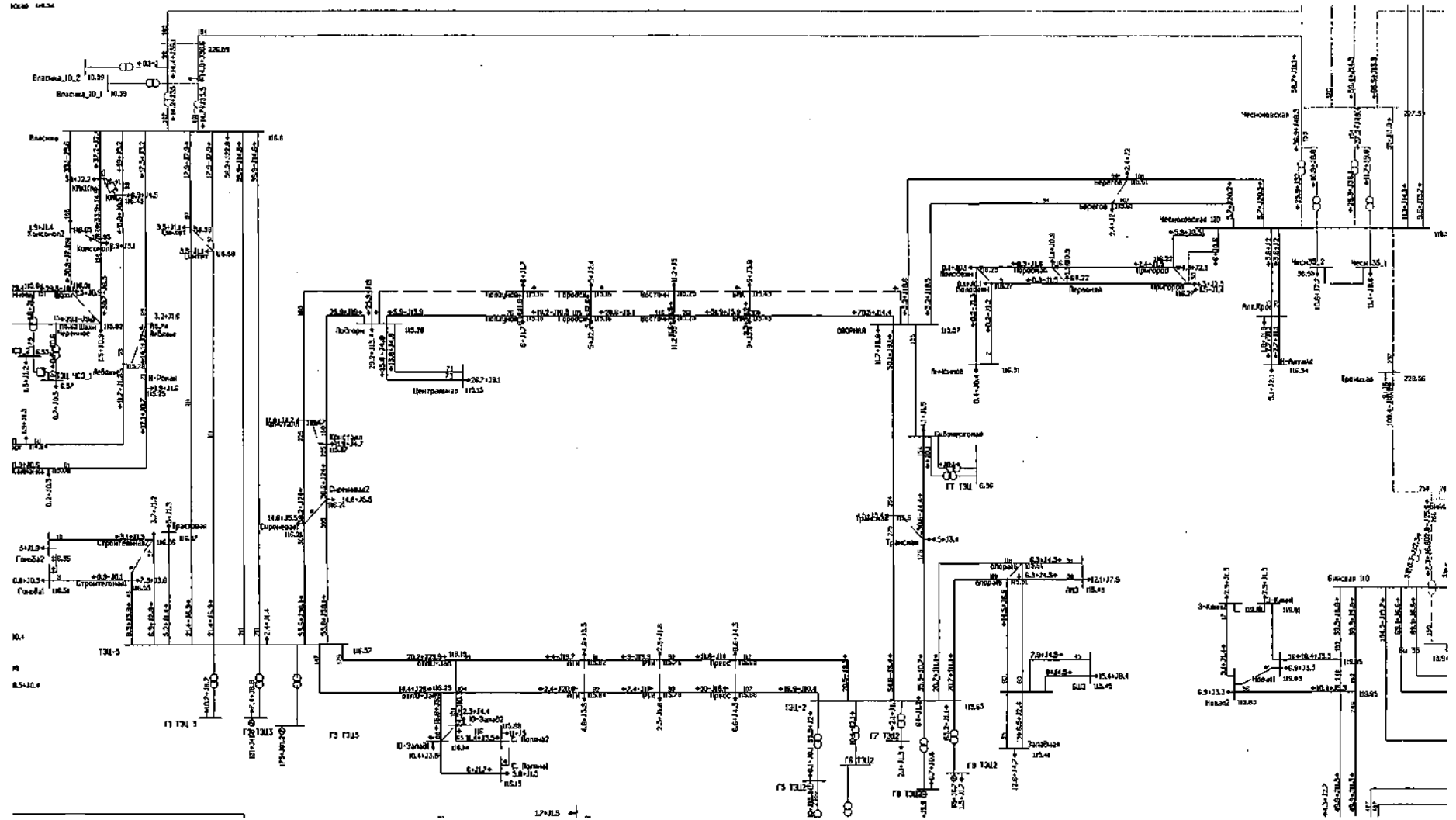
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТТ-121.



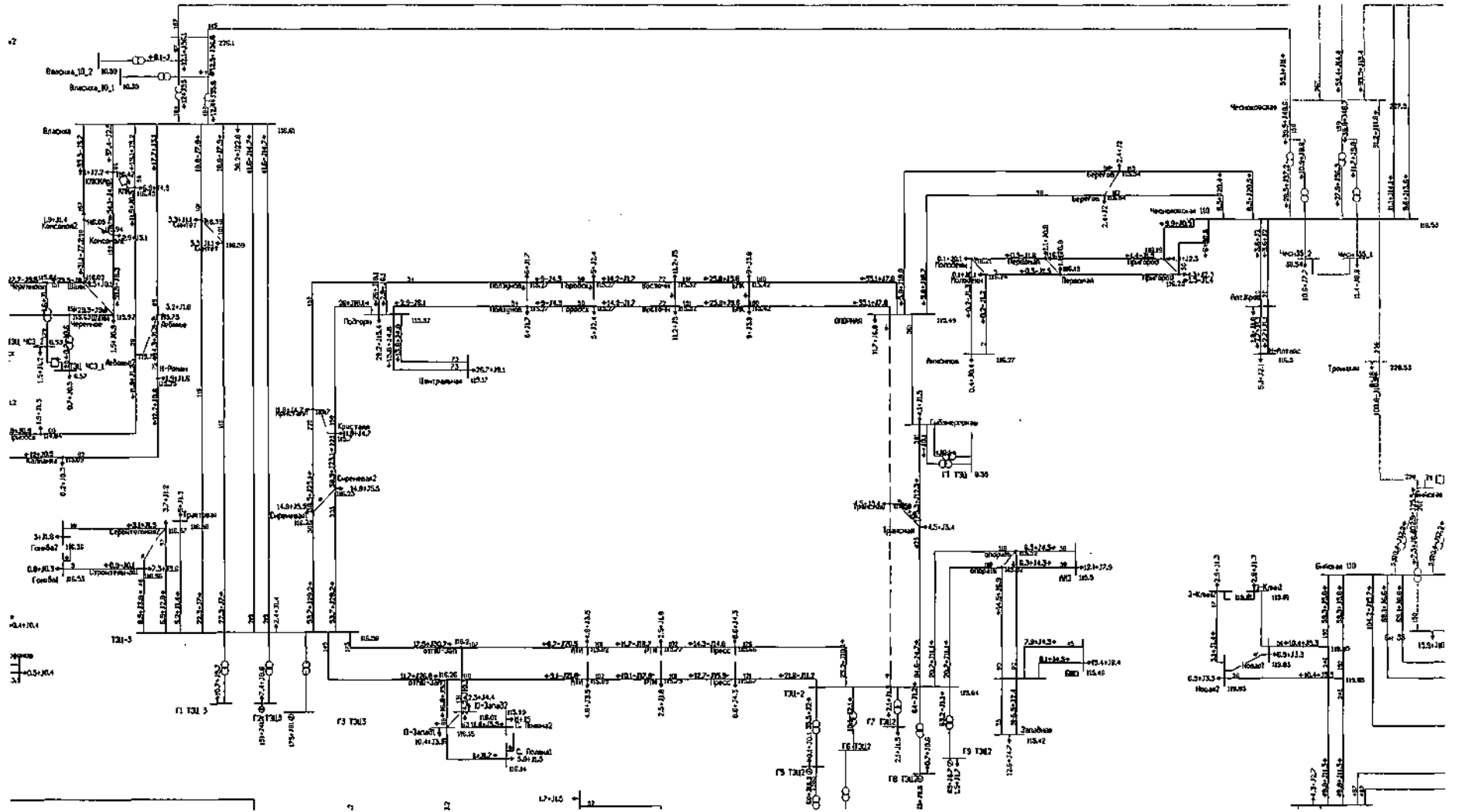
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТП-45.



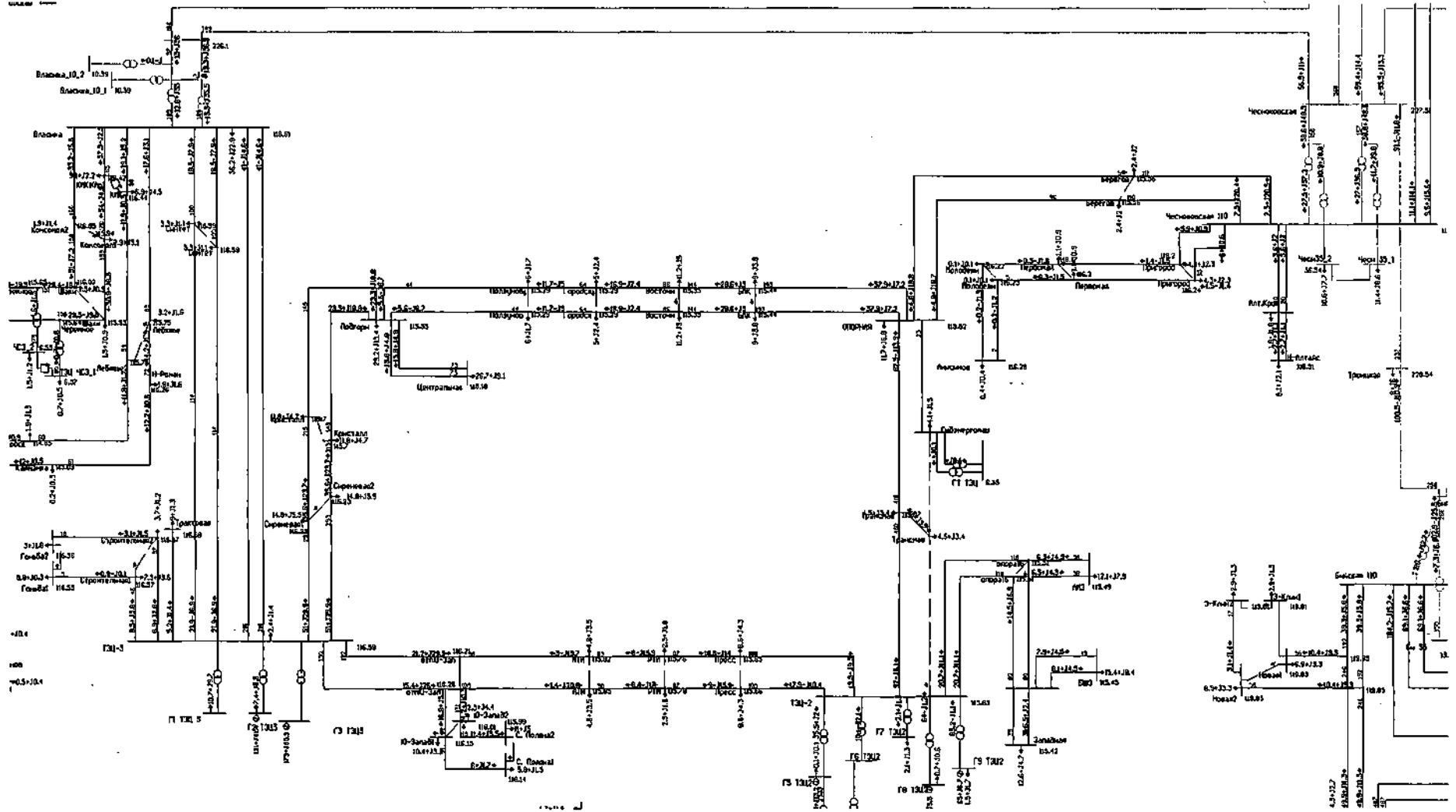
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОП-94.



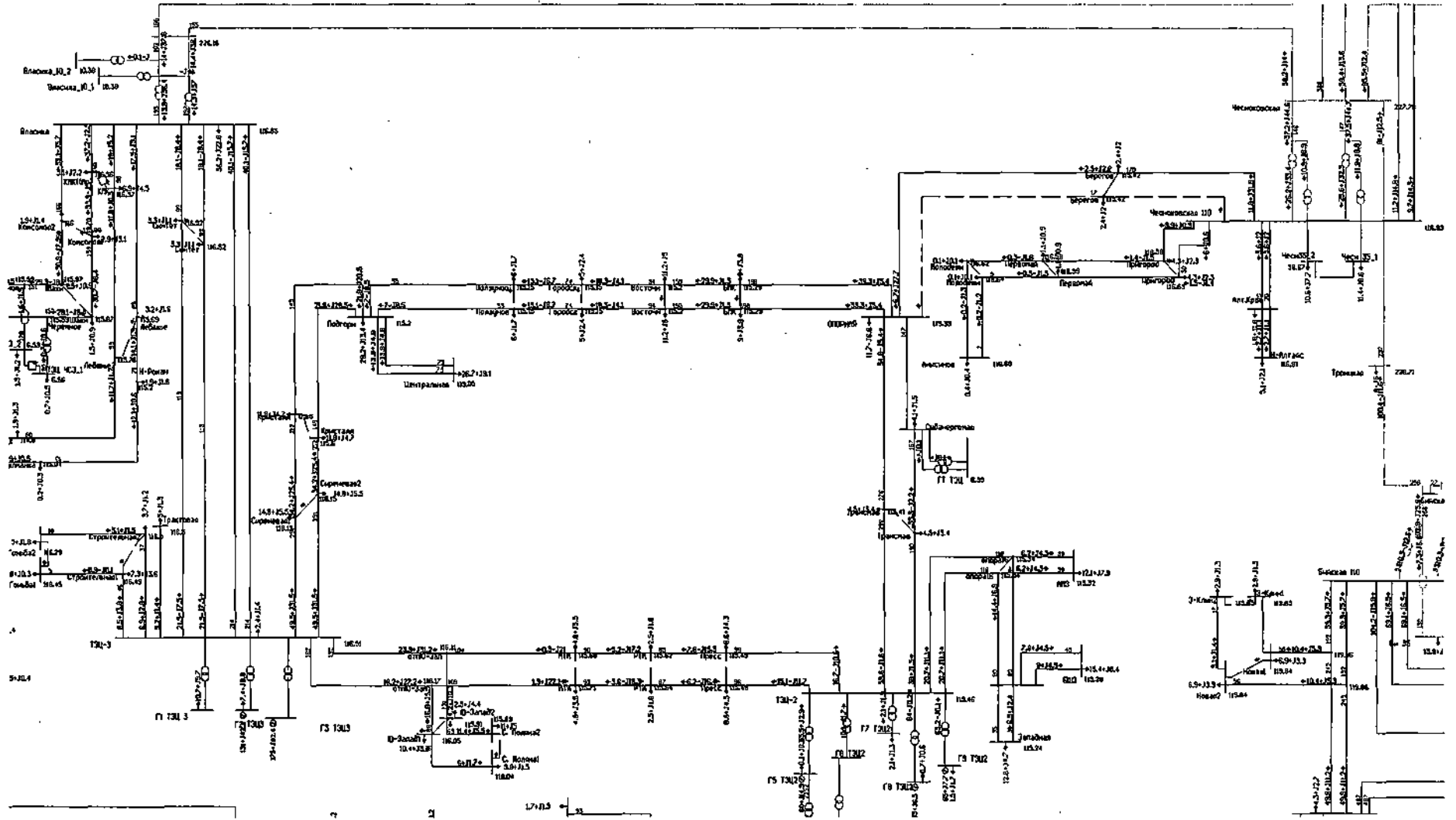
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТО-101.



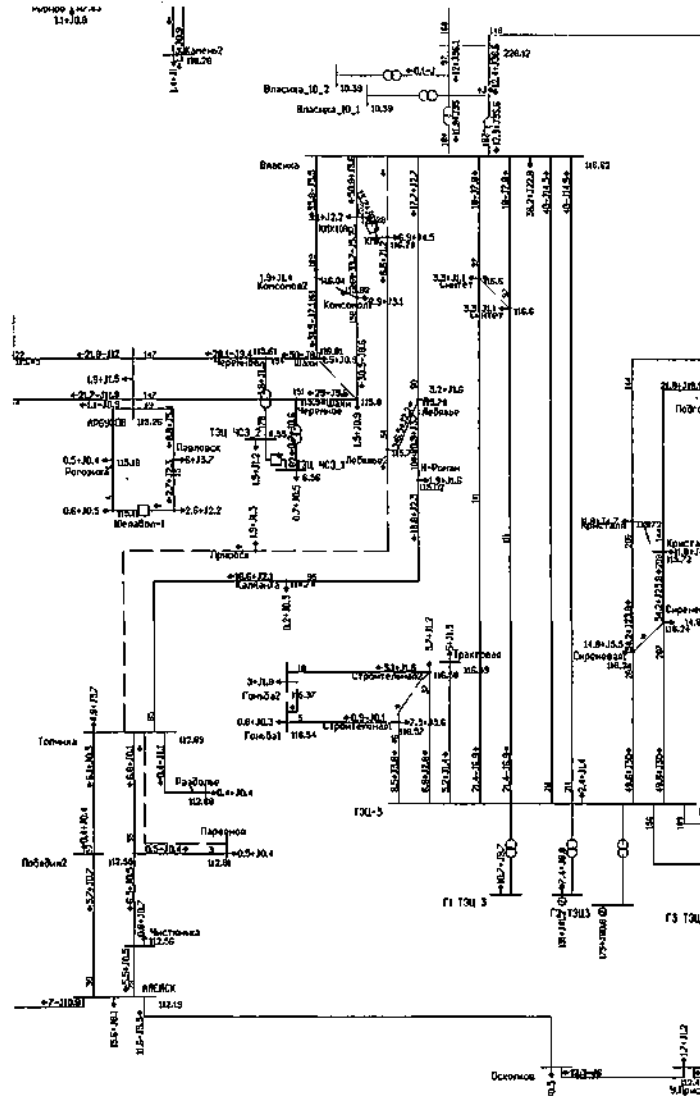
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТС-100.



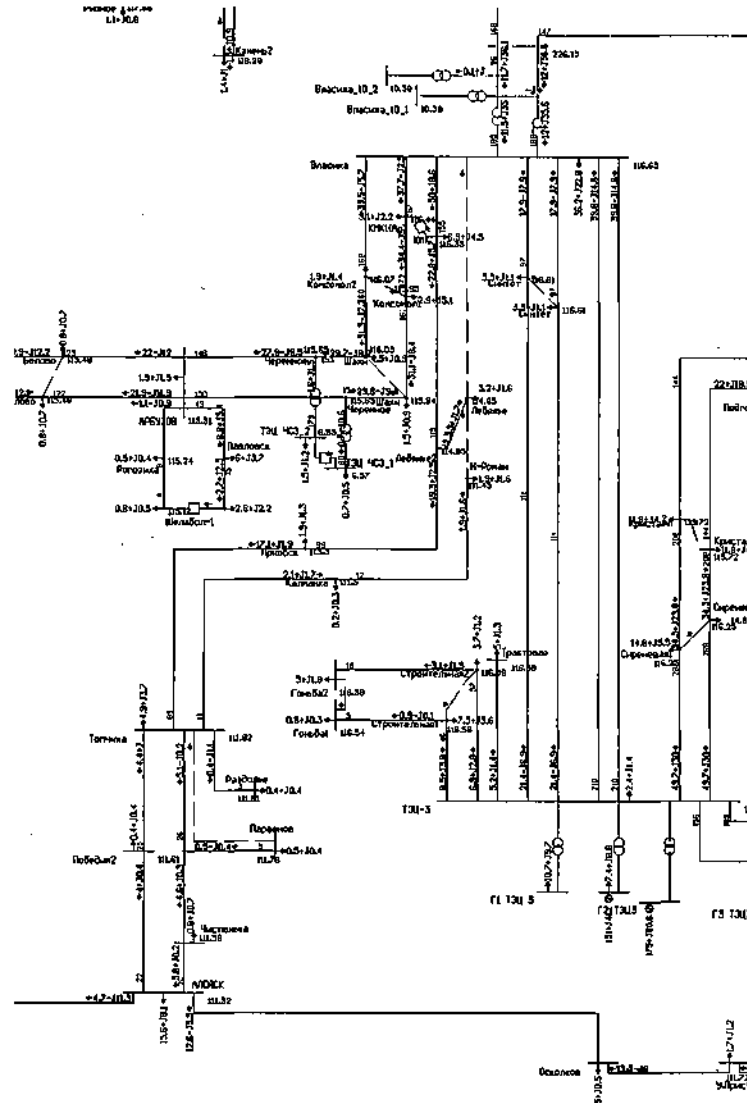
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



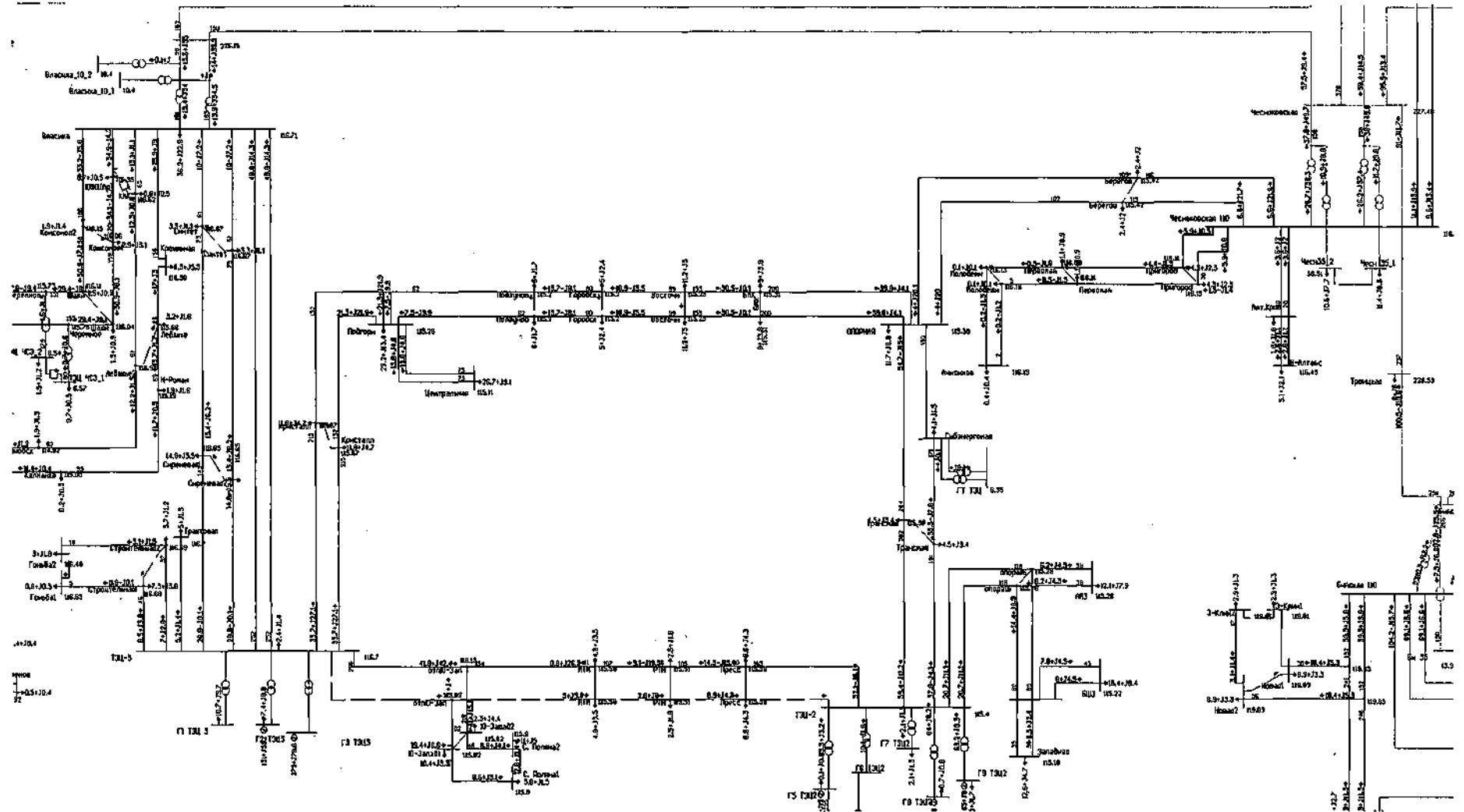
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВП-52.



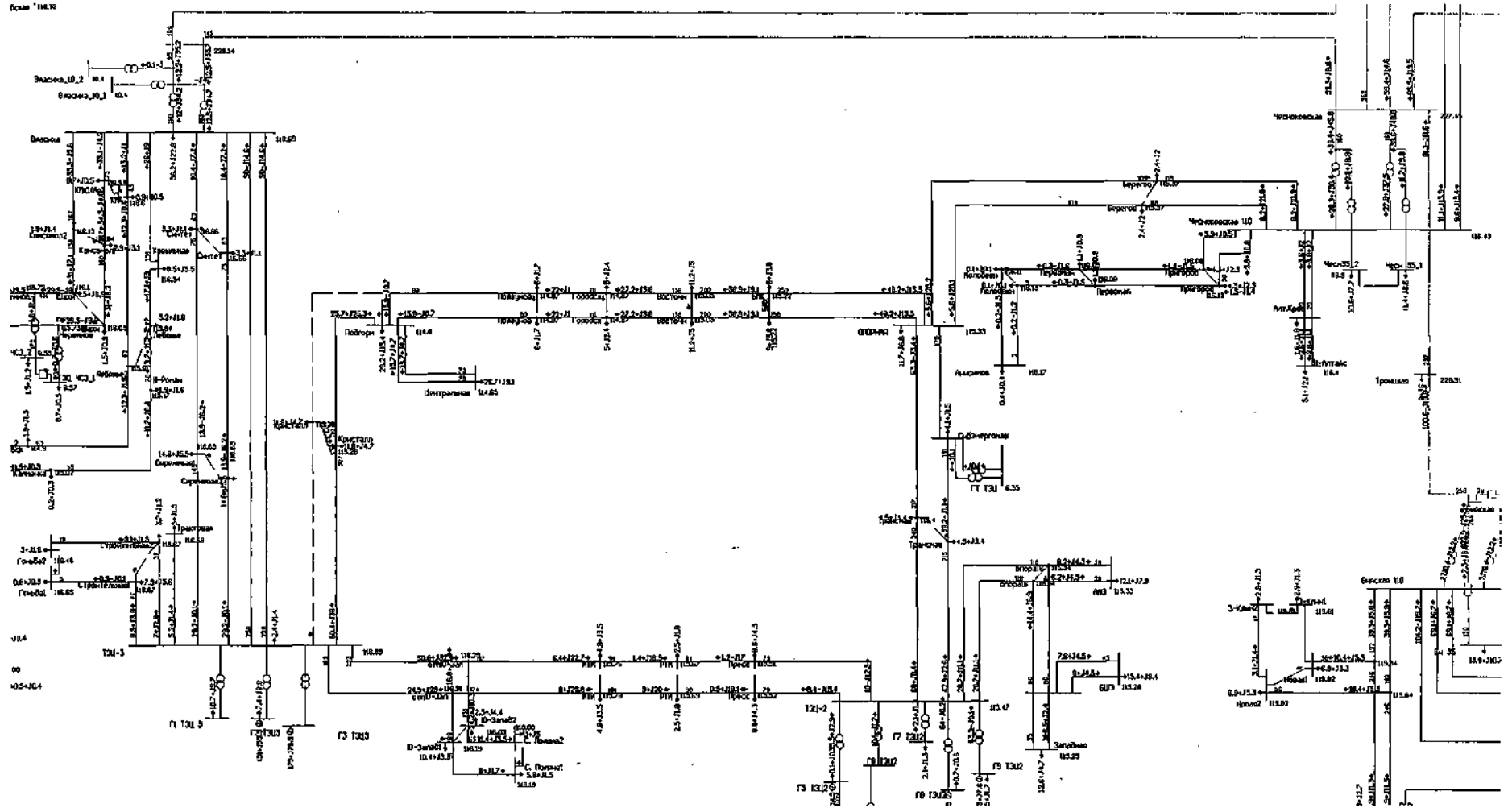
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВТ-111.



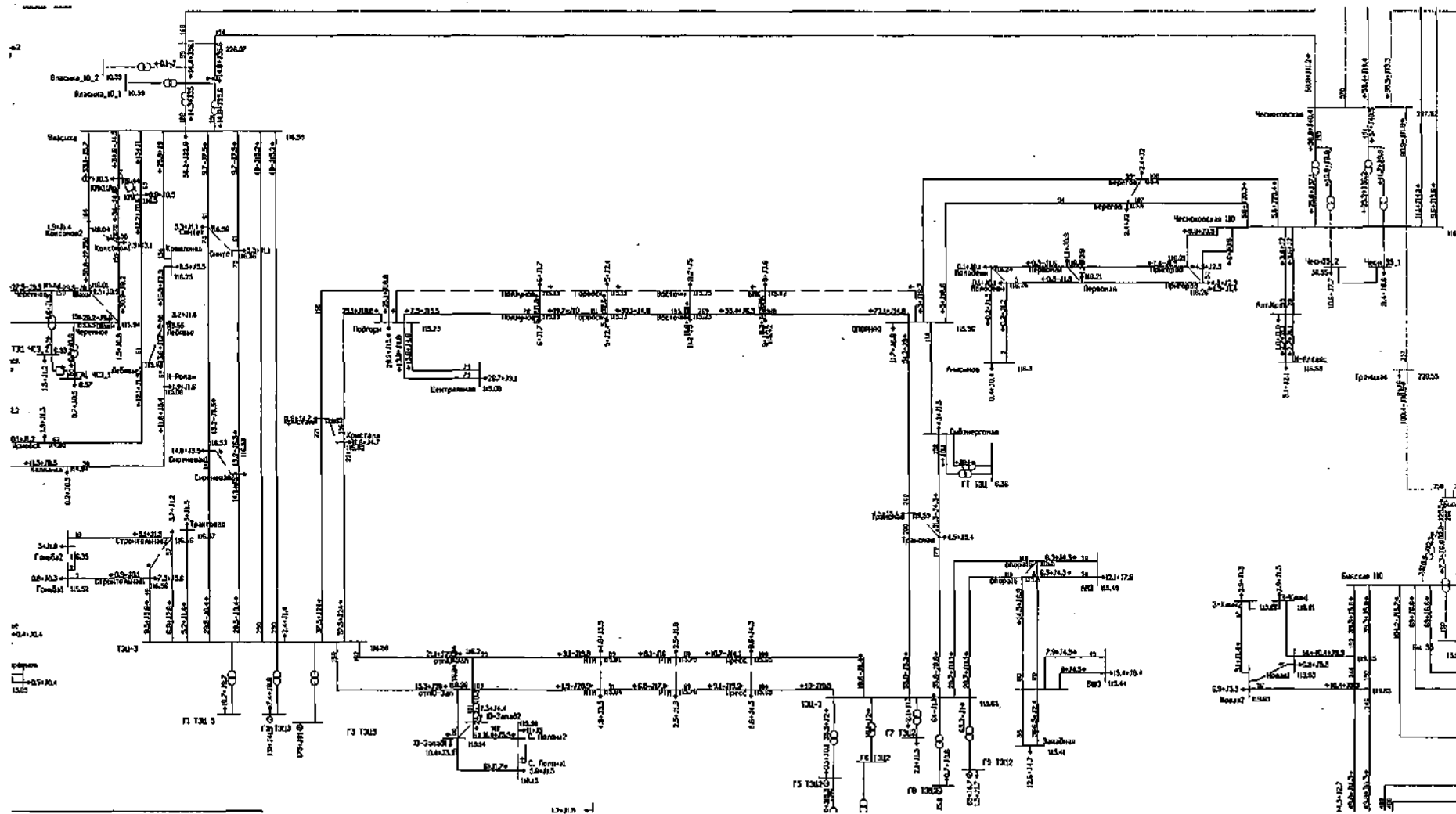
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТТ-121.



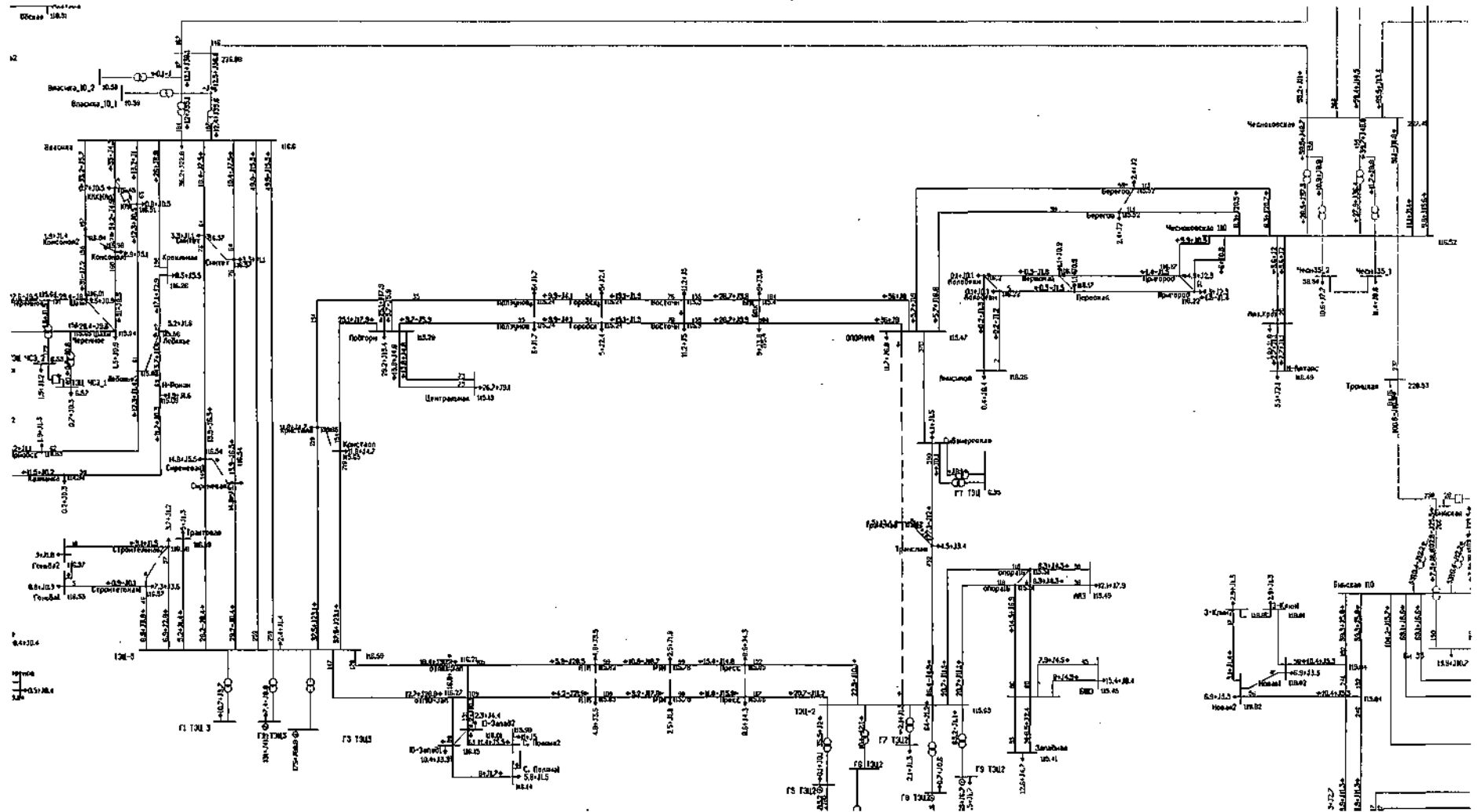
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТП-45.



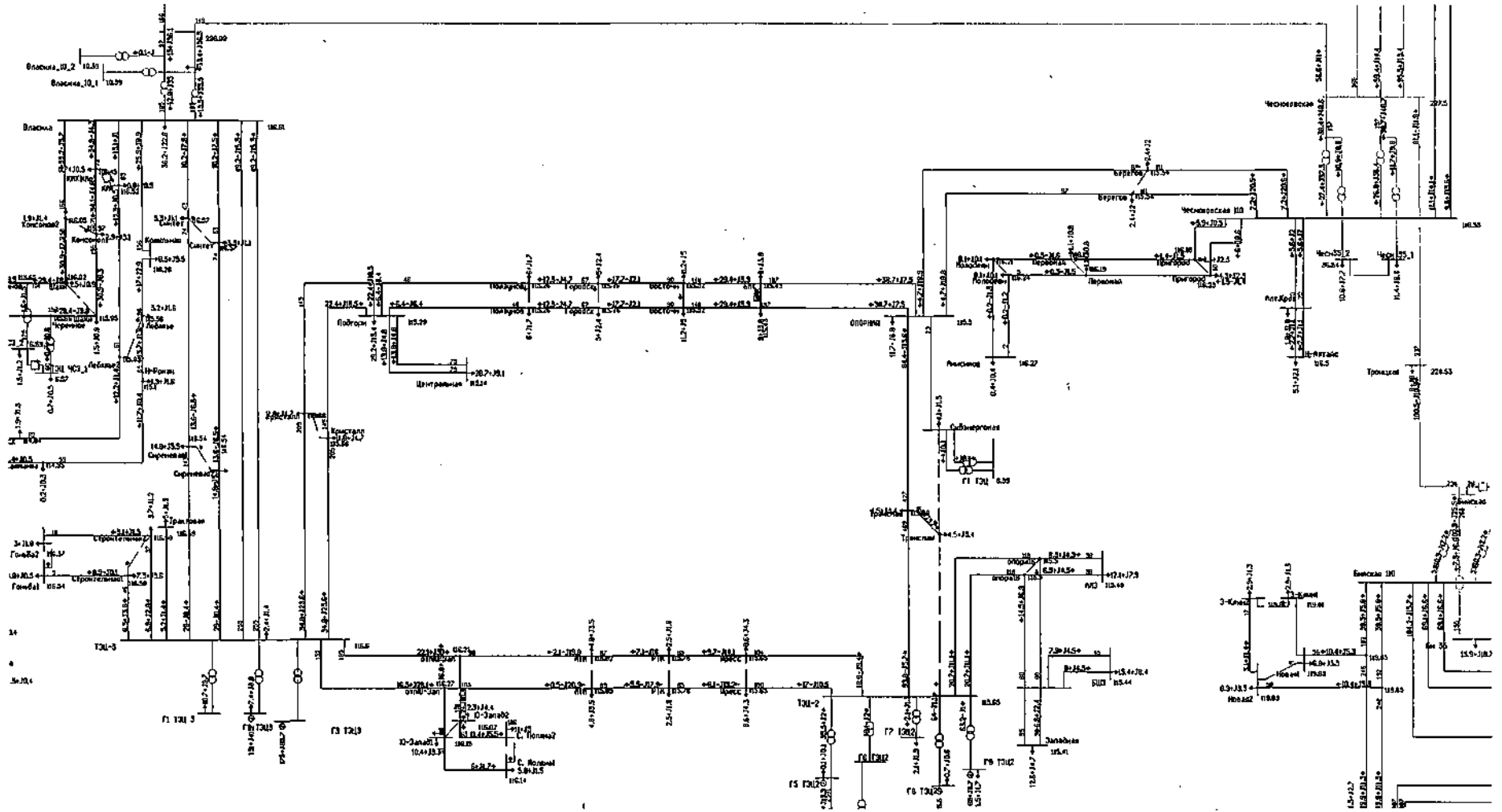
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОП-94.



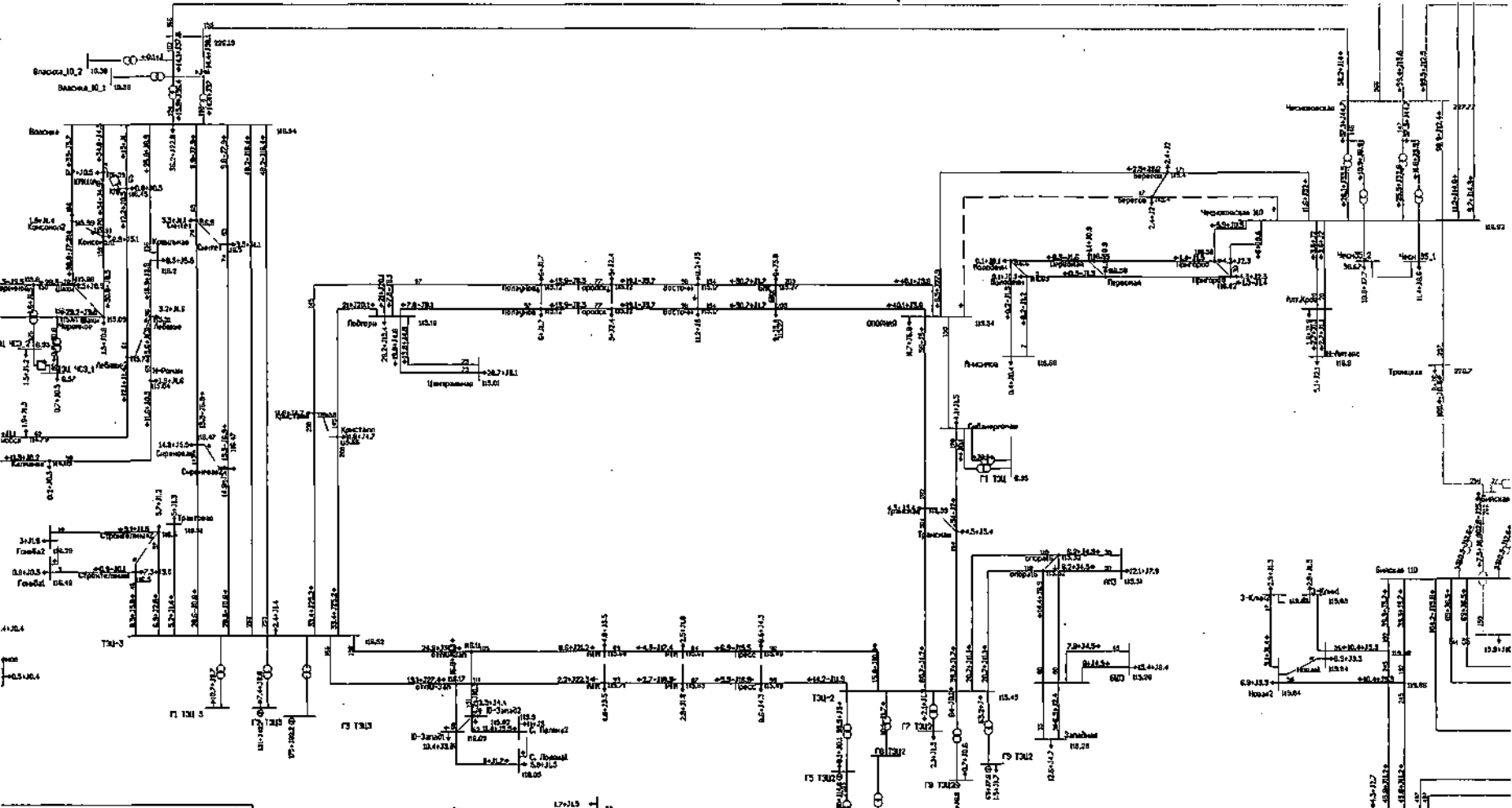
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТО-101.



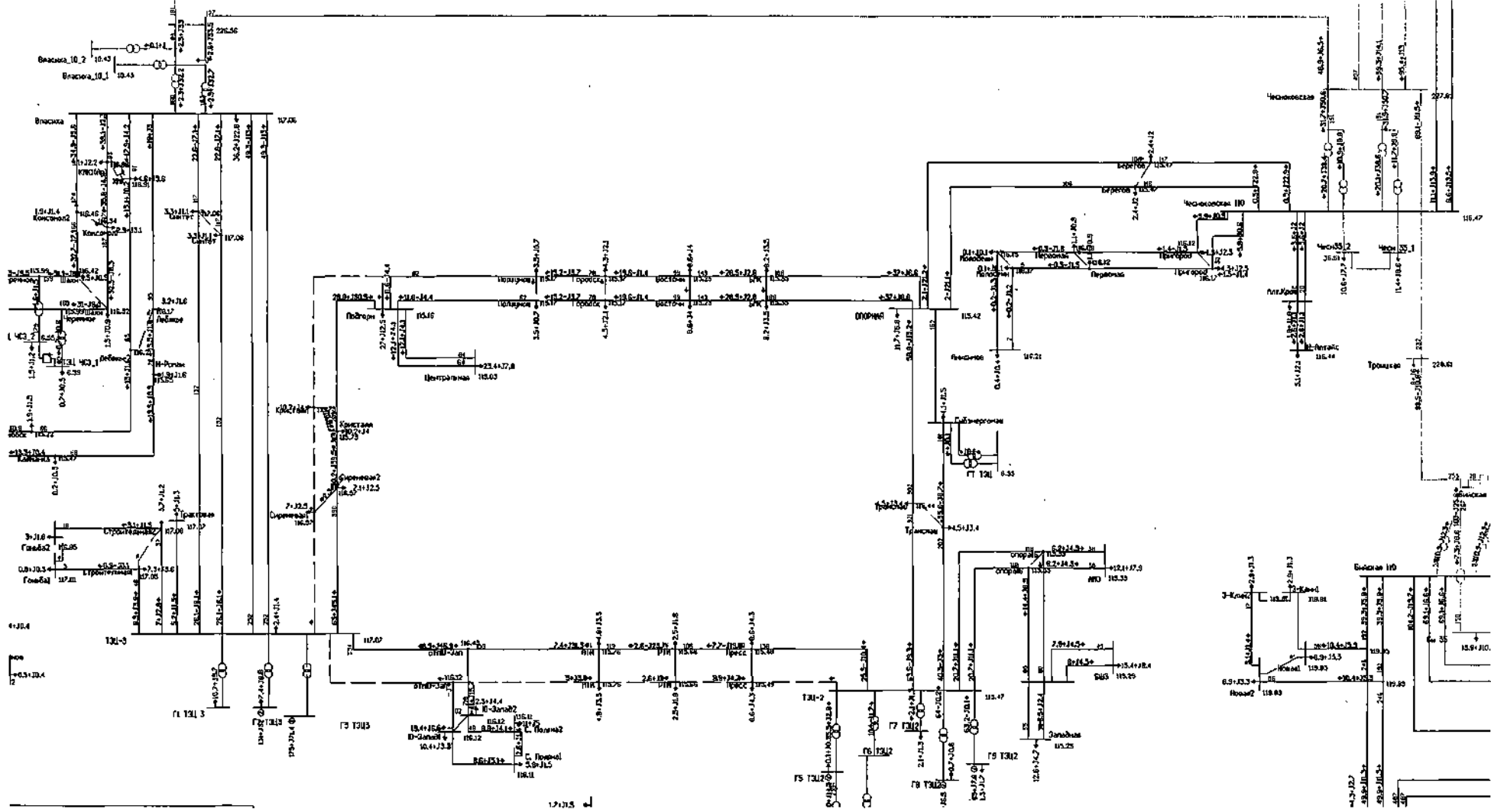
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТС-100.



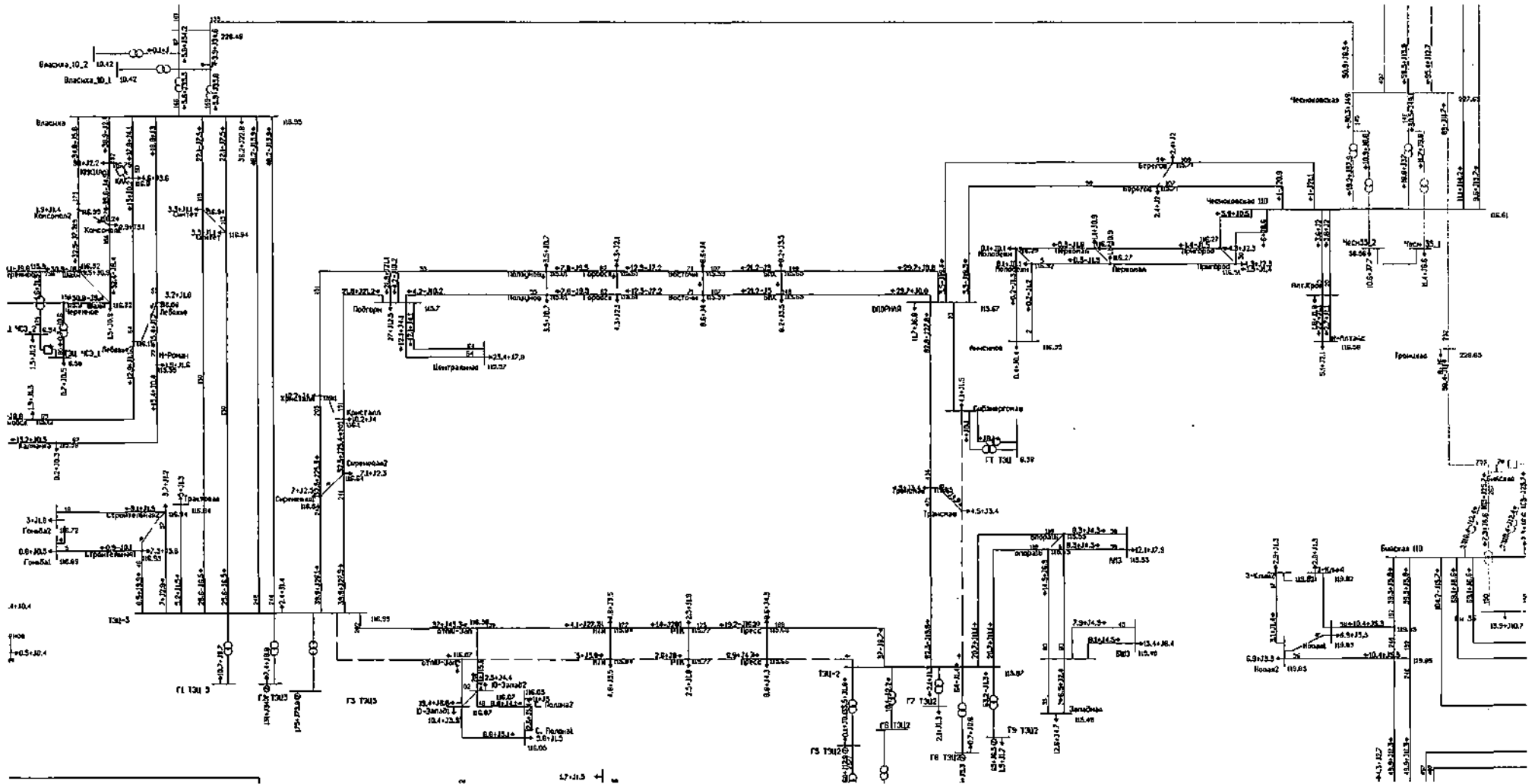
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



Приложение № 121
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.

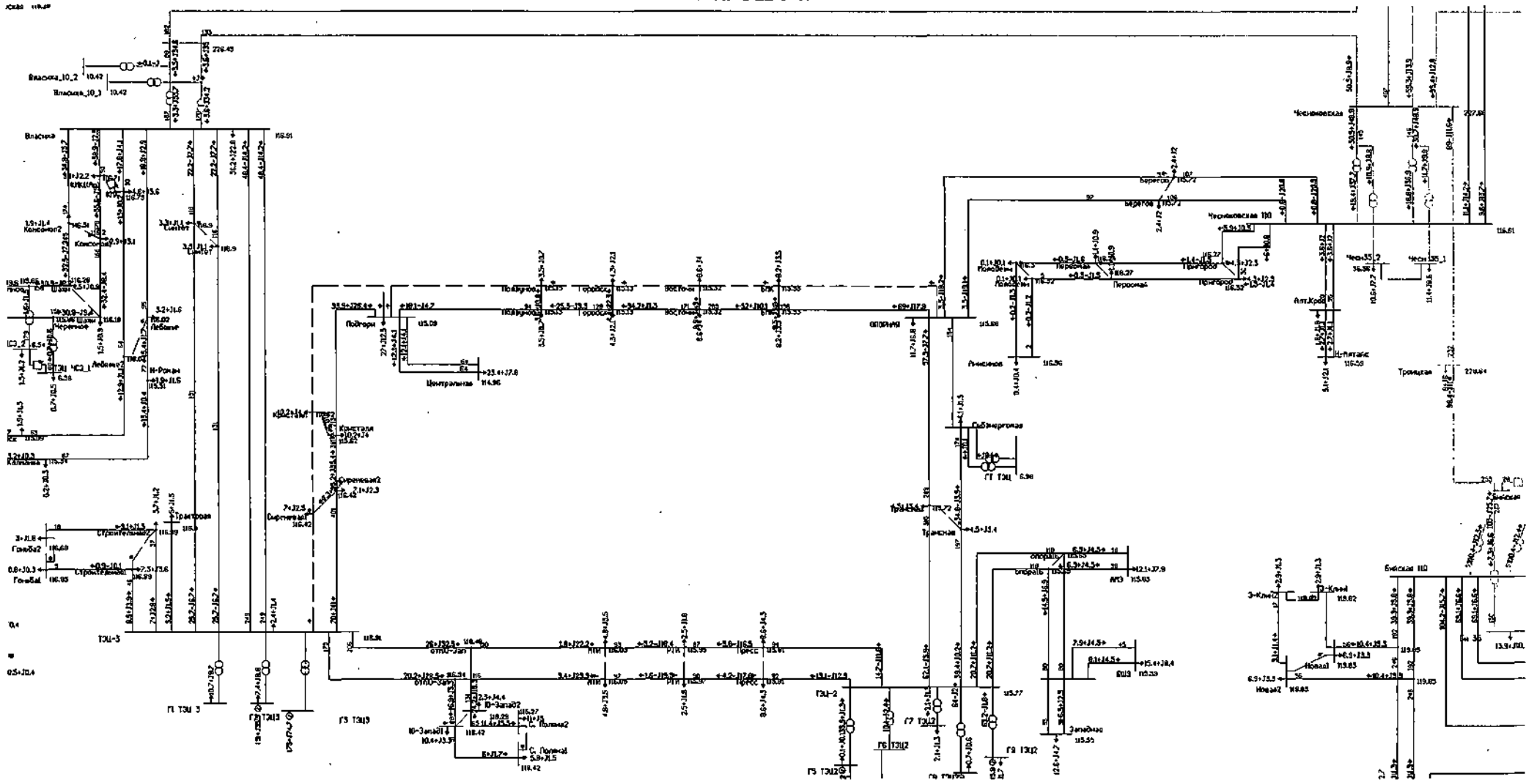


Приложение № 122 Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



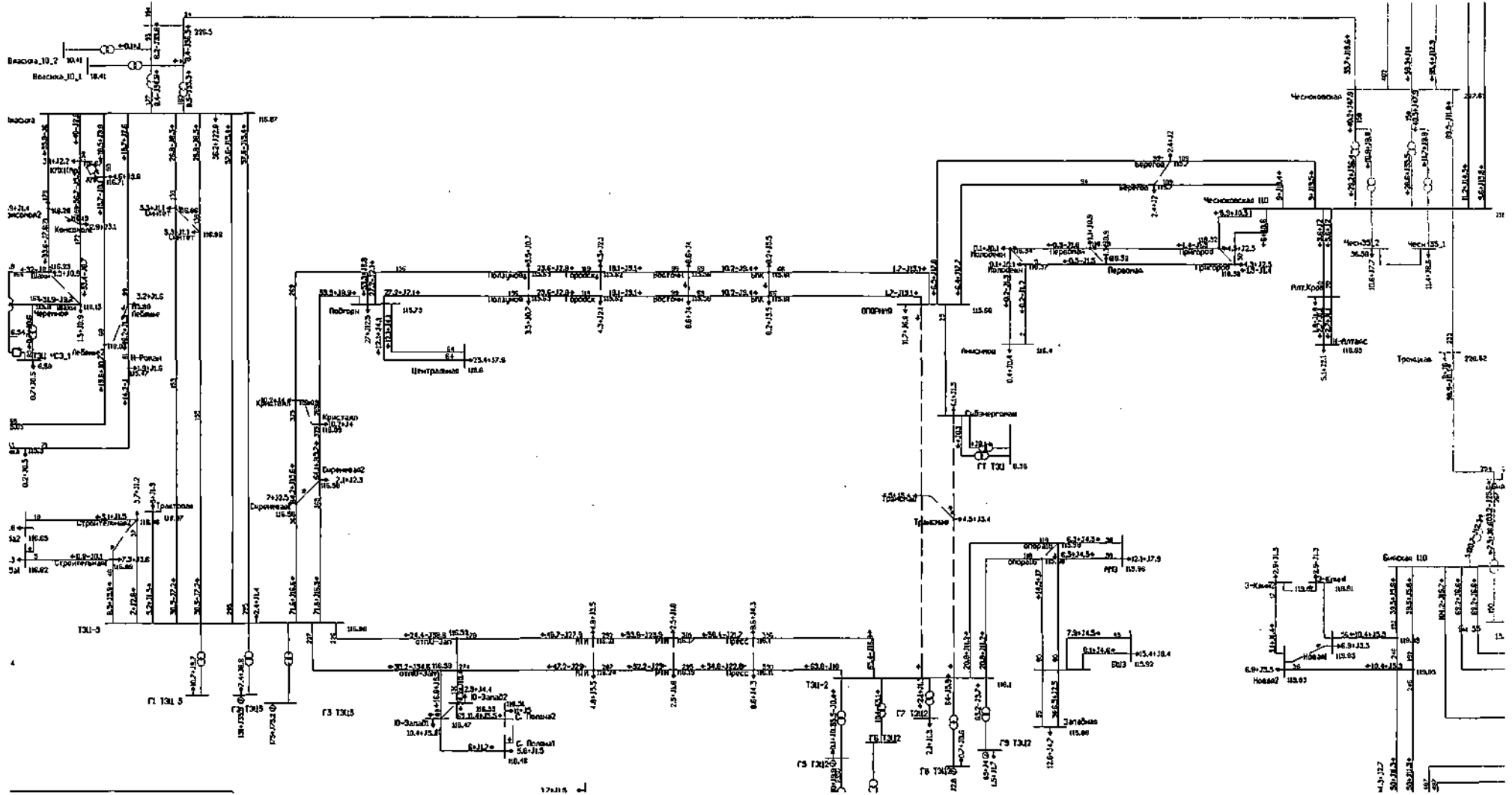
Приложение № 123

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



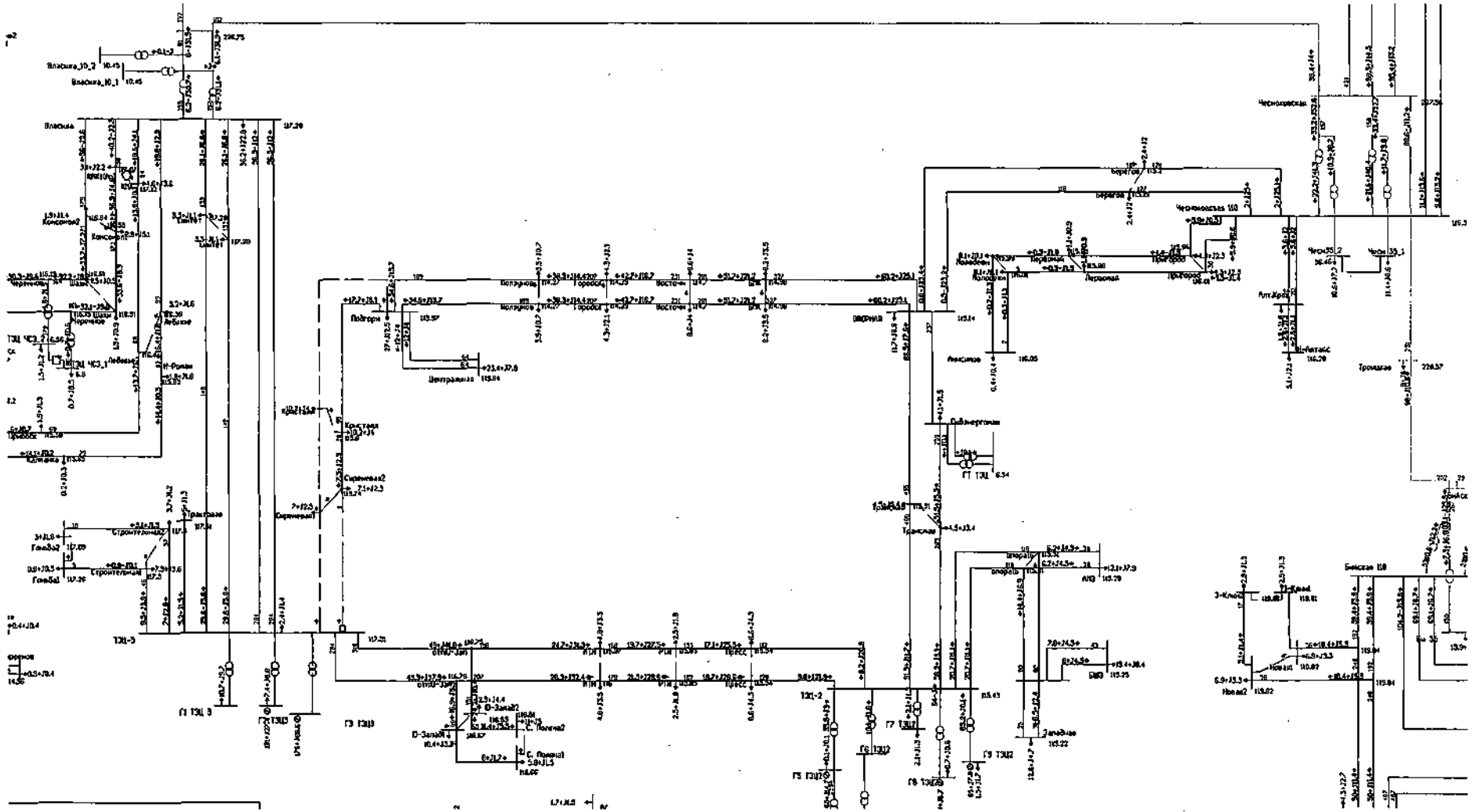
Приложение № 124

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



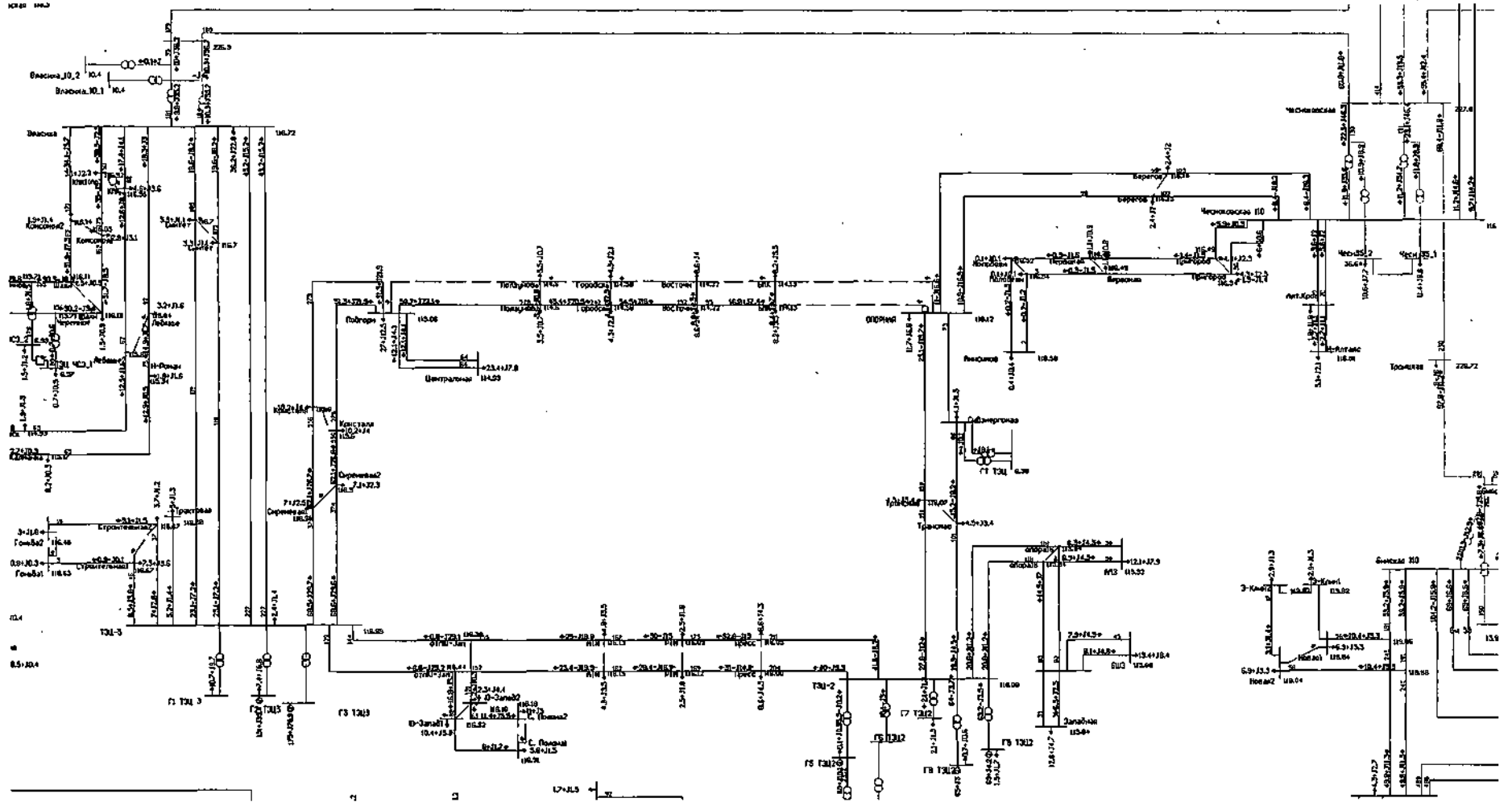
Приложение № 126

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.



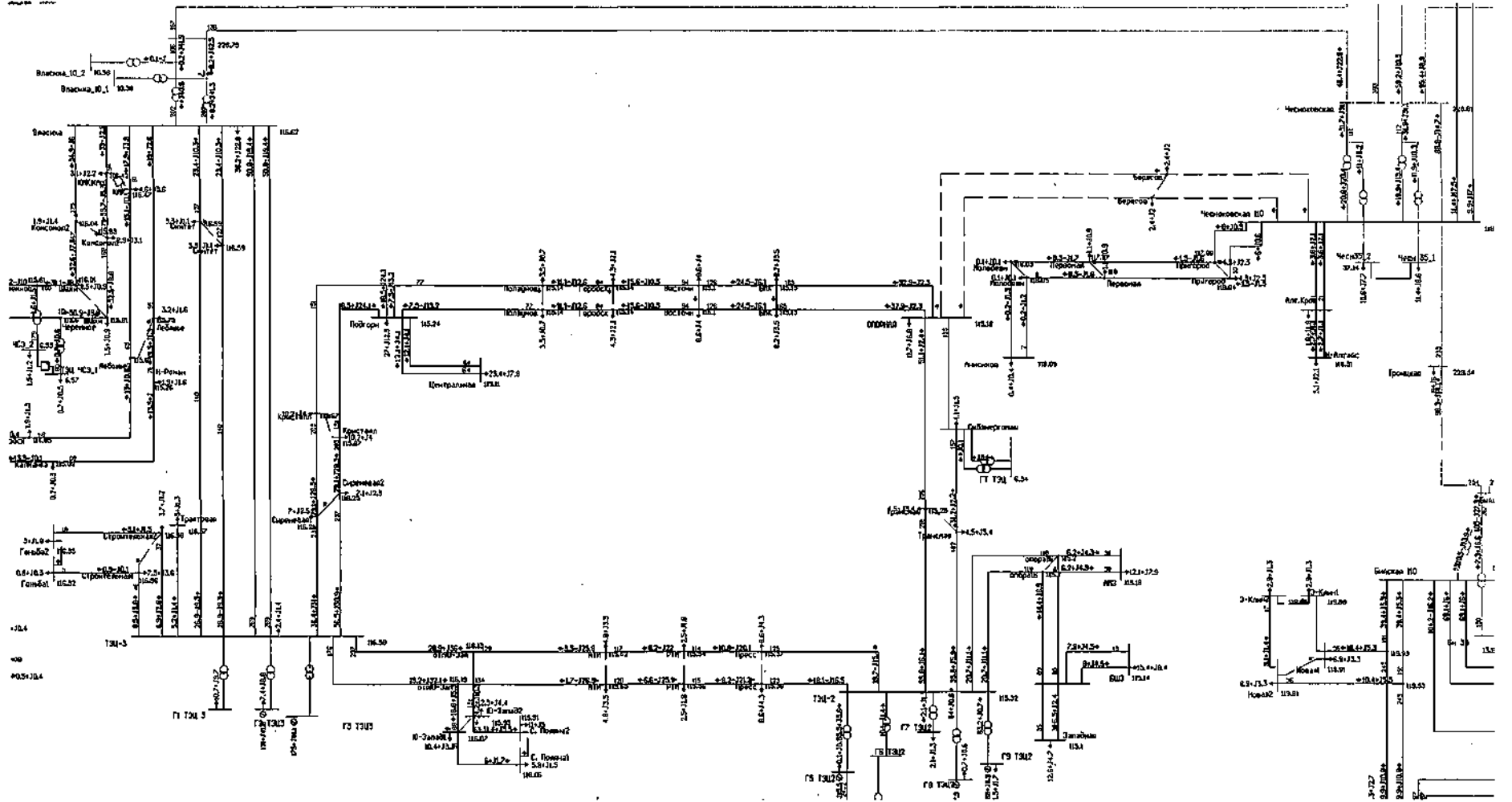
Приложение № 127

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.



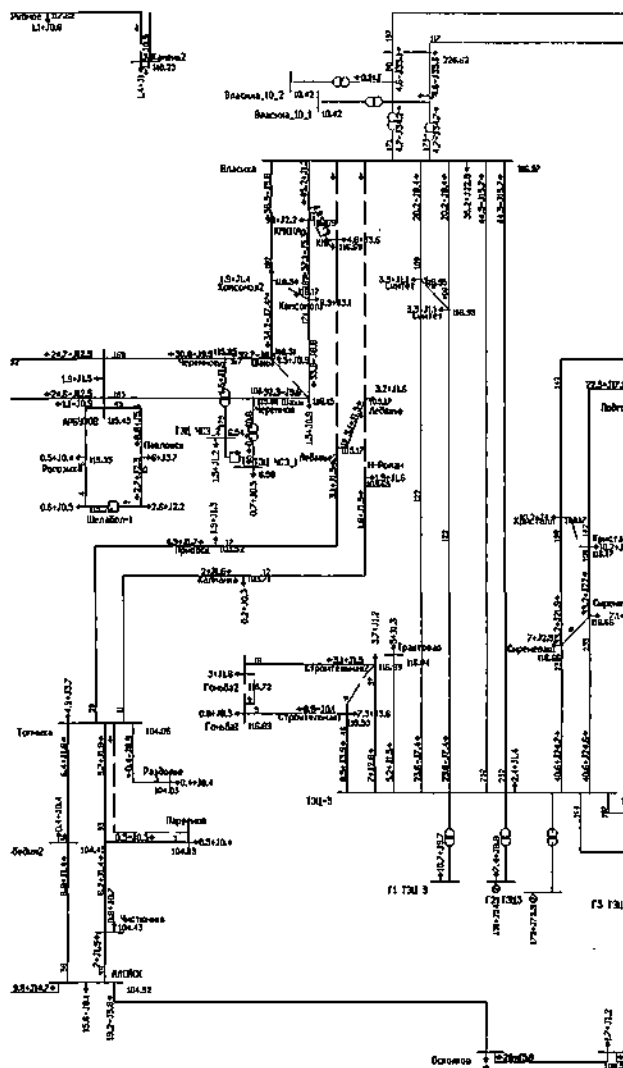
Приложение № 128

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



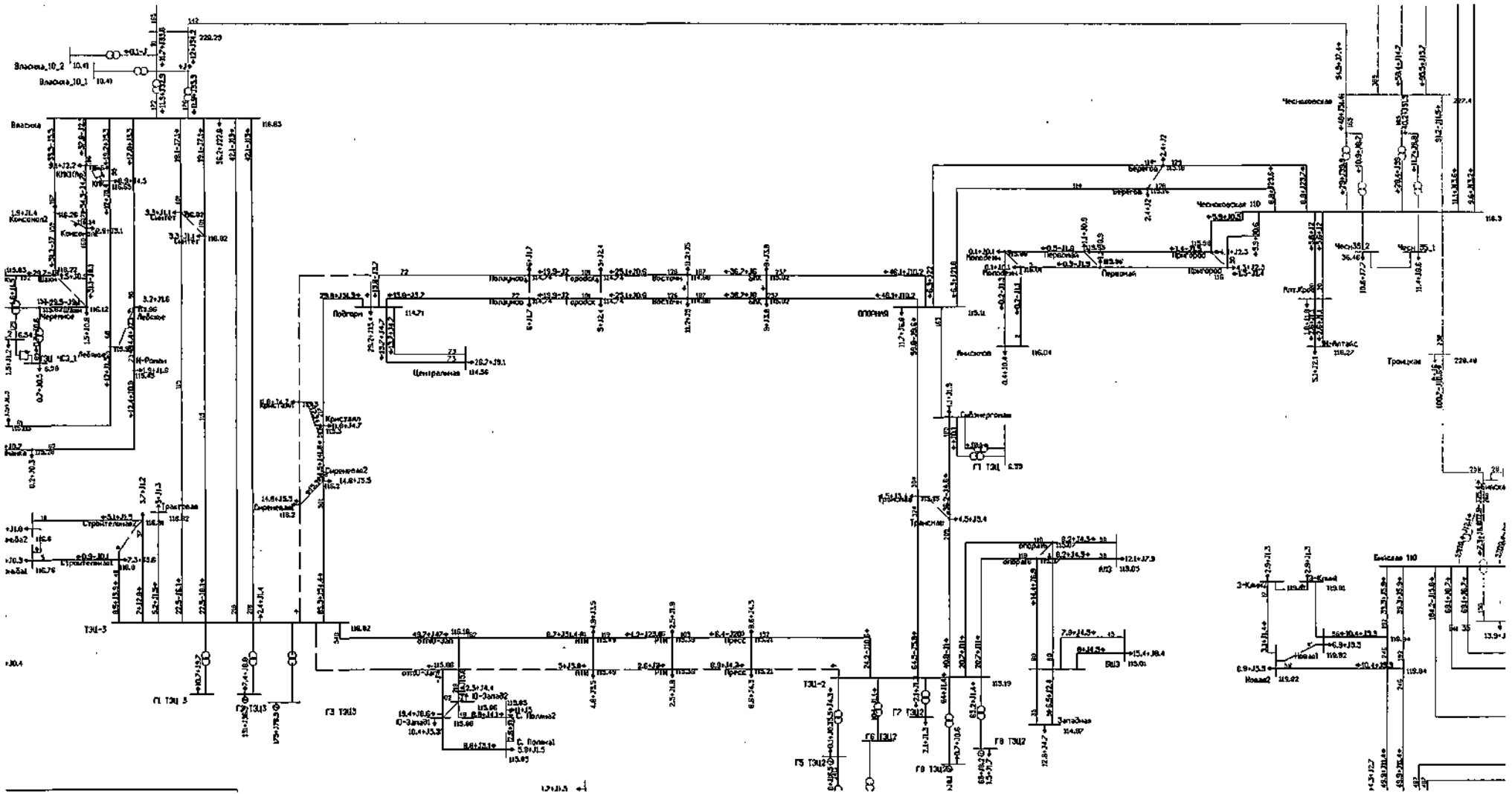
Приложение № 129

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.



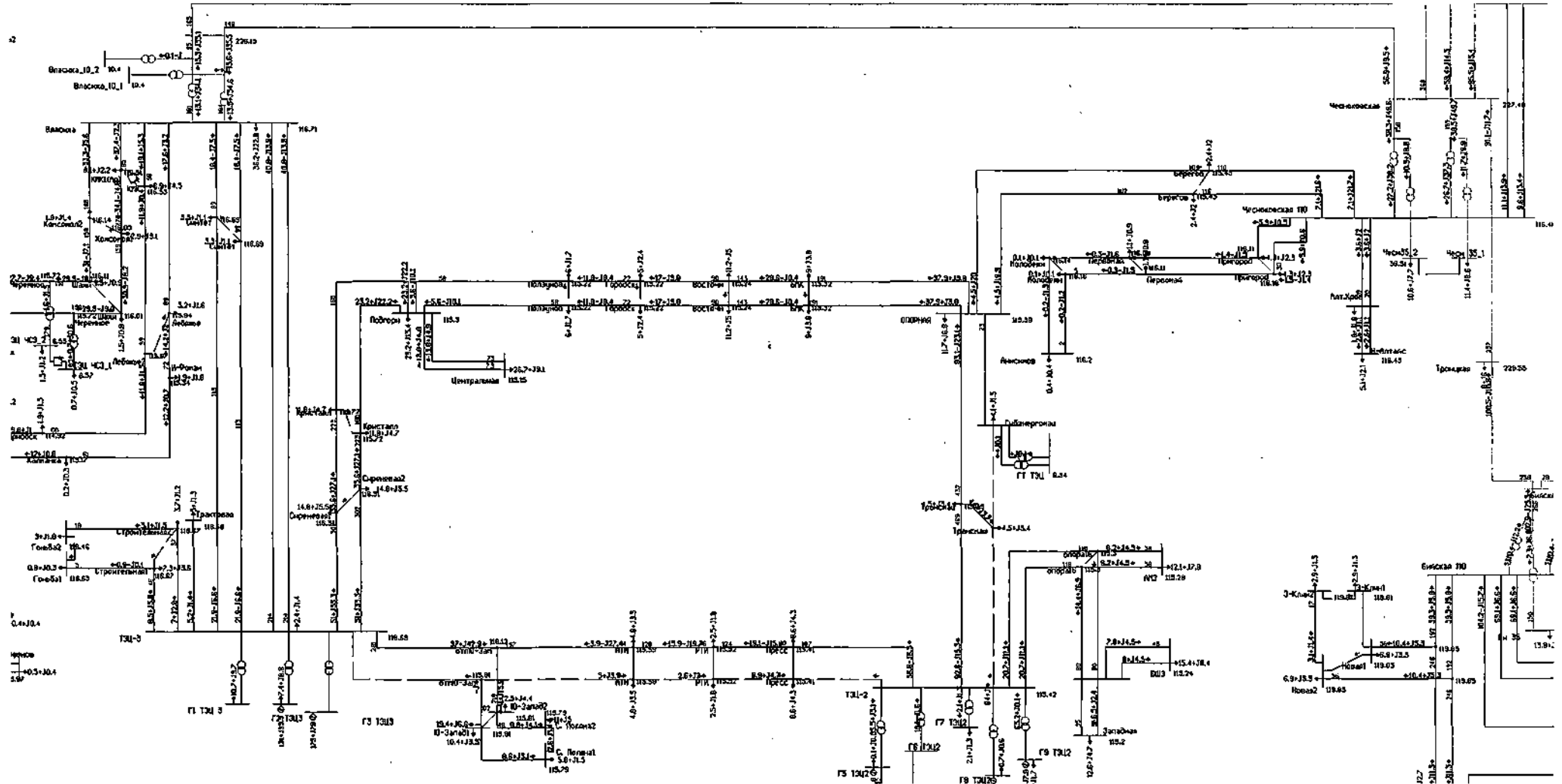
Приложение № 130

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



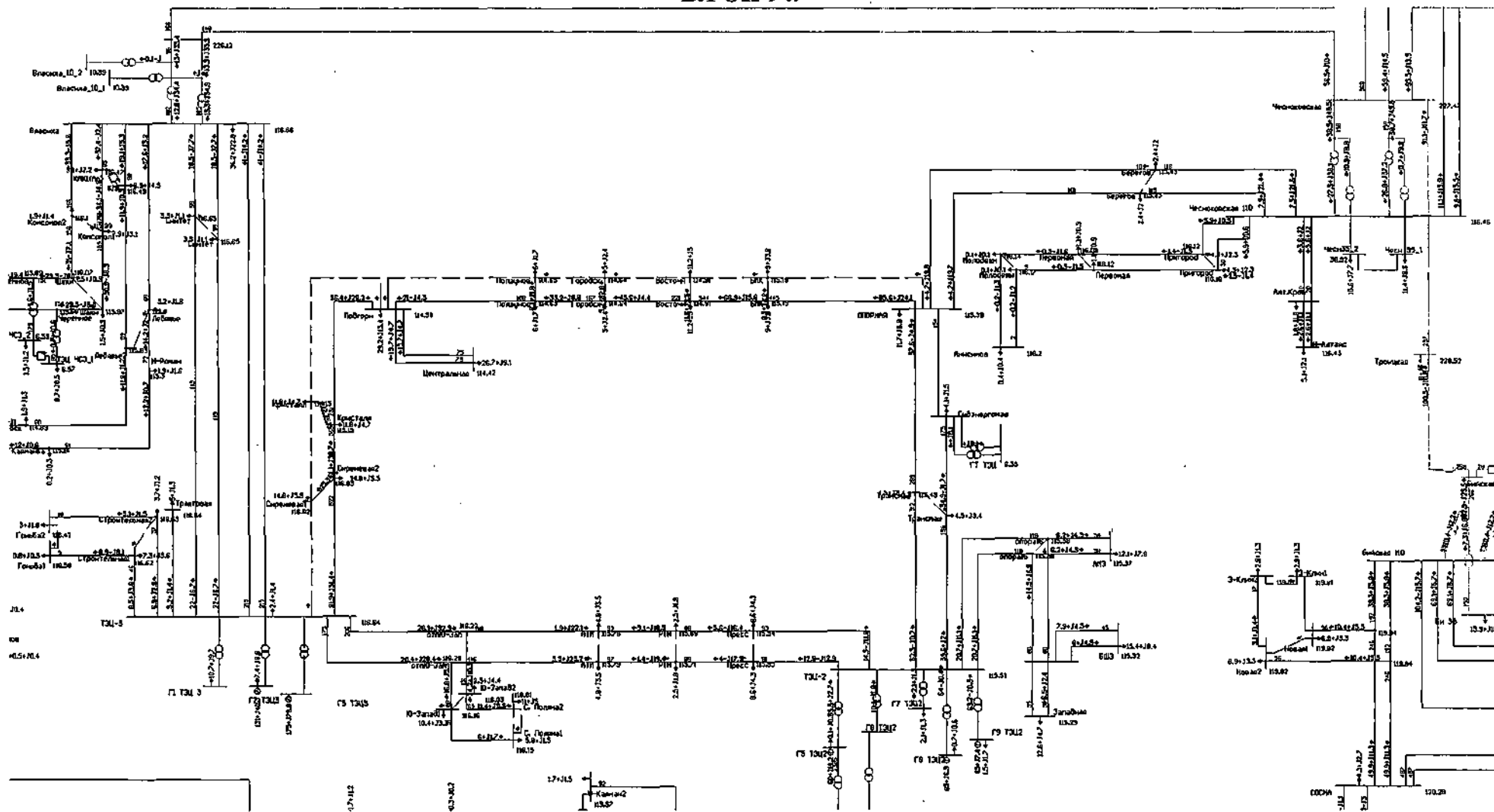
Приложение № 131

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



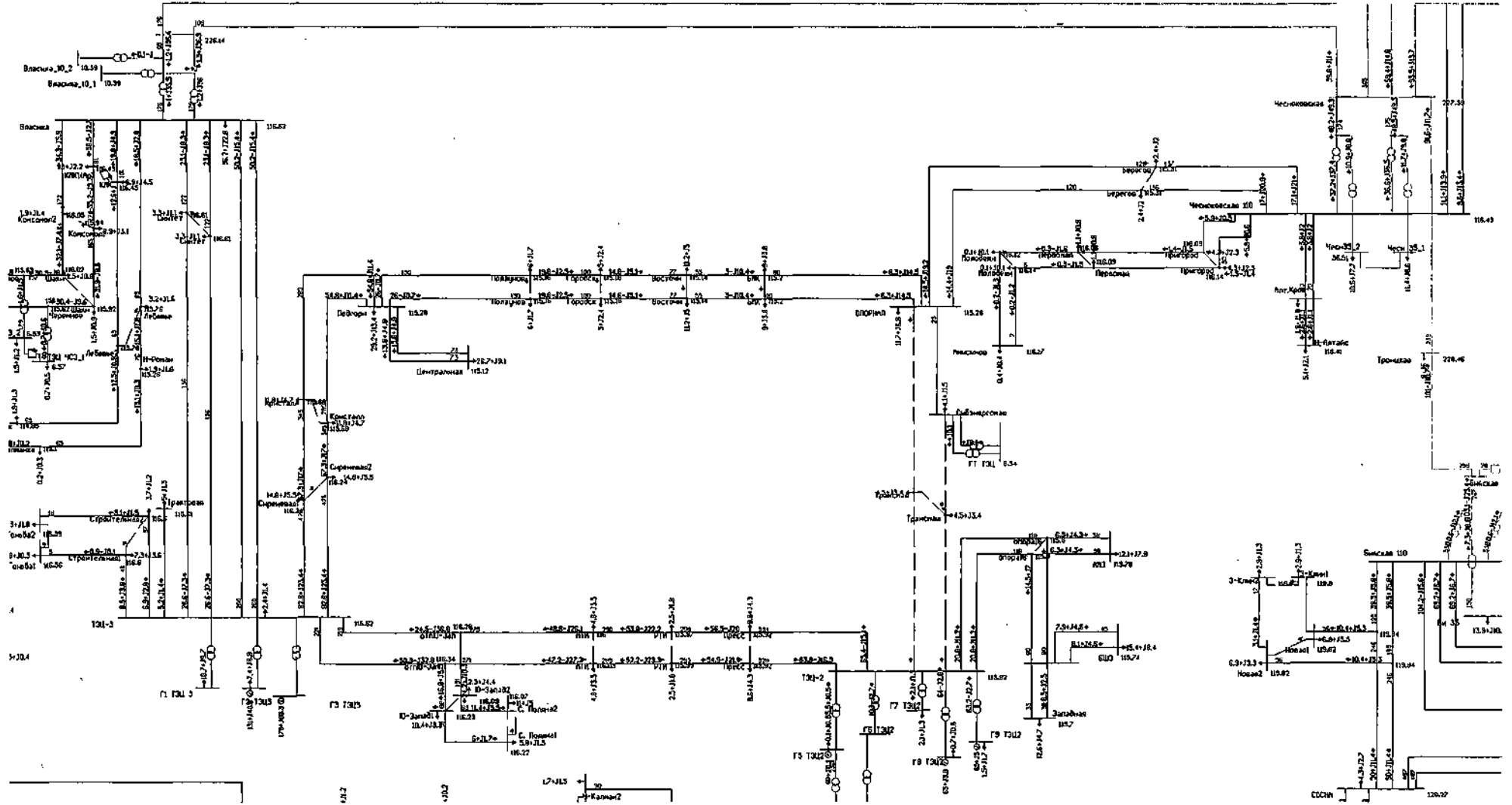
Приложение № 132

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



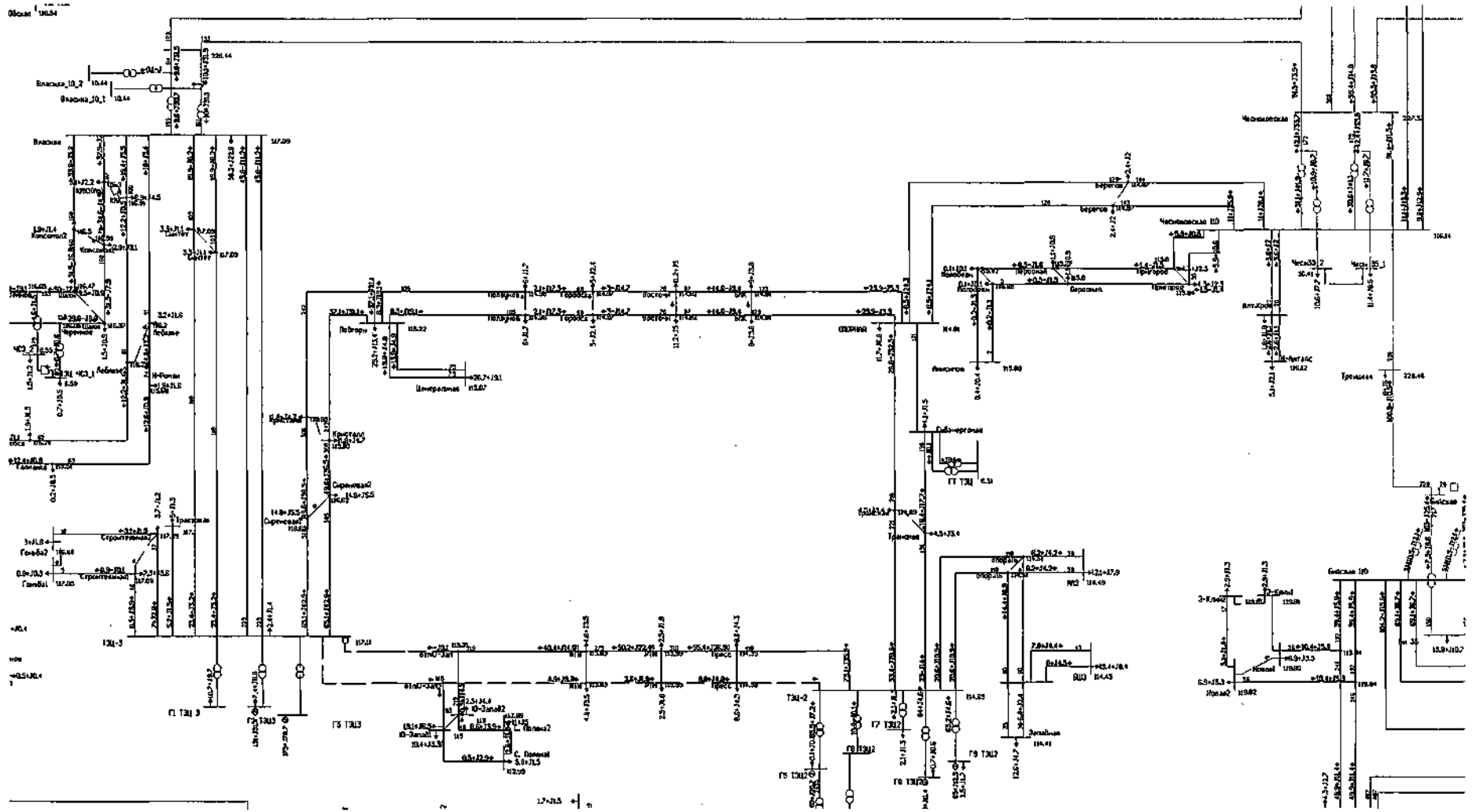
Приложение № 133

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

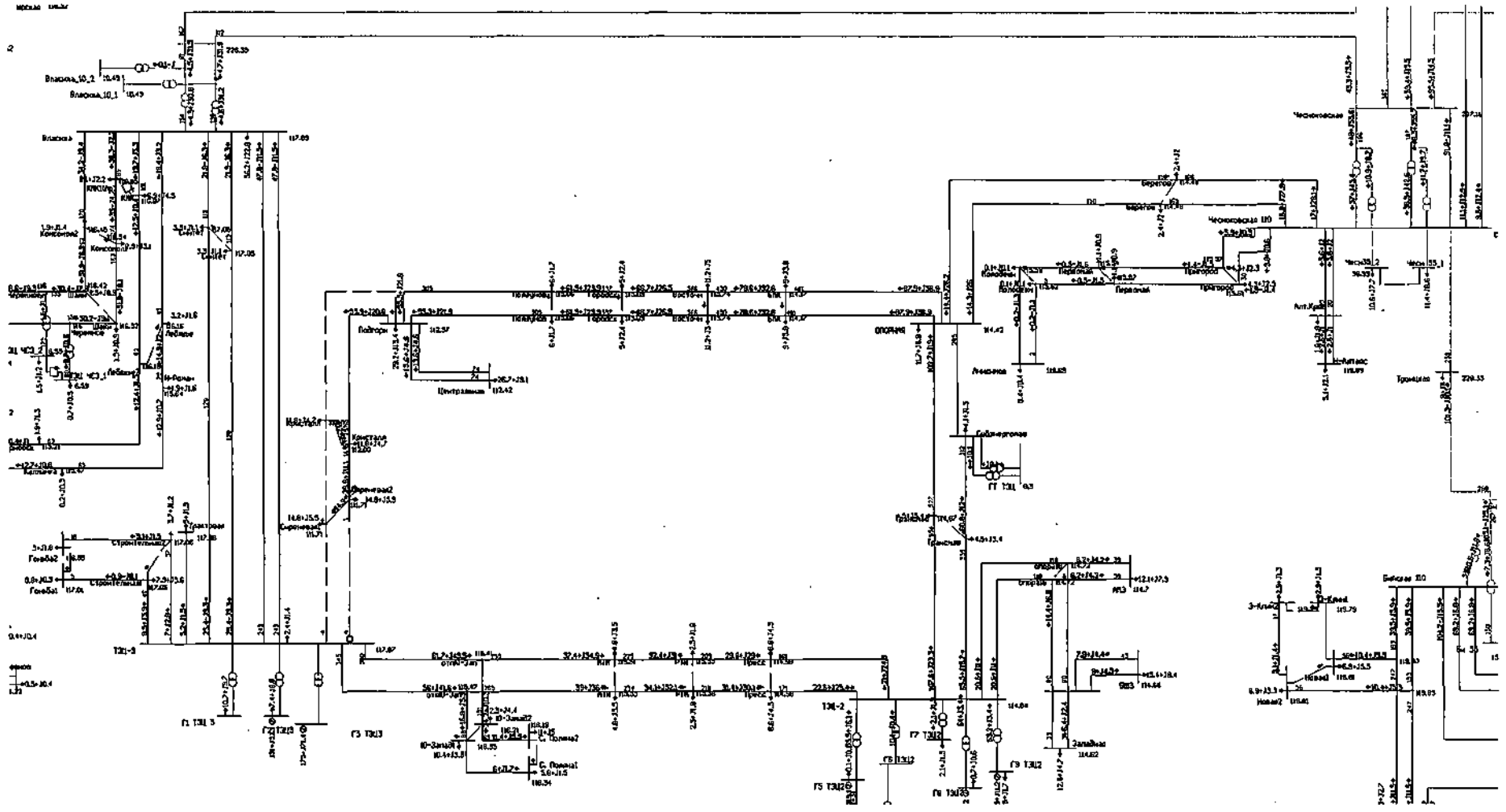


Приложение № 134

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.

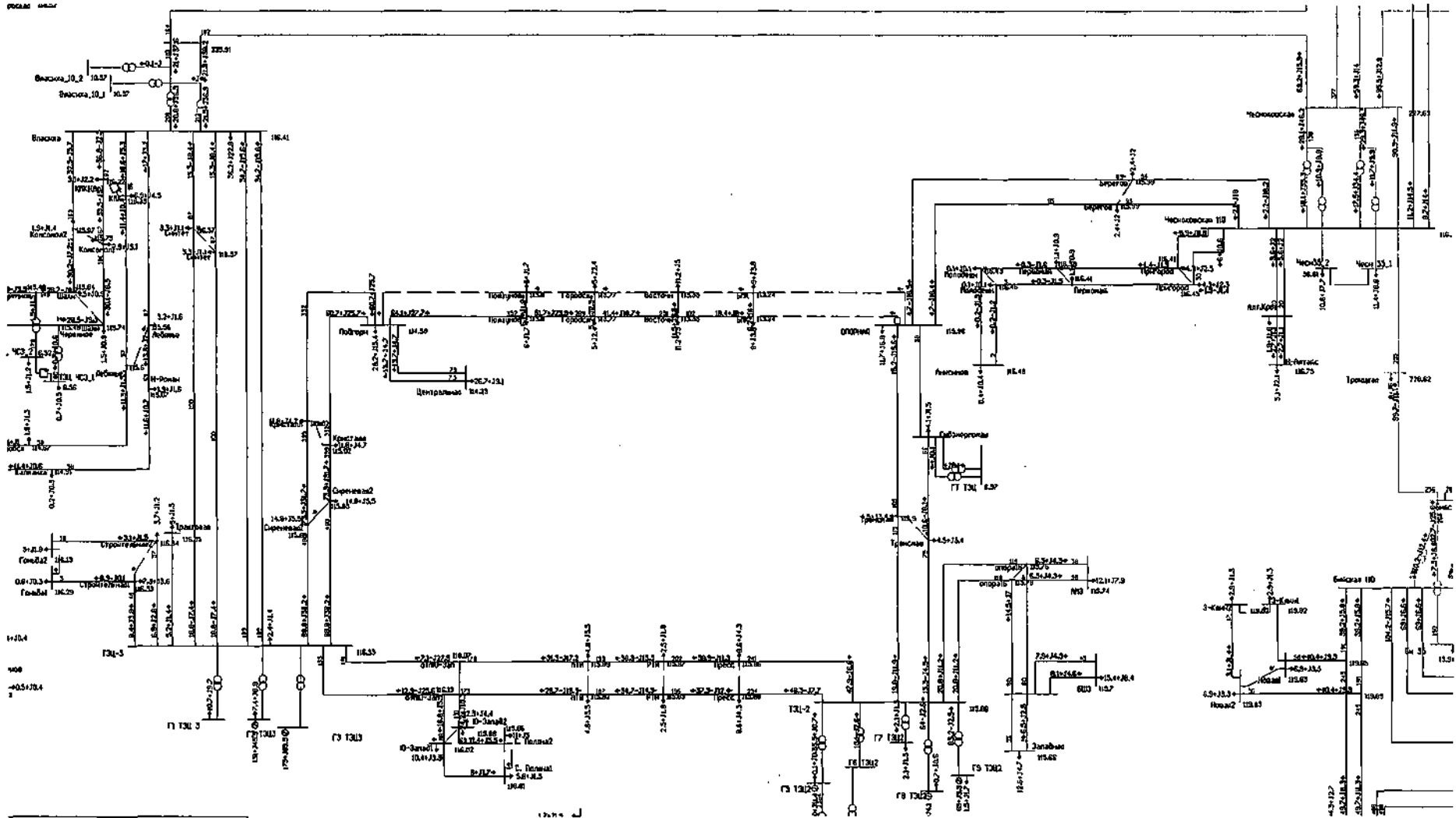


Приложение № 135
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.



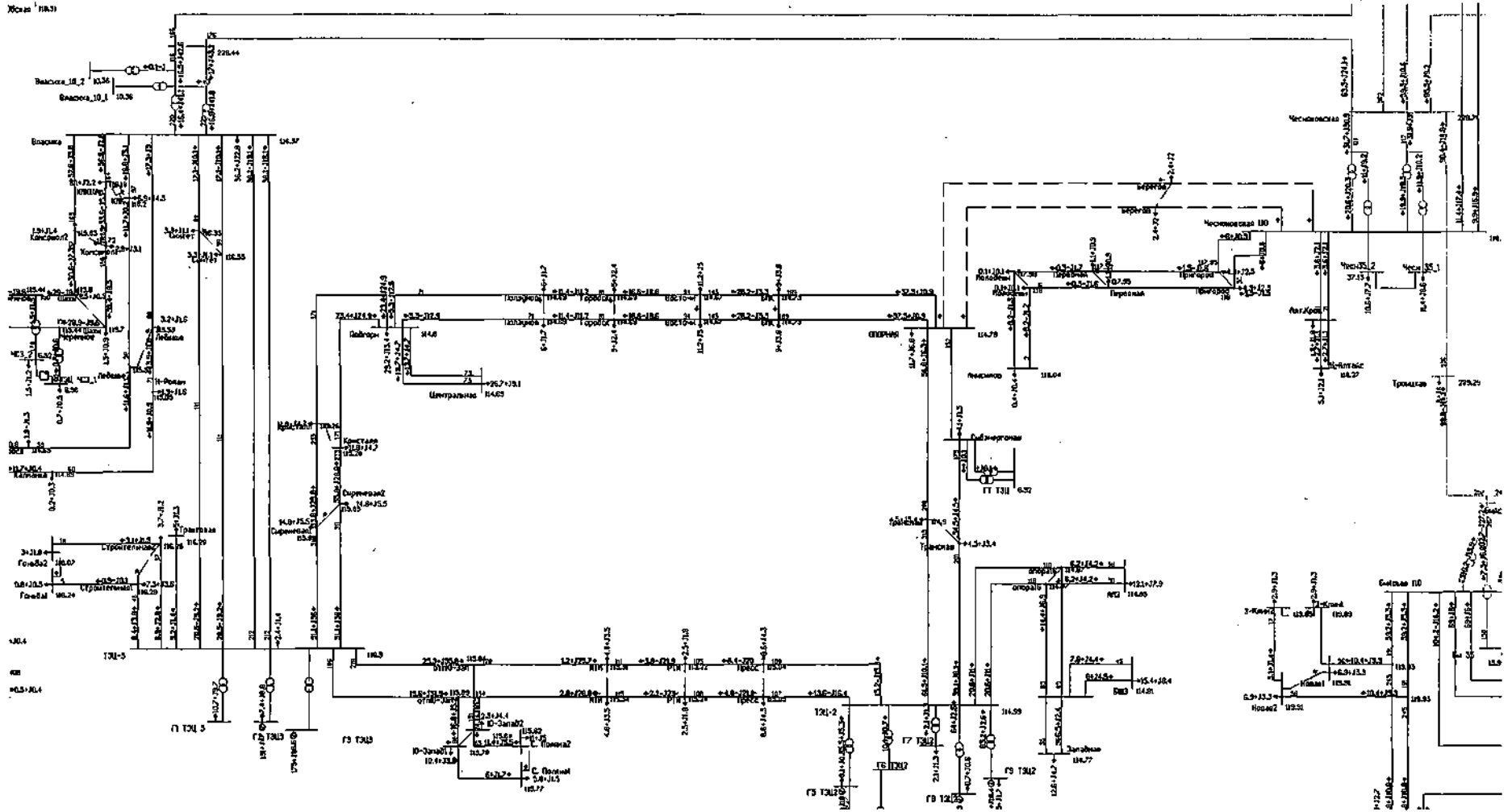
Приложение № 136

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.



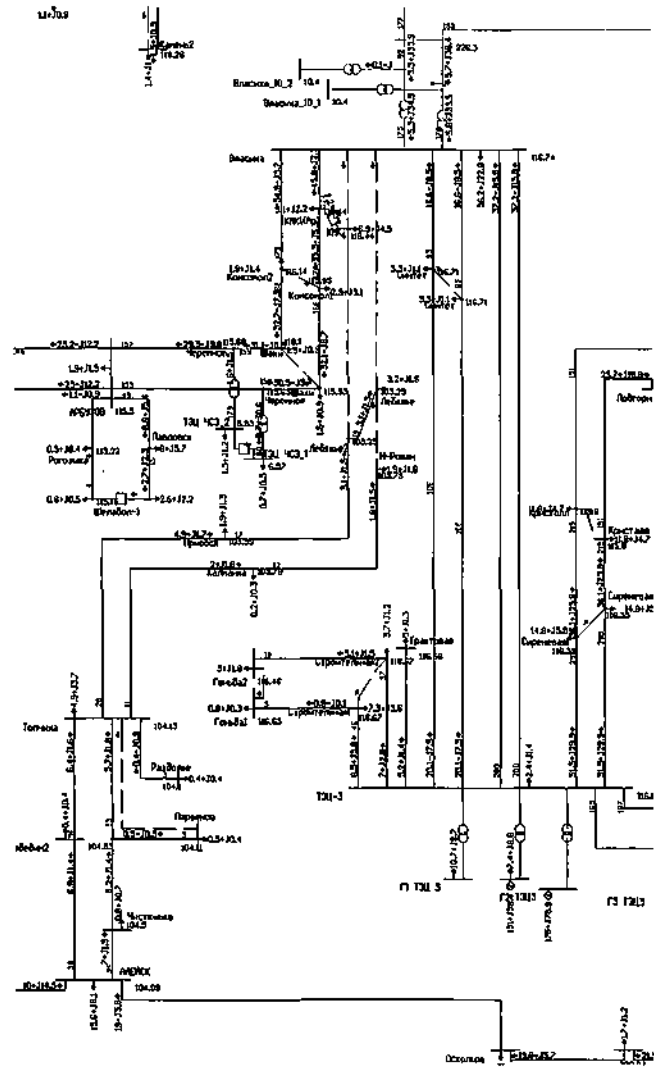
Приложение № 137

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

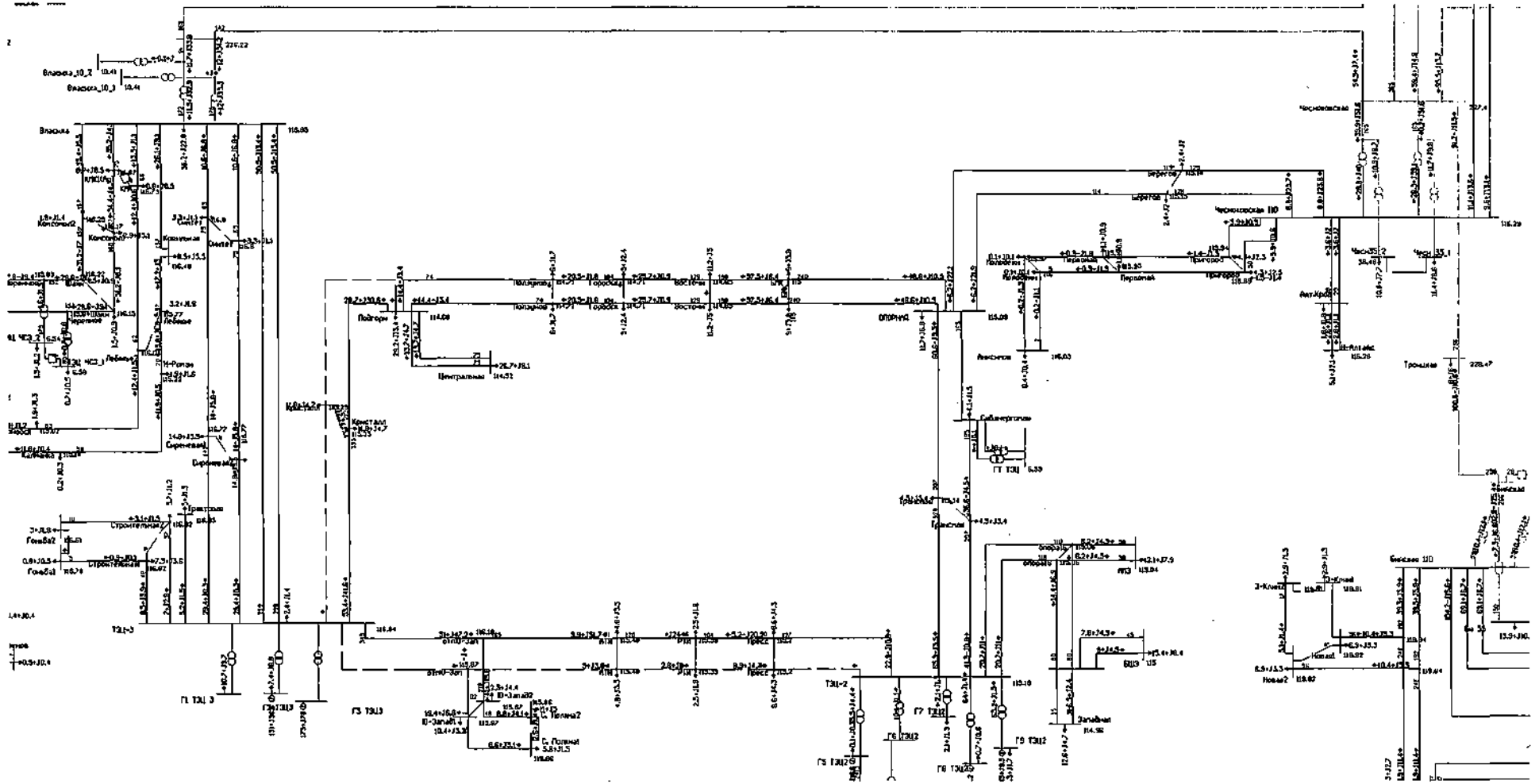


Приложение № 138

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

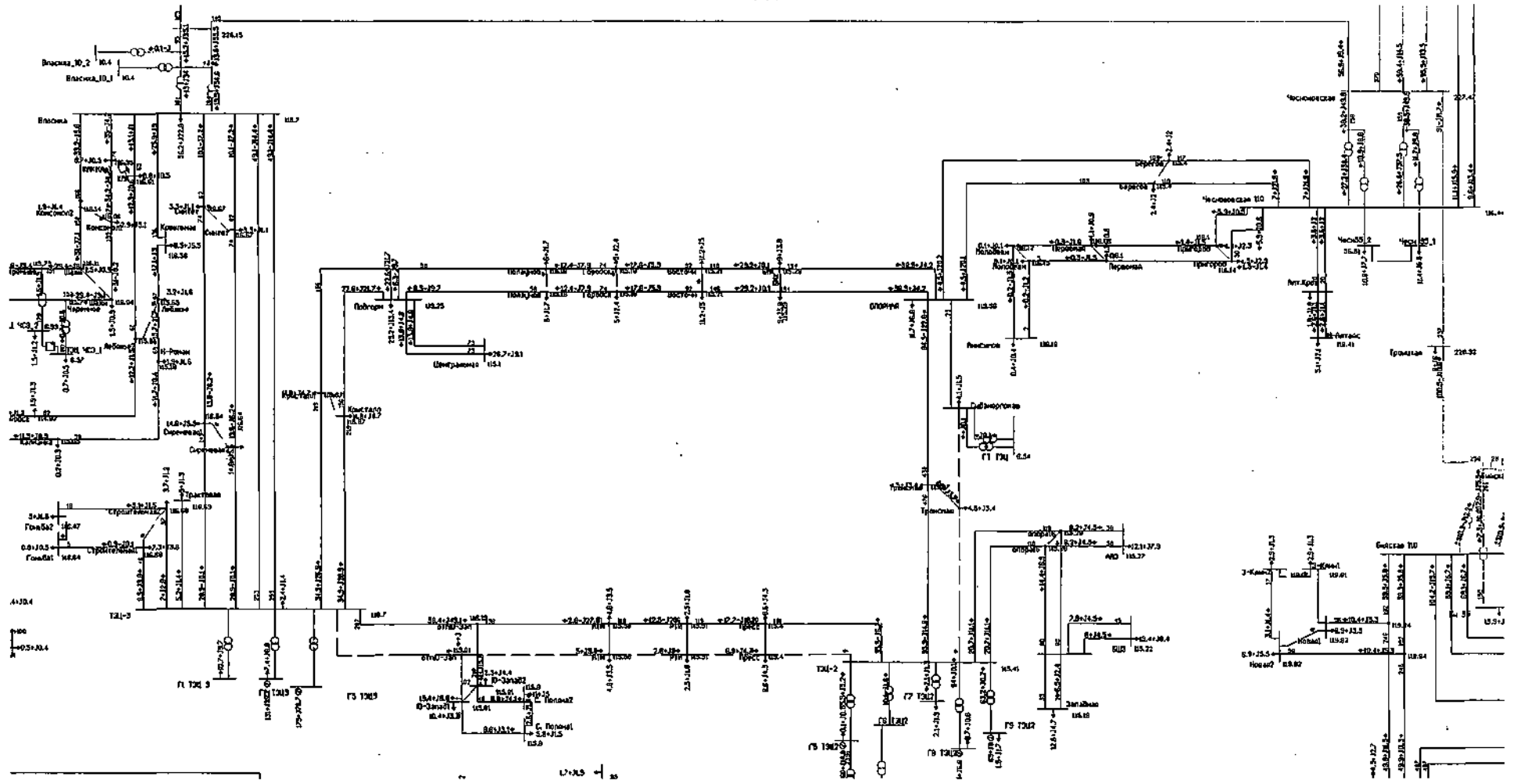


Приложение № 139
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТТ-45.

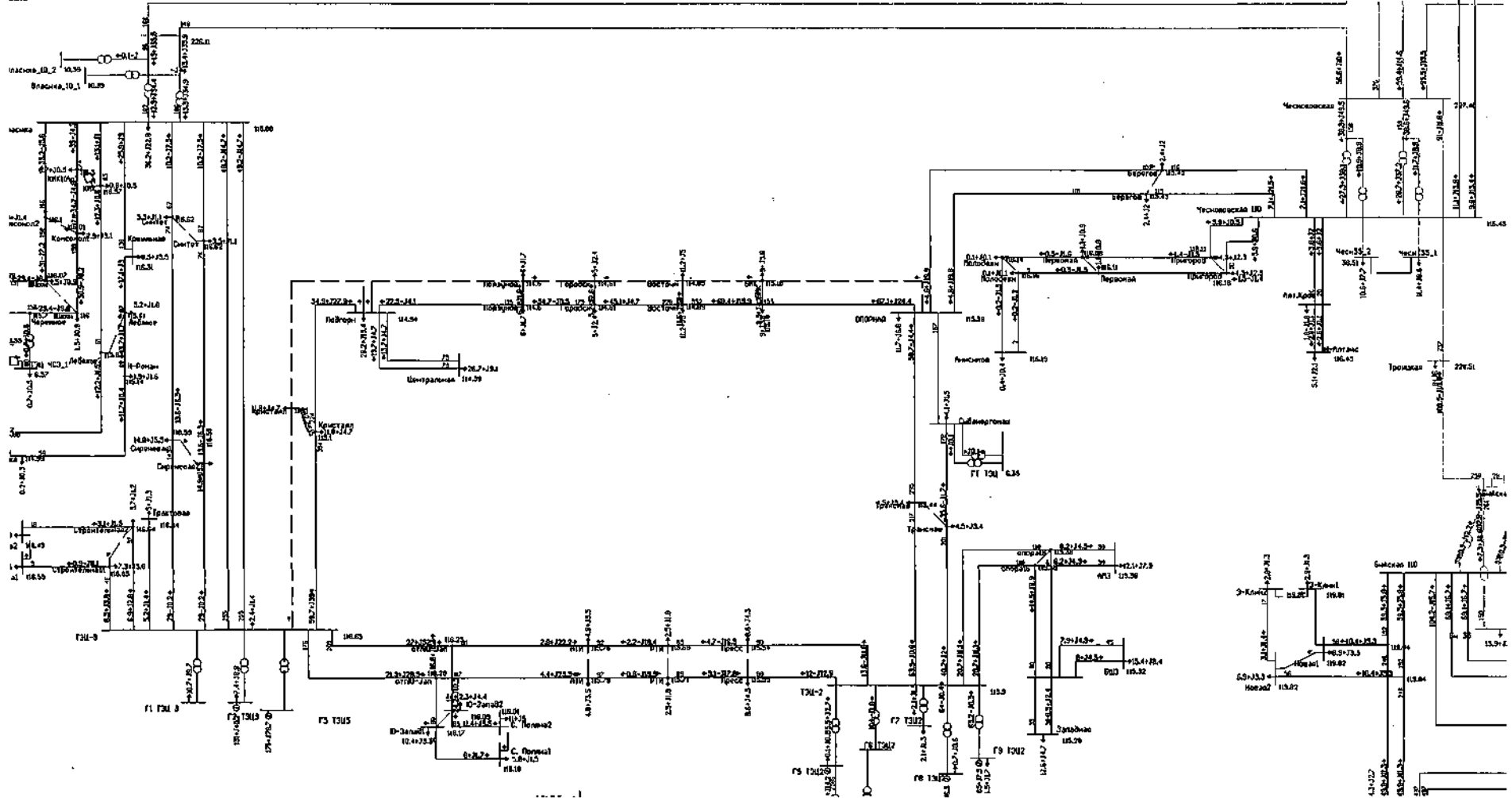


Приложение № 140

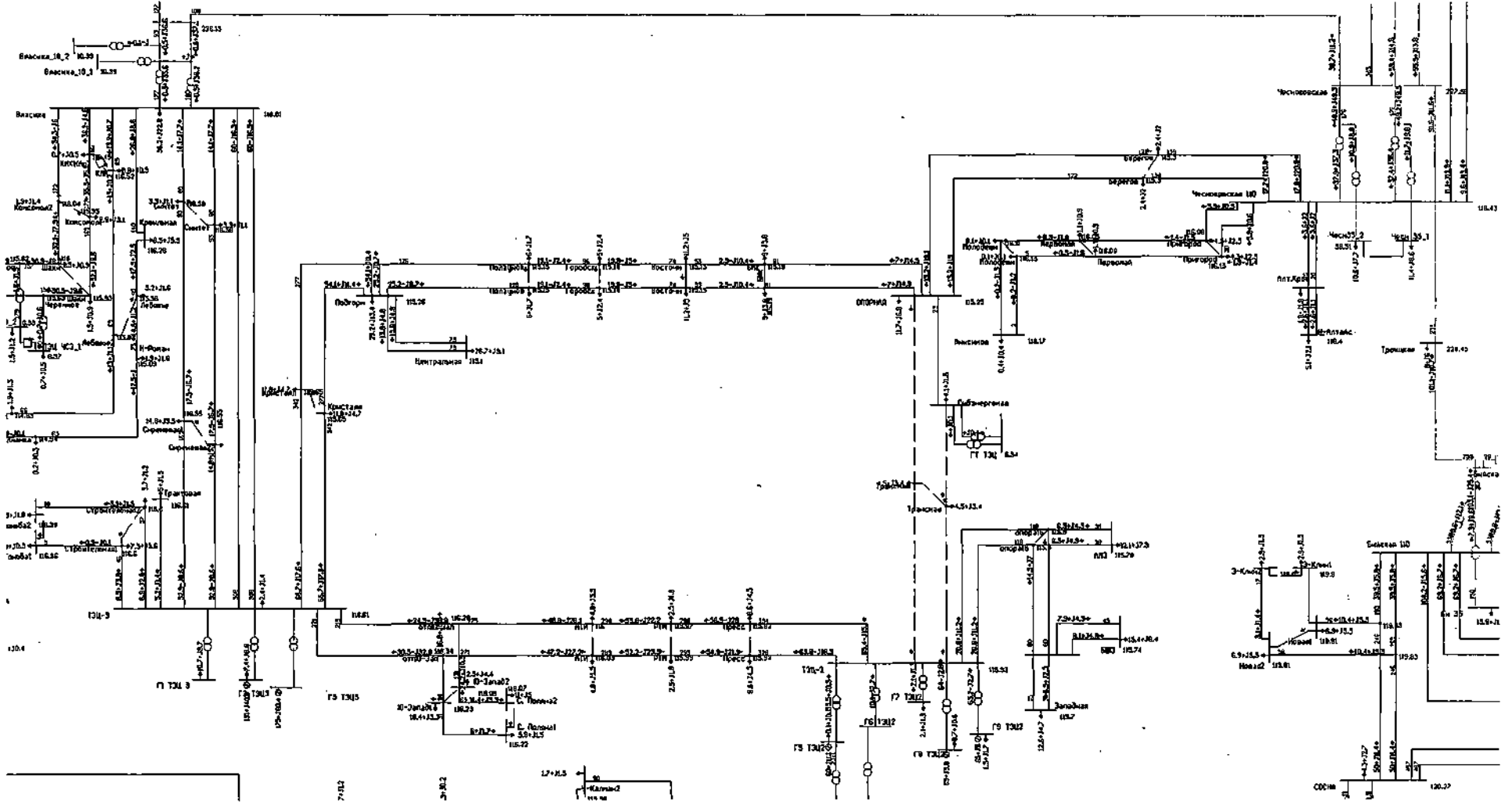
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



Приложение № 141
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

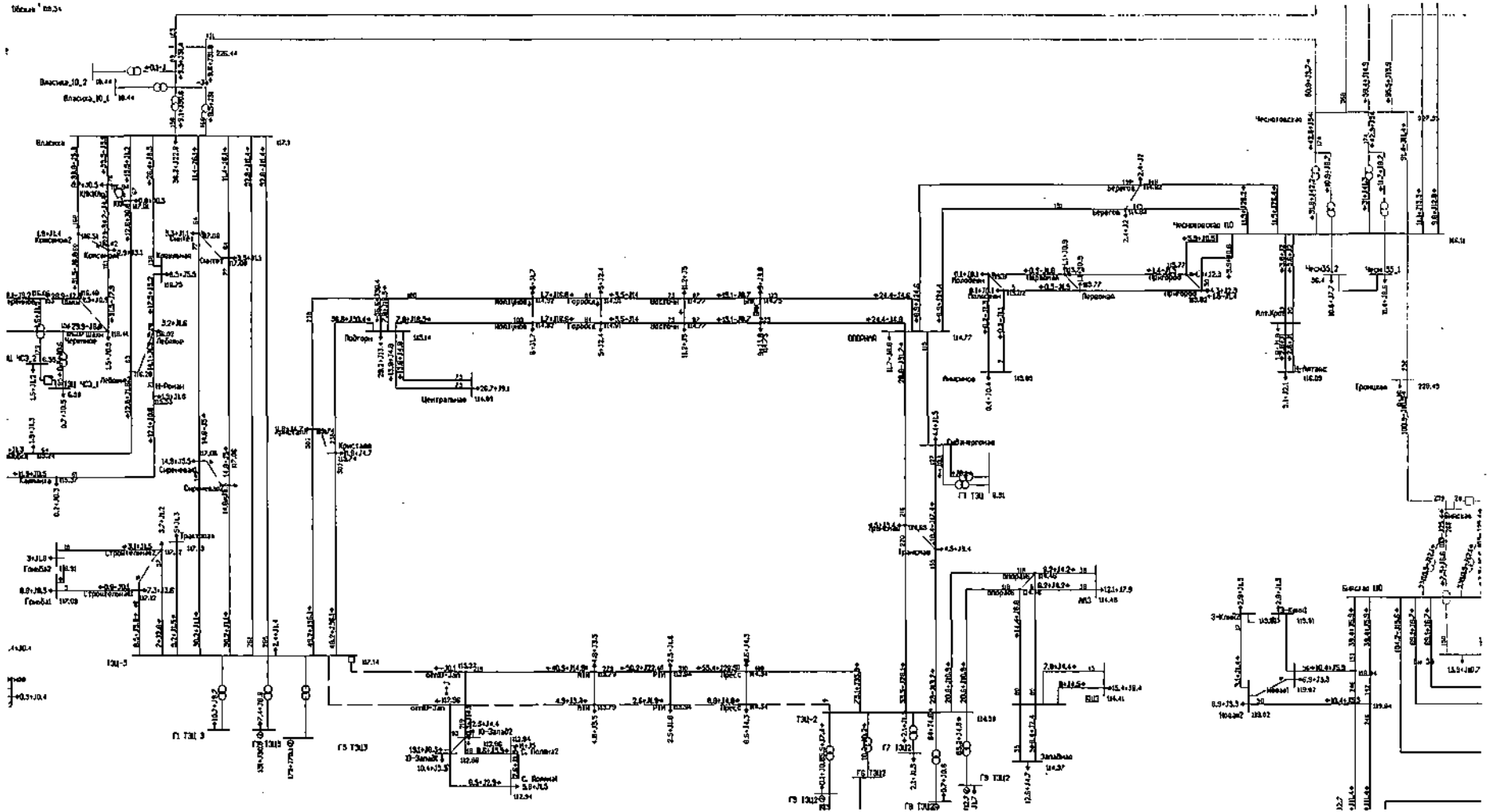


Приложение № 142
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



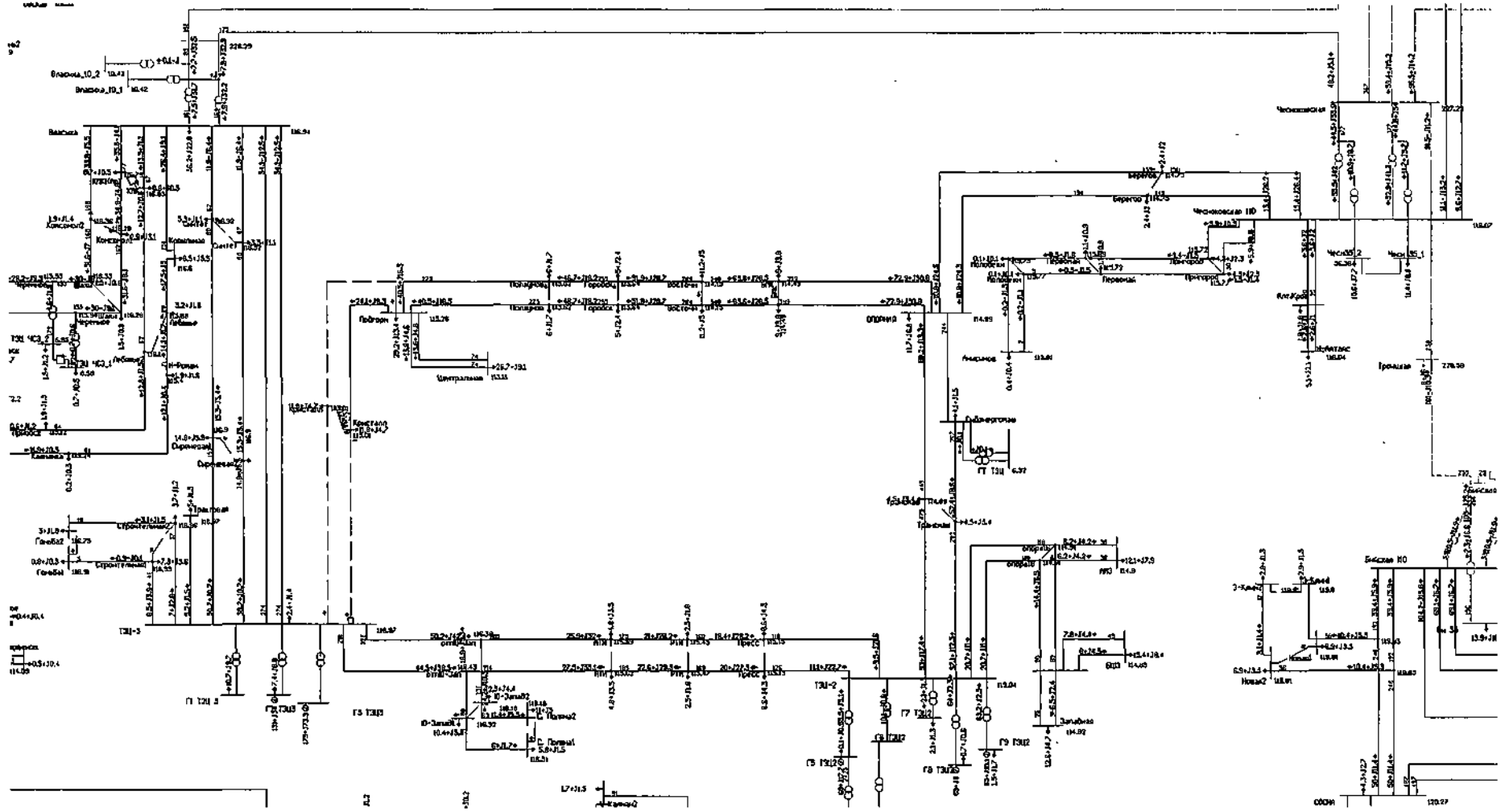
Приложение № 143

Легкий максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.



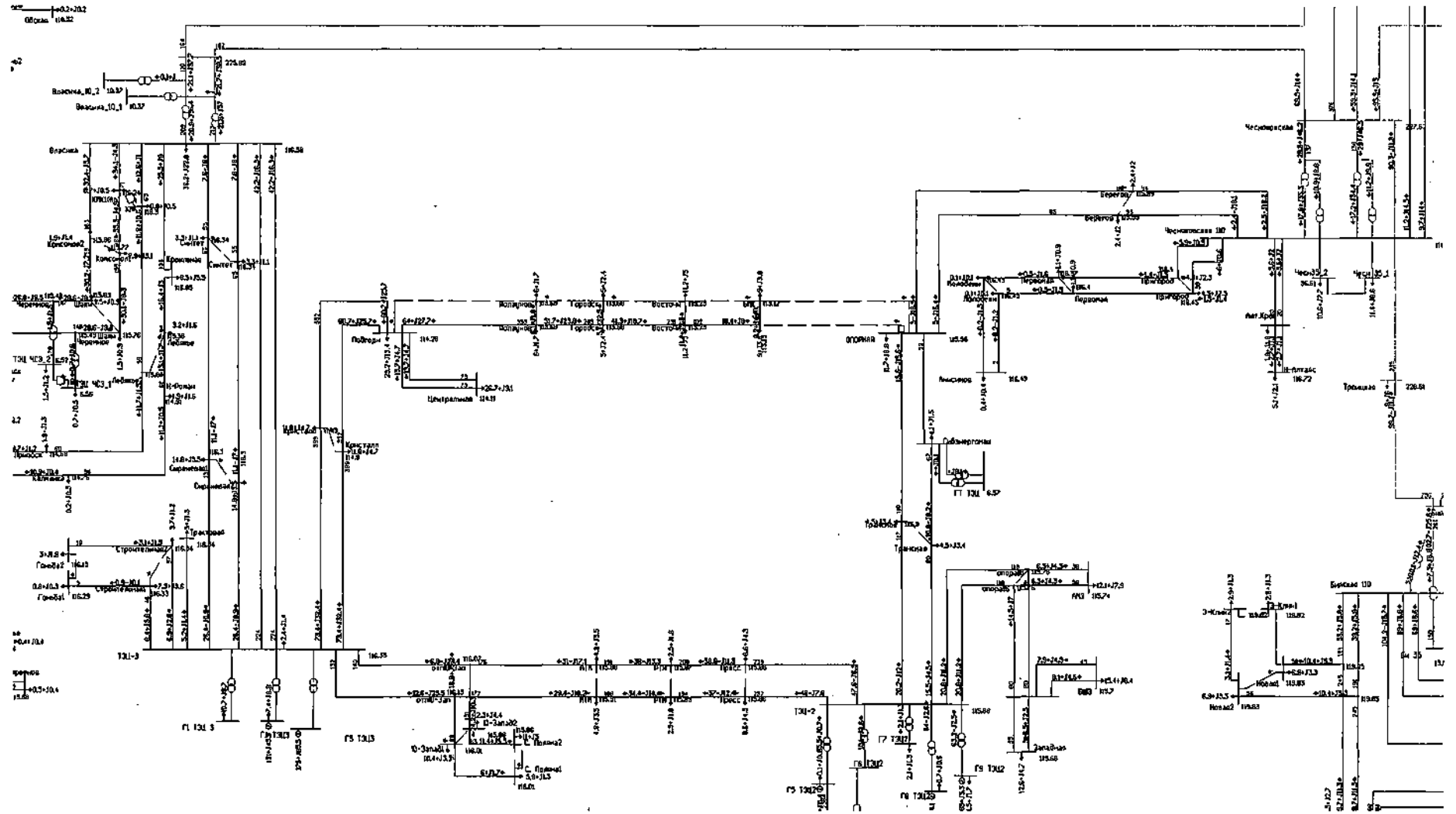
Приложение № 144

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.

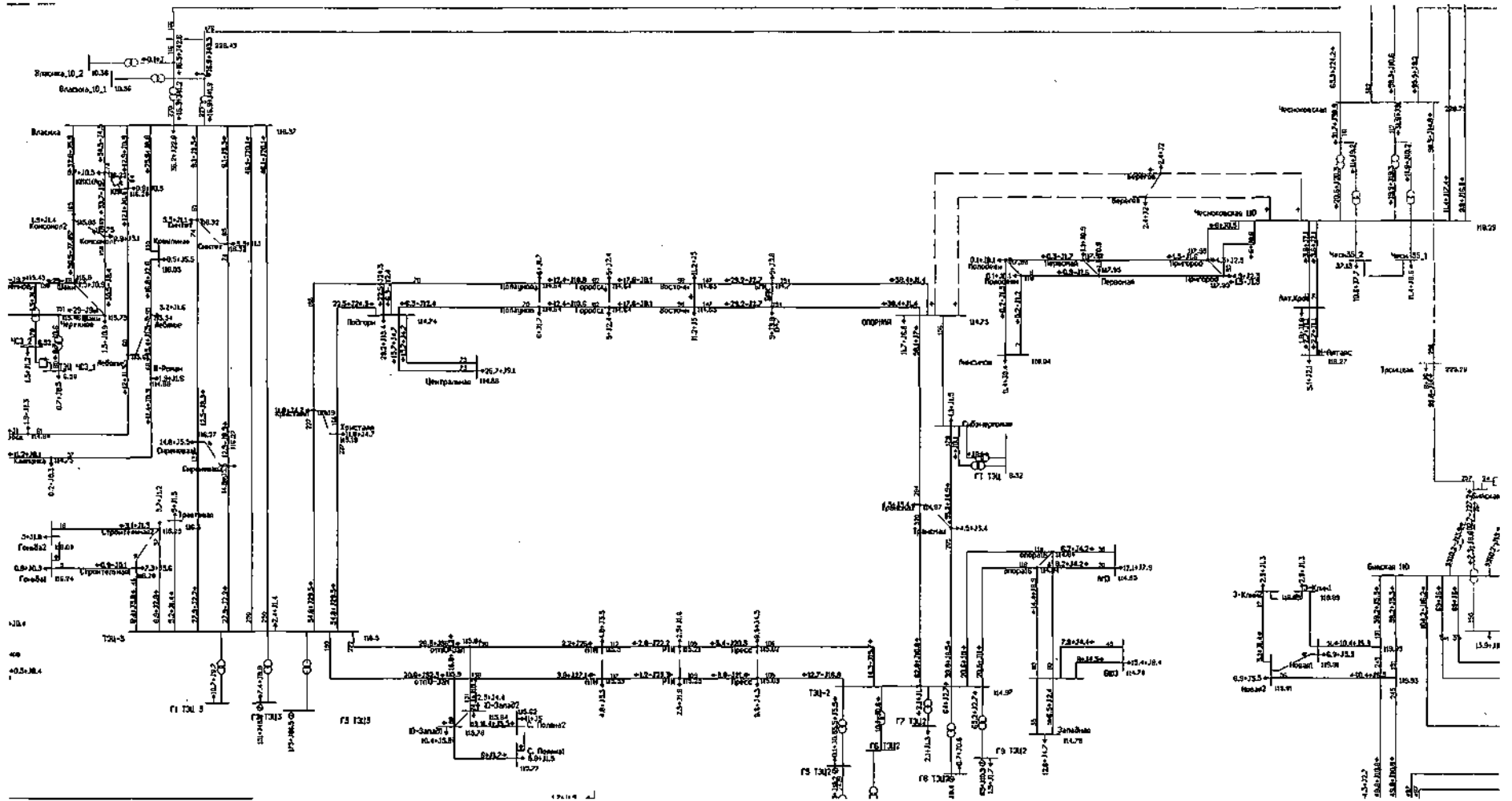


Приложение № 145

Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.

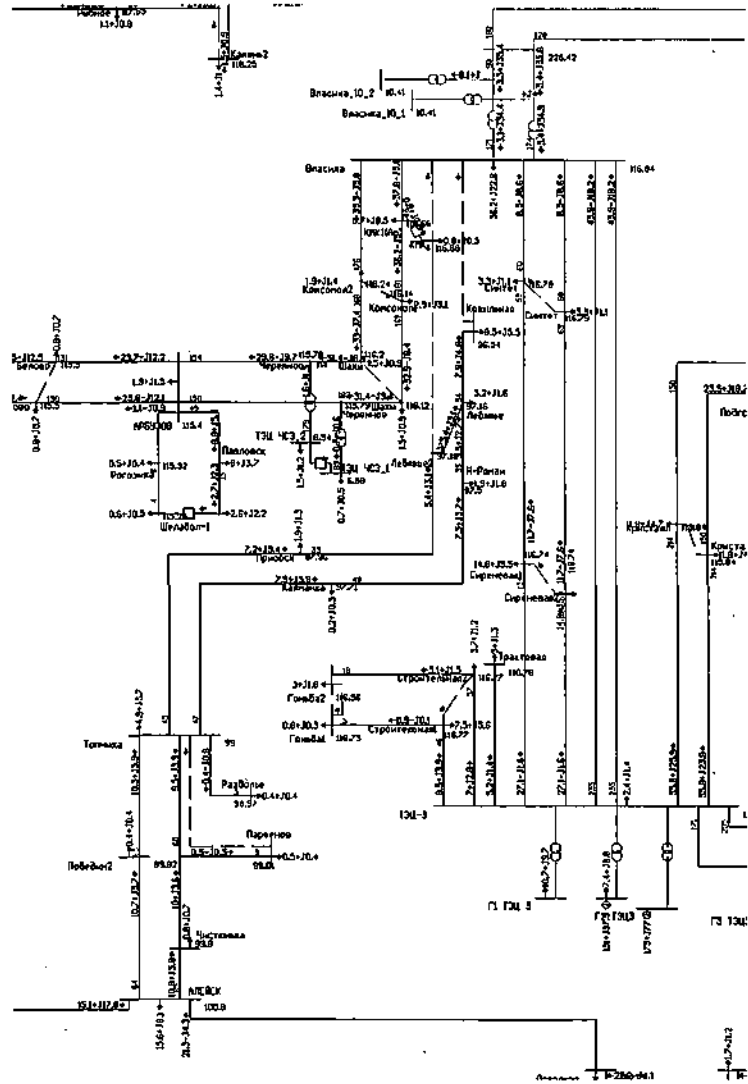


Приложение № 146
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

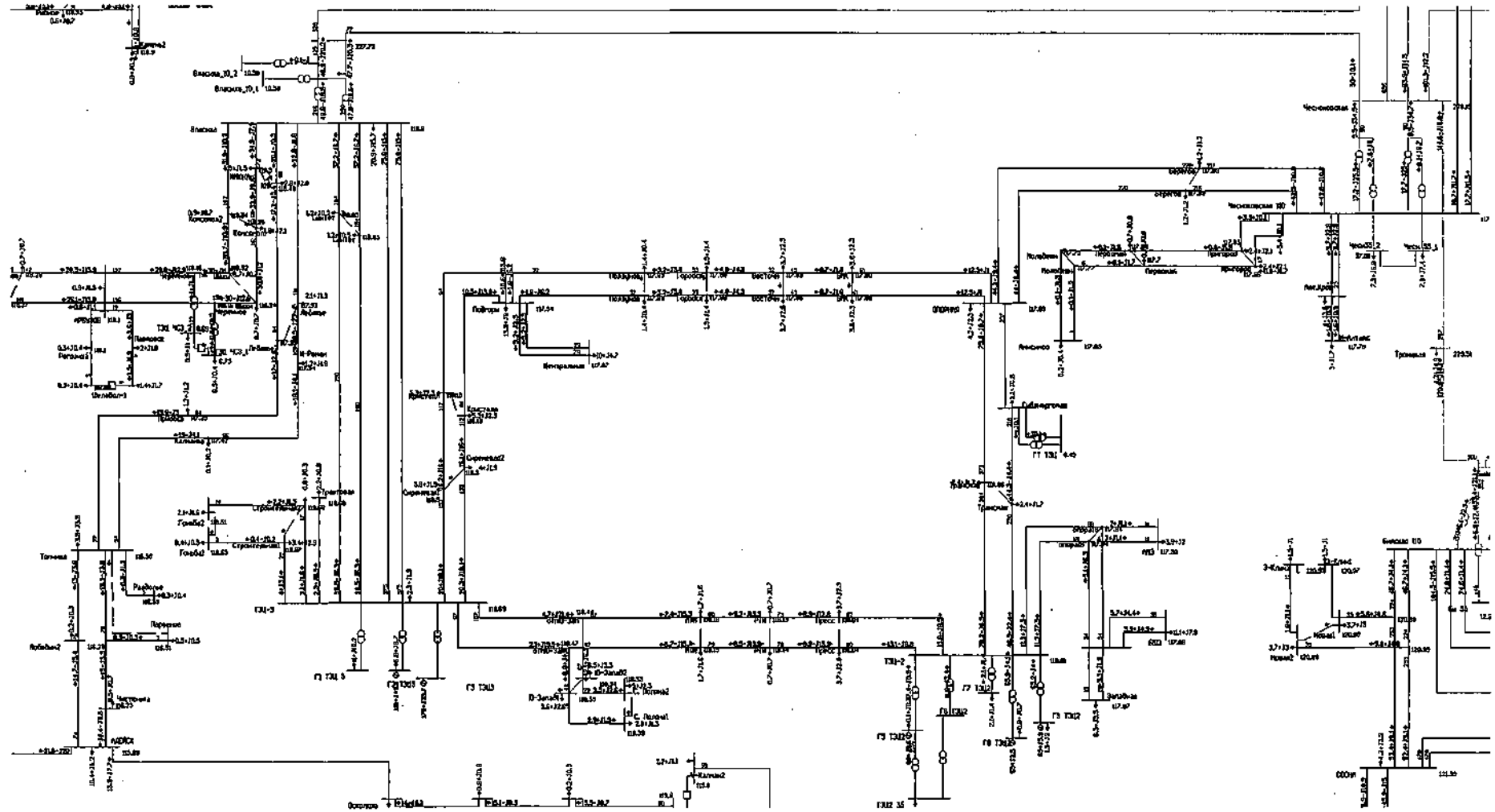


Приложение № 147

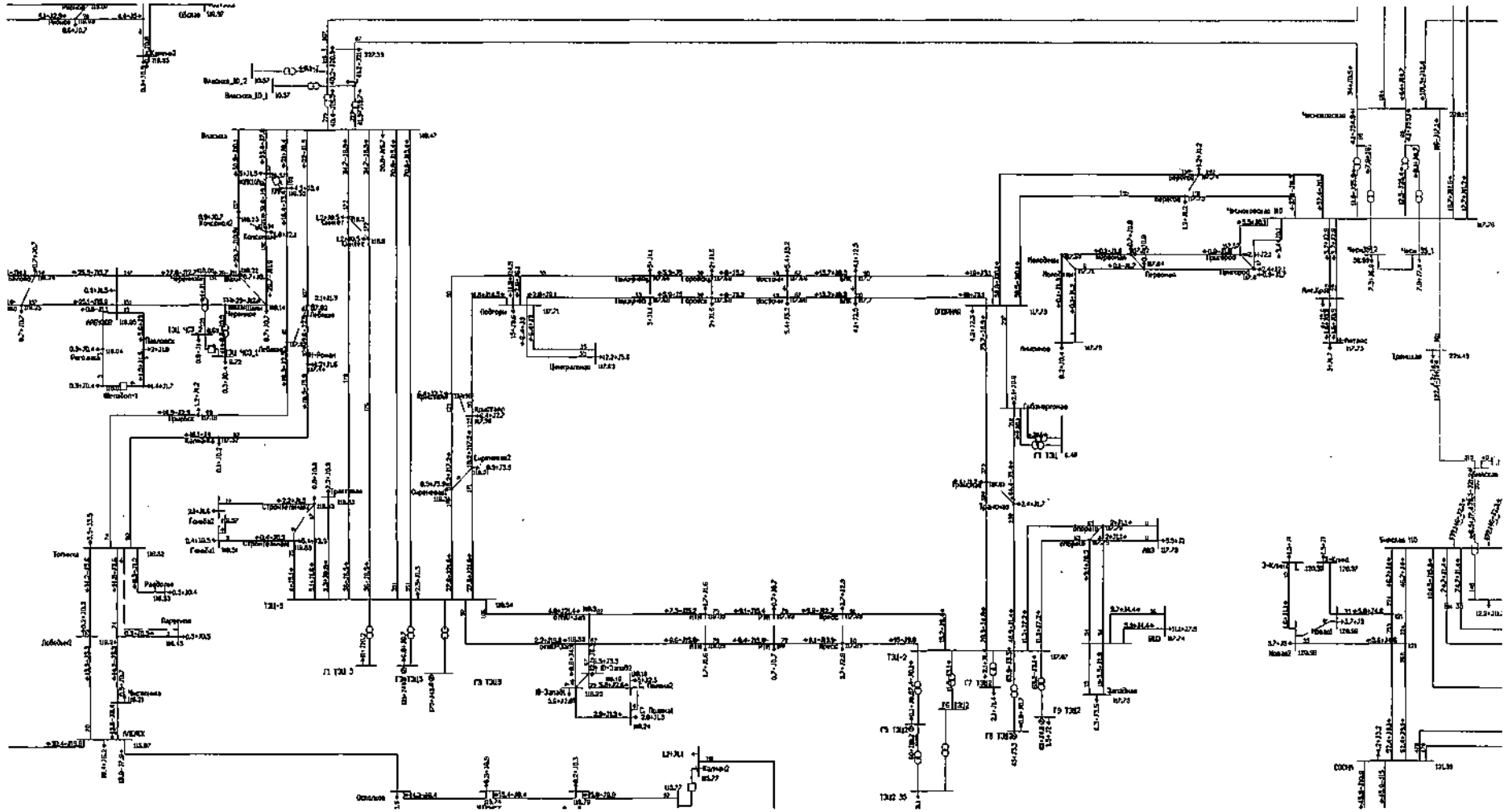
Летний максимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.



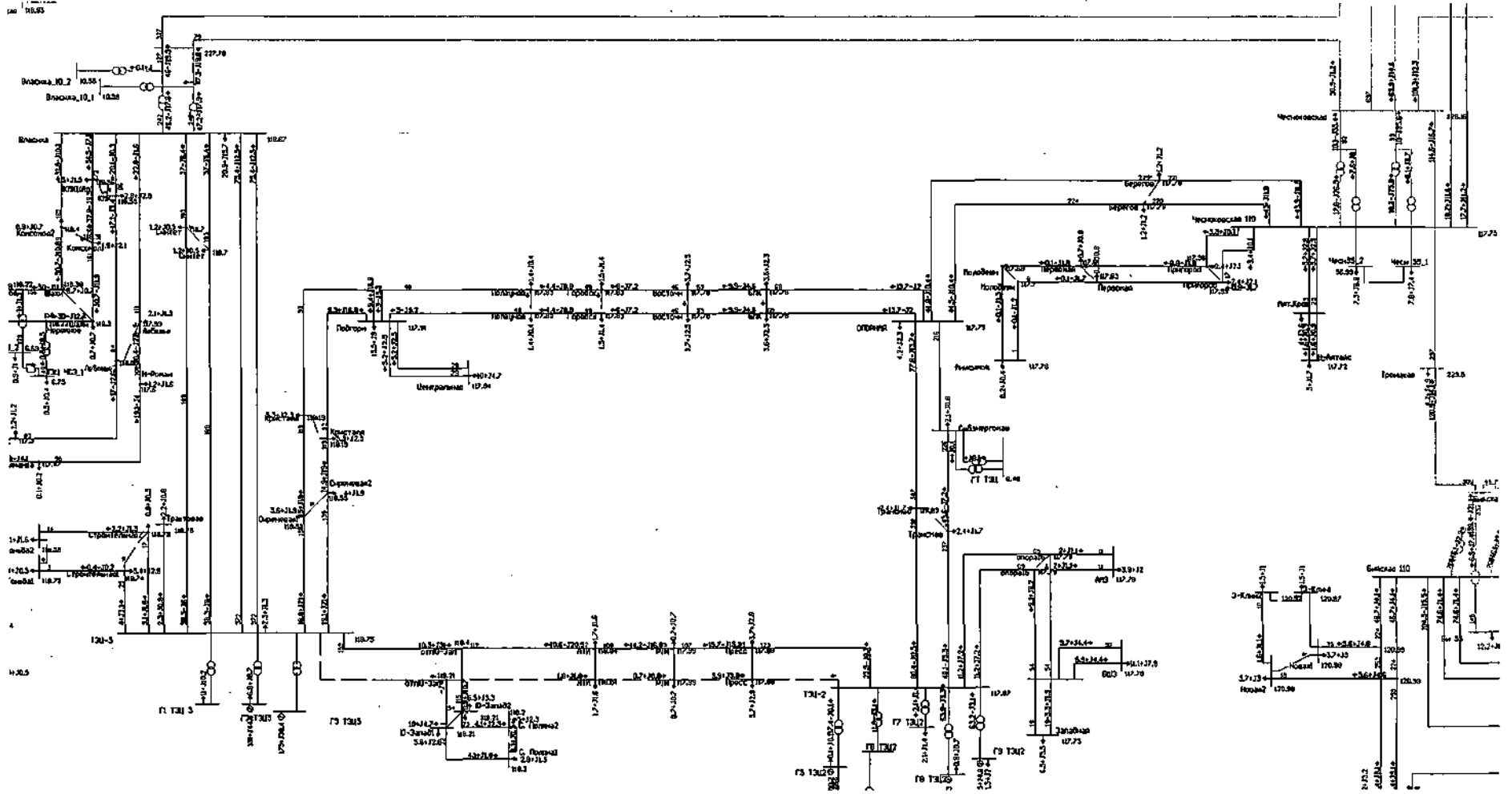
Нормальная схема летнего минимума нагрузок 2020 год. Вариант 1.



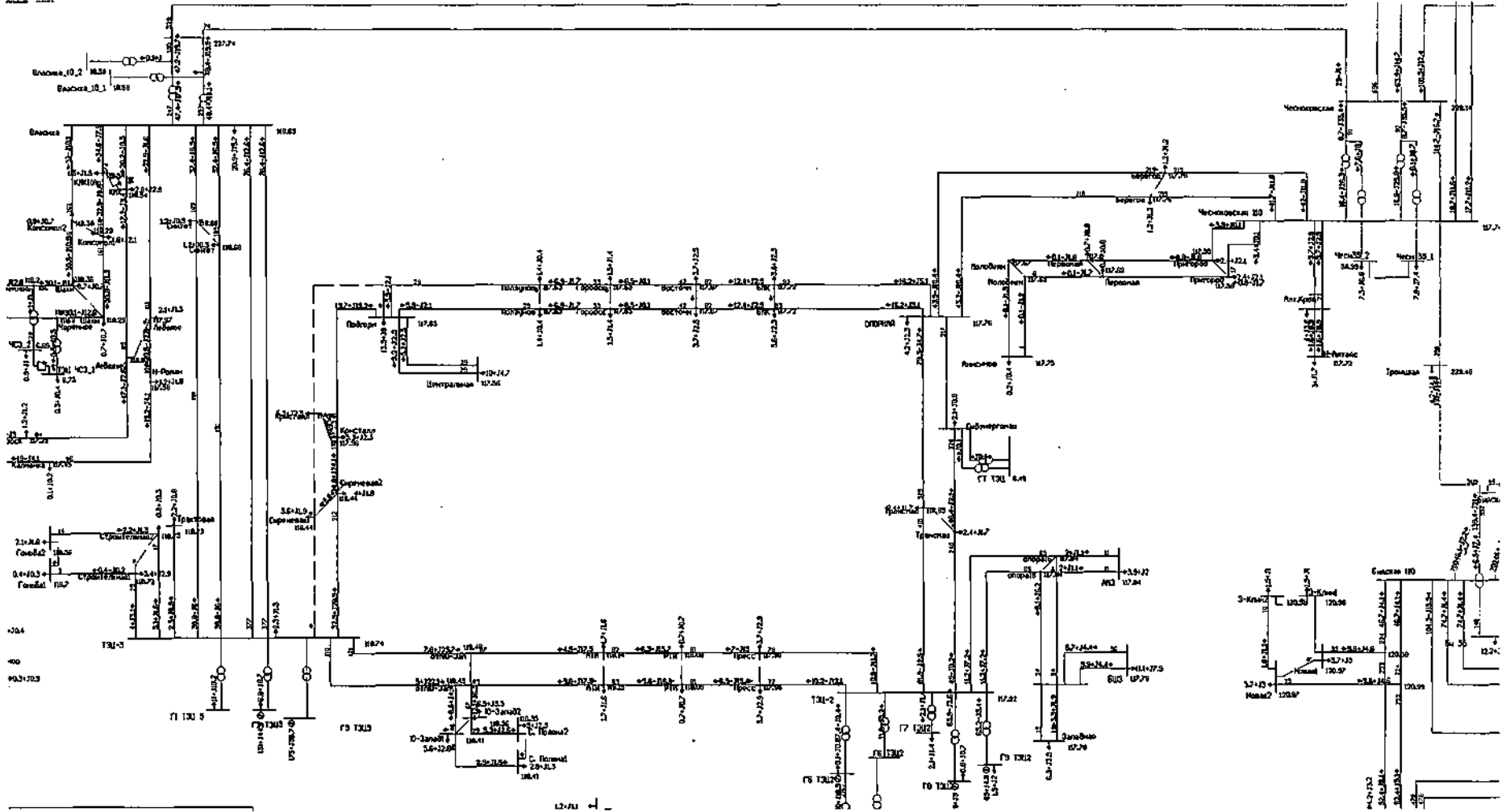
Нормальная схема летнего минимума нагрузок 2020 год. Вариант 2.



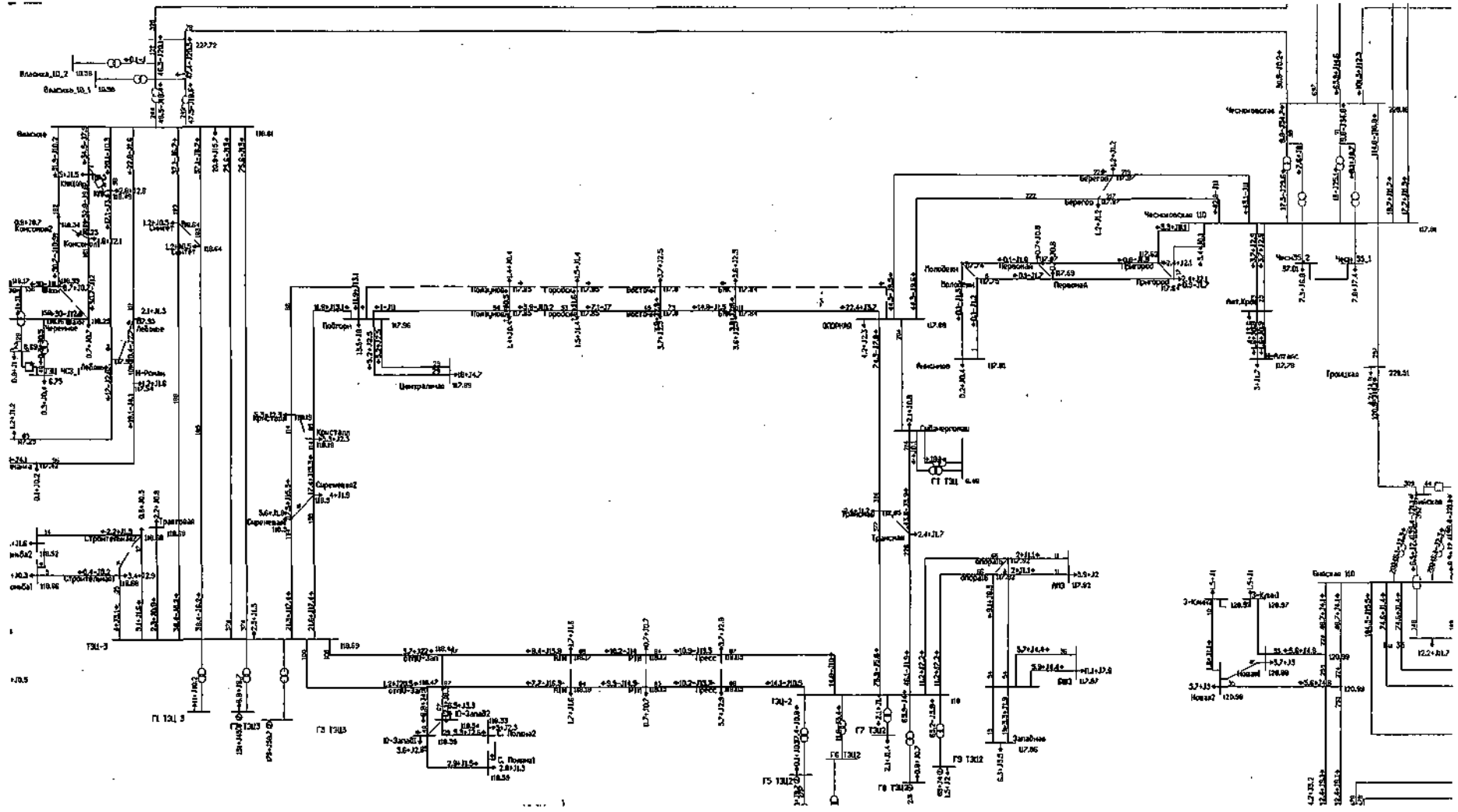
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТТ-121.



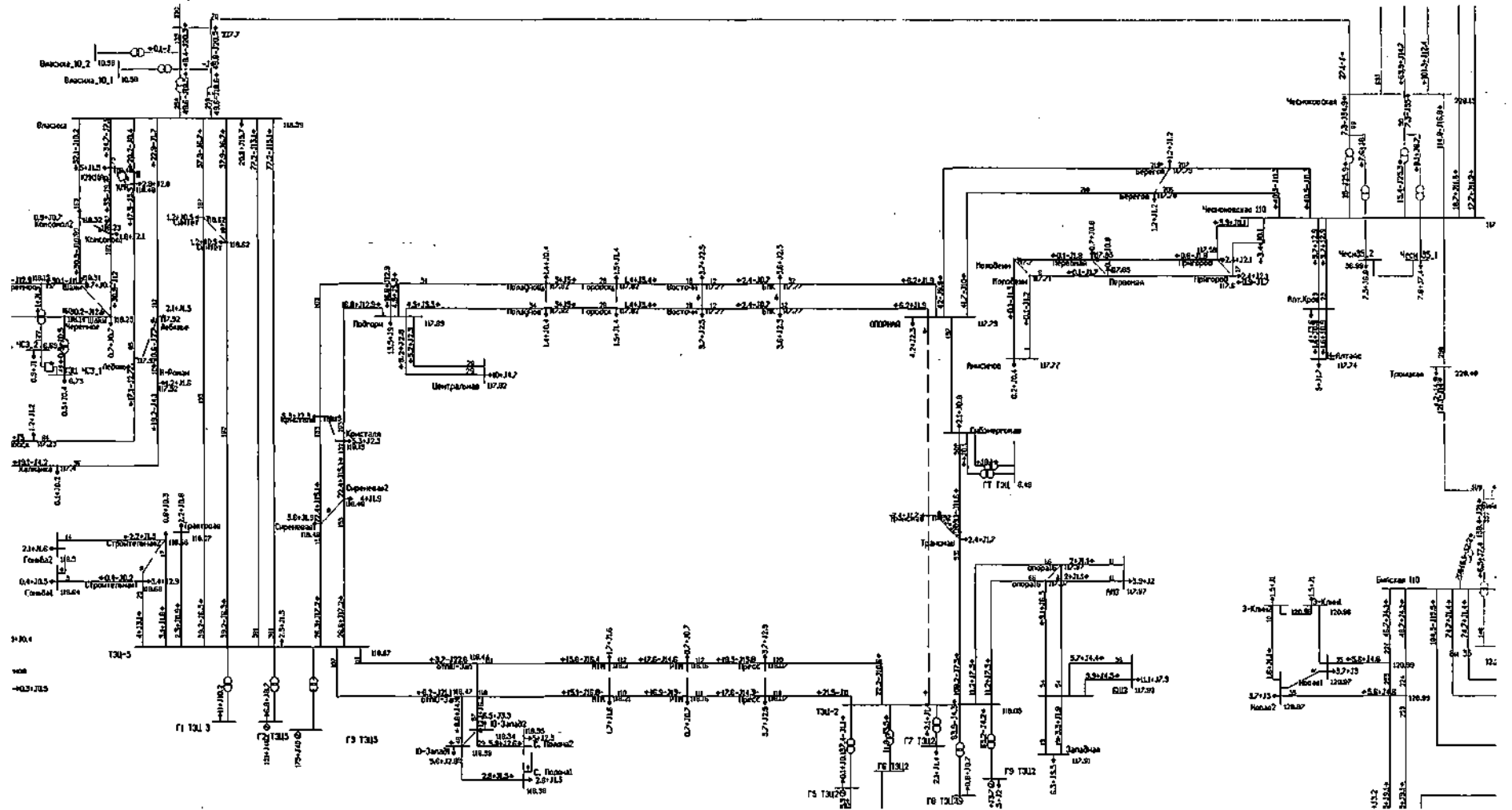
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТП-45.



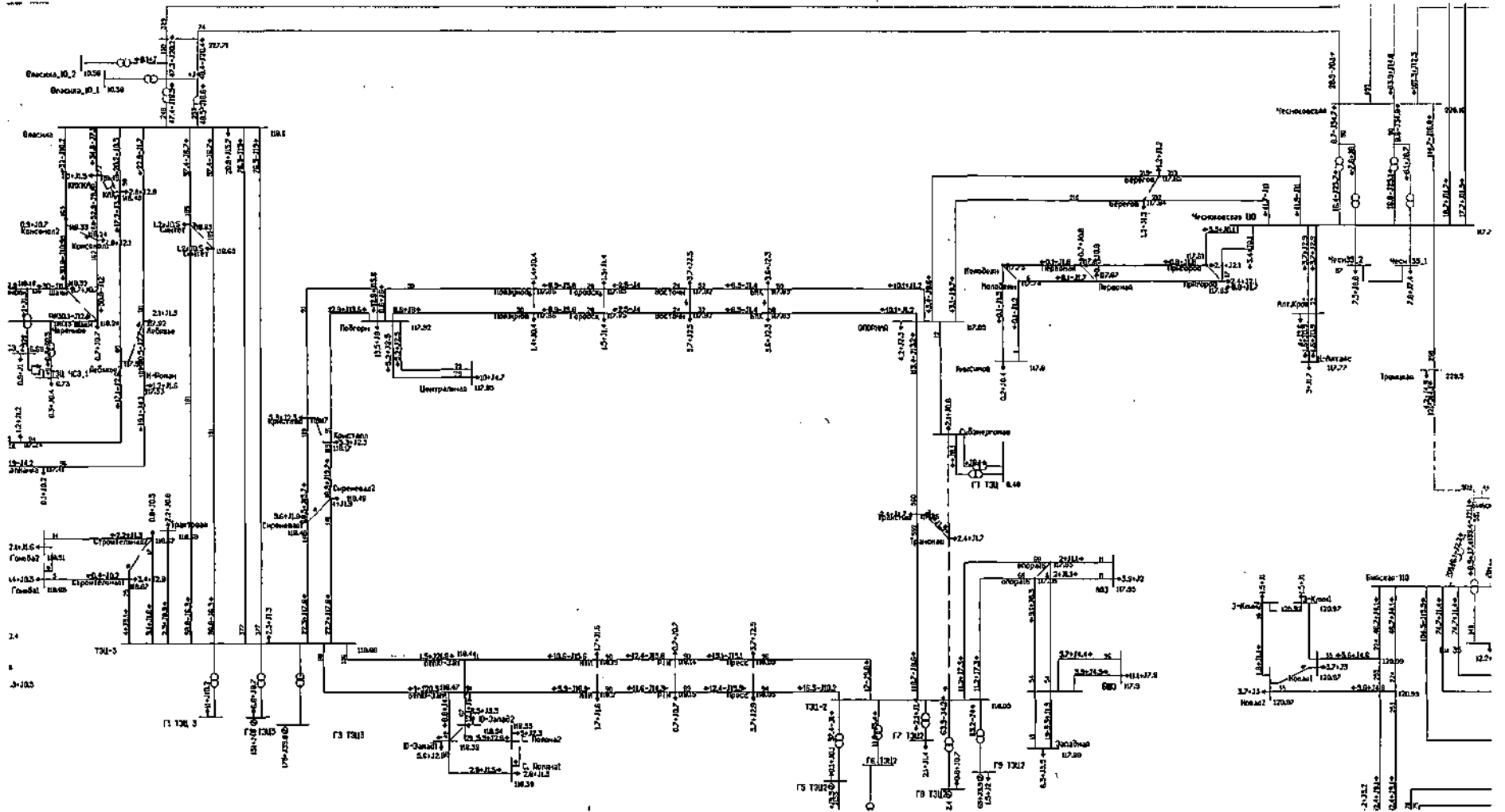
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОП-94.



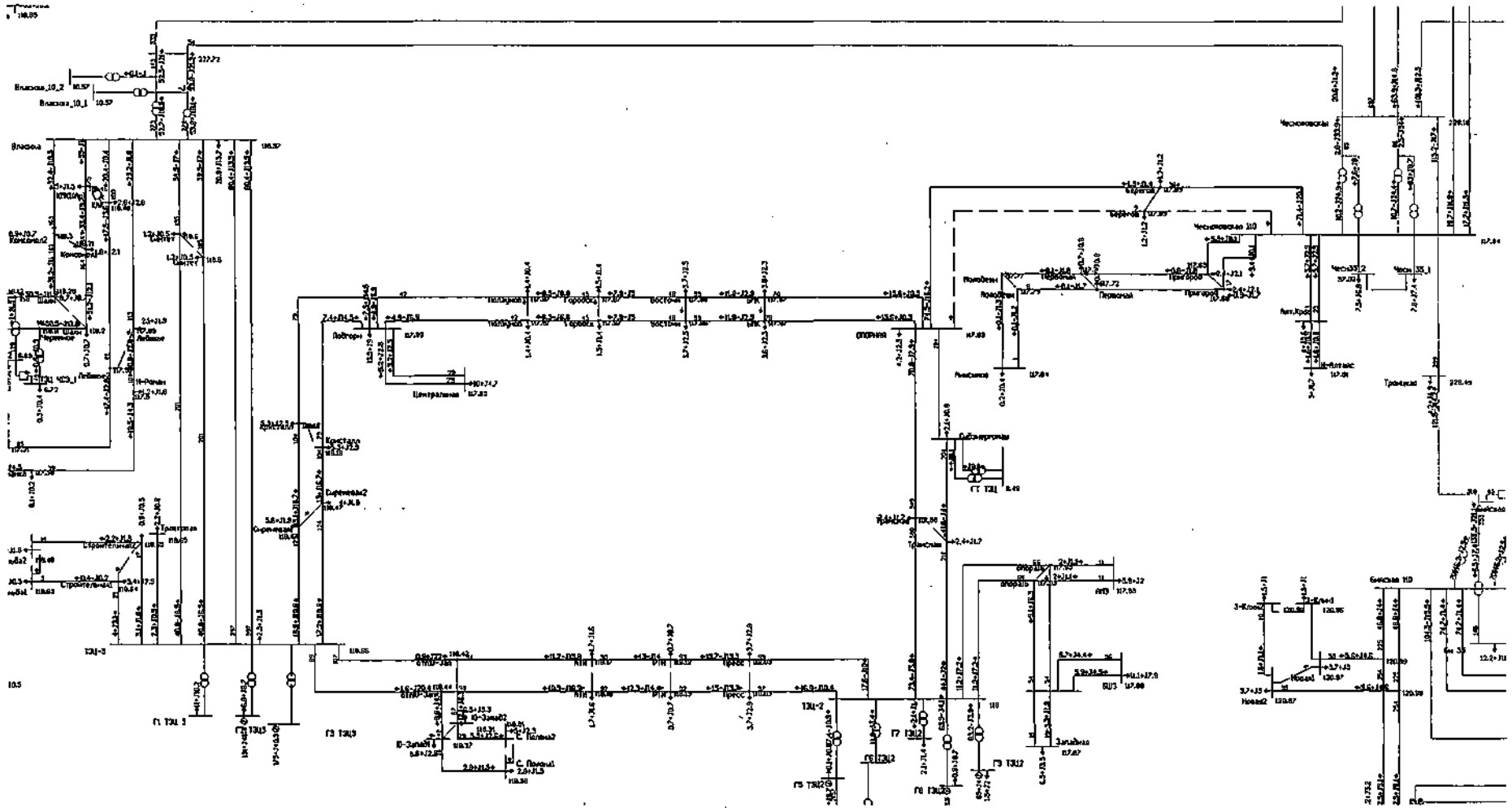
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТО-101.



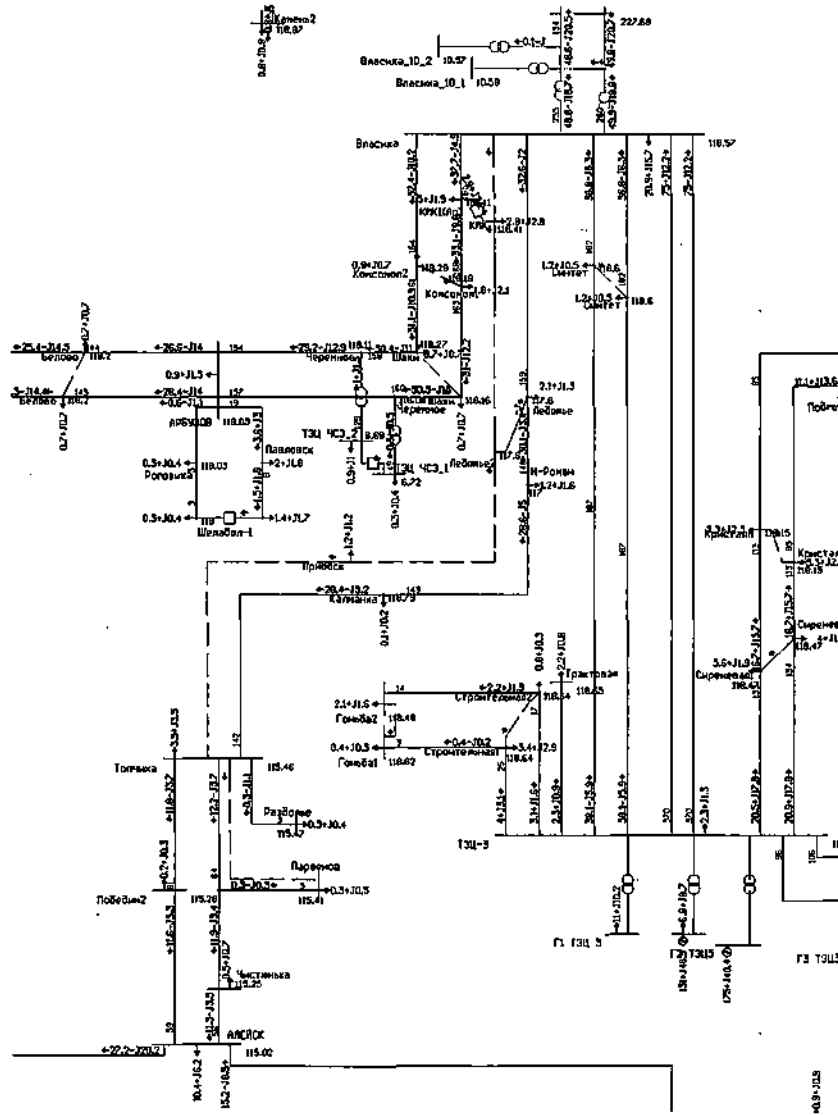
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ТС-100.



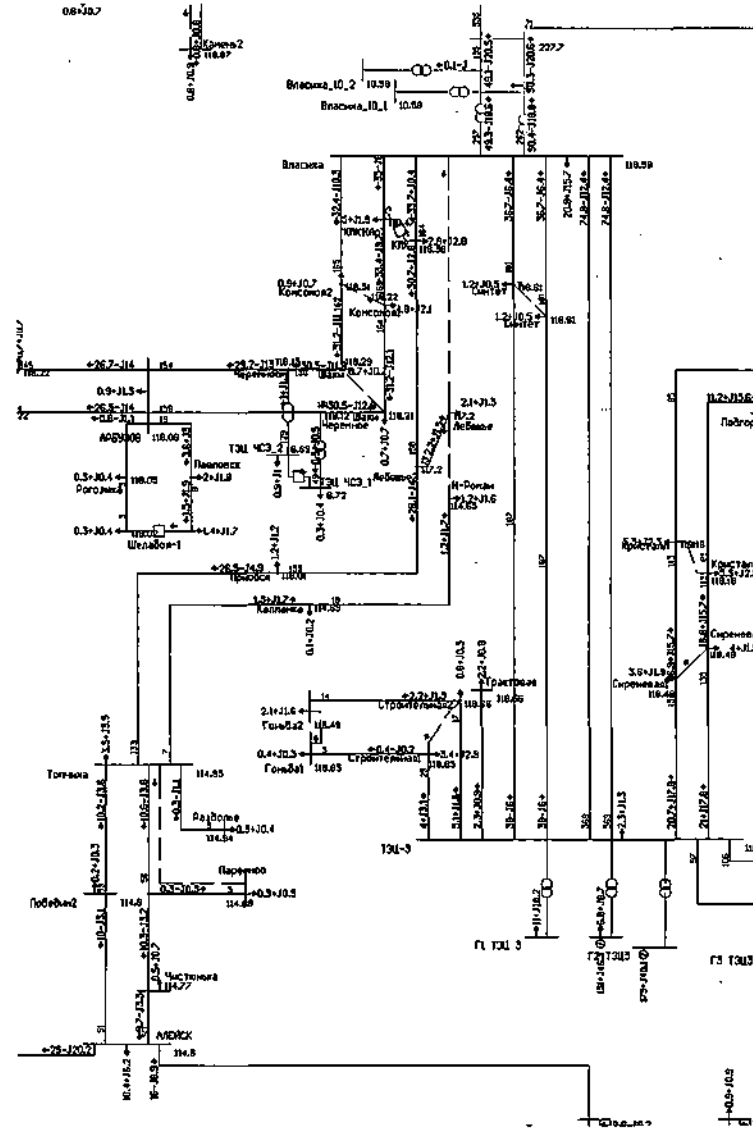
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



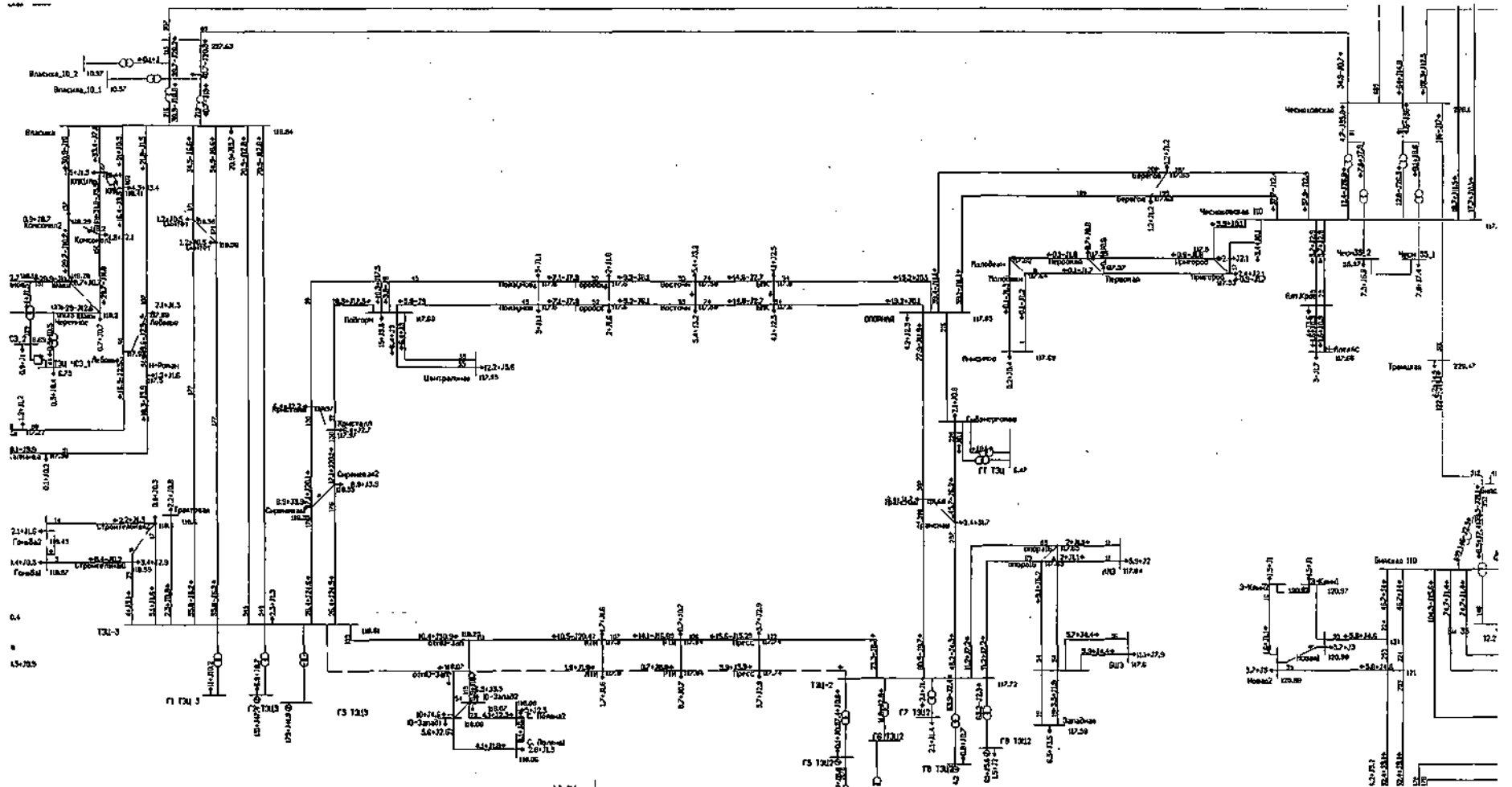
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВП-52.



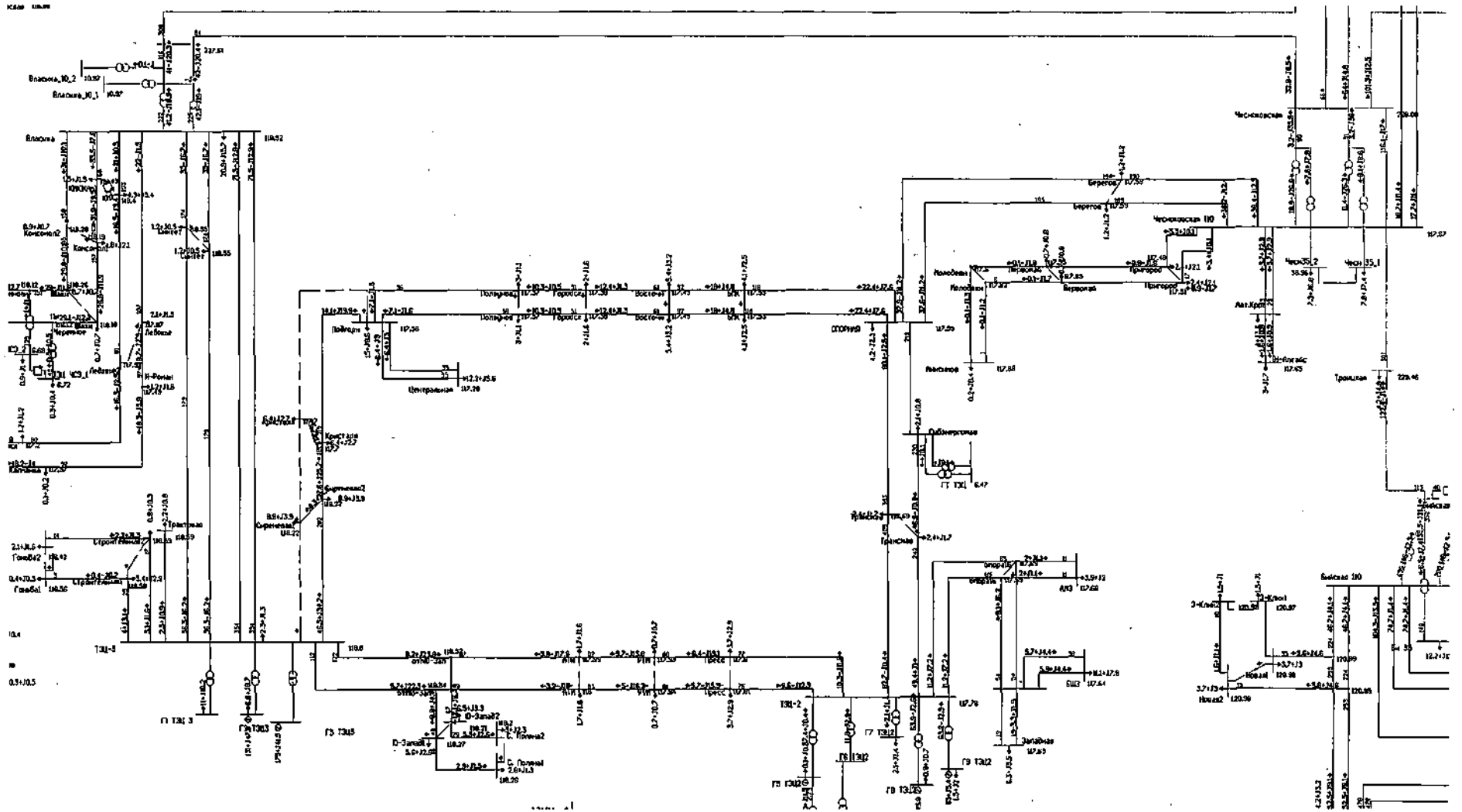
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Ремонт ВЛ ВТ-111.



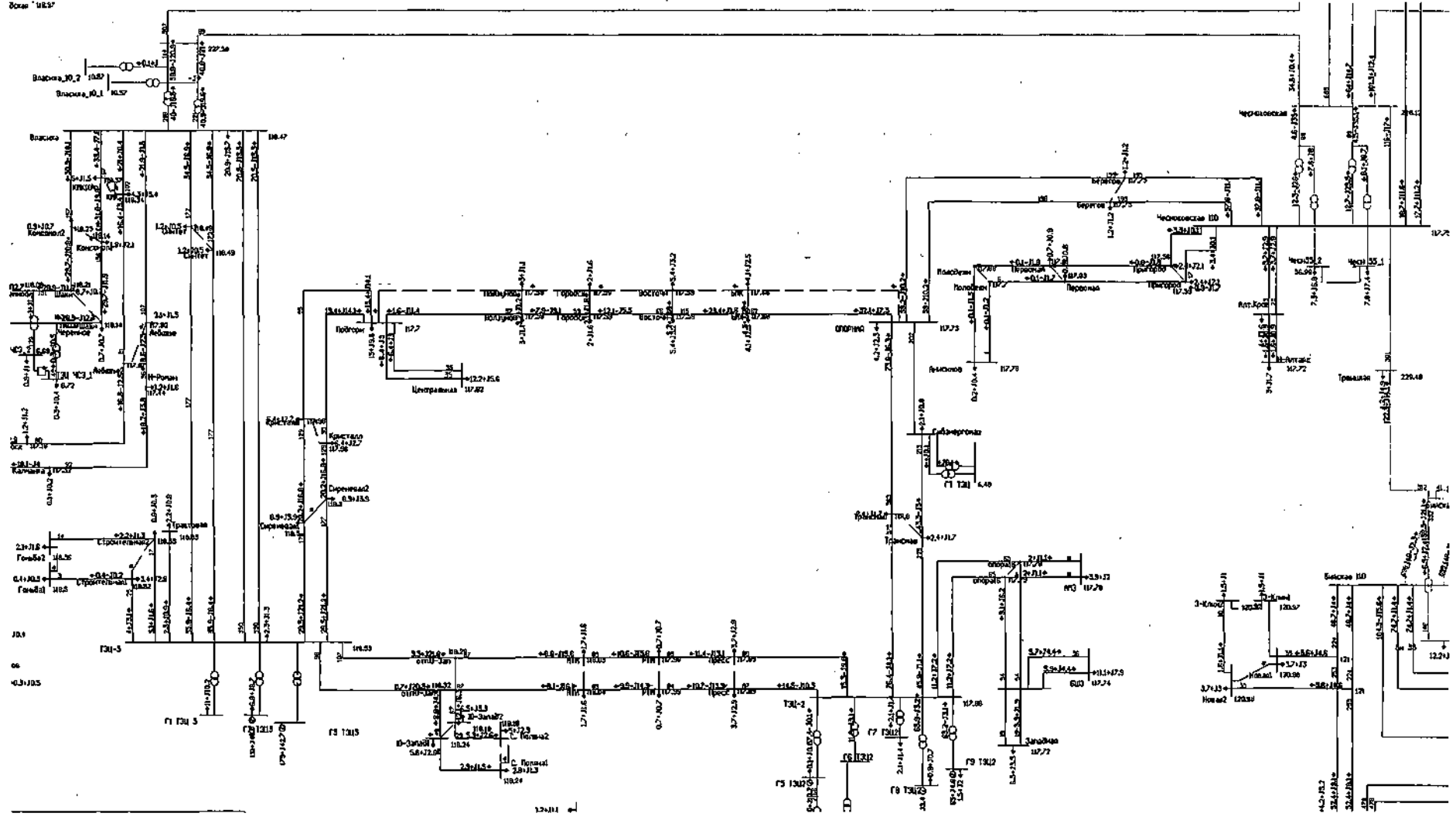
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТТ-121.



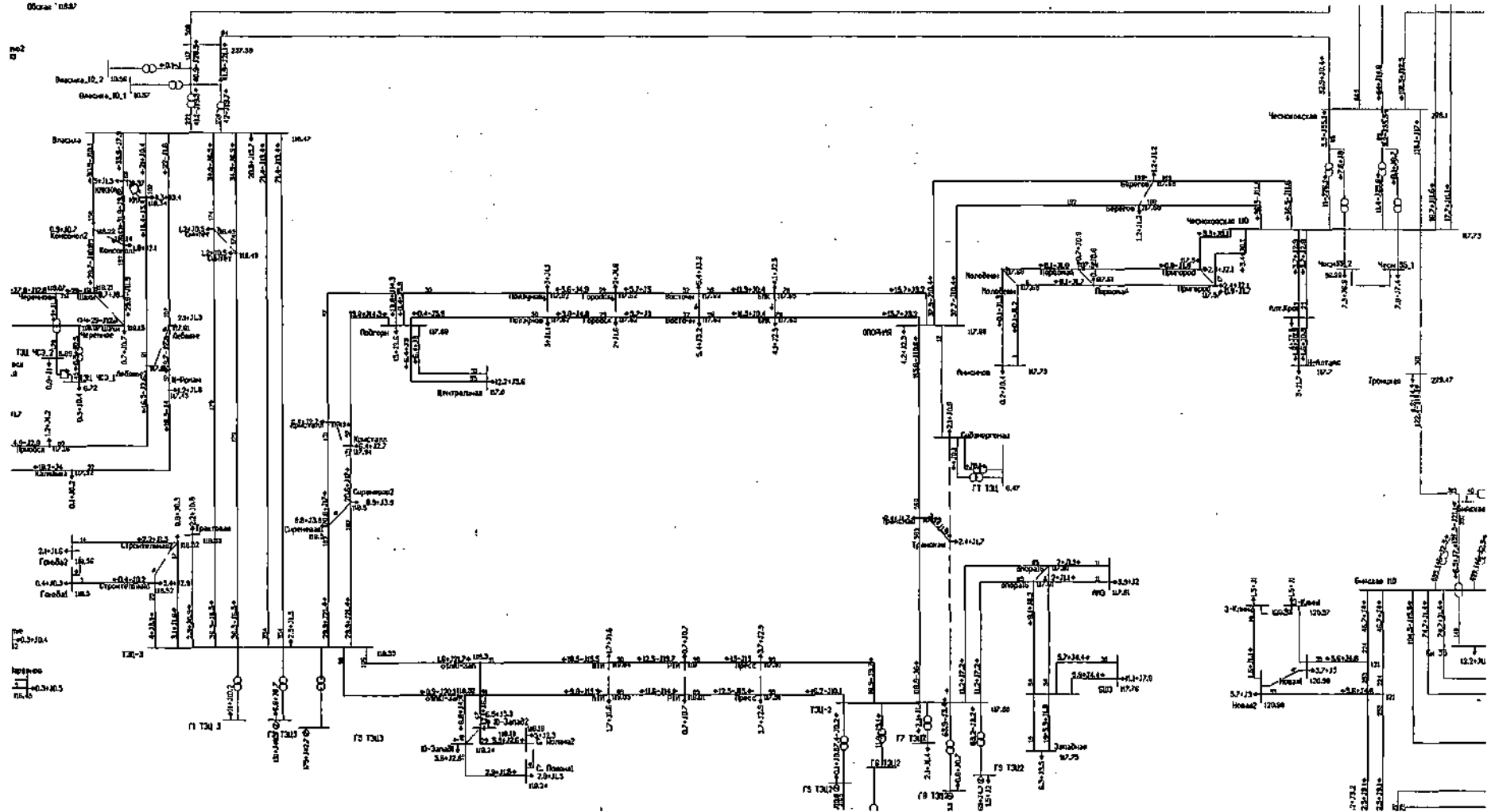
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТП-45.



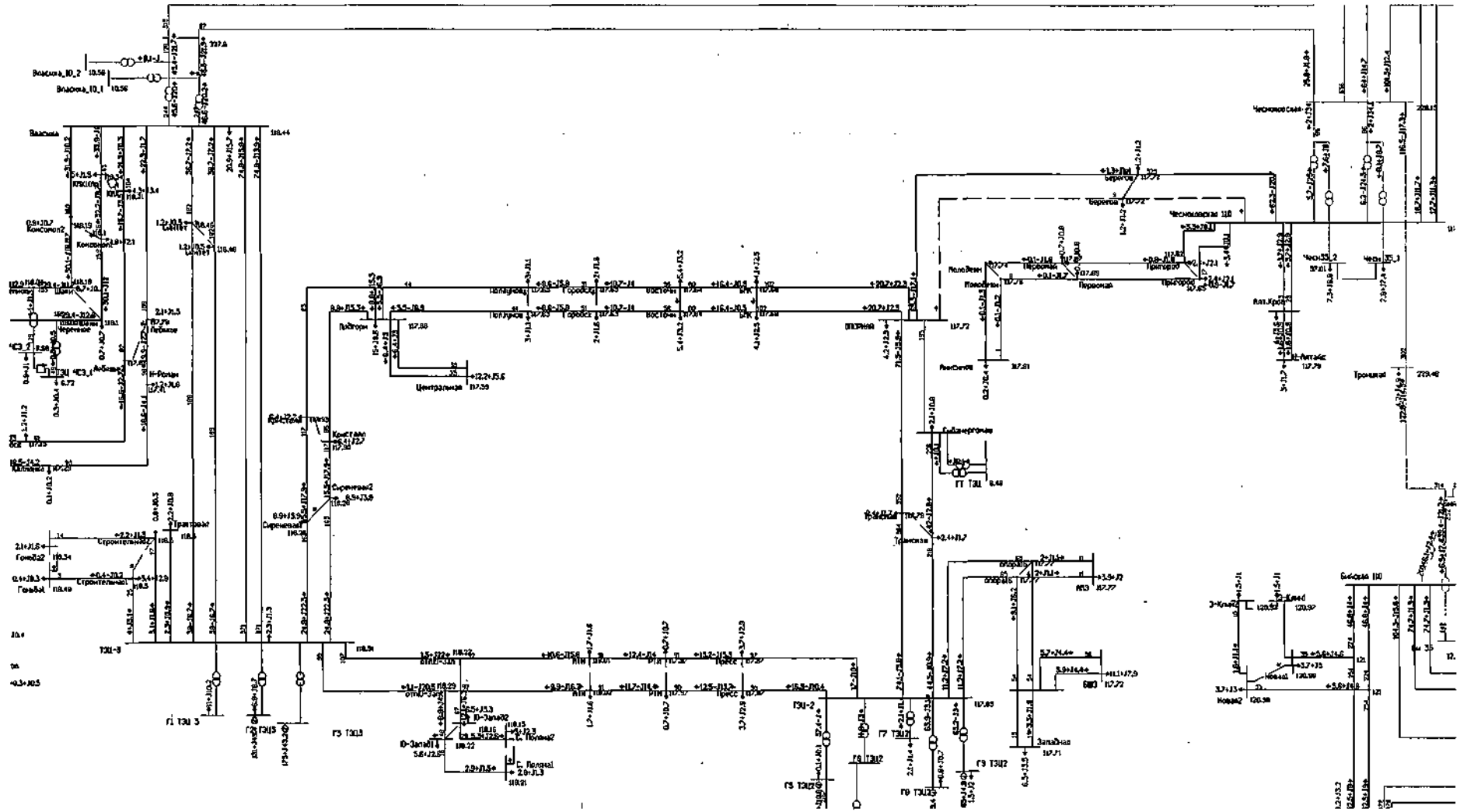
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОП-94.



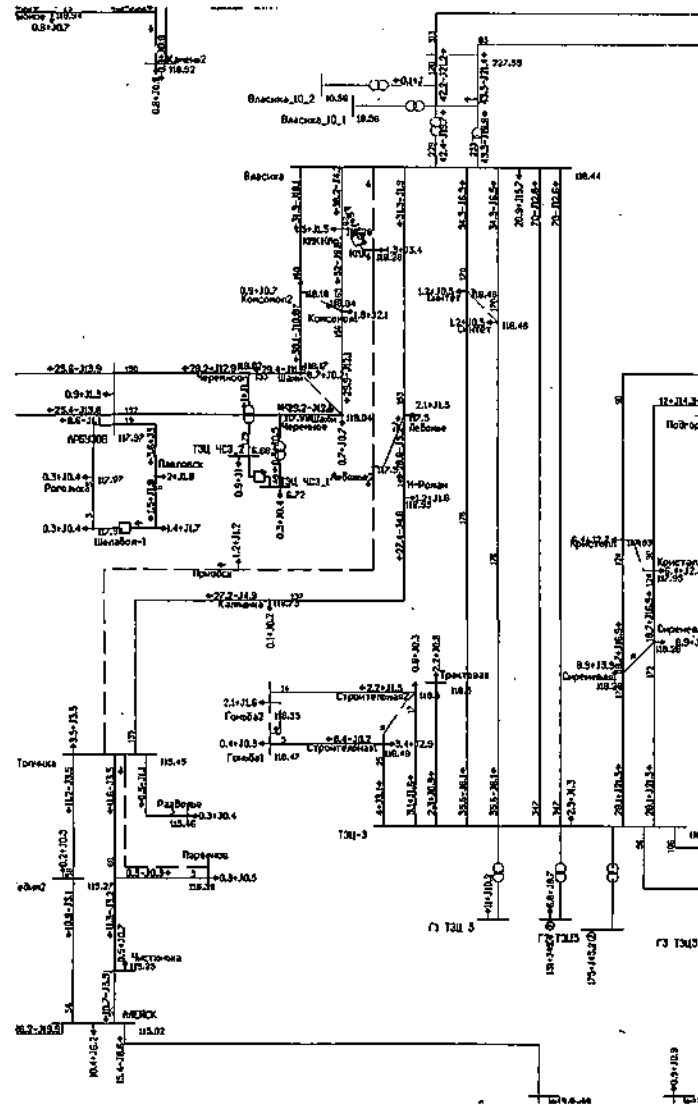
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ТС-100.



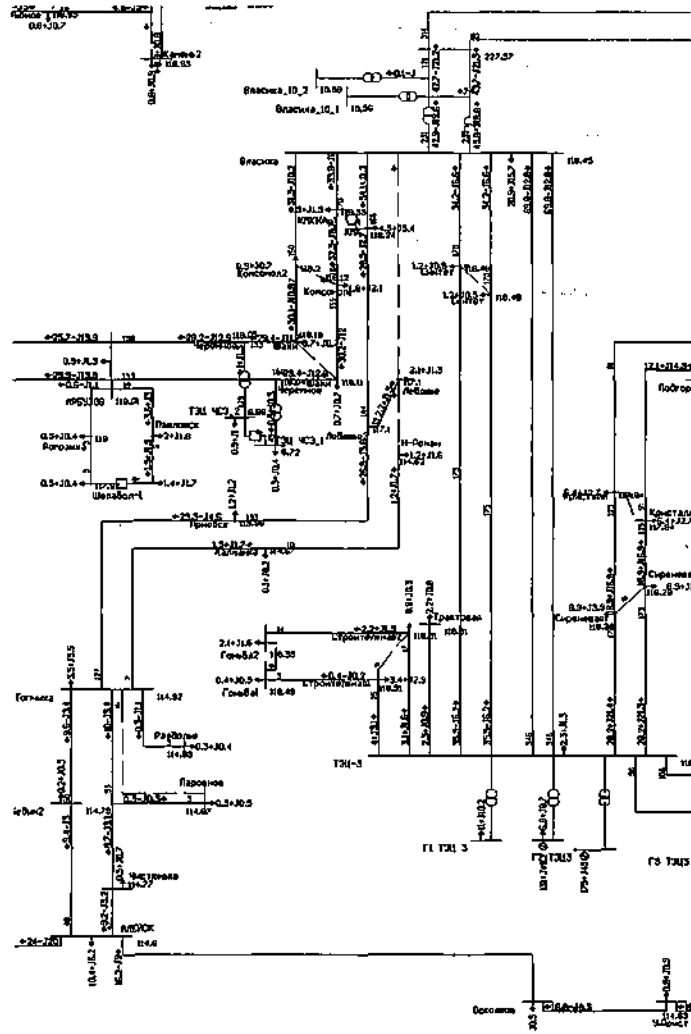
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



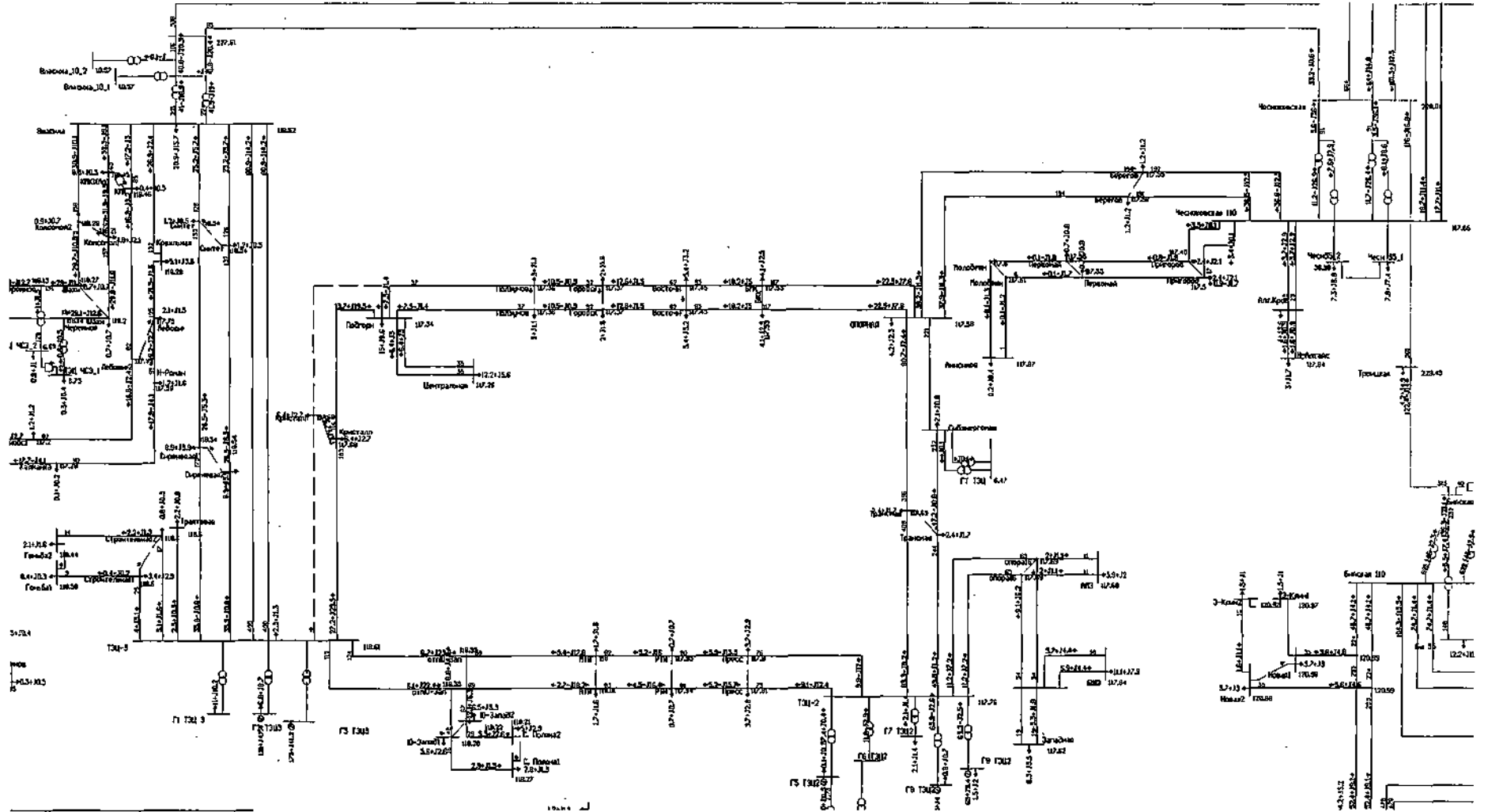
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВП-52.



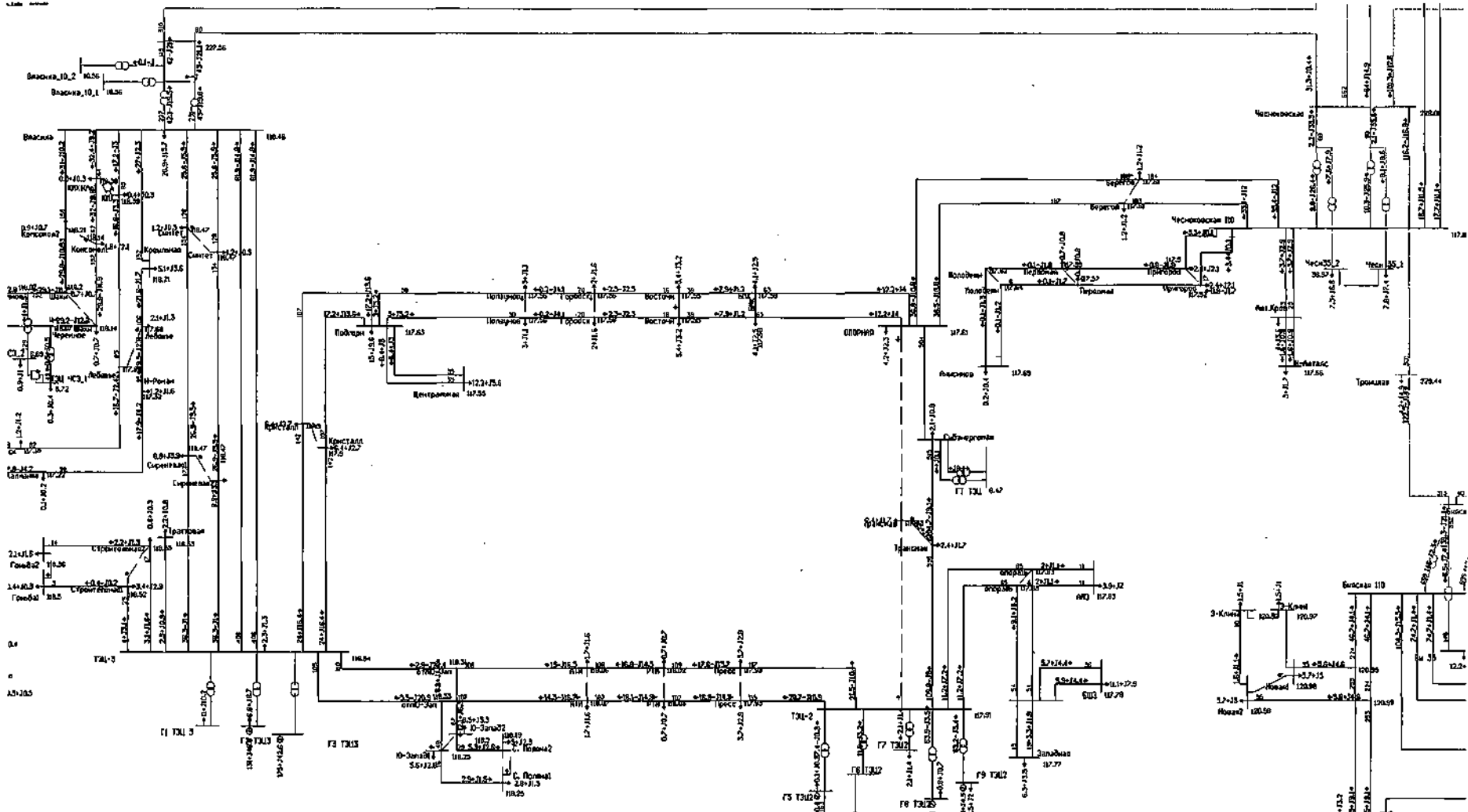
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Ремонт ВЛ ВТ-111.



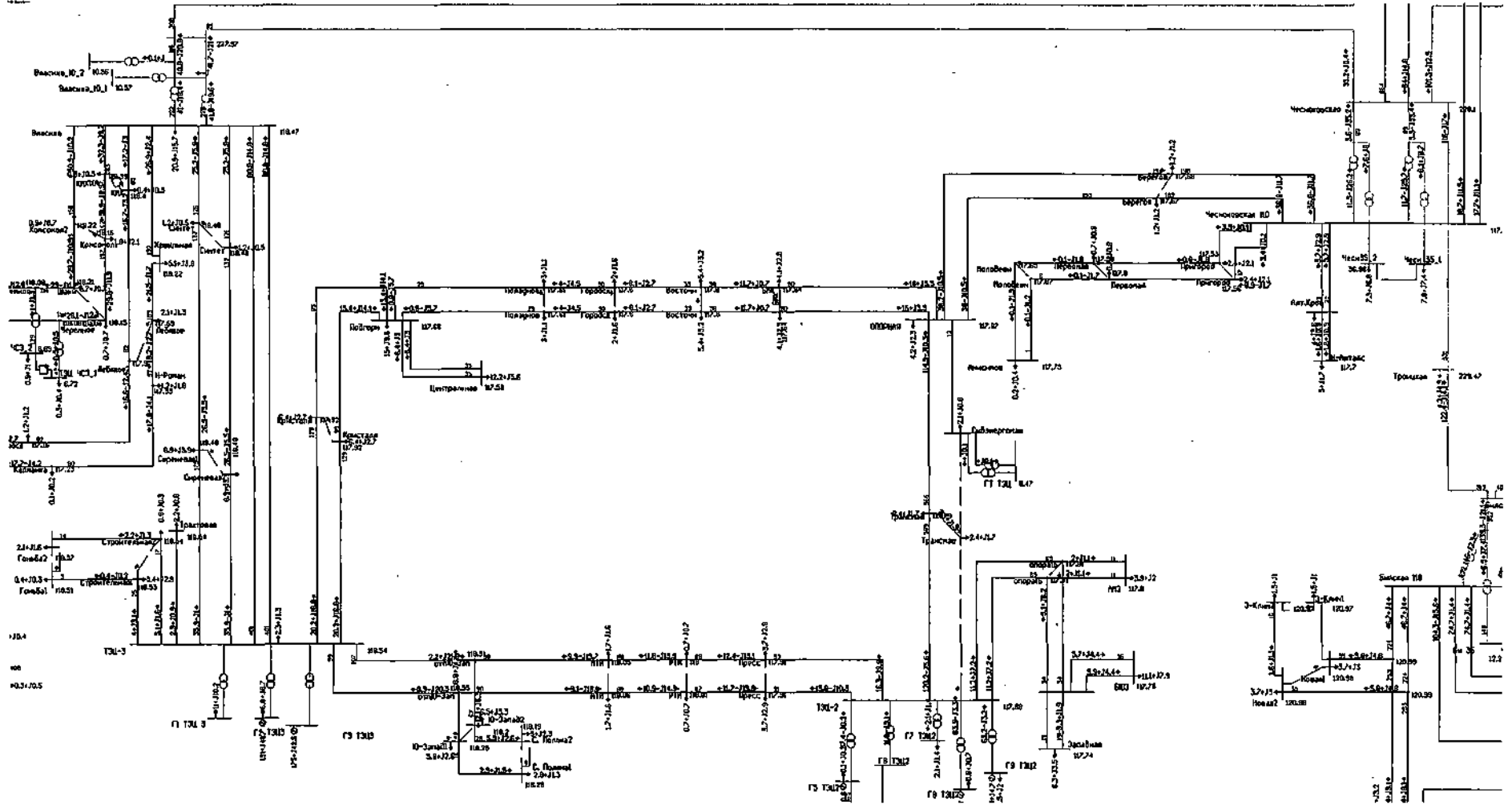
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТП-45.



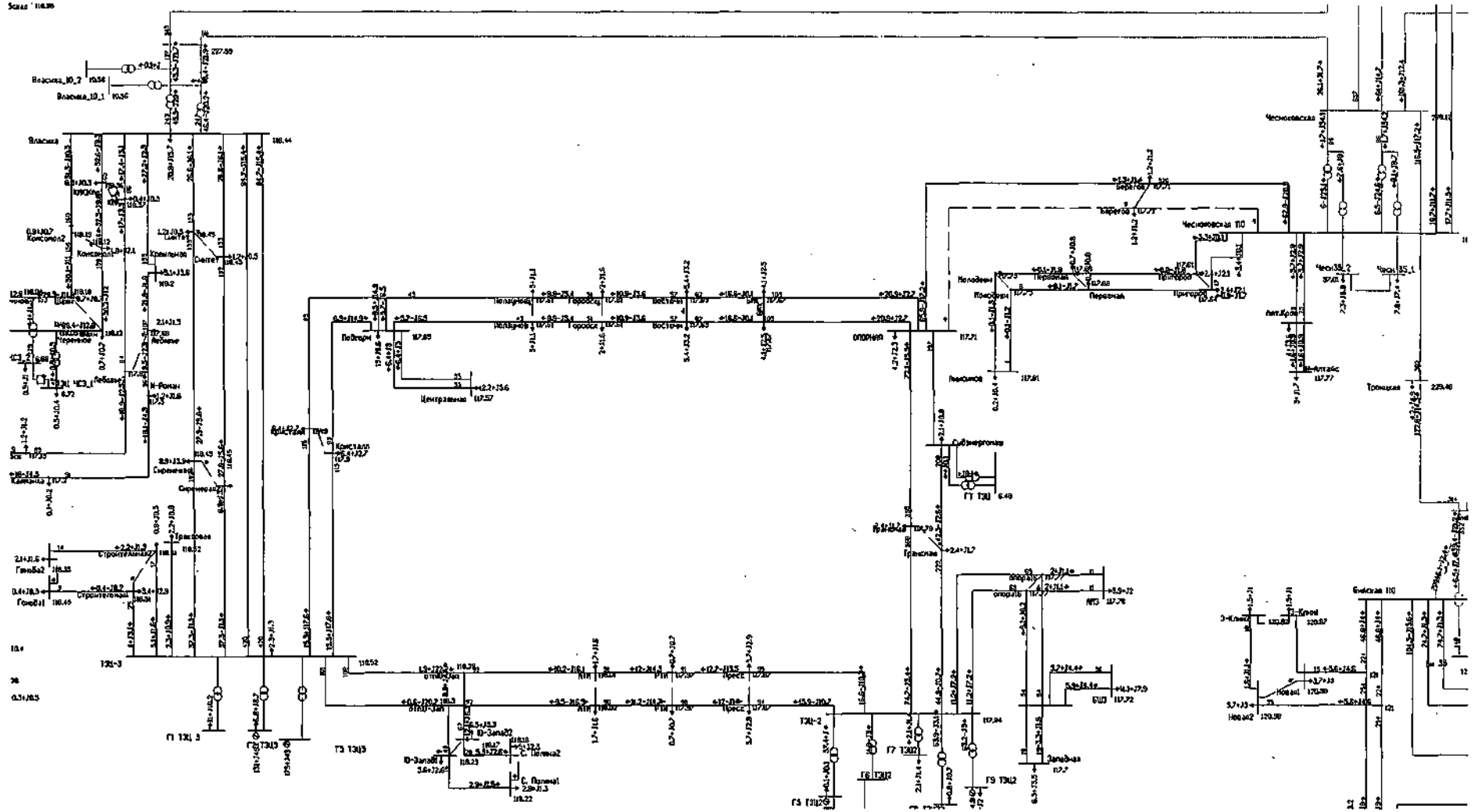
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТО-101.



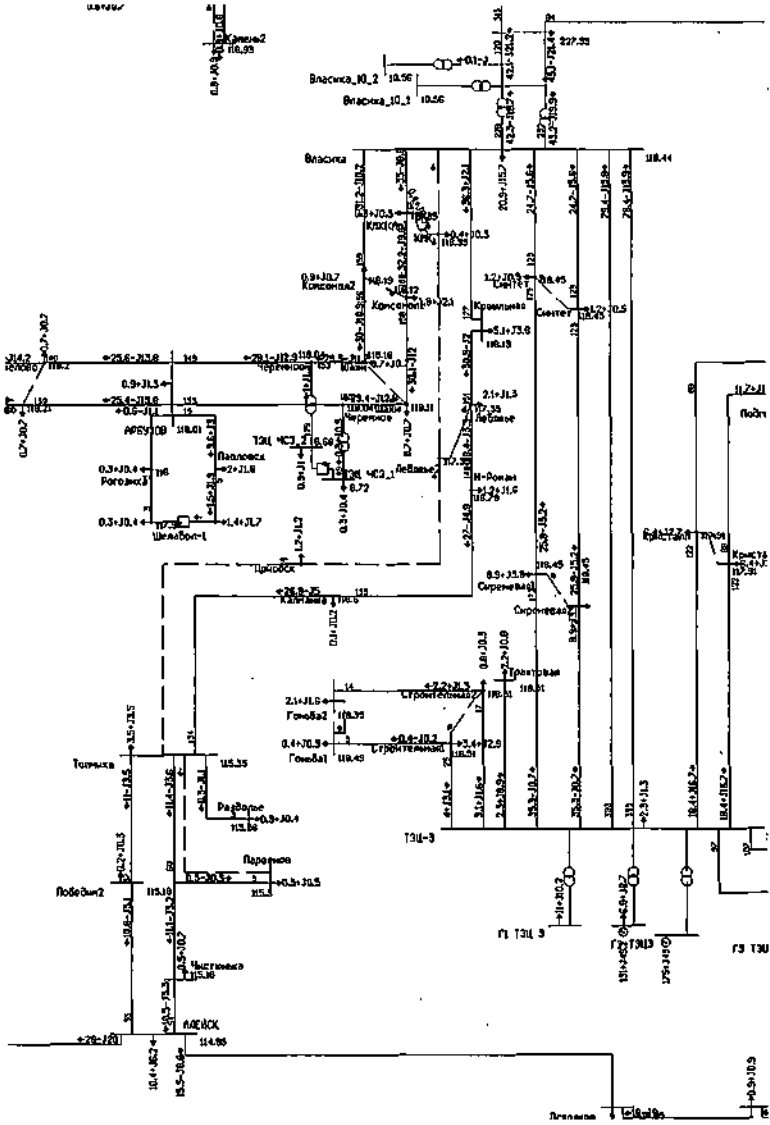
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ТС-100.



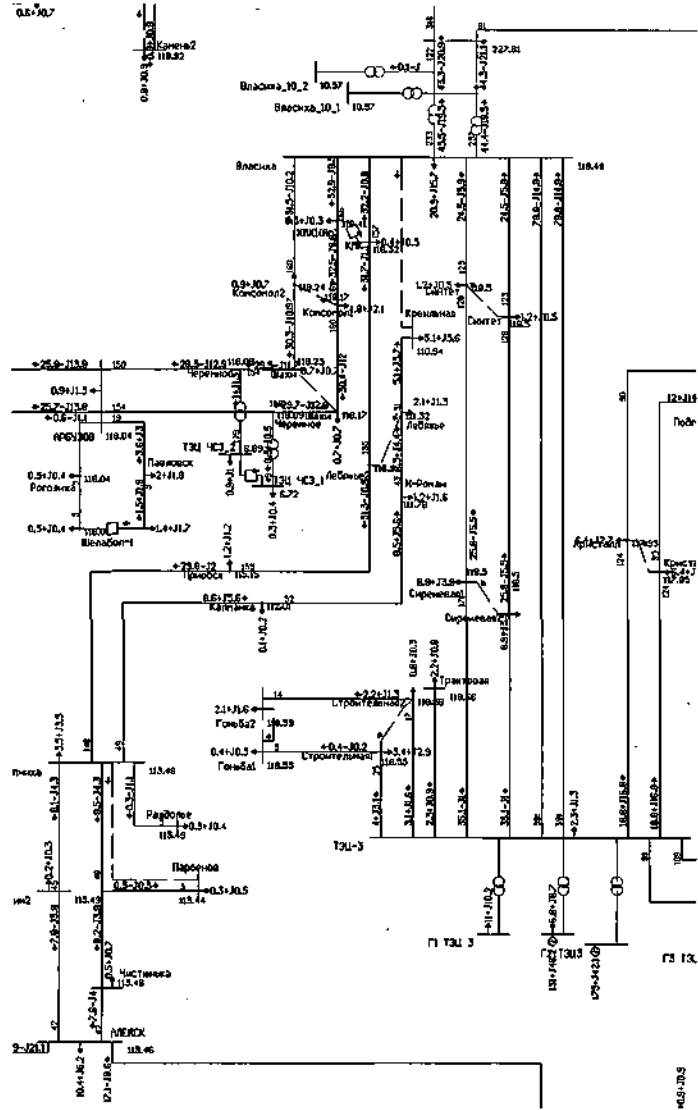
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



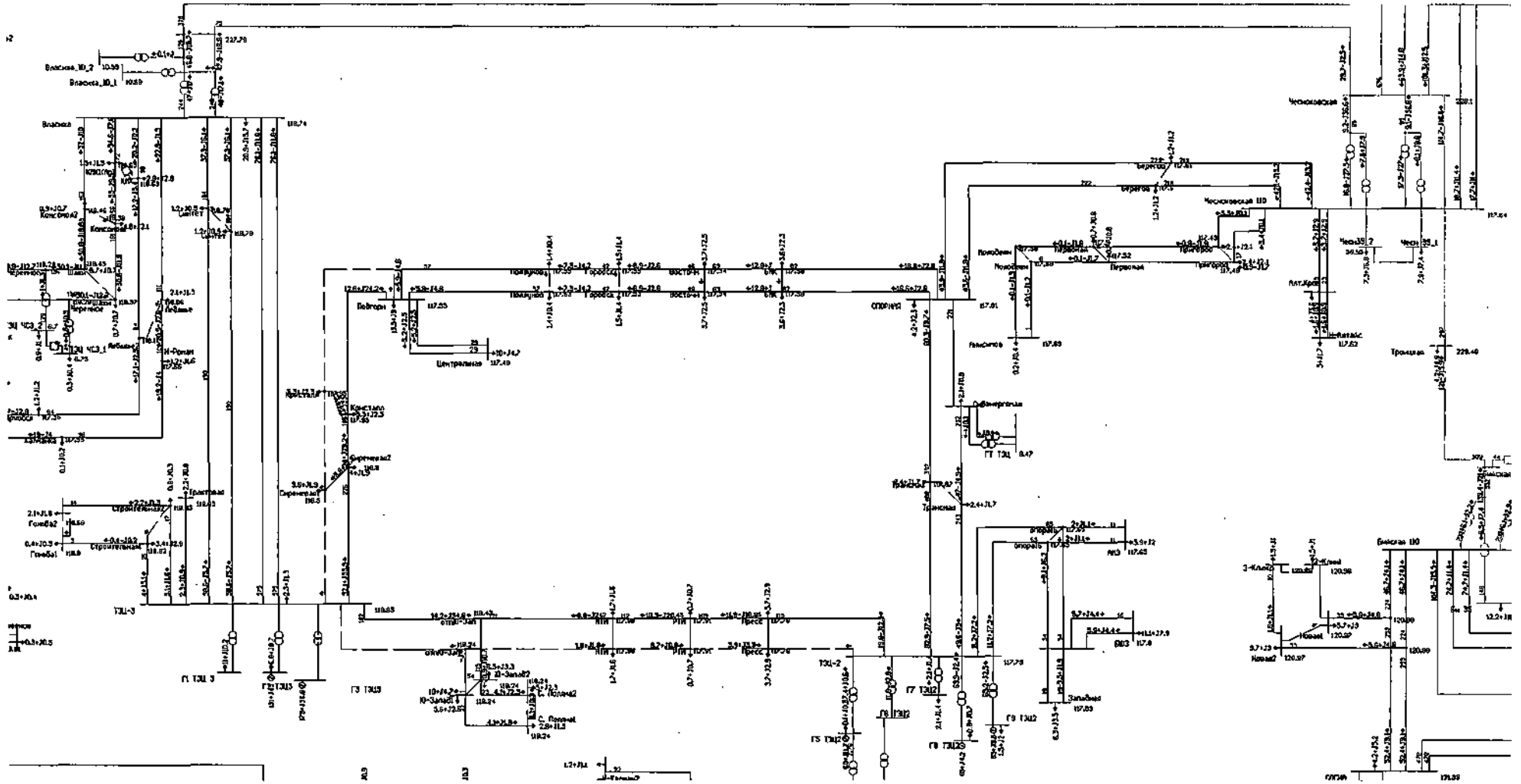
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ВП-52.



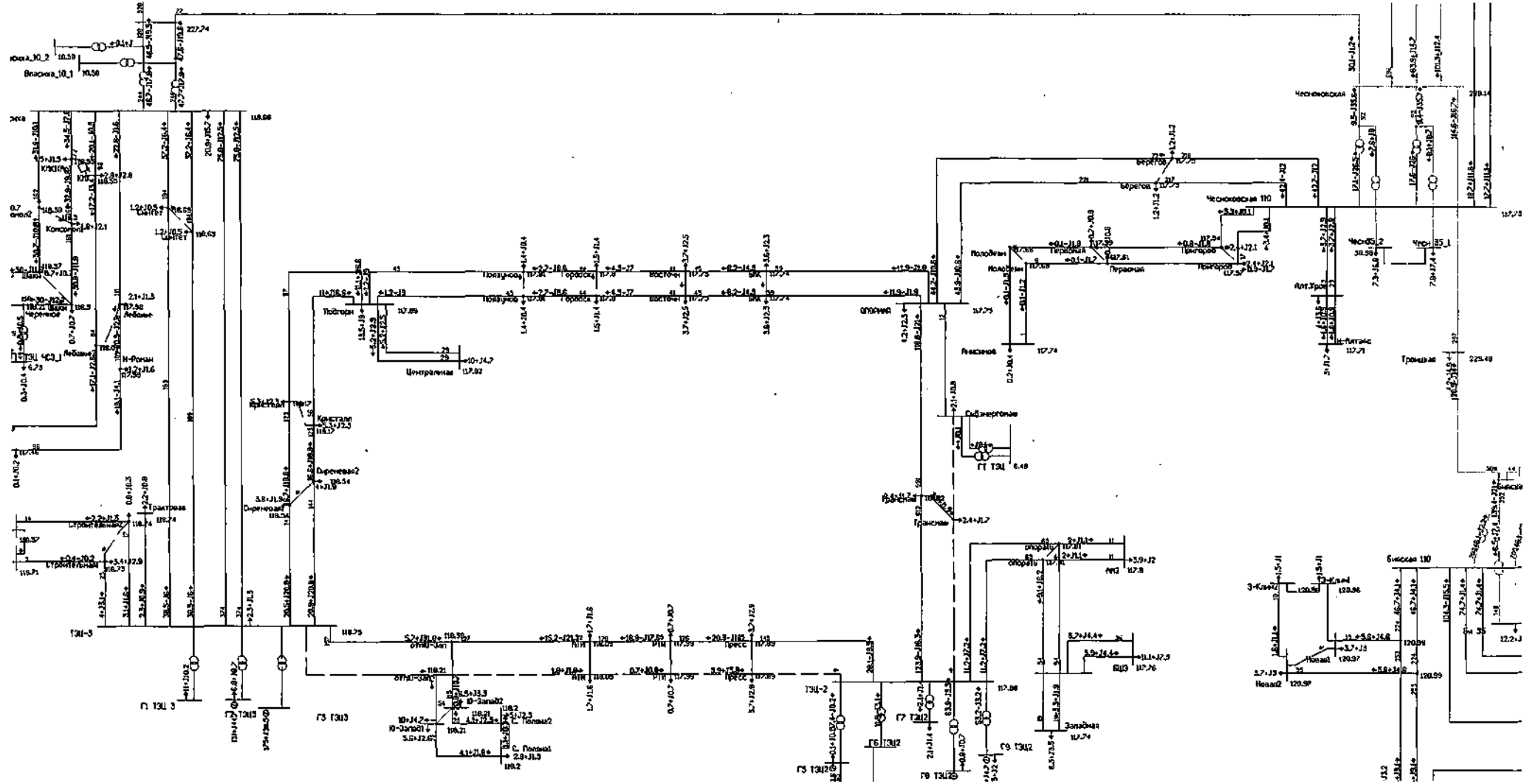
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Ремонт ВЛ ВТ-111.



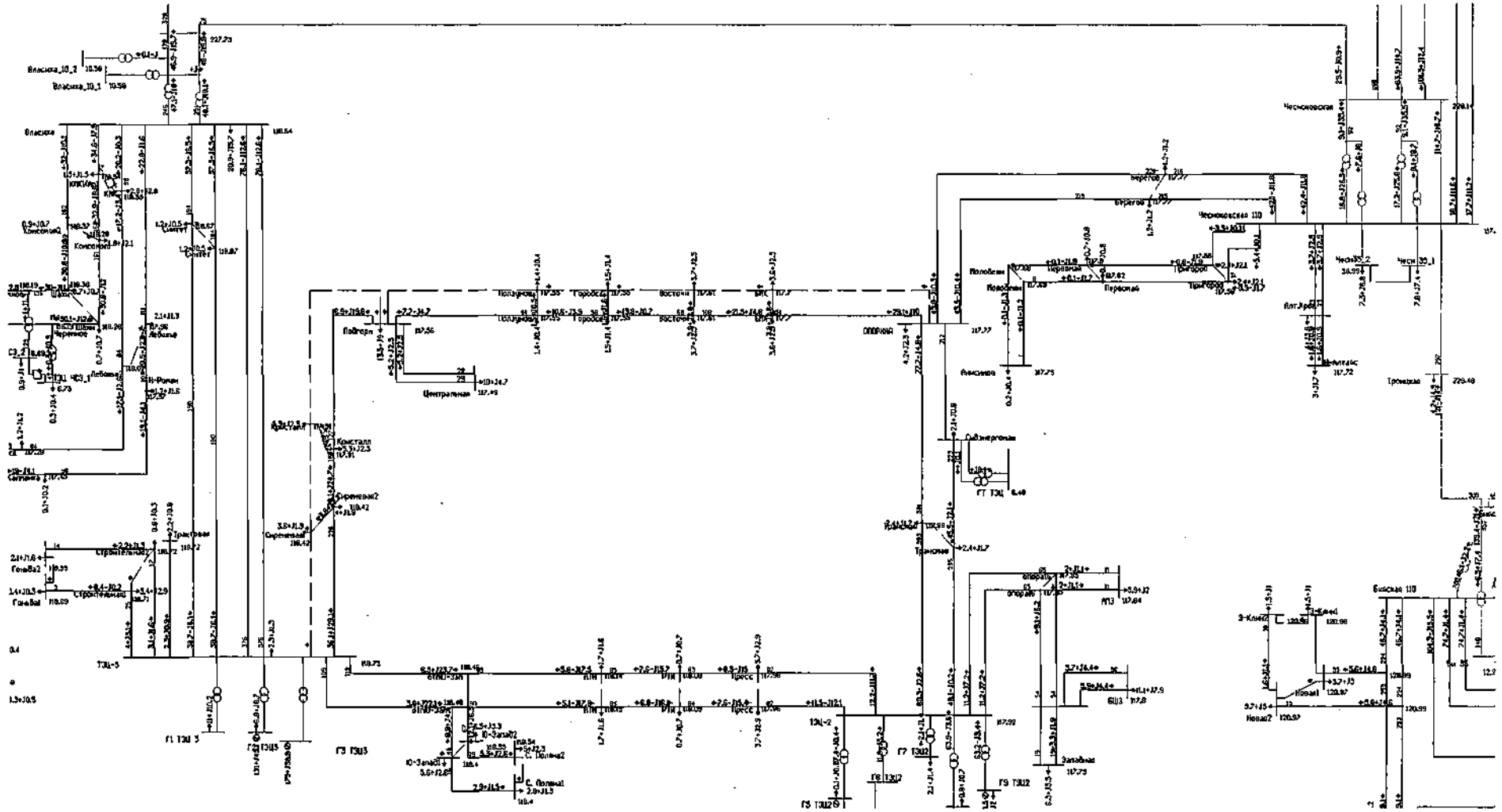
Приложение № 175
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



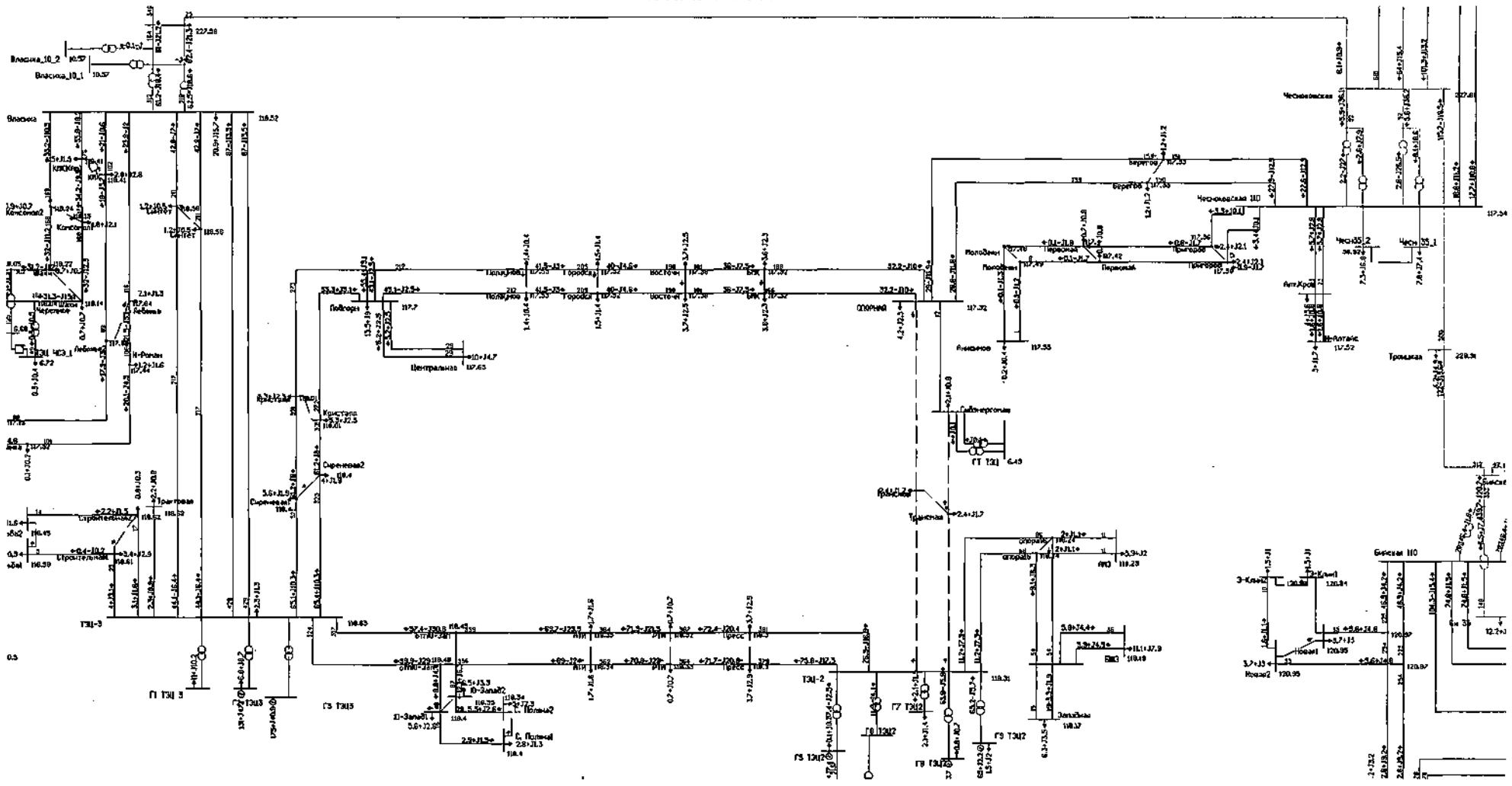
Приложение № 176
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

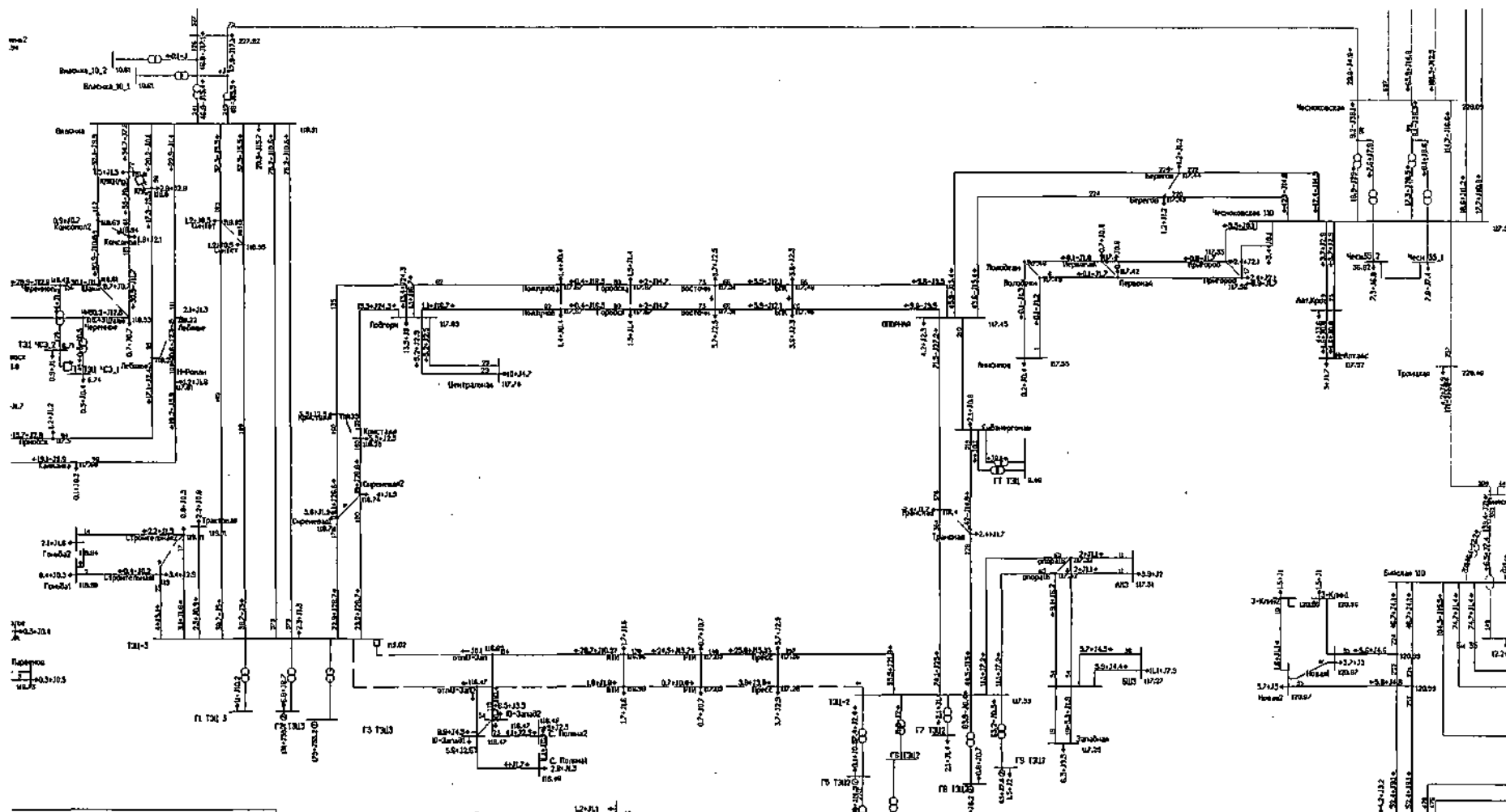


Приложение № 178
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

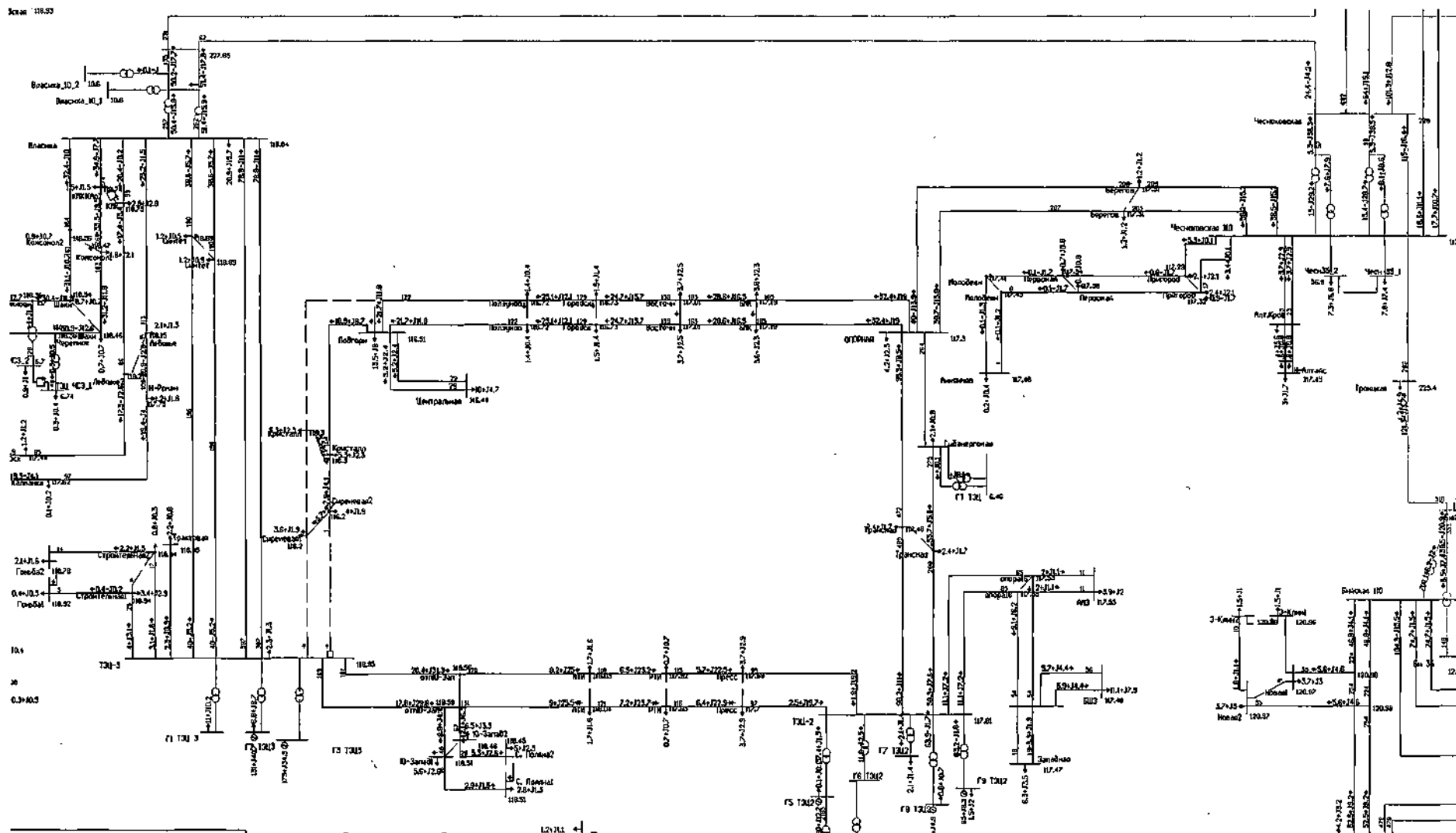


Приложение № 179

Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.

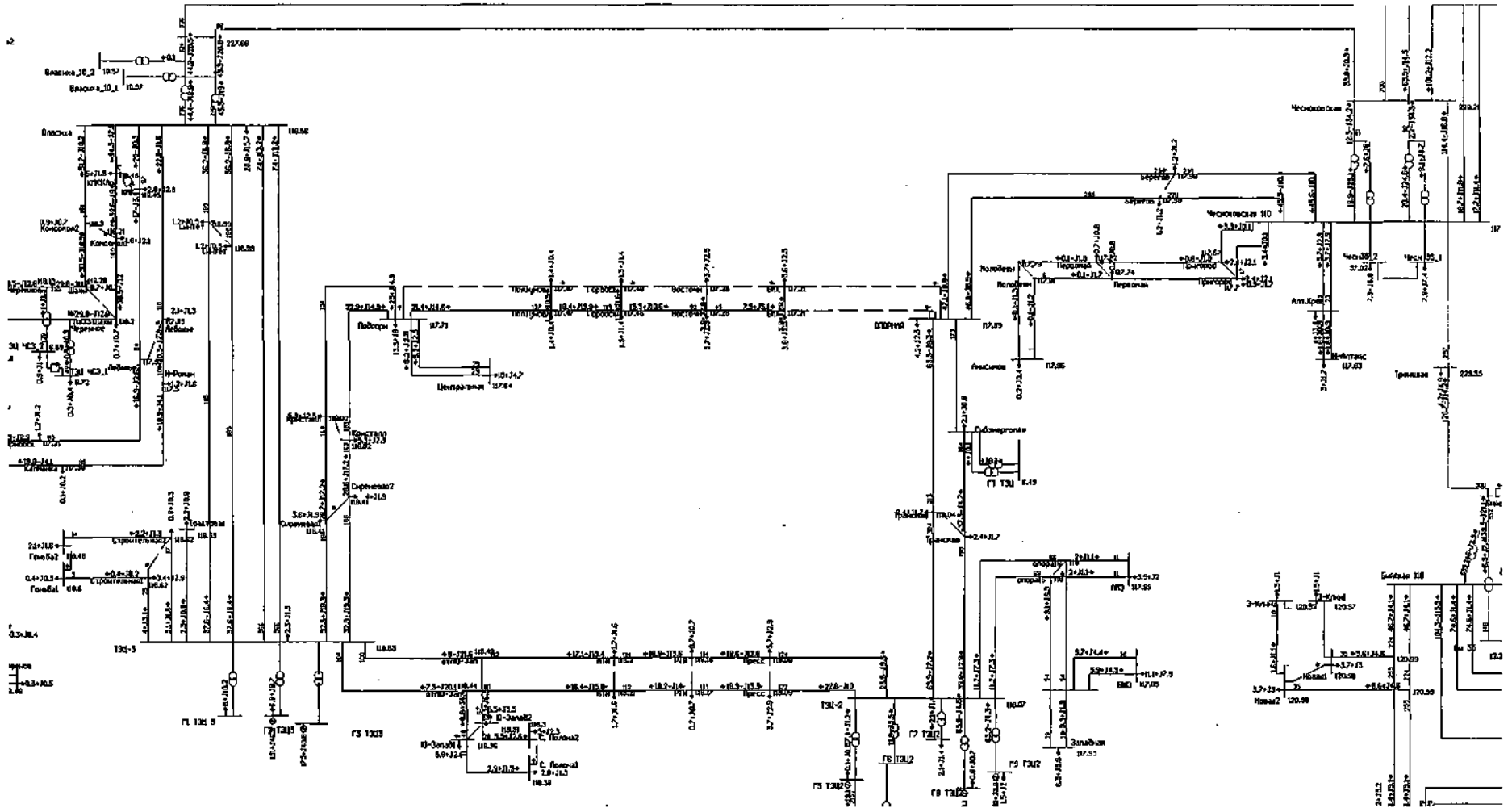


Приложение № 180
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.



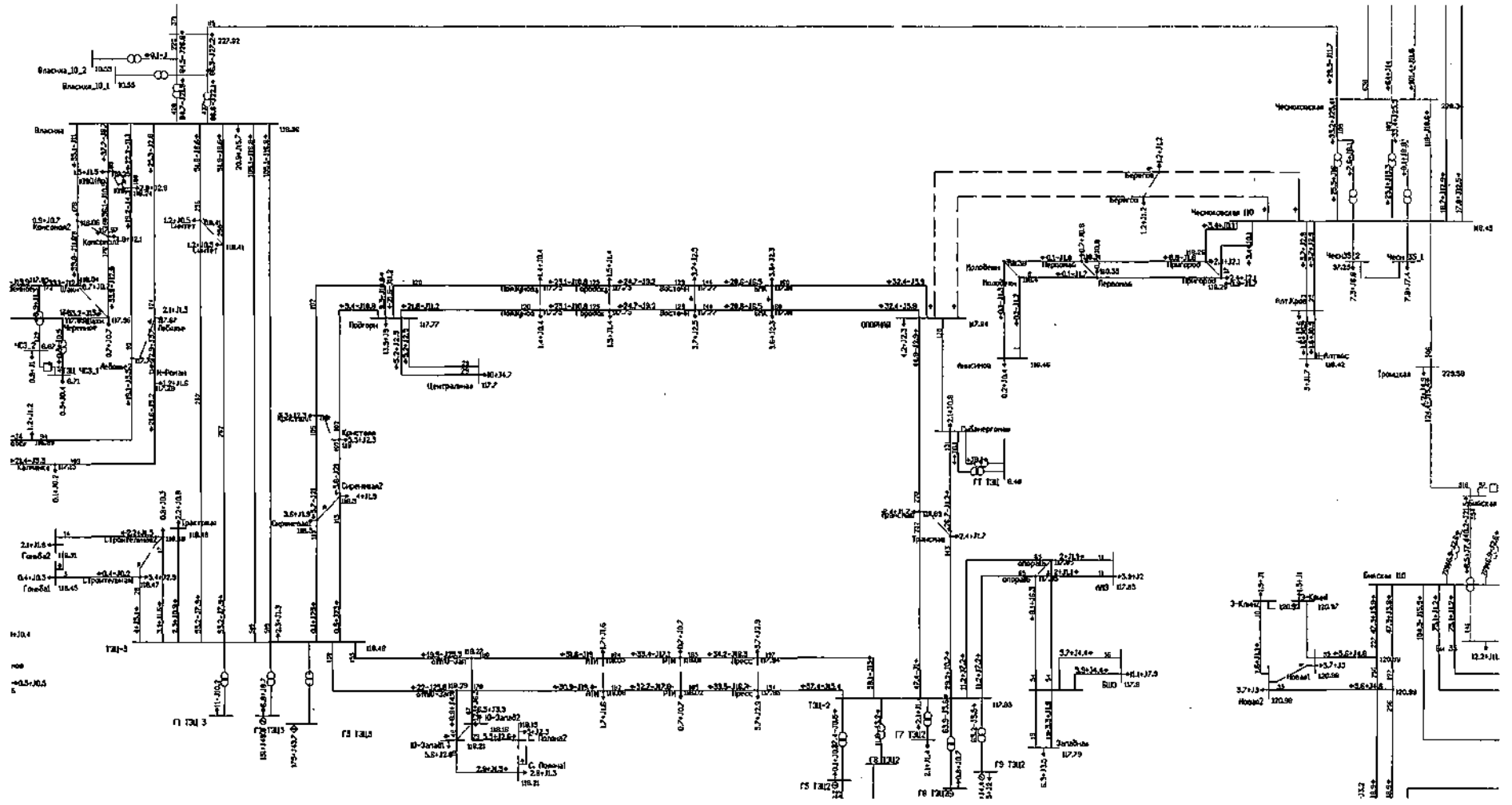
Приложение № 181

Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.

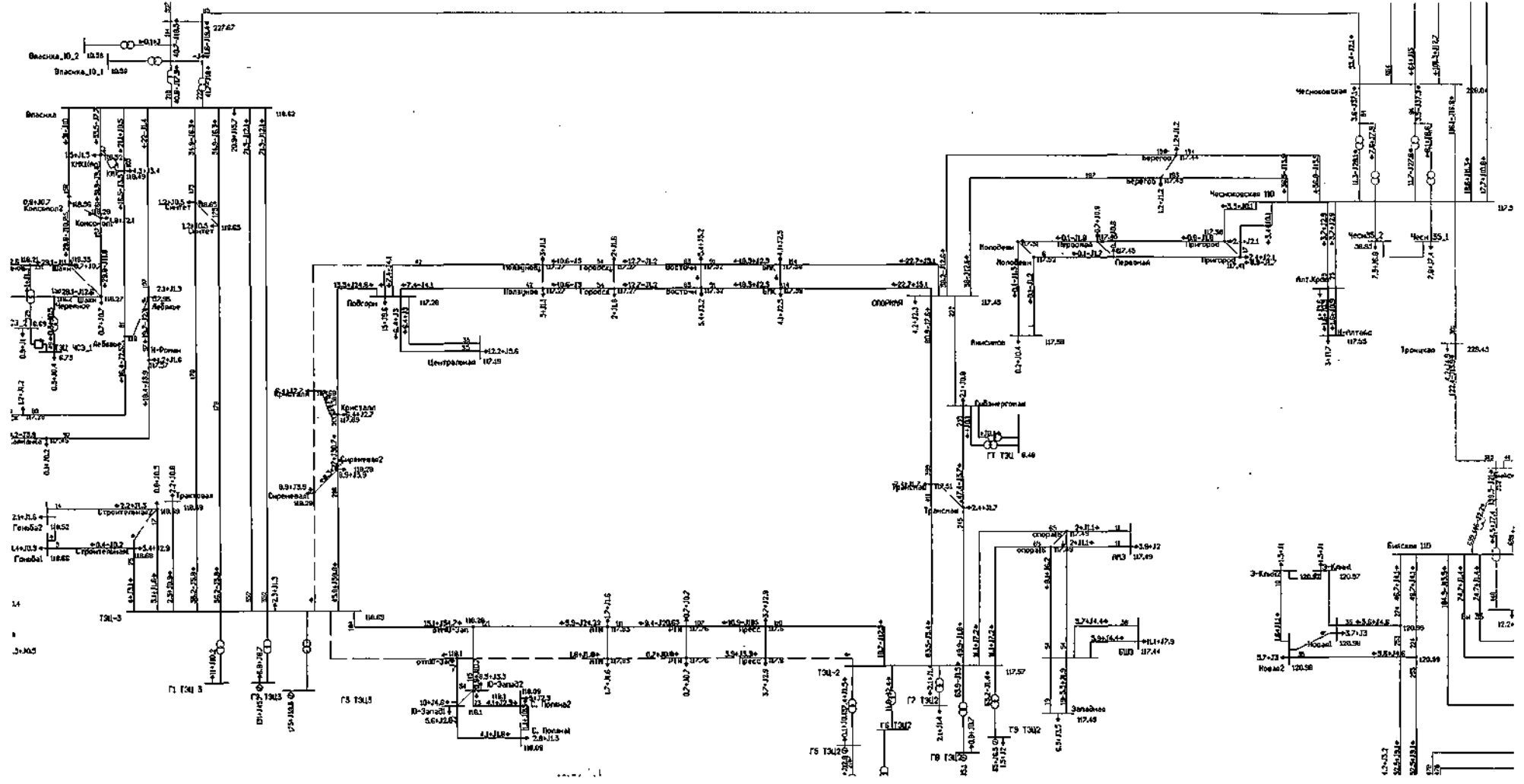


Приложение № 182

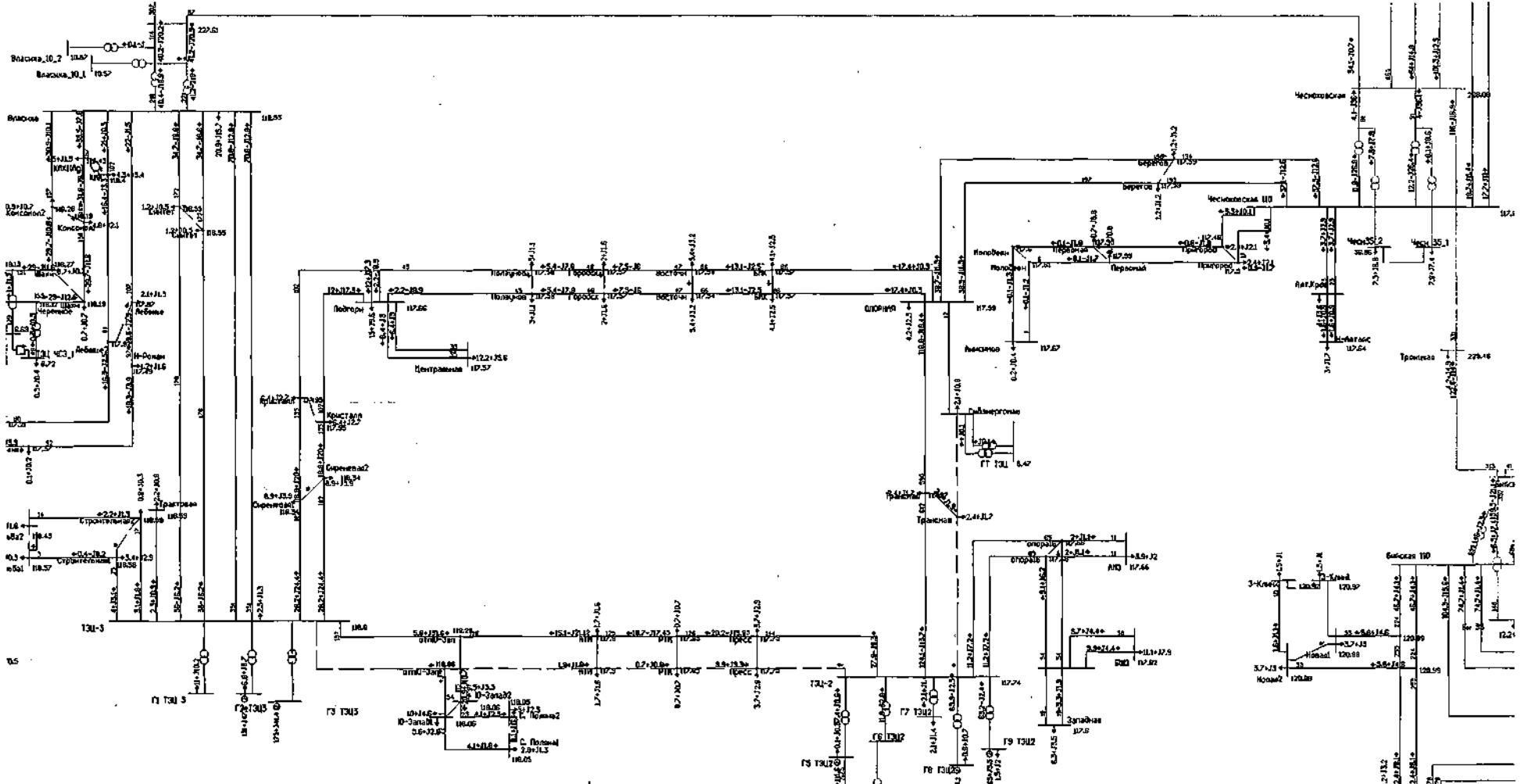
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 1. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



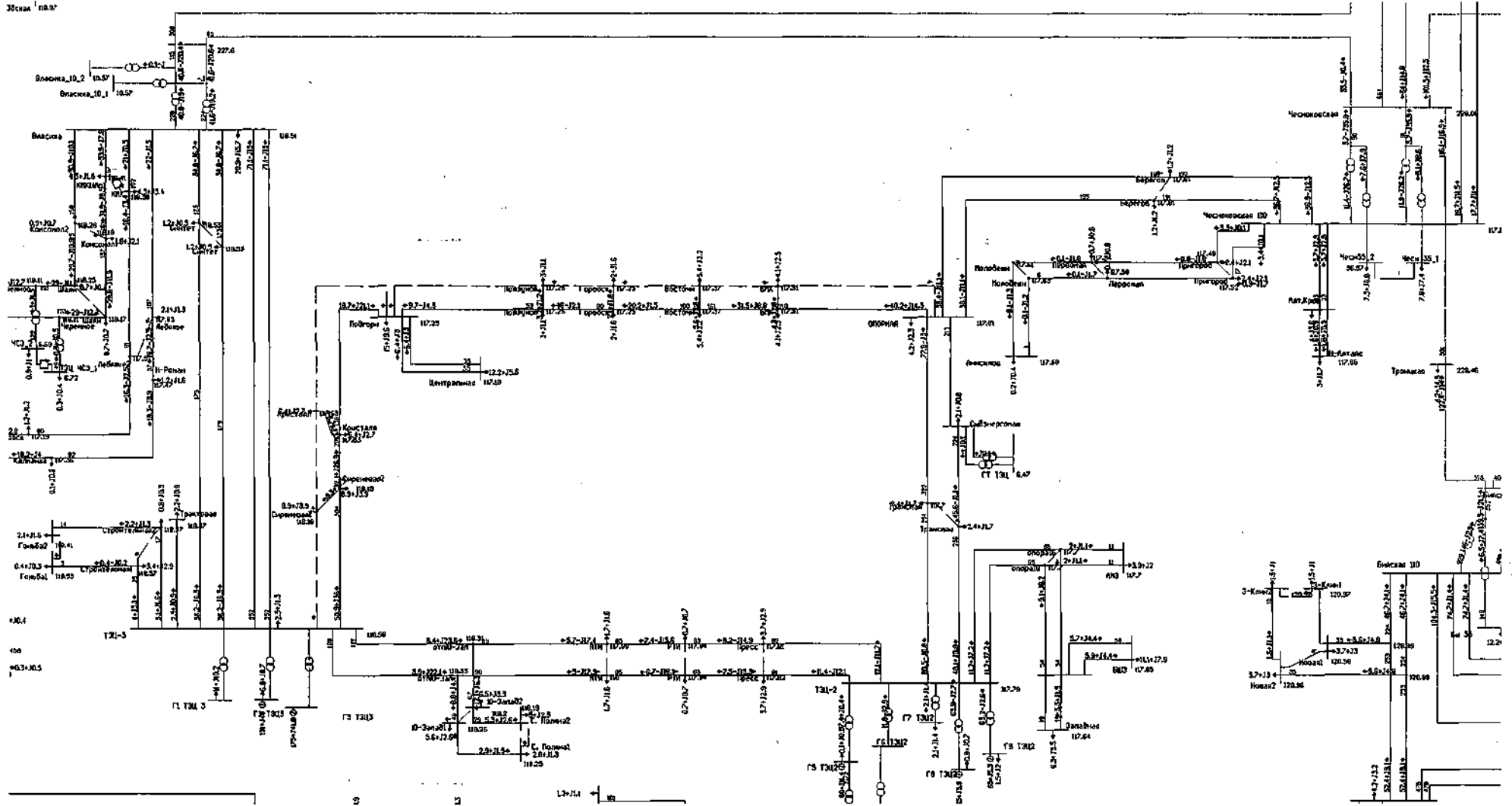
Приложение № 184
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



Приложение № 185
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.

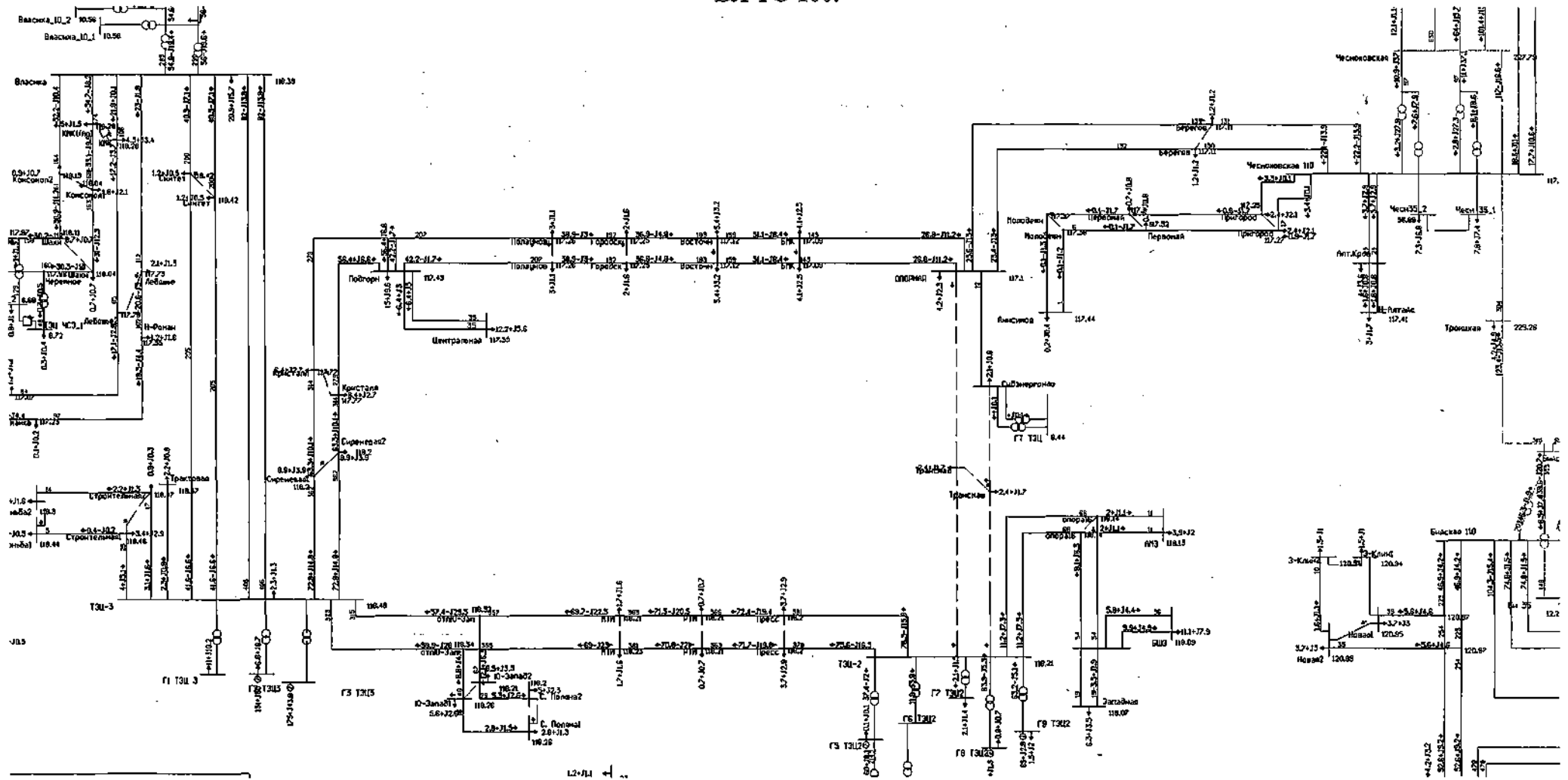


Приложение № 186
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



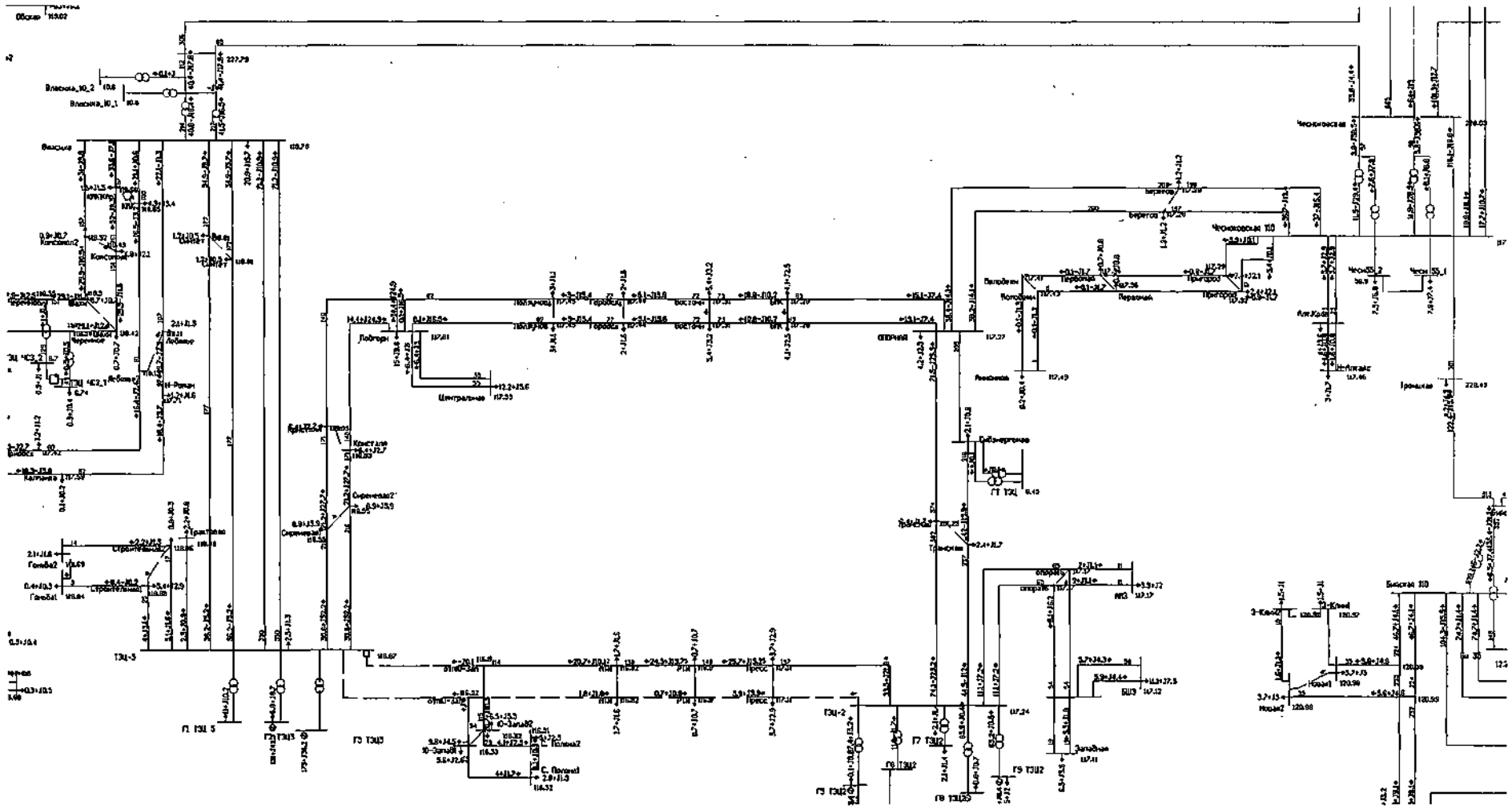
Приложение № 187

Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

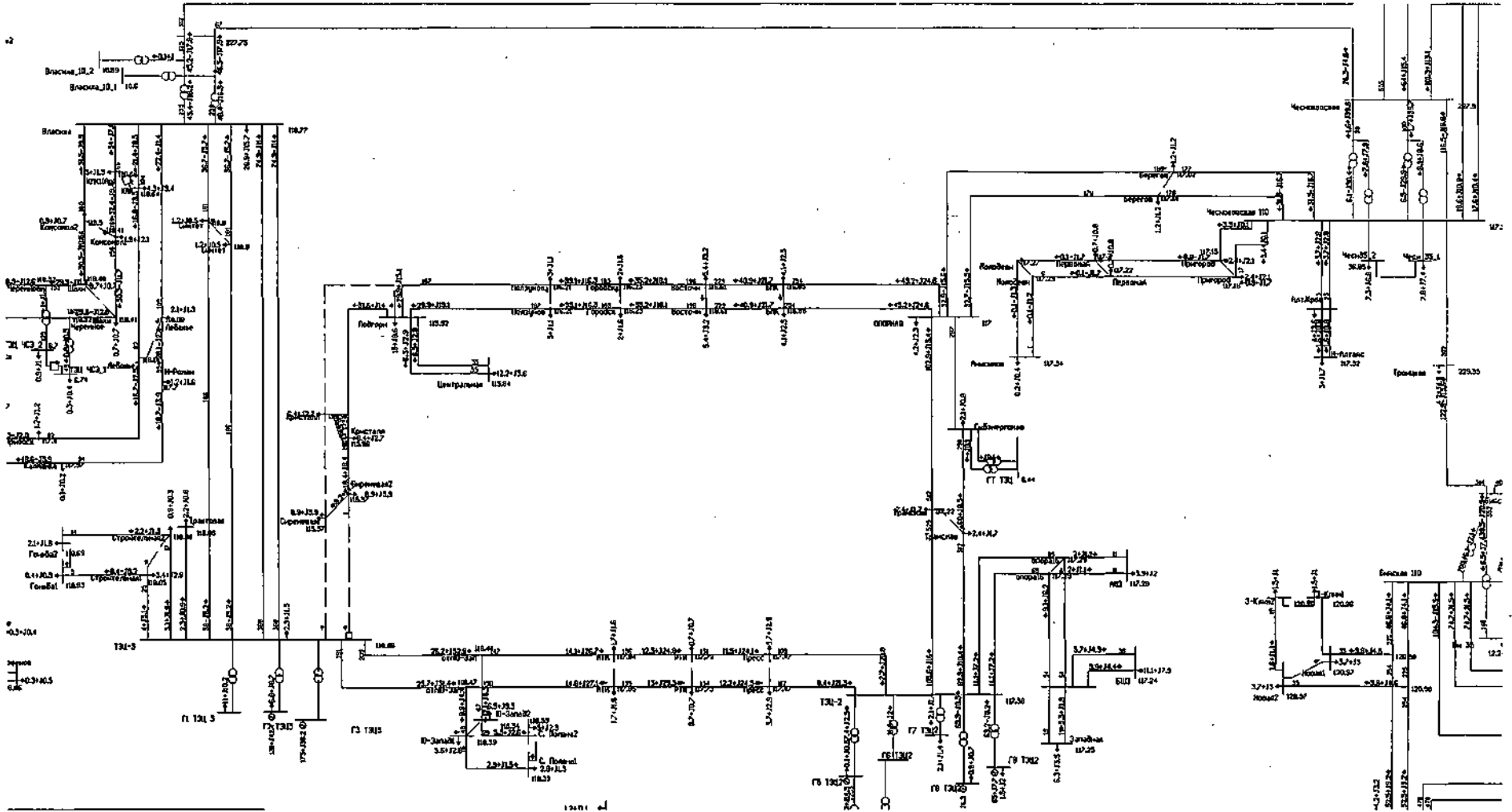


1:2 км

Приложение № 188
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.

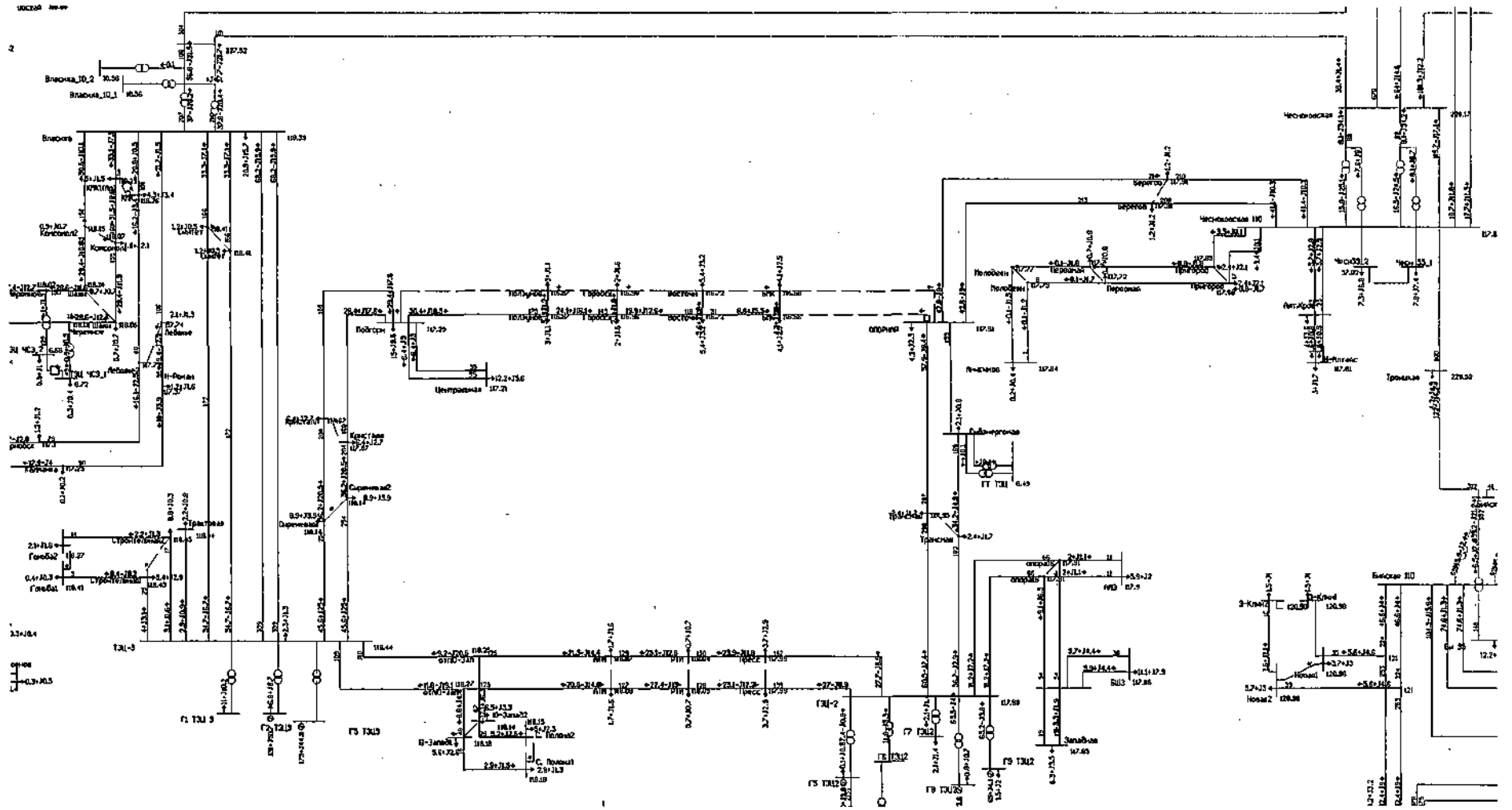


Приложение № 189
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.



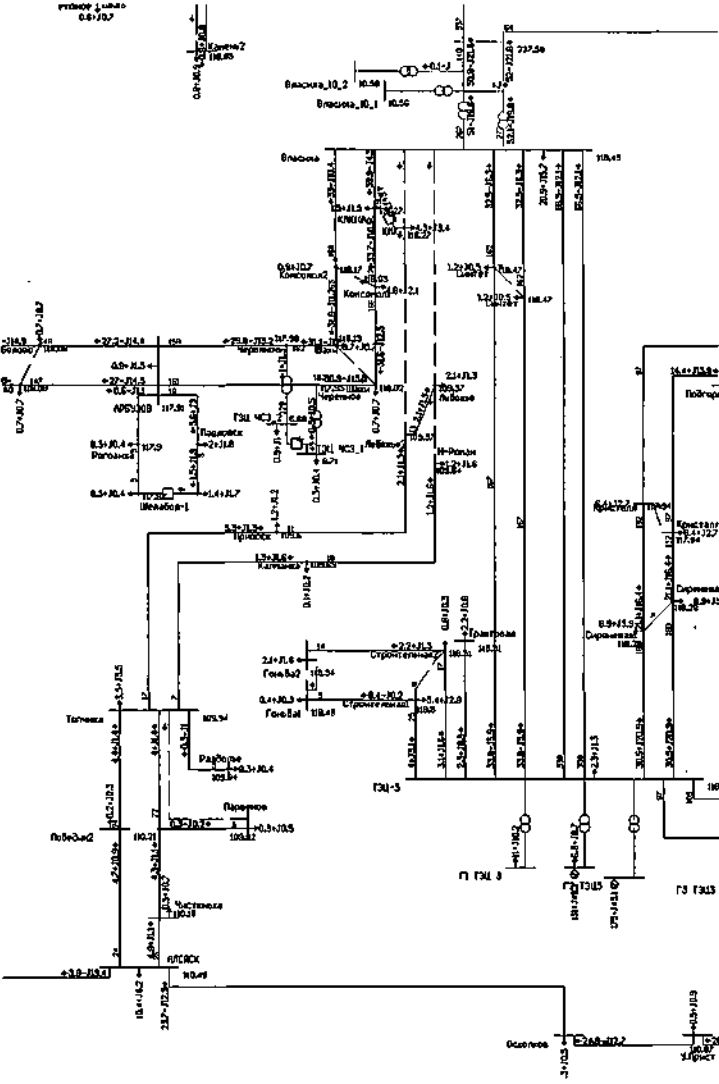
Приложение № 190

Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.

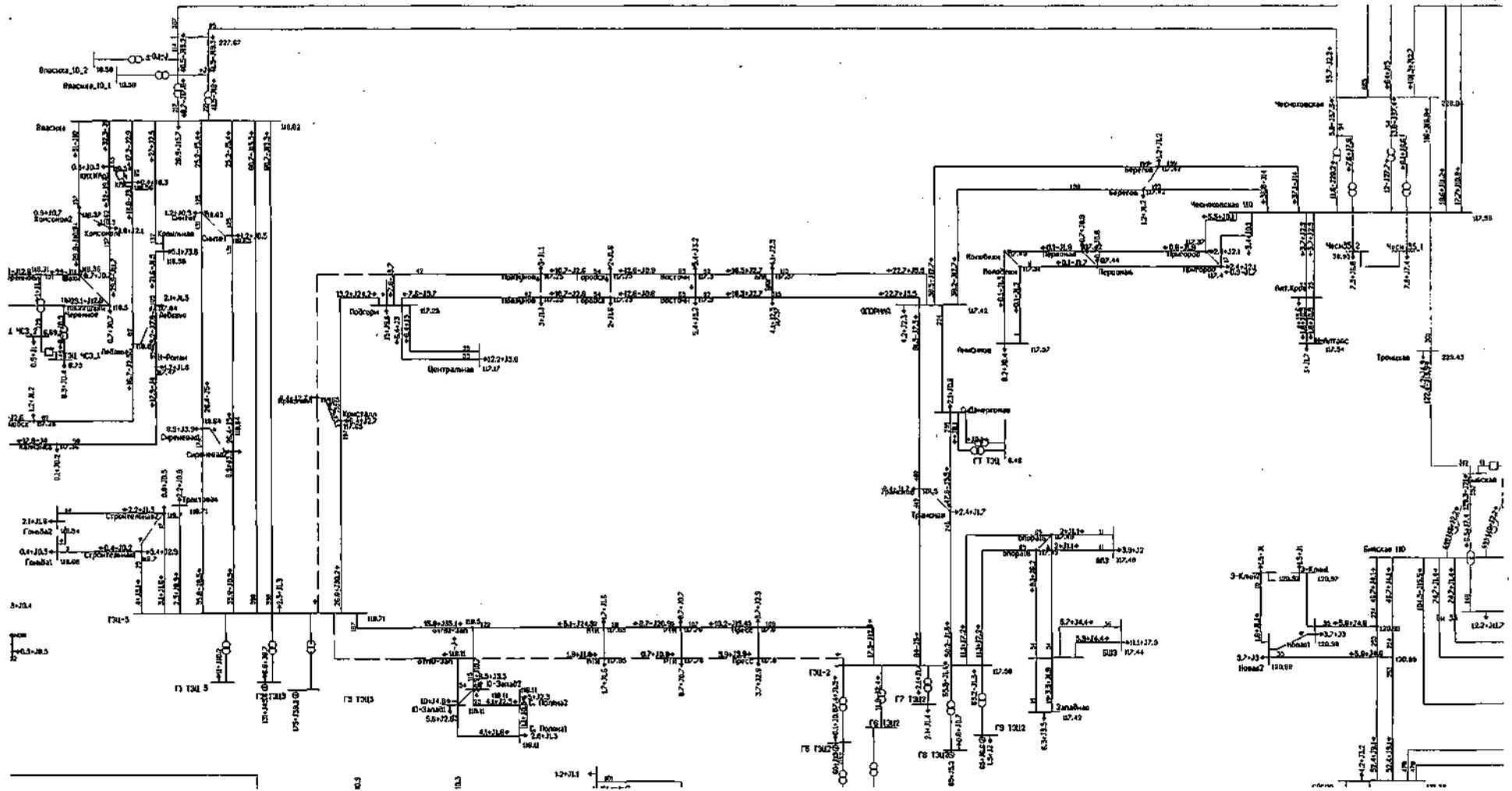


Приложение № 192

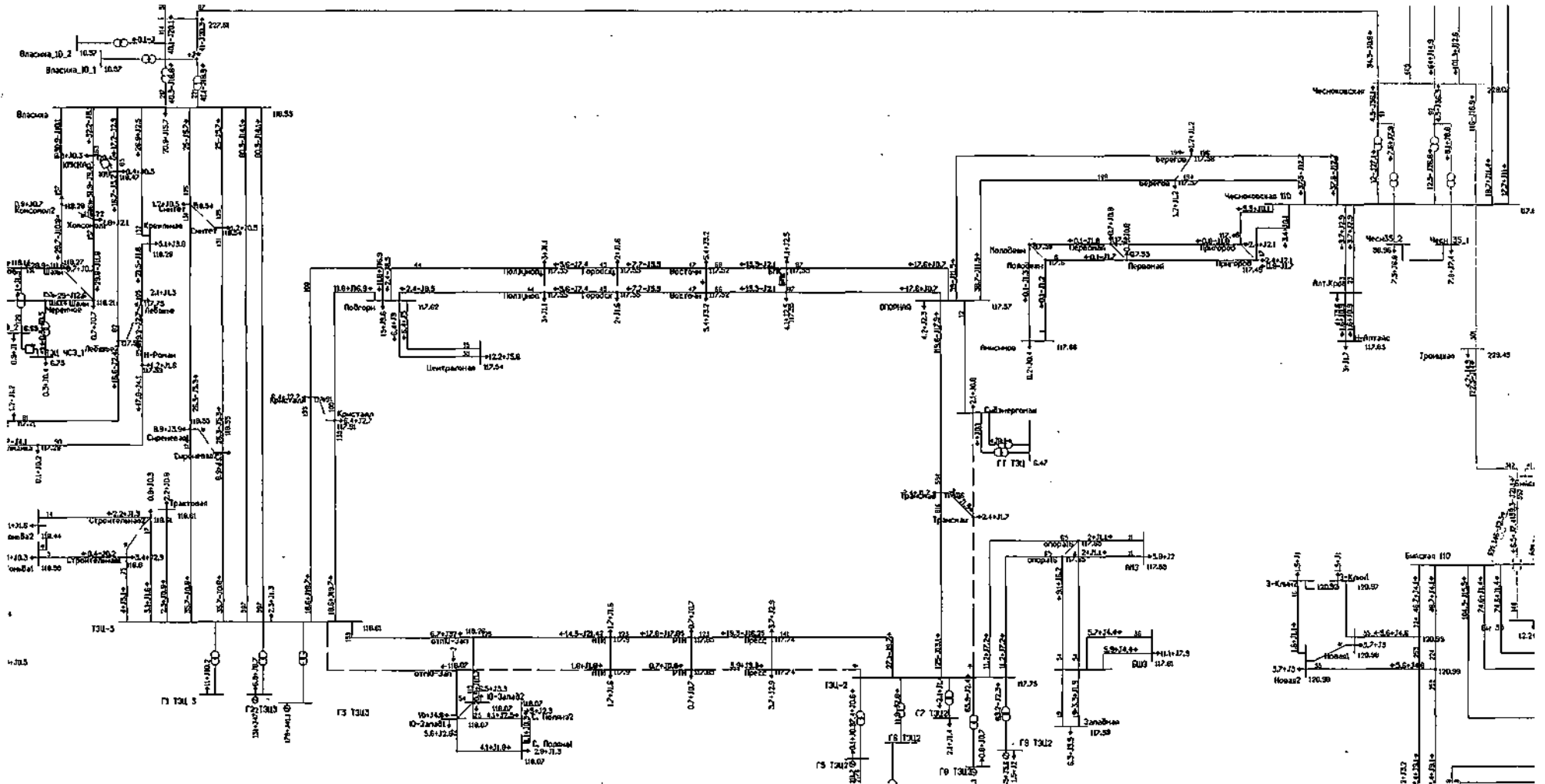
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 2. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВР-52.



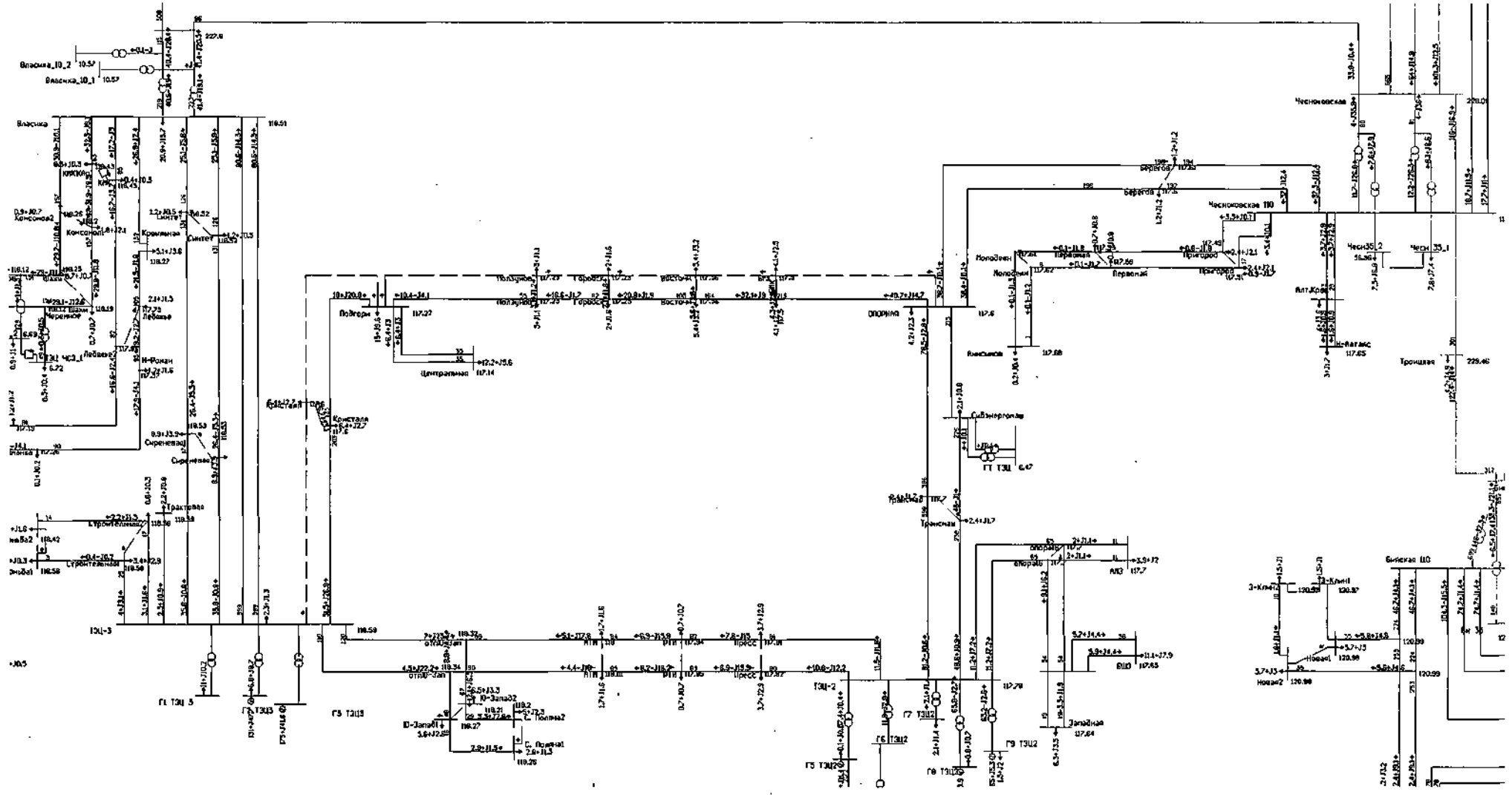
Приложение № 193
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



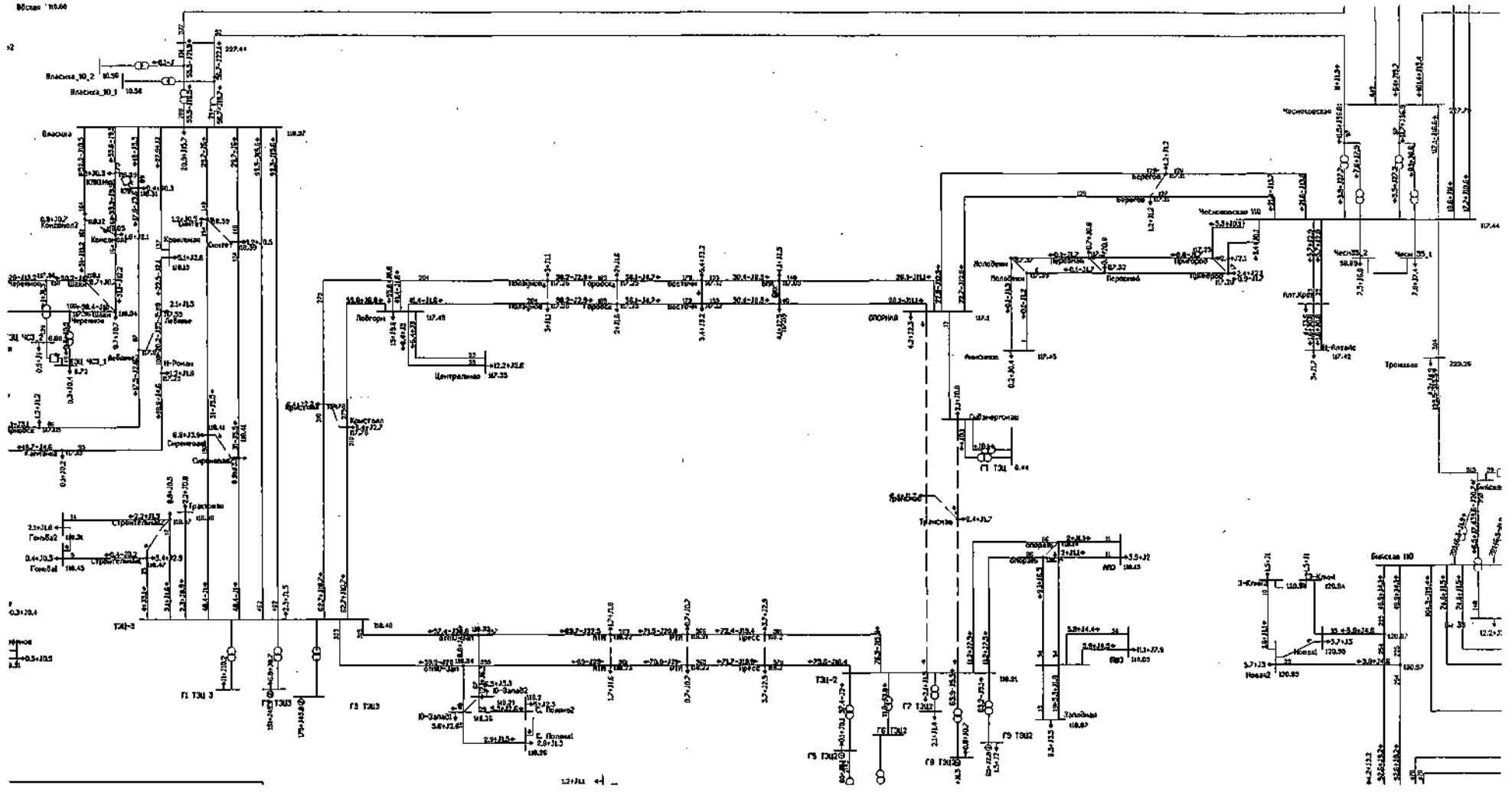
Приложение № 194
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



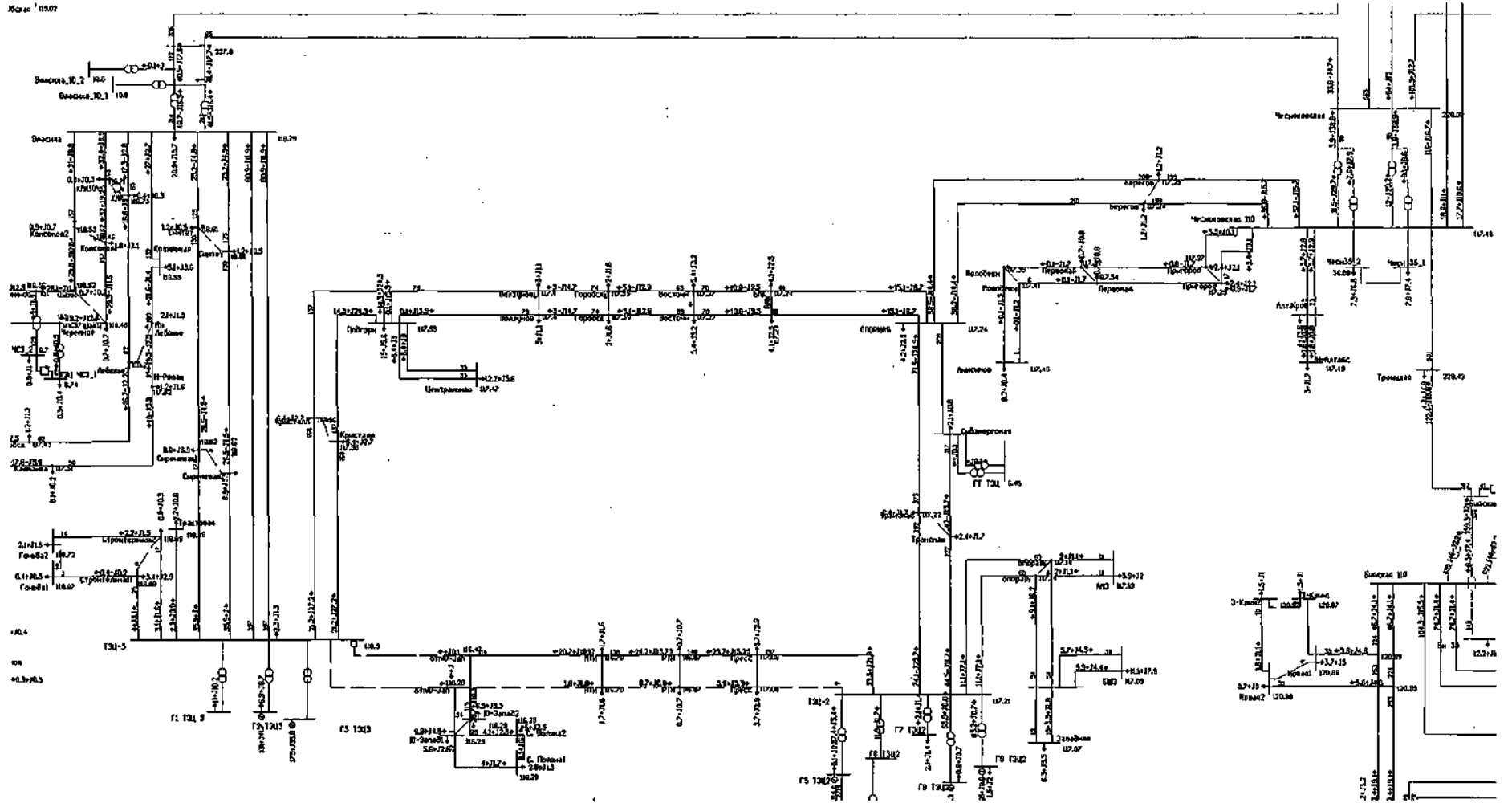
Приложение № 195
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



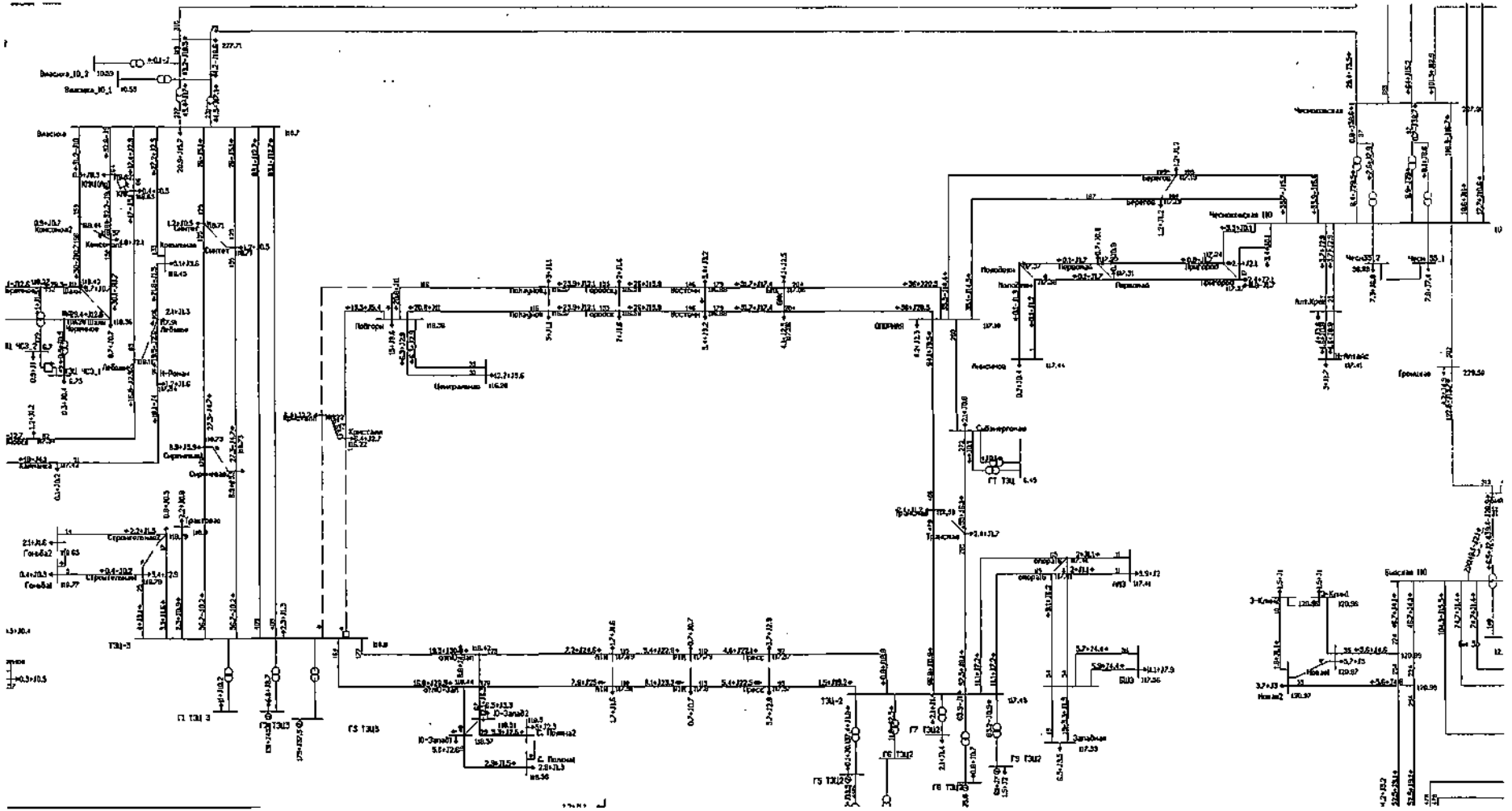
Приложение № 196
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



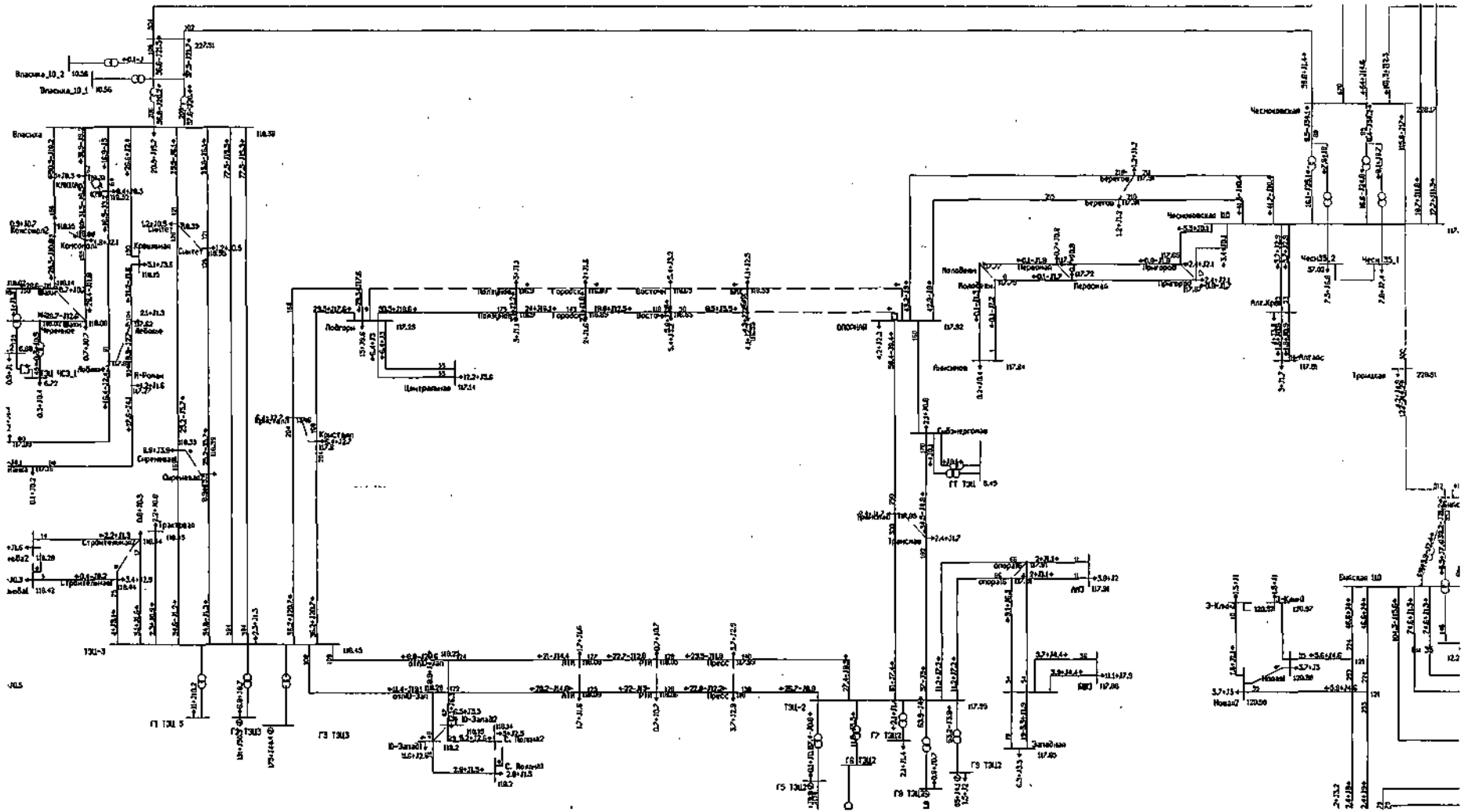
Приложение № 197
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.



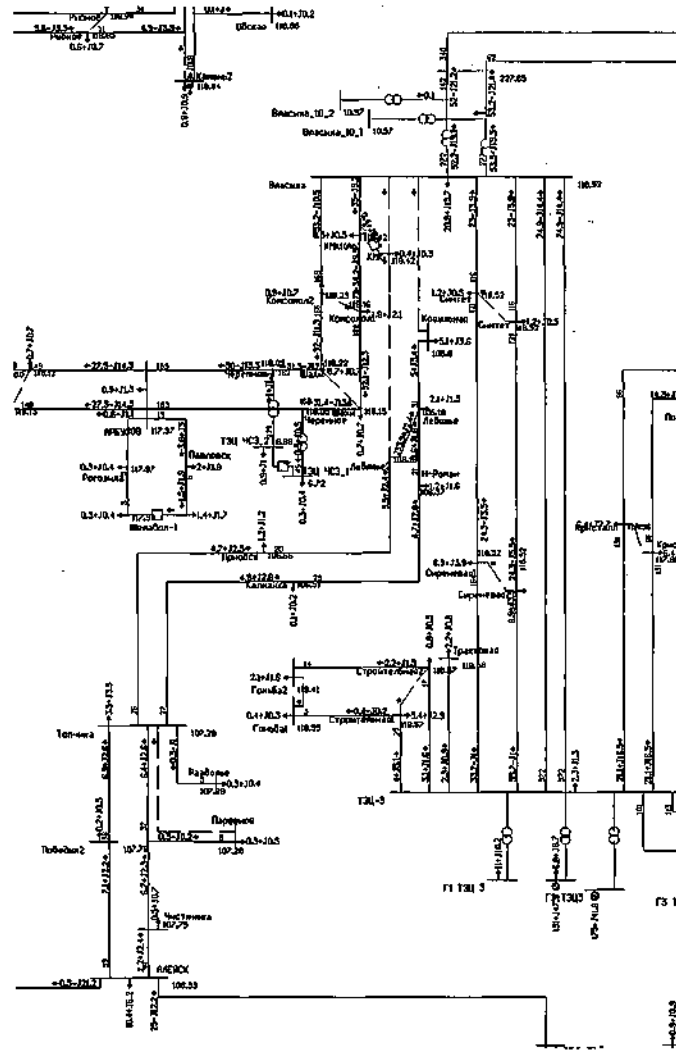
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.



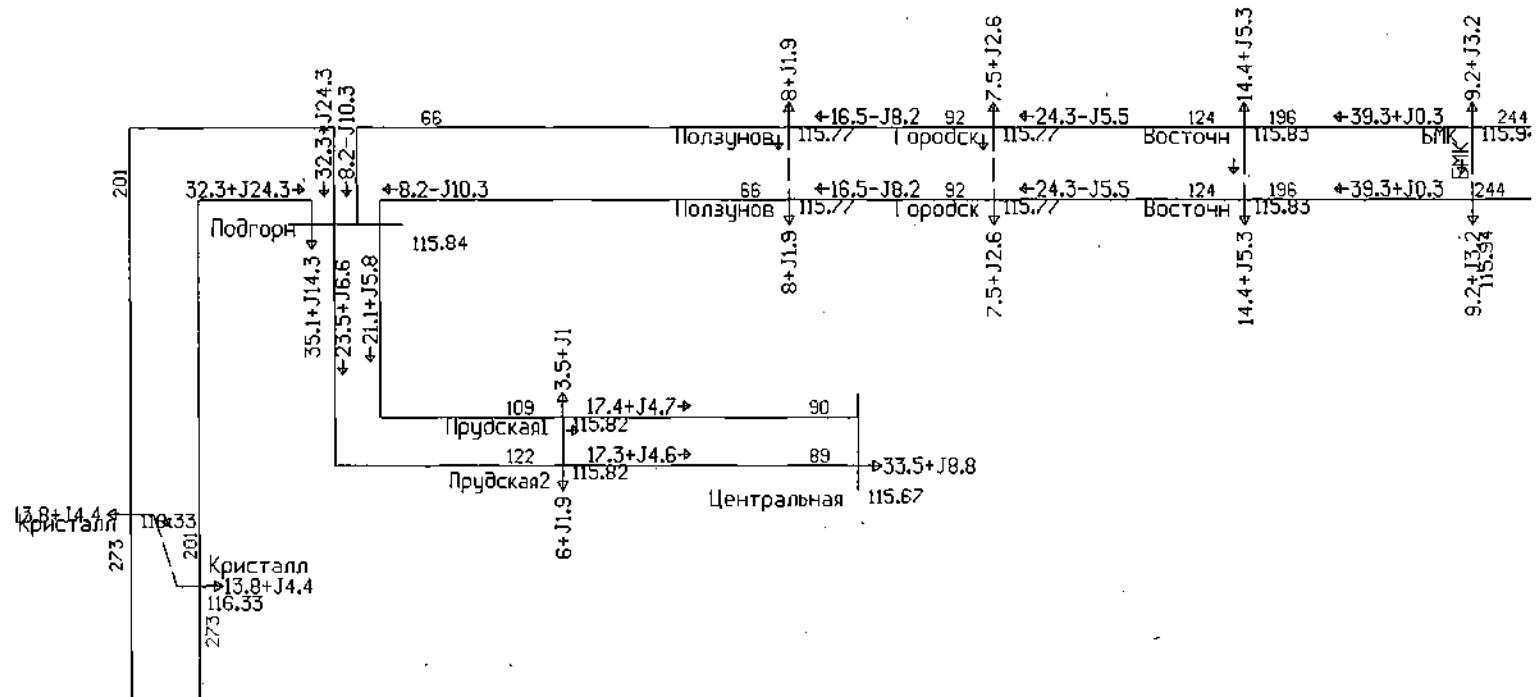
Приложение № 199
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.



Приложение № 201
Летний минимум нагрузок 2020 год. Вариант 3. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

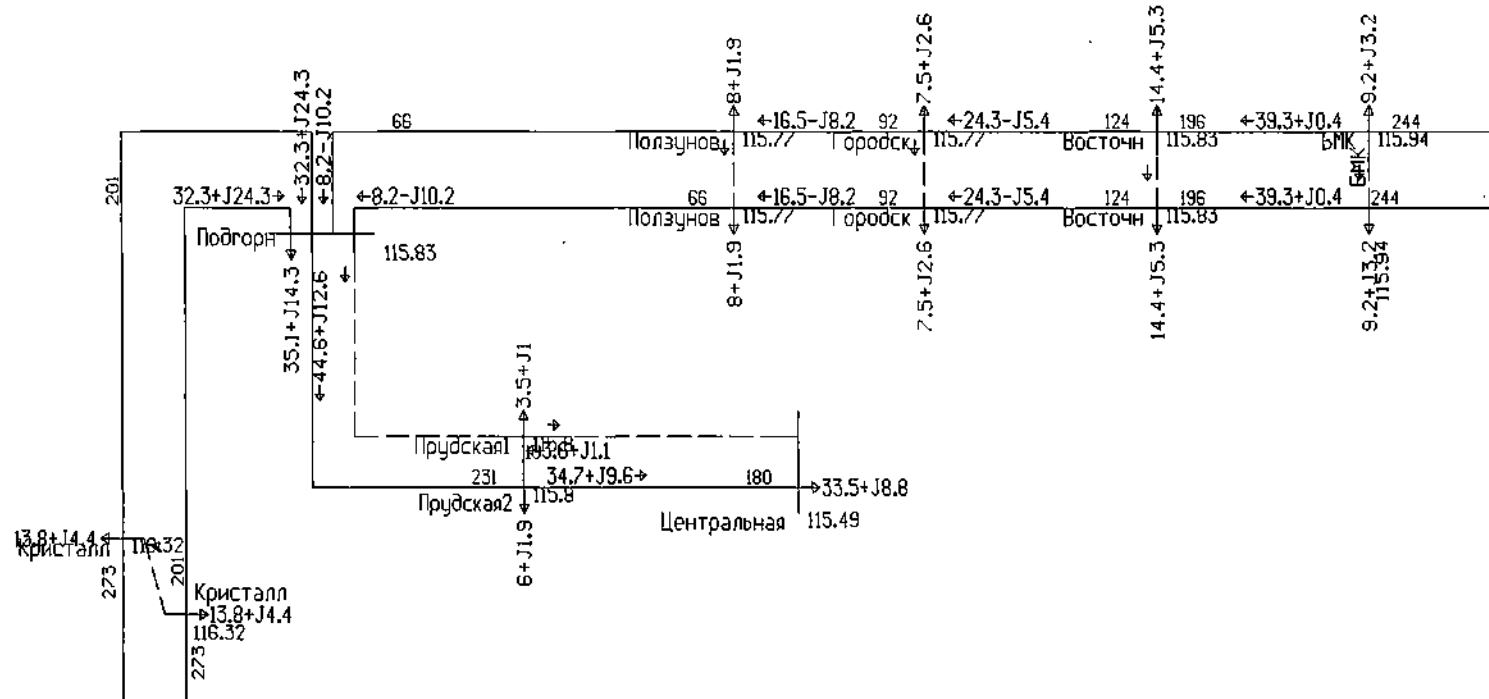


Нормальная схема зимнего максимума нагрузок 2021 год.

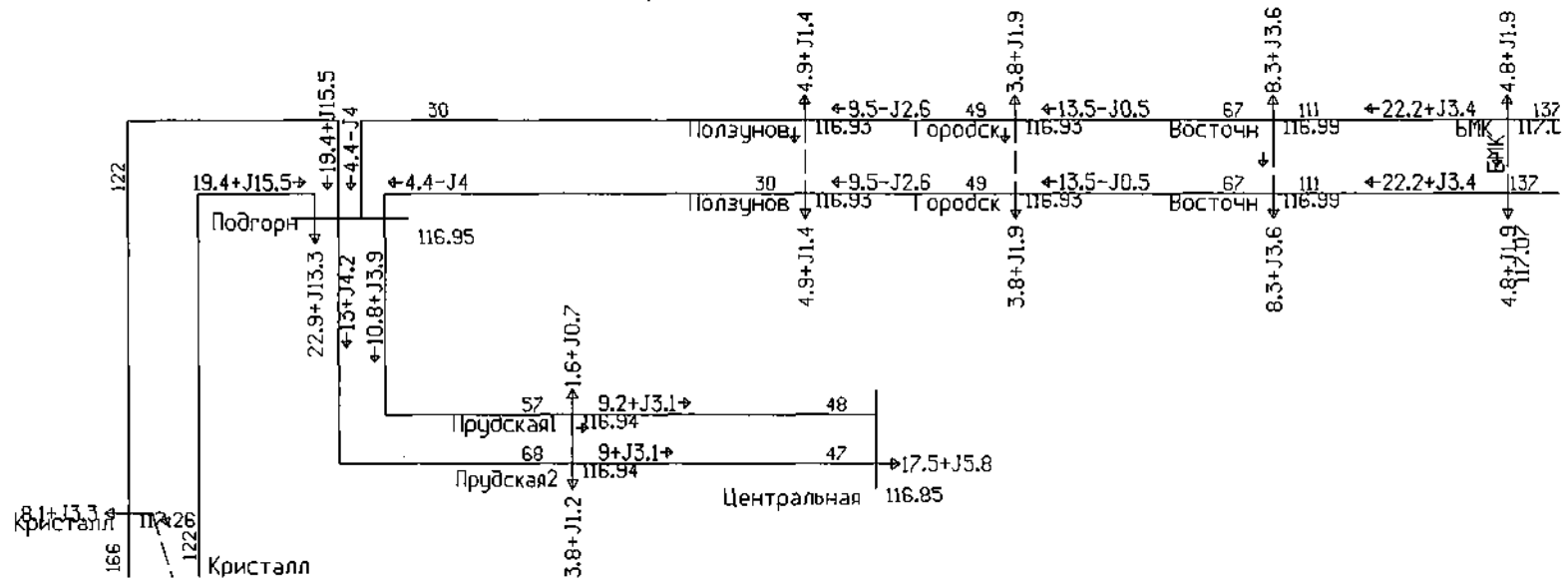


Приложение № 203

Ремонтная схема зимнего максимума нагрузок 2021 год. Отключение ВЛ ЩЦ-39.

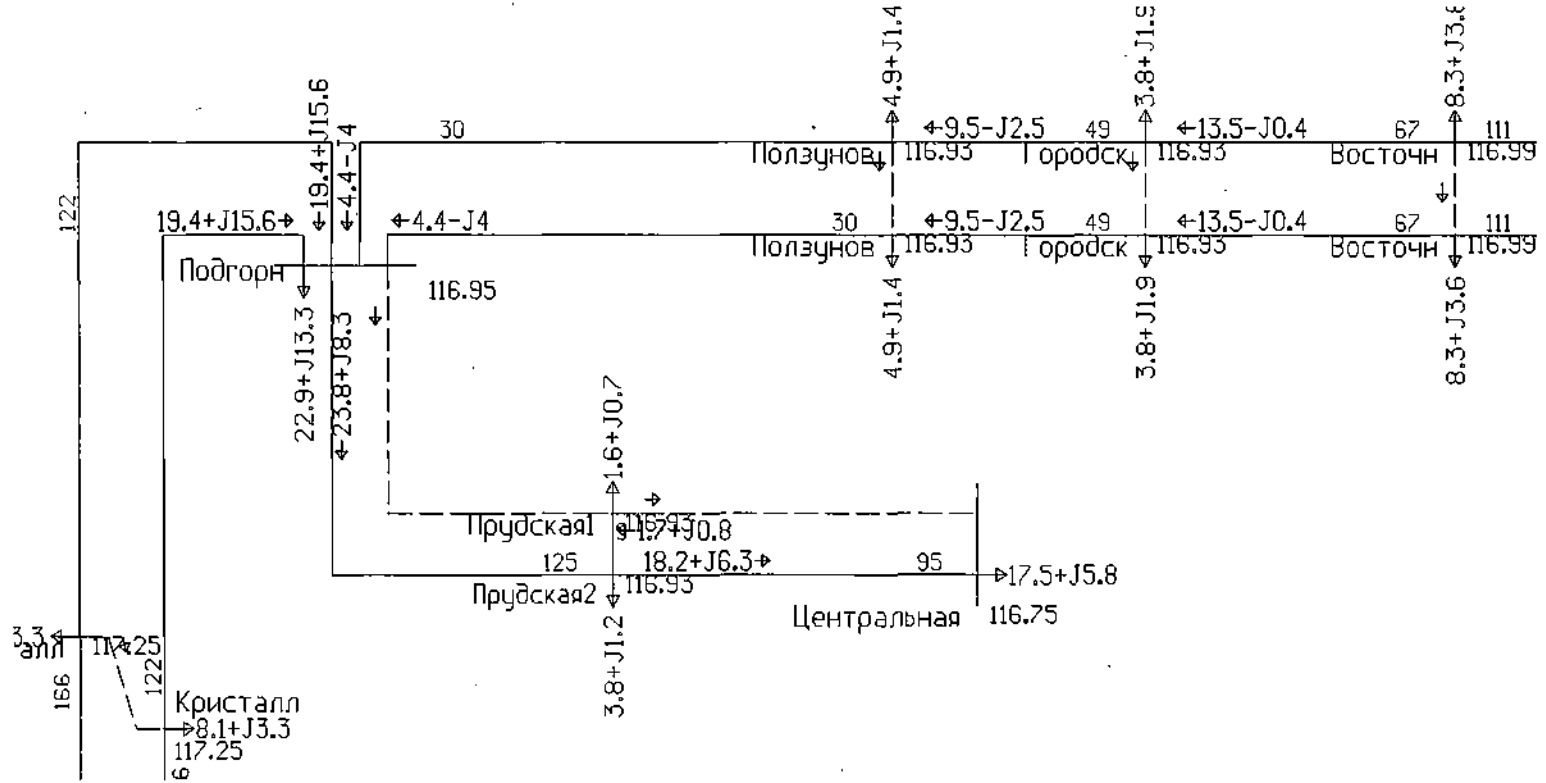


Нормальная схема зимнего минимума нагрузок 2021 год.

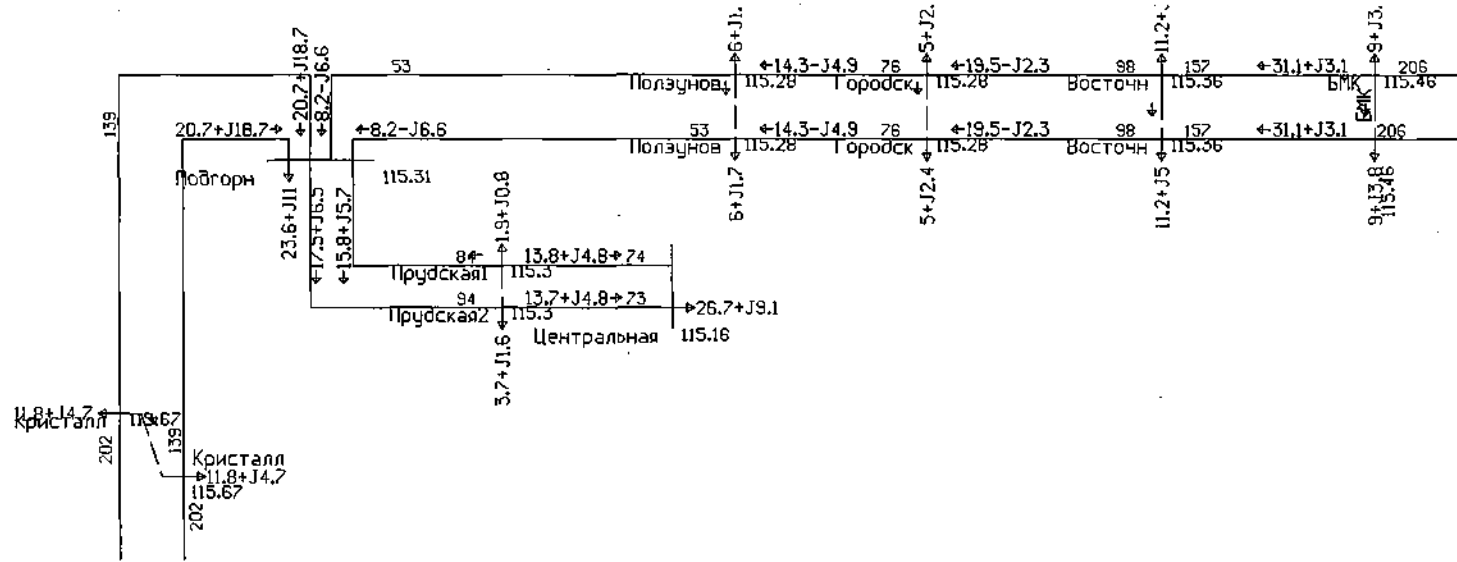


Приложение № 205

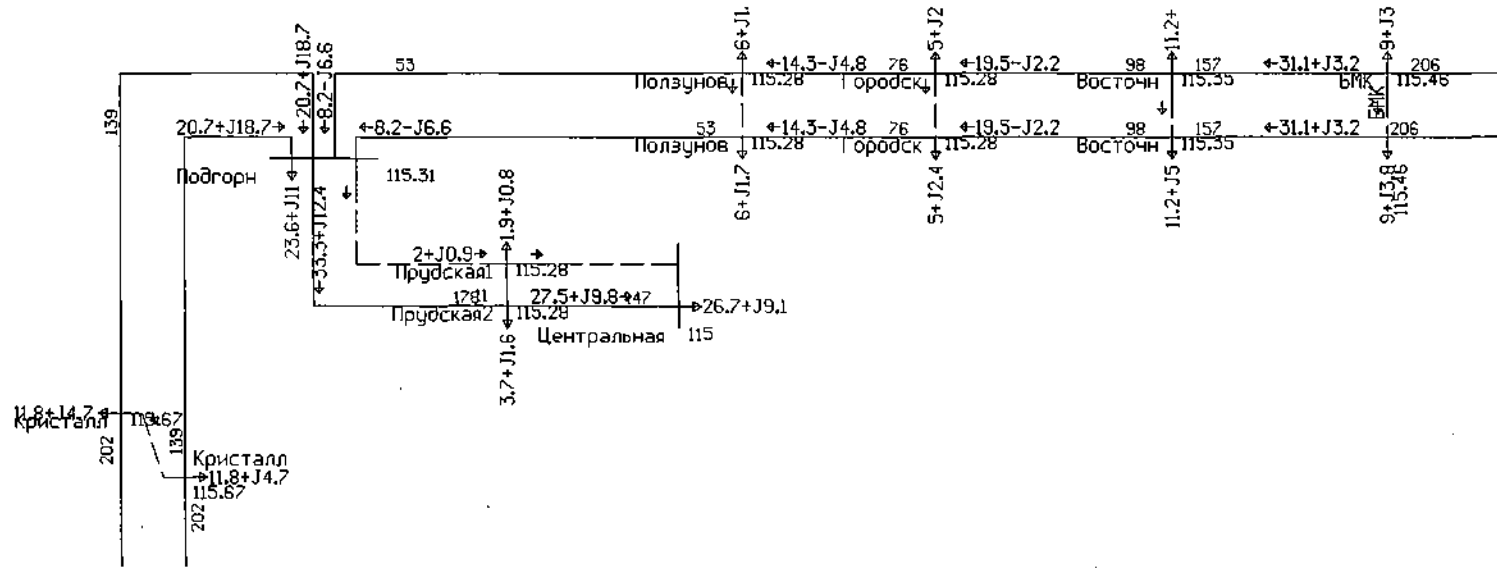
Ремонтная схема зимнего минимума нагрузок 2021 год. Отключение ВЛ ПЦ-39.



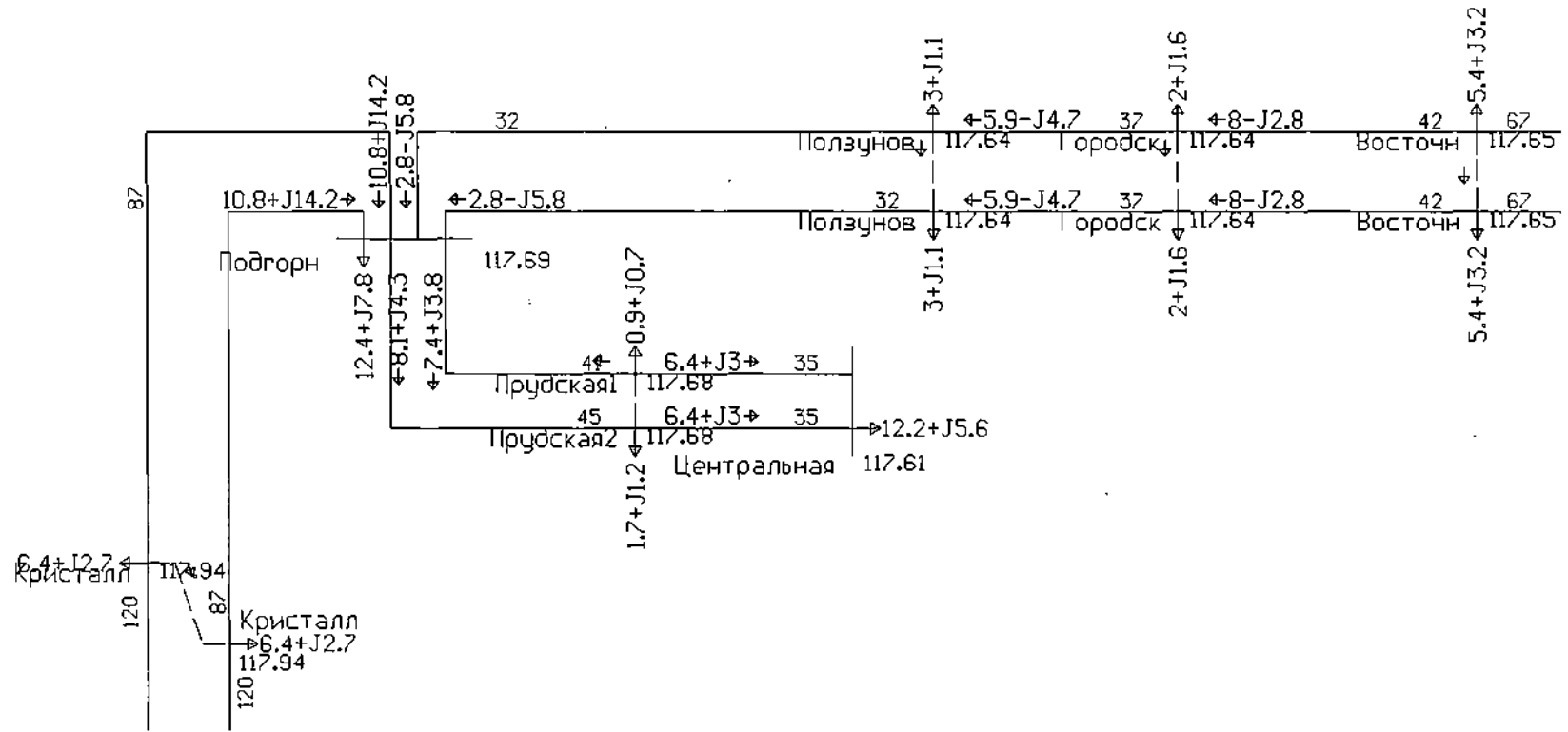
Нормальная схема летнего максимума нагрузок 2021 год.



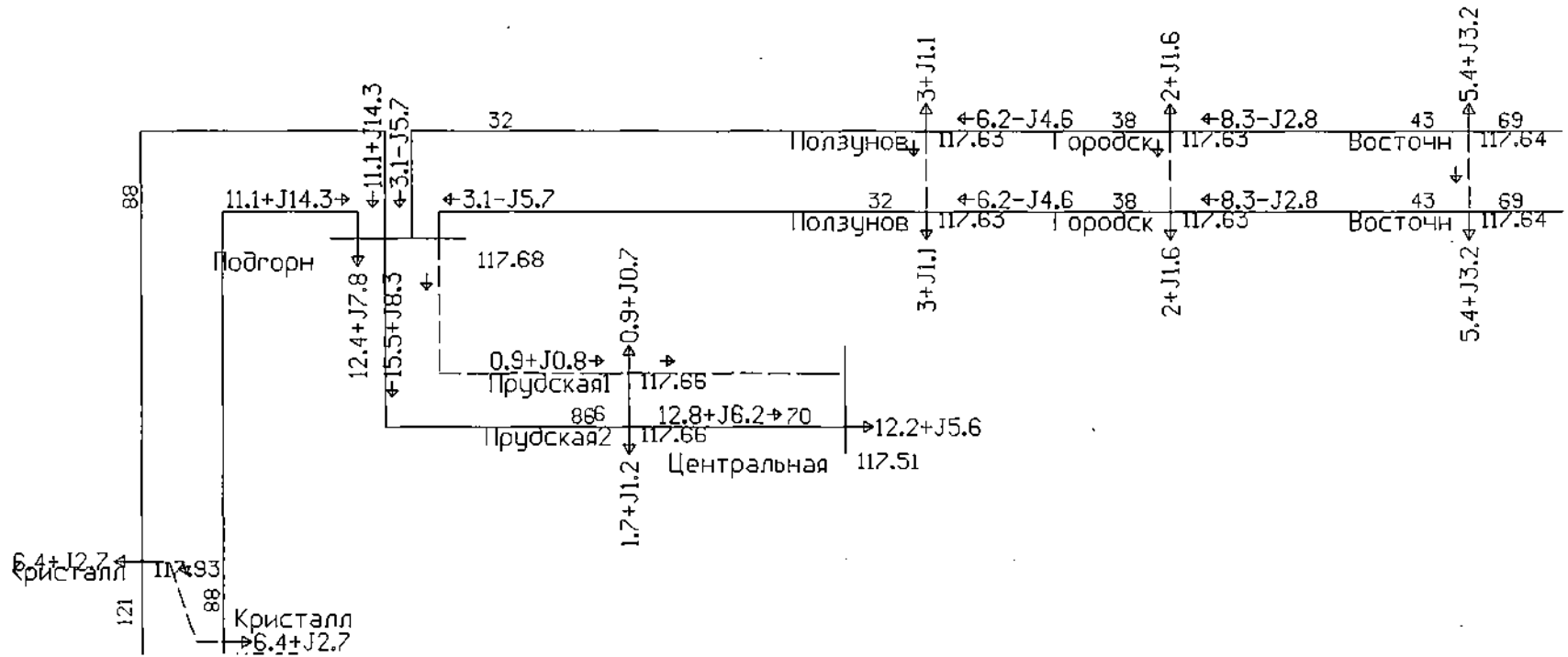
Приложение № 207
Ремонтная схема летнего максимума нагрузок 2021 год. Отключение ВЛ ПЩ-39.



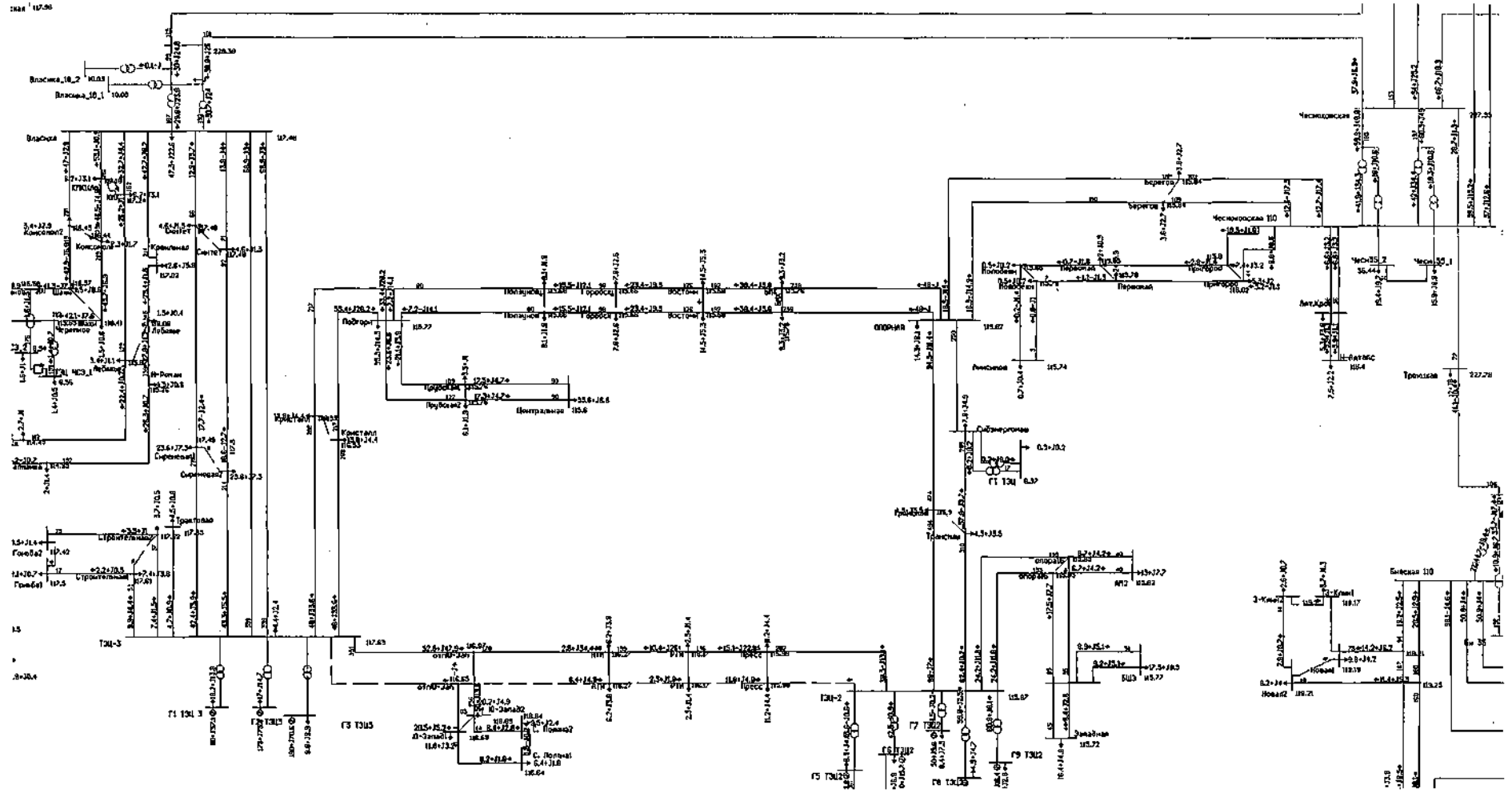
Нормальная схема летнего минимума нагрузок 2021 год.



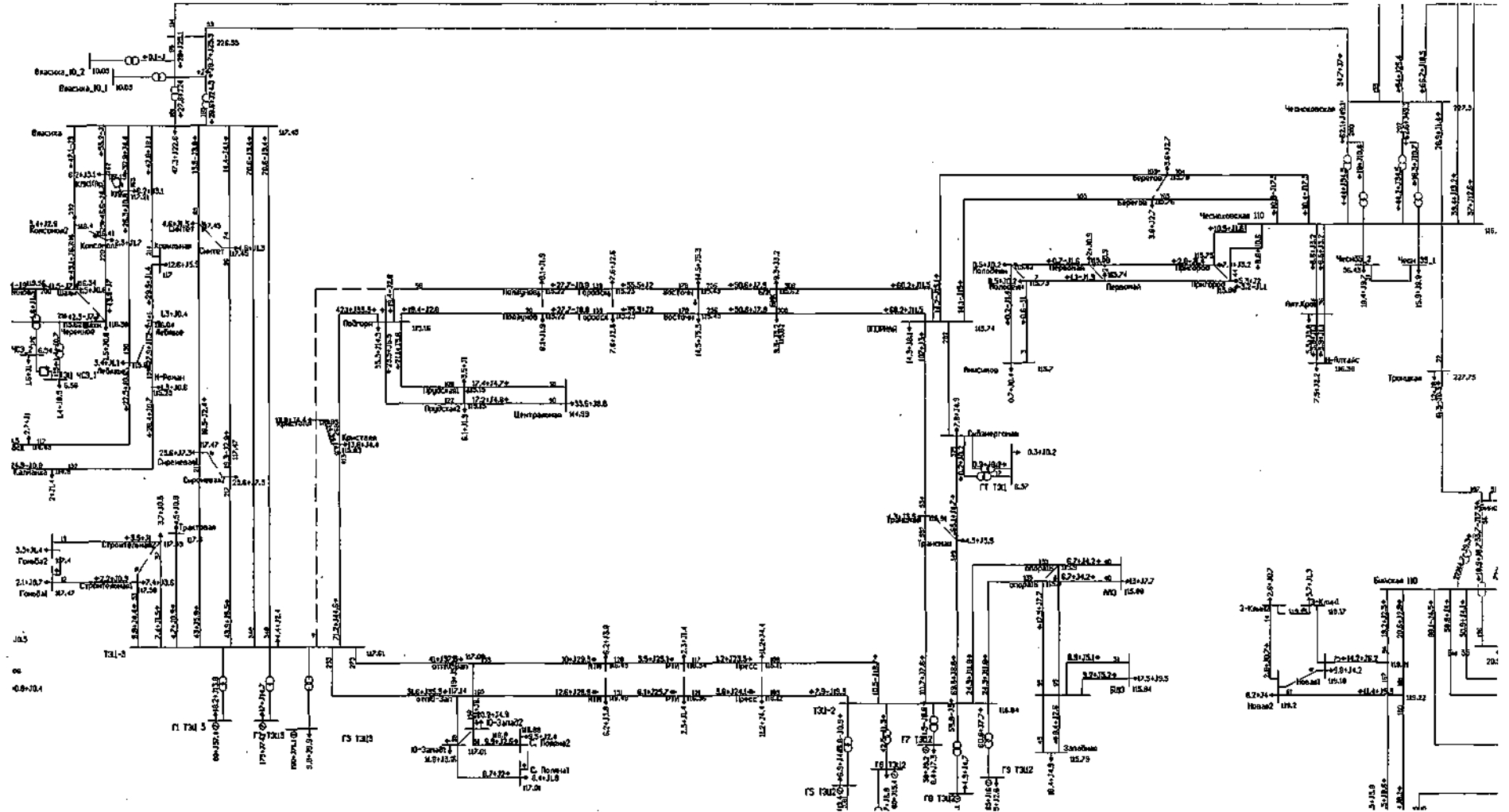
Ремонтная схема летнего минимума нагрузок 2021 год. Отключение ВЛ ПЦ-39.



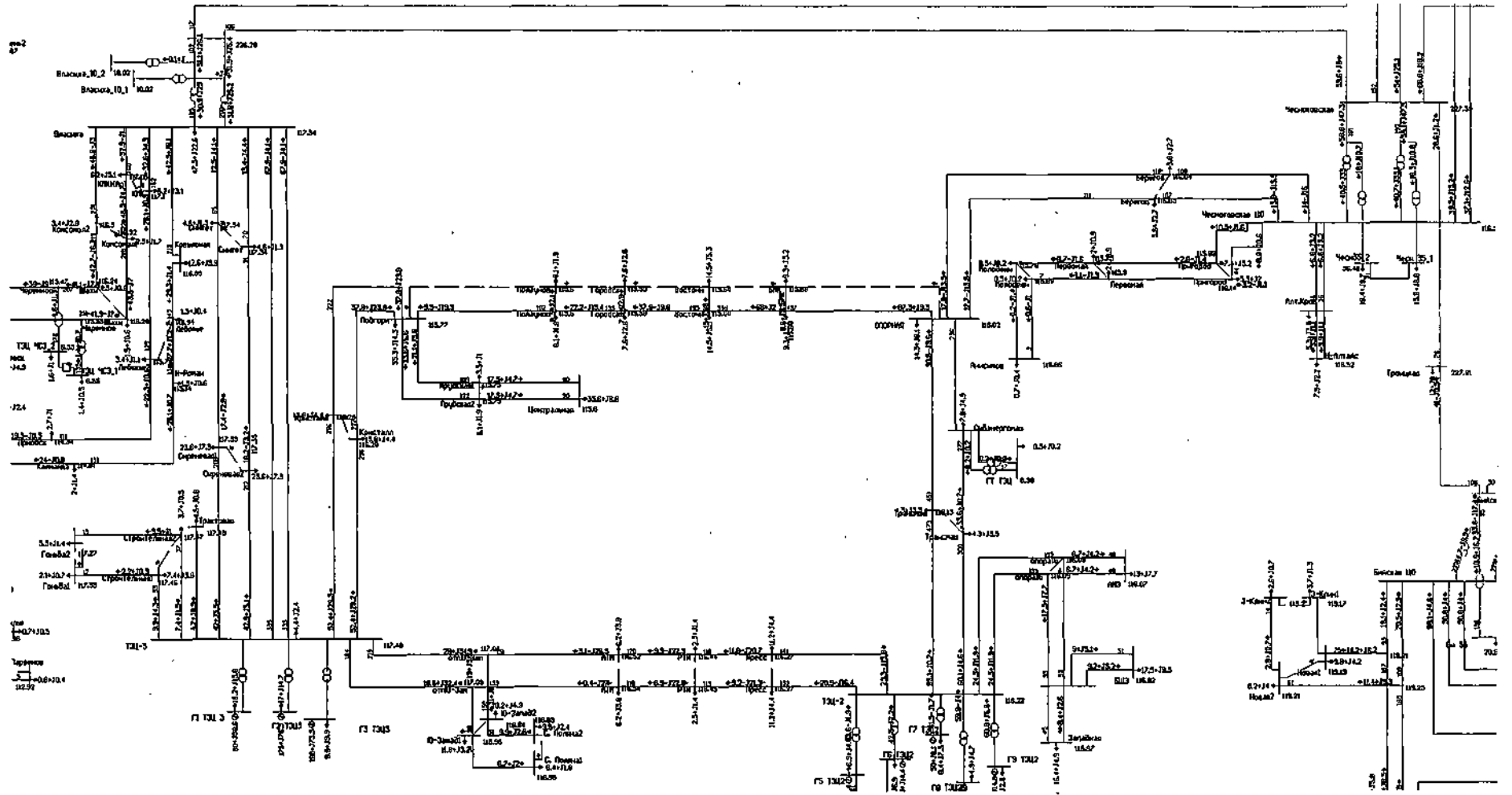
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТТ-121.



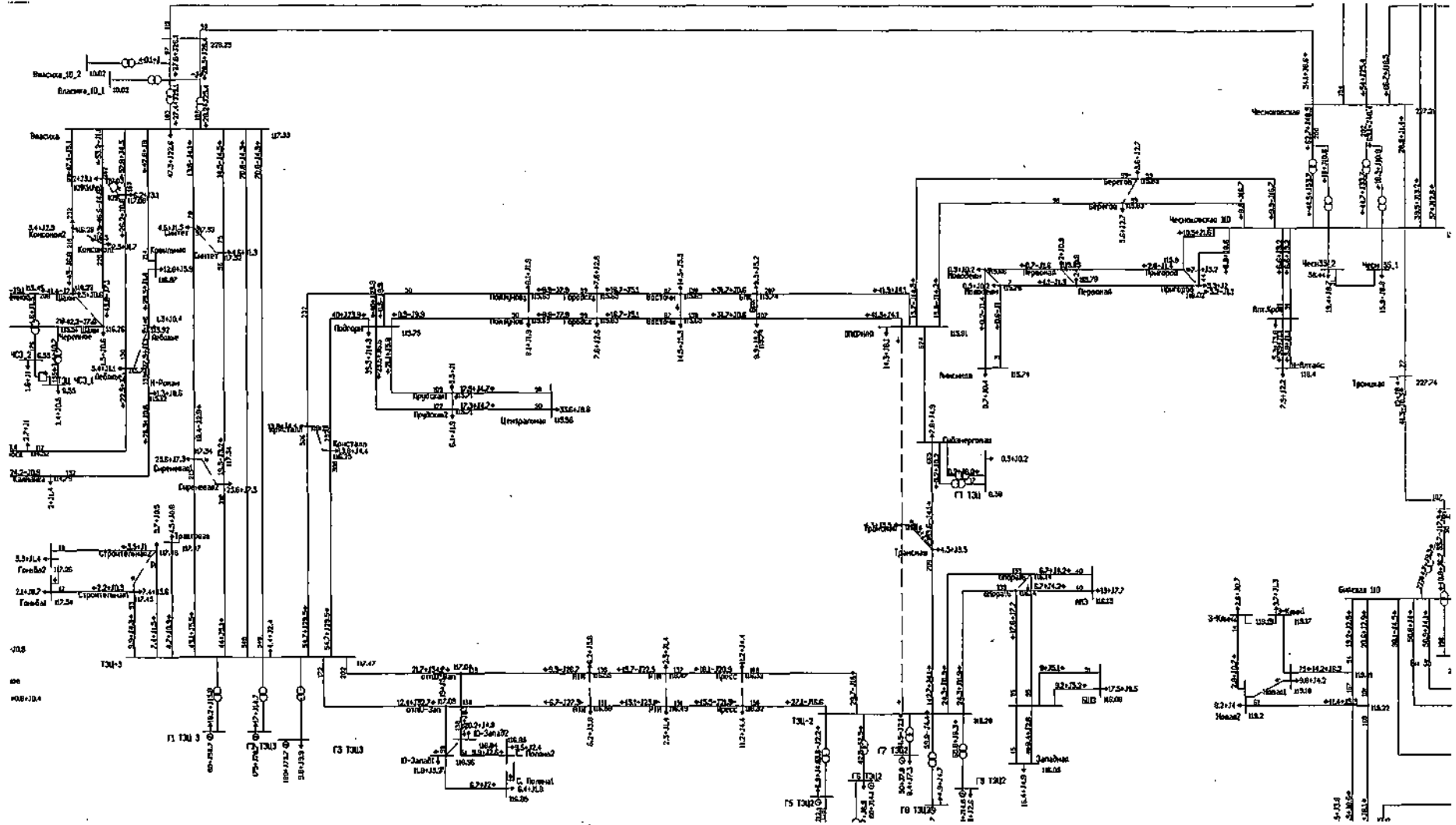
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТП-45.



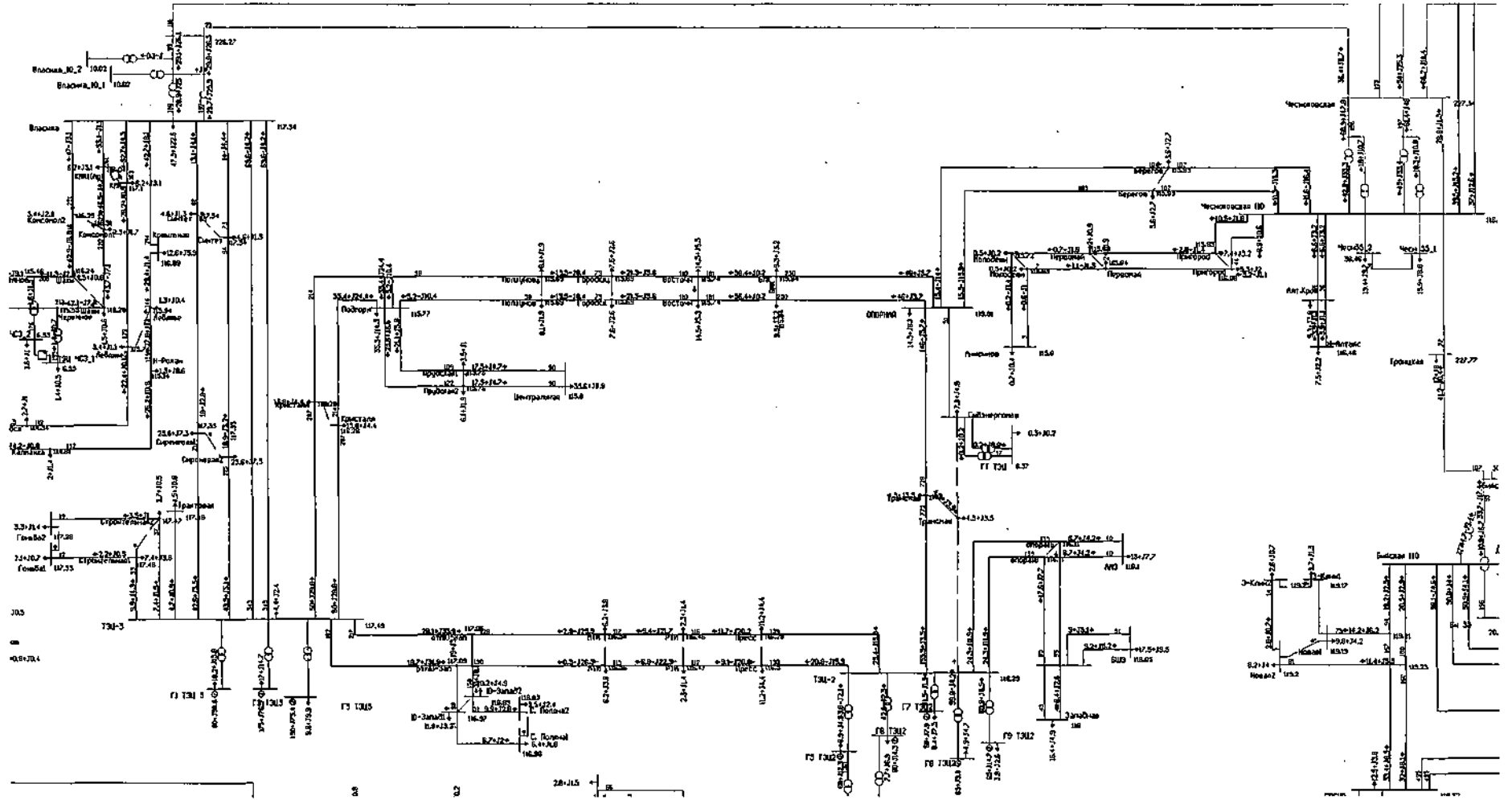
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОП-94.



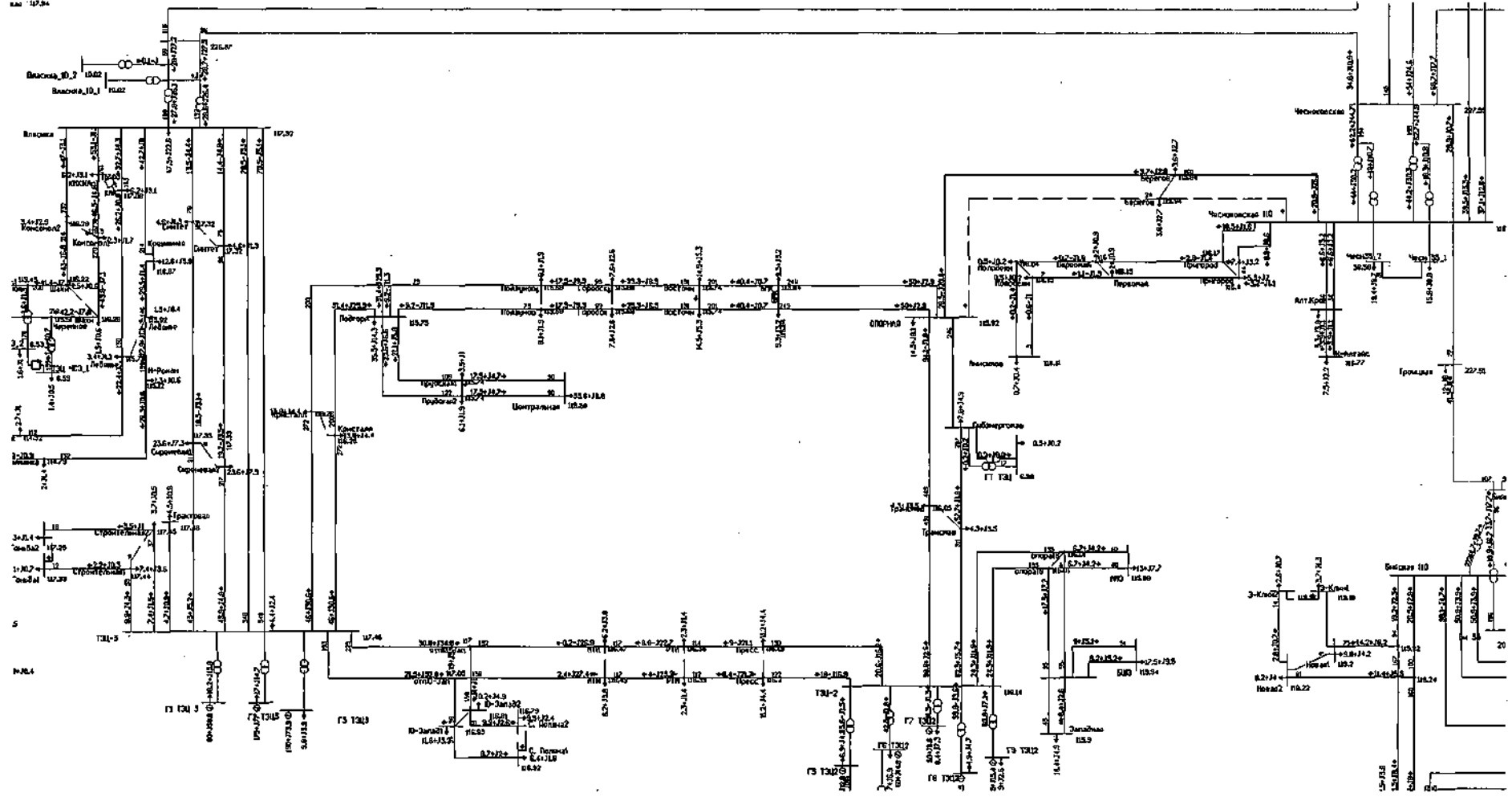
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТО-101.



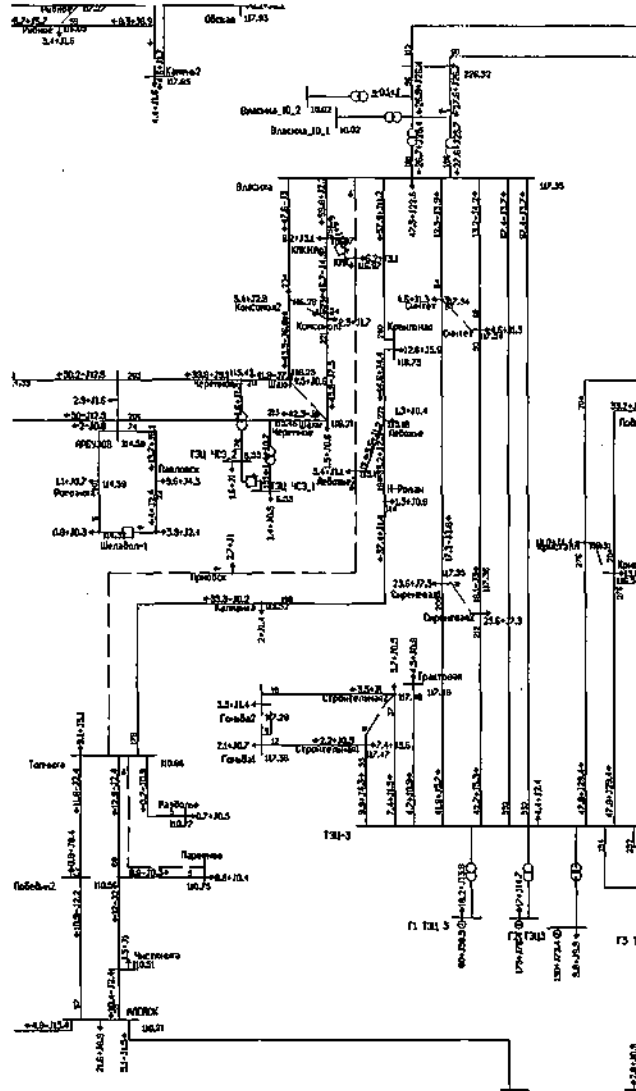
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТС-100.



Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОЧ-92.

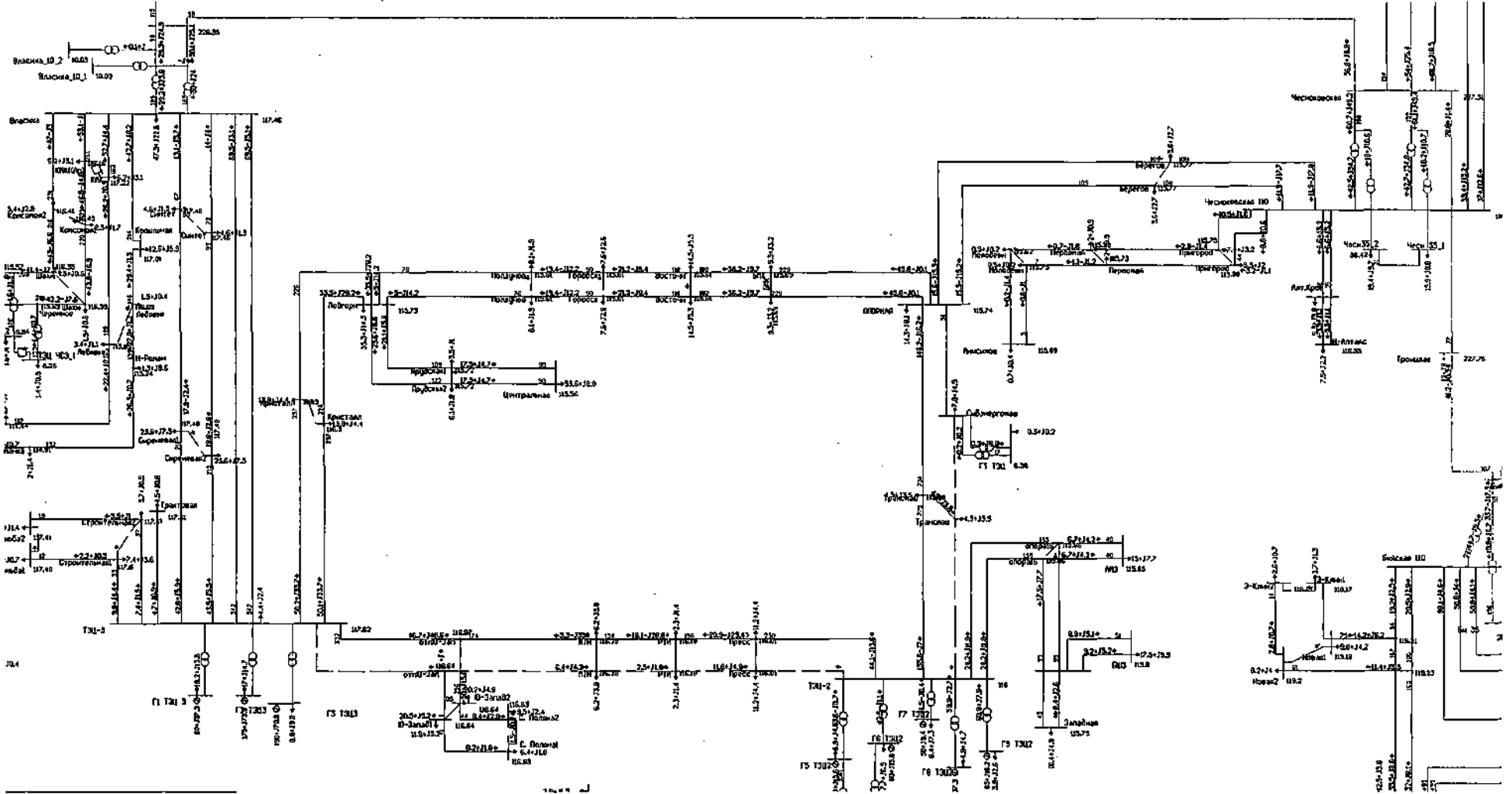


Зимний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ВП-52.



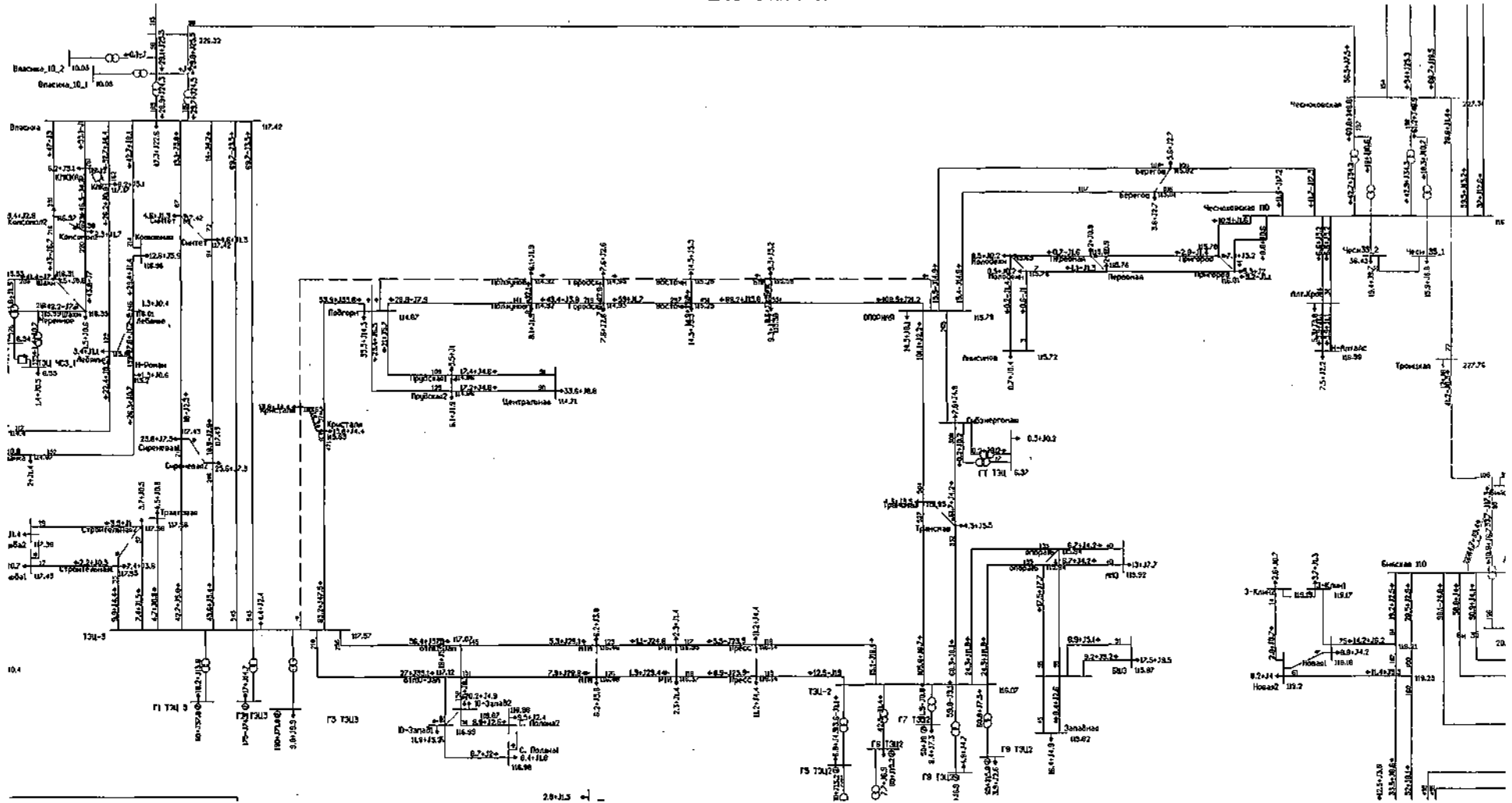
Приложение № 220

Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



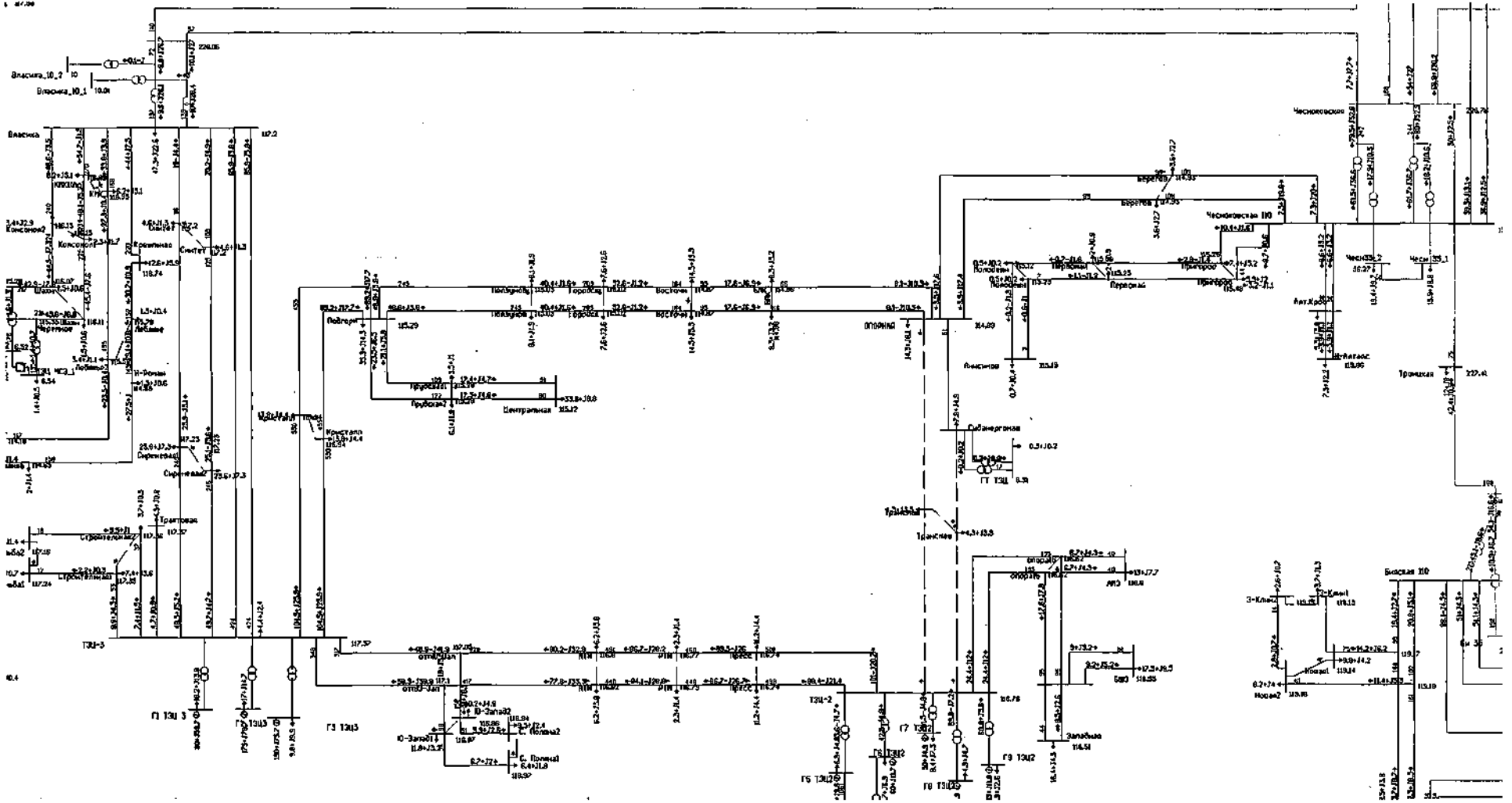
Приложение № 221

Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.

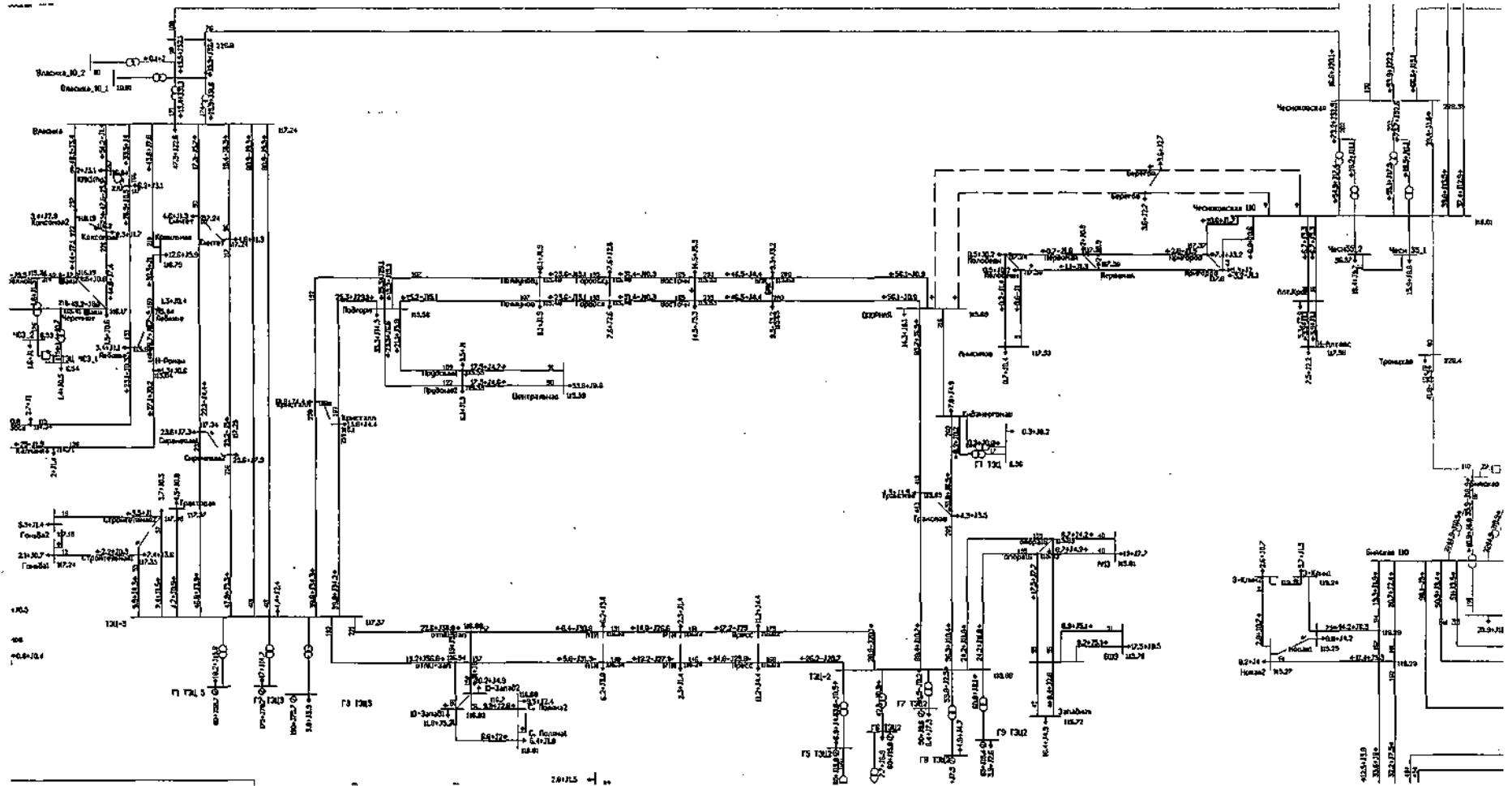


Приложение № 222

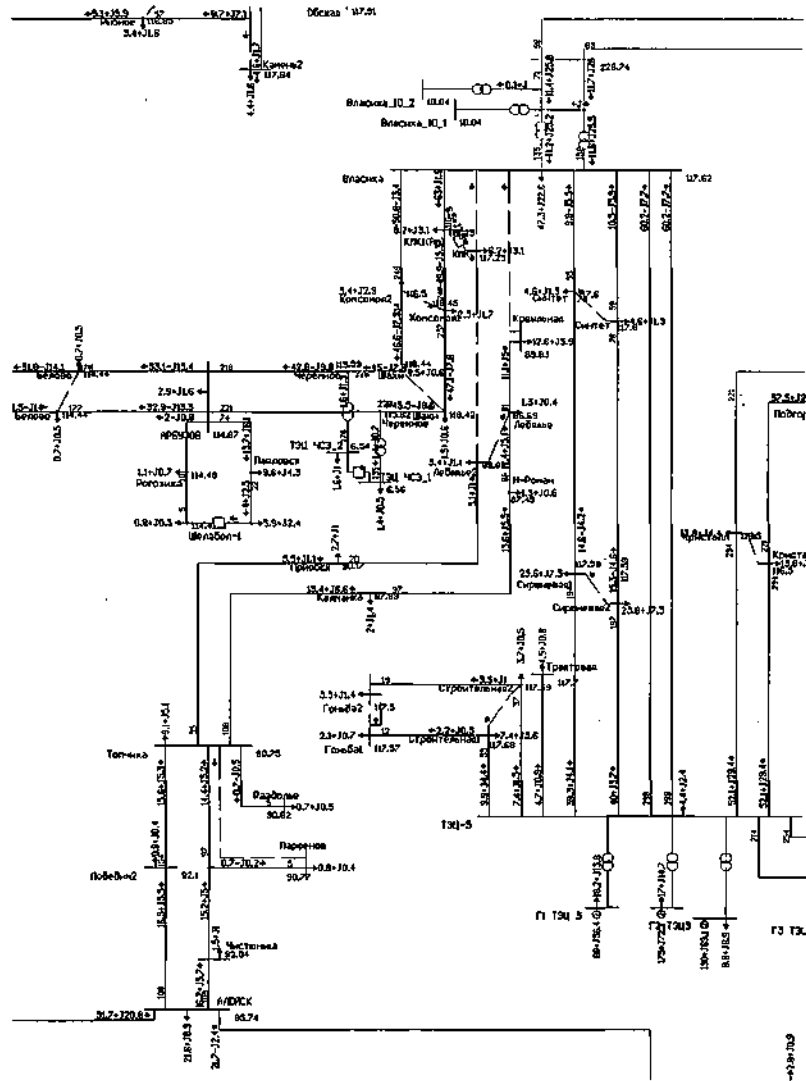
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

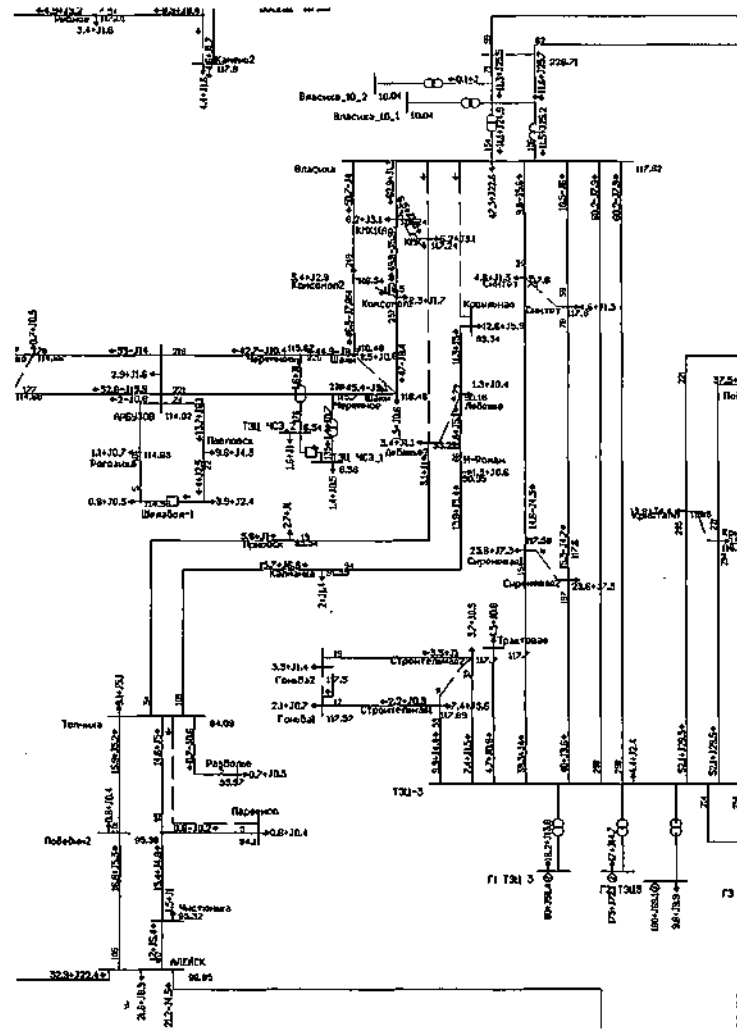


Приложение № 224
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

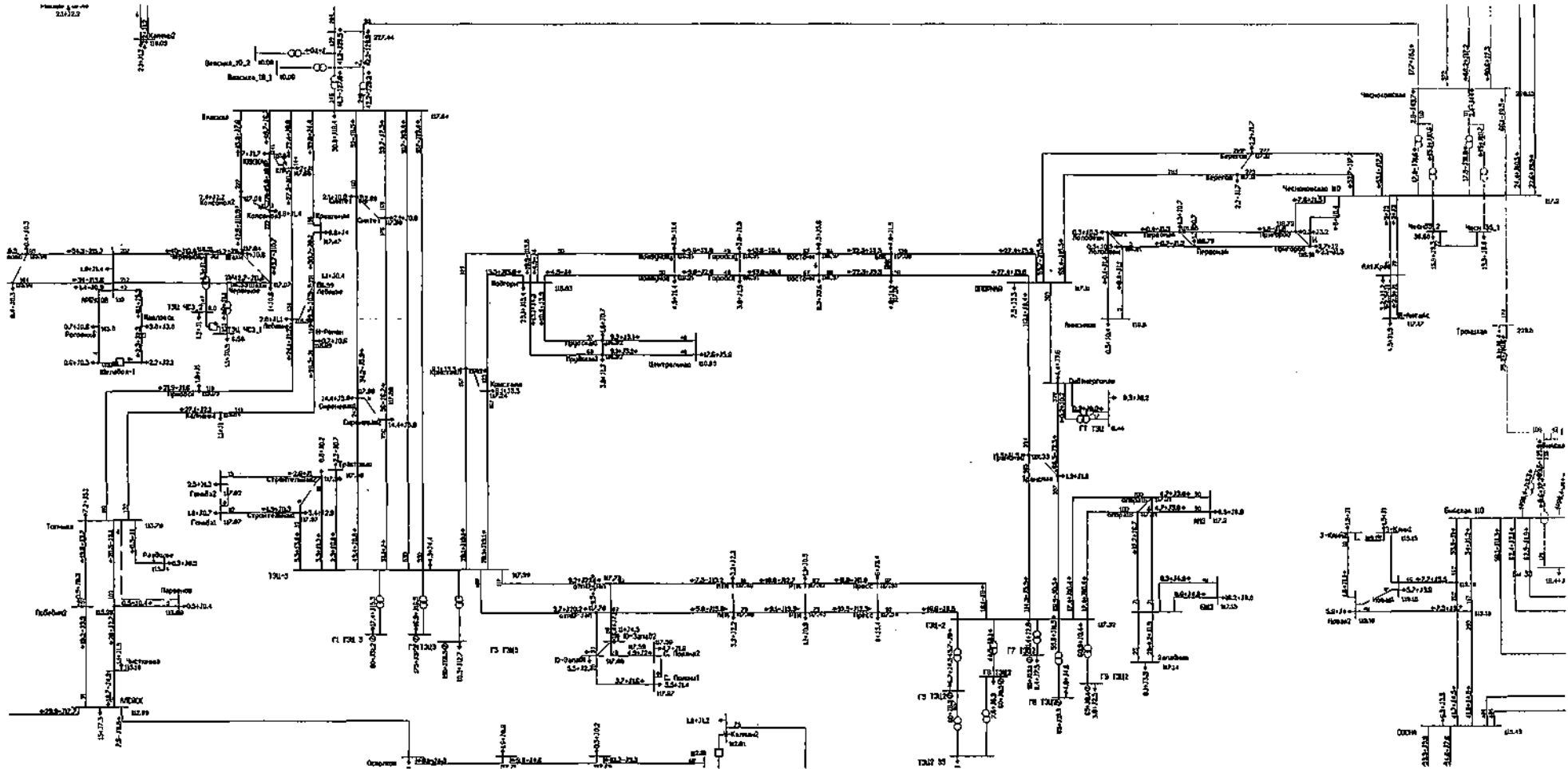


Приложение № 225

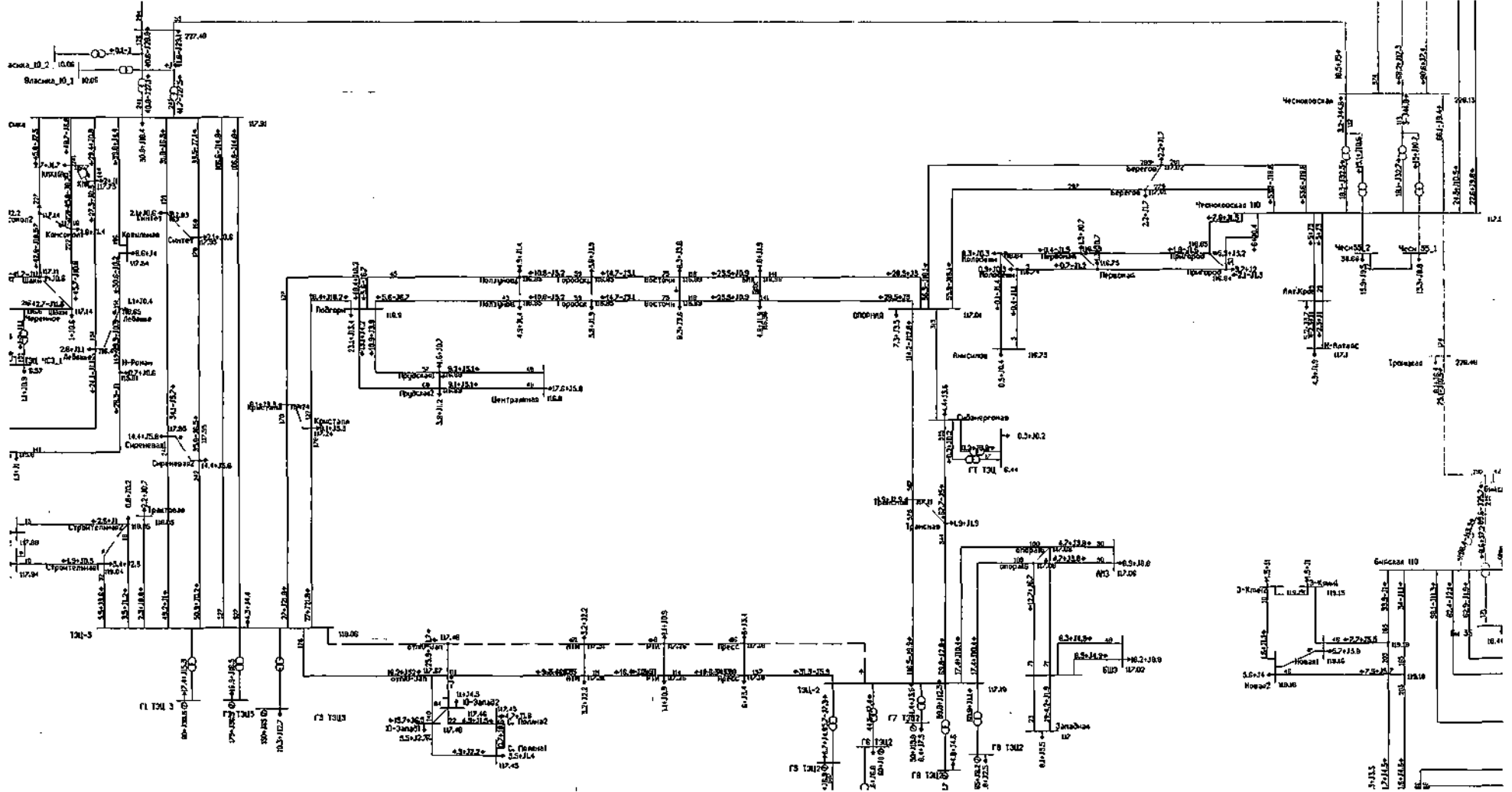
Зимний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ковыльная) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52 (после перевода РПН на ПС 220 кВ Южная)



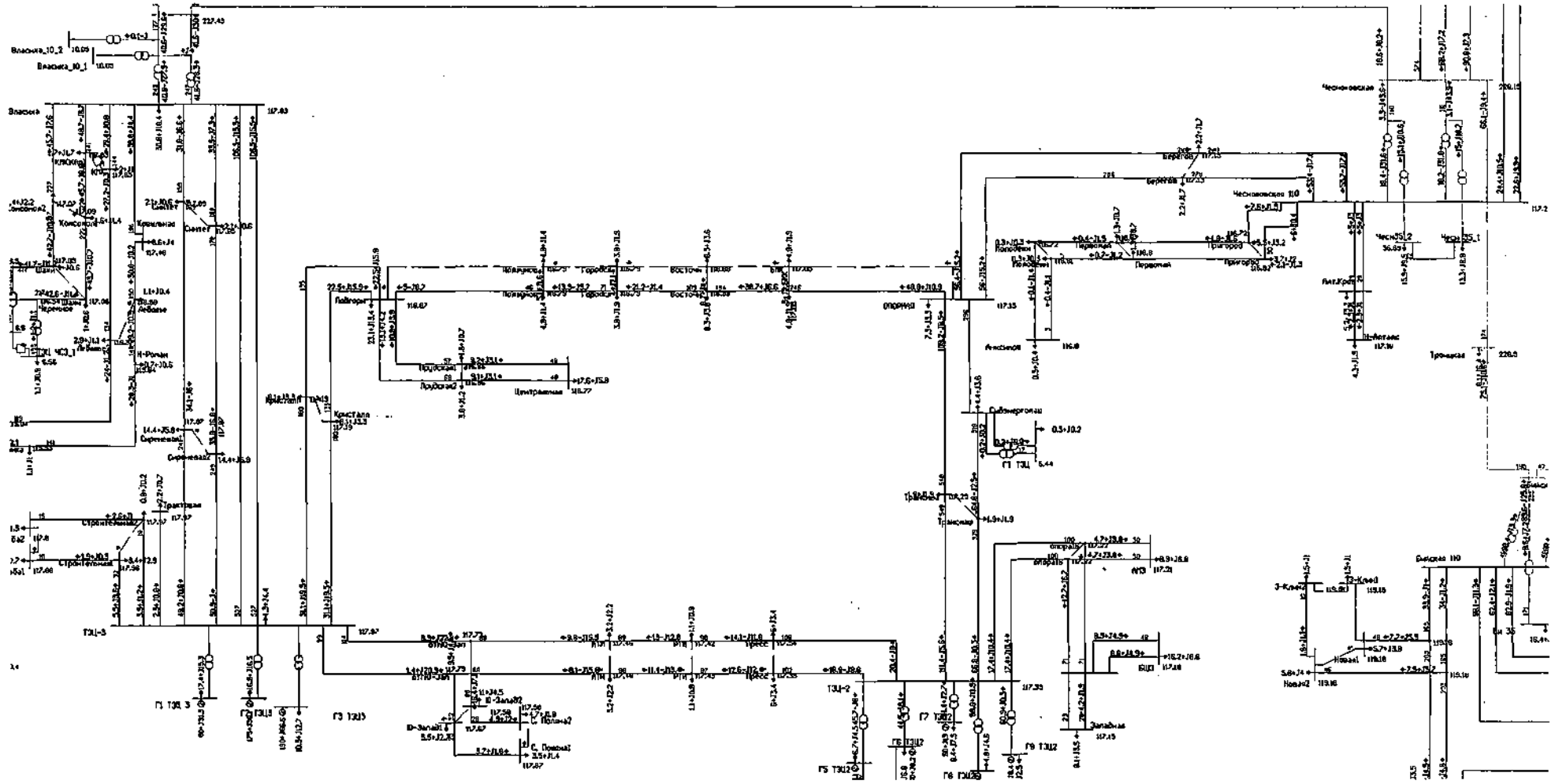
Нормальная схема зимнего минимума нагрузок 2024 год.



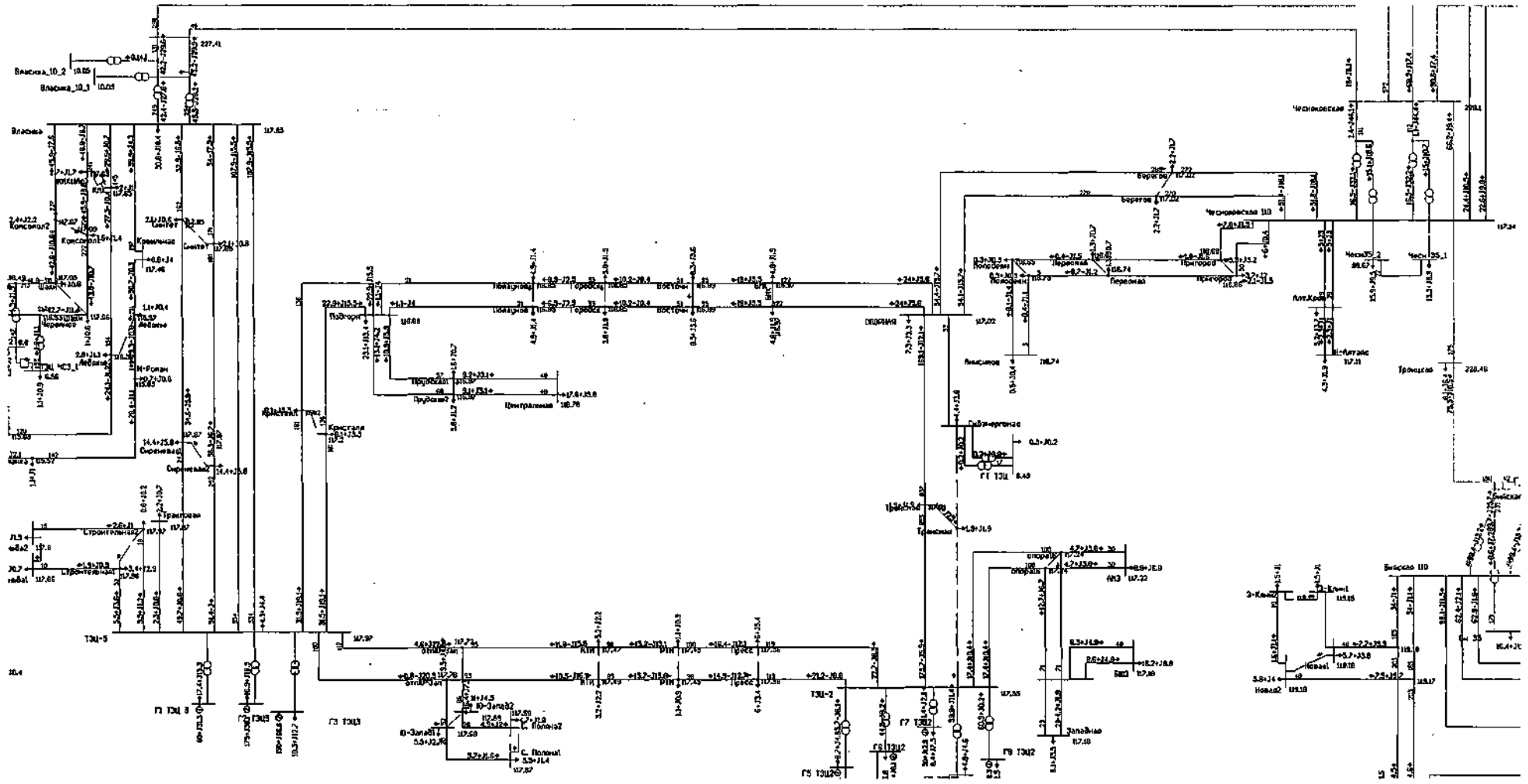
Зимний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТТ-121.



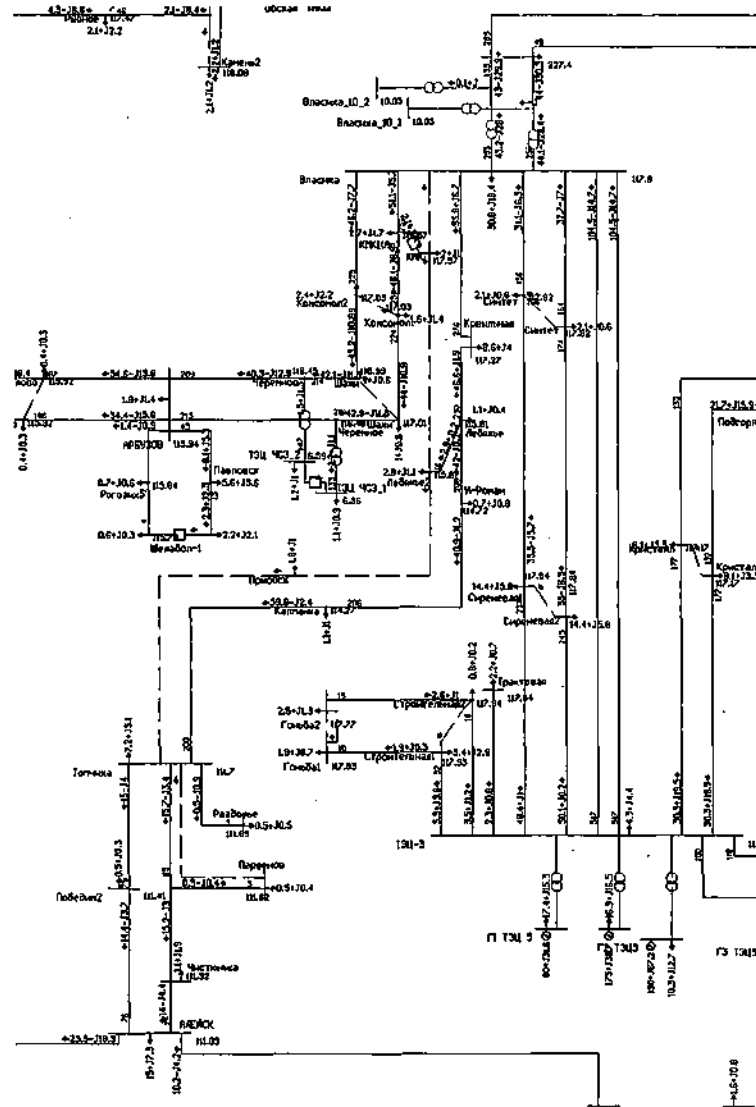
Зимний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОП-94.



Зимний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТС-100.

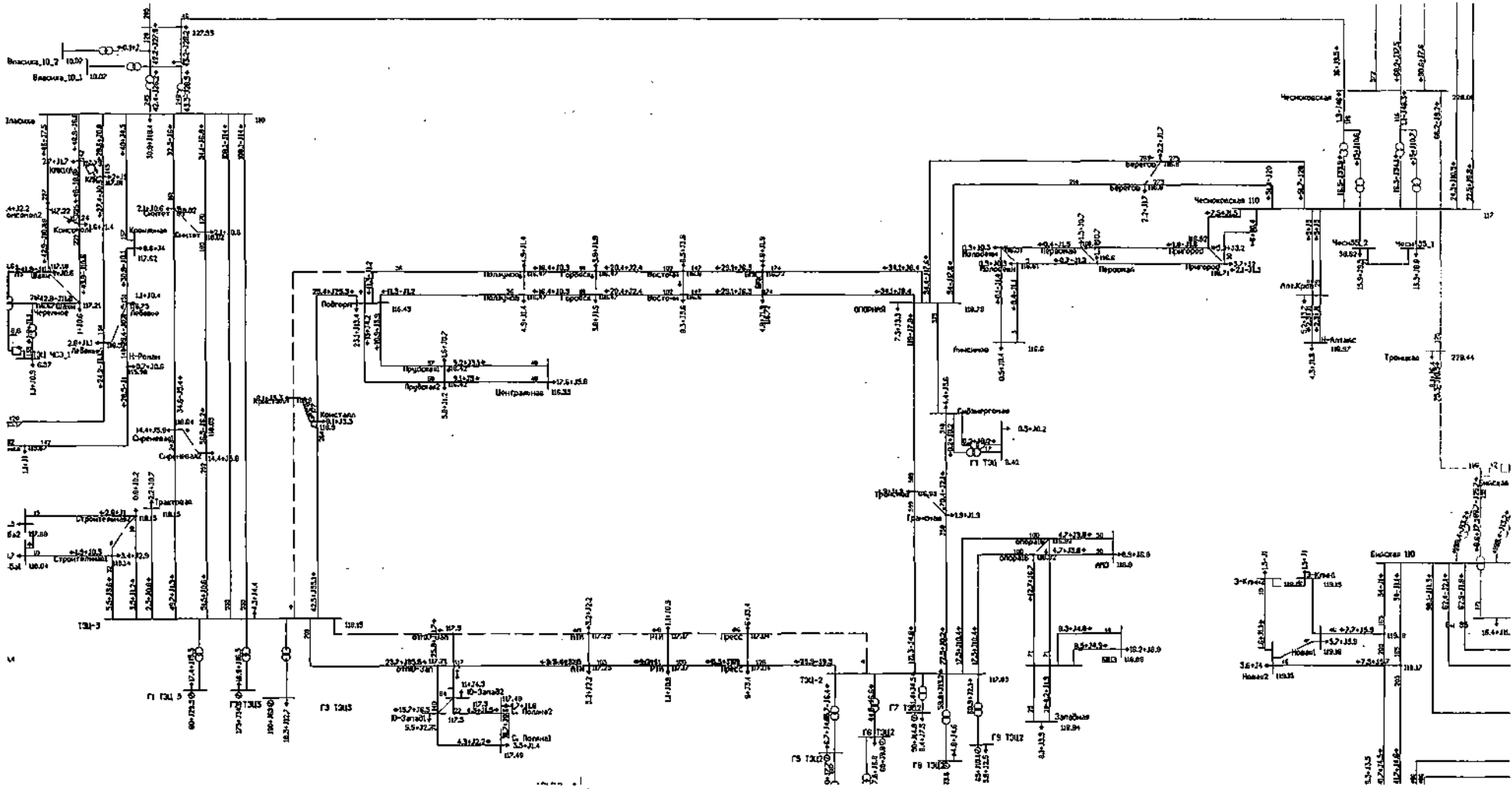


Зимний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ВП-52.

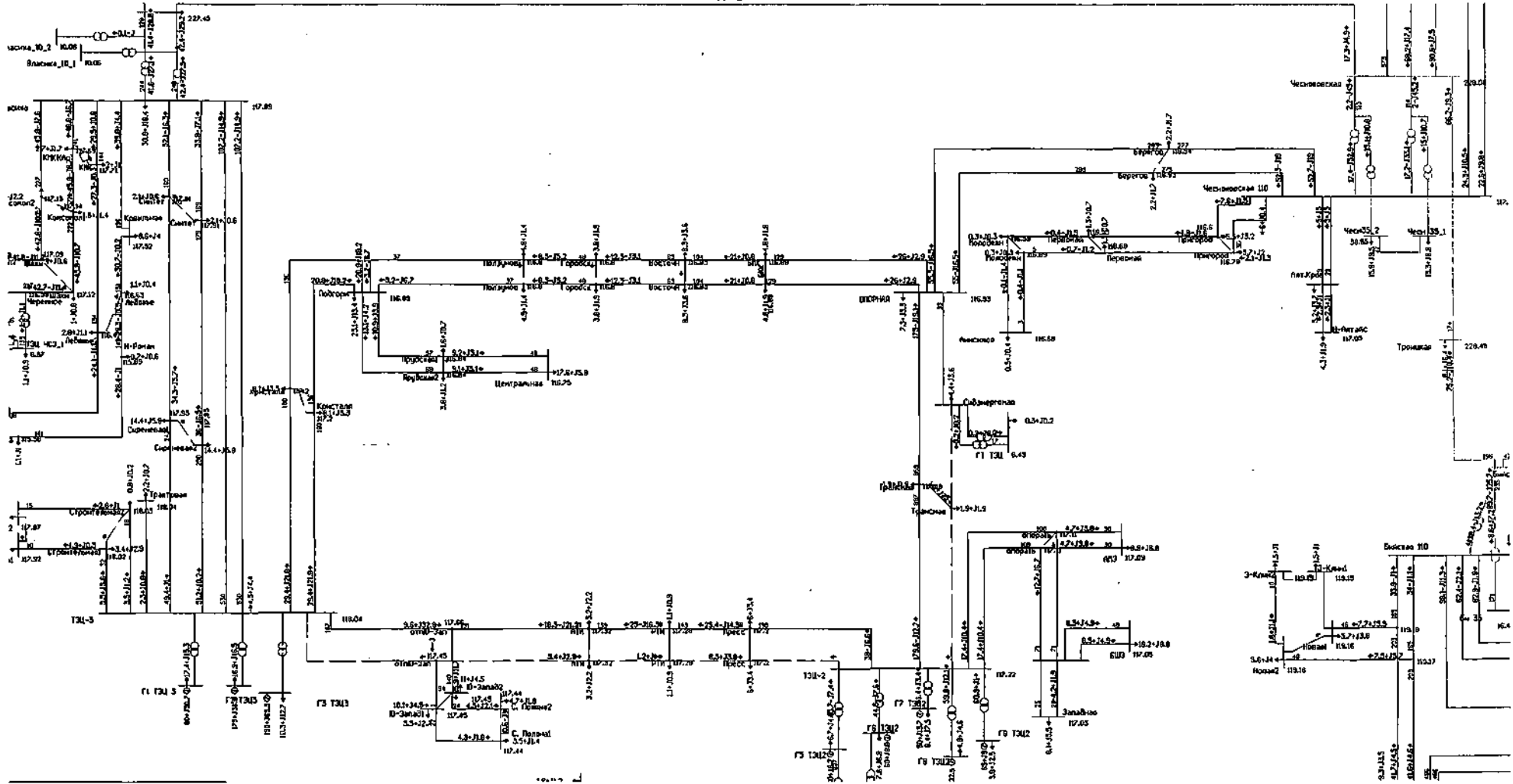


Приложение № 235

Зимний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.

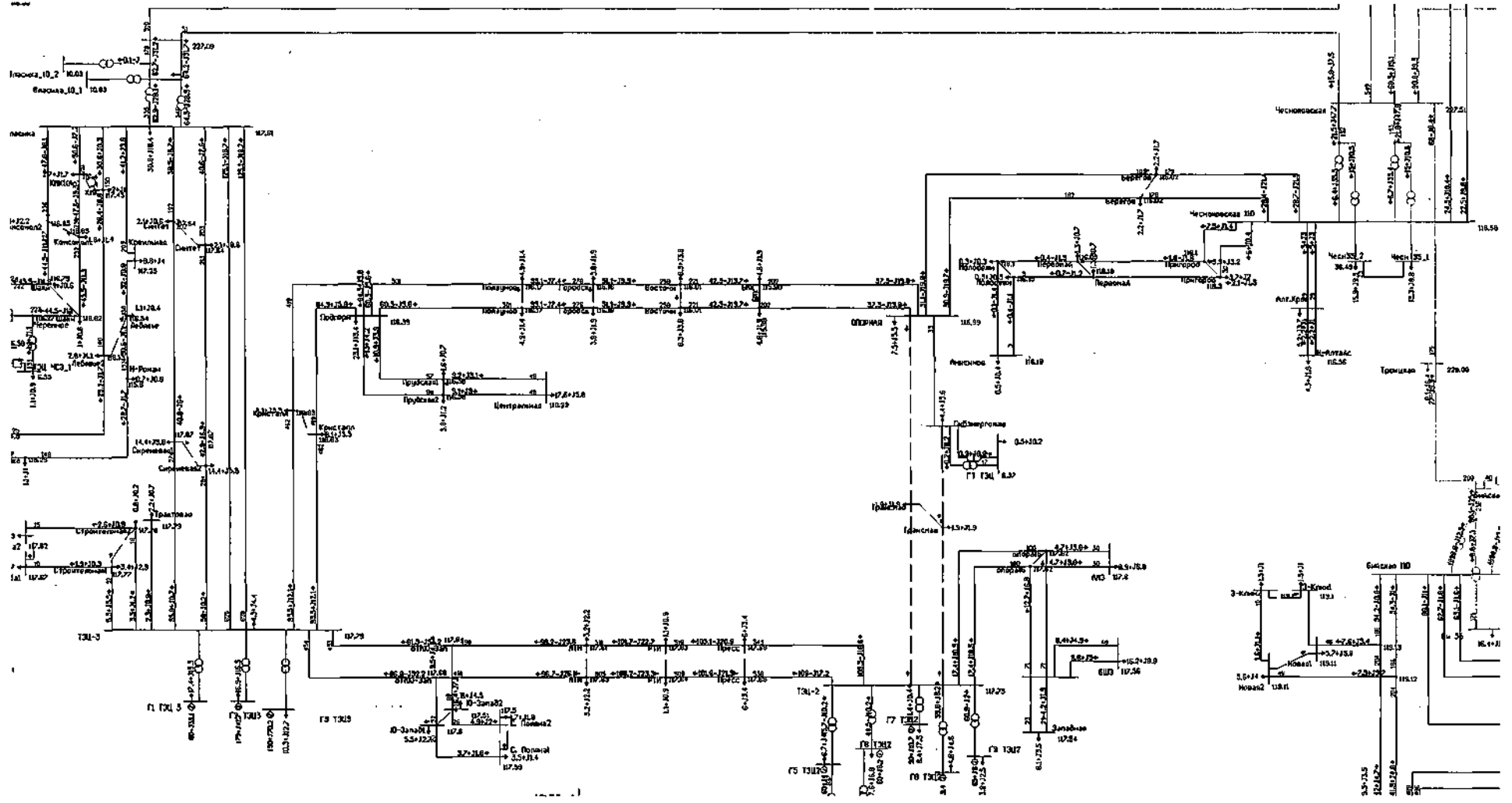


Приложение № 236
Зимний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ТС-100.



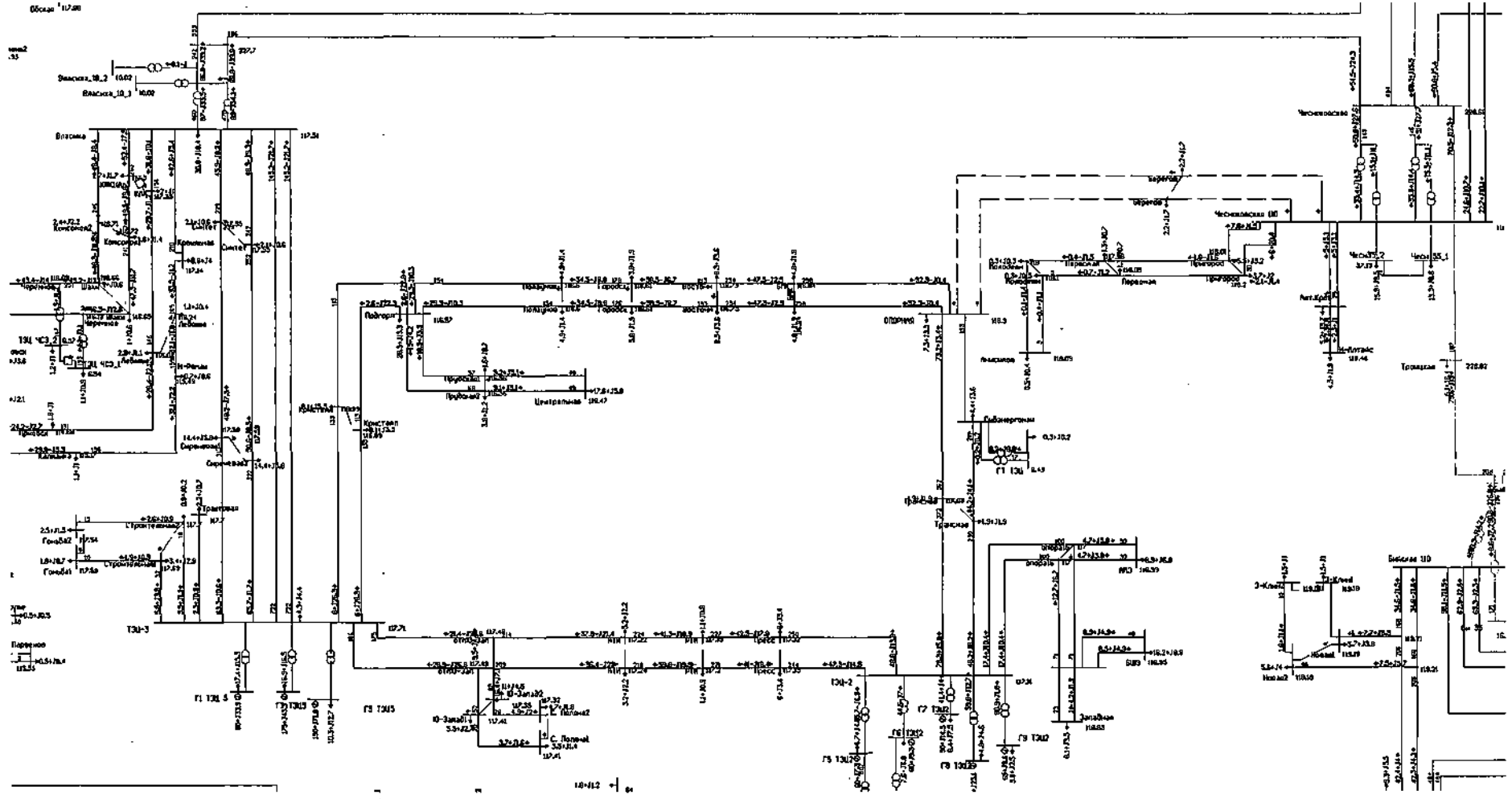
Приложение № 238

Зимний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



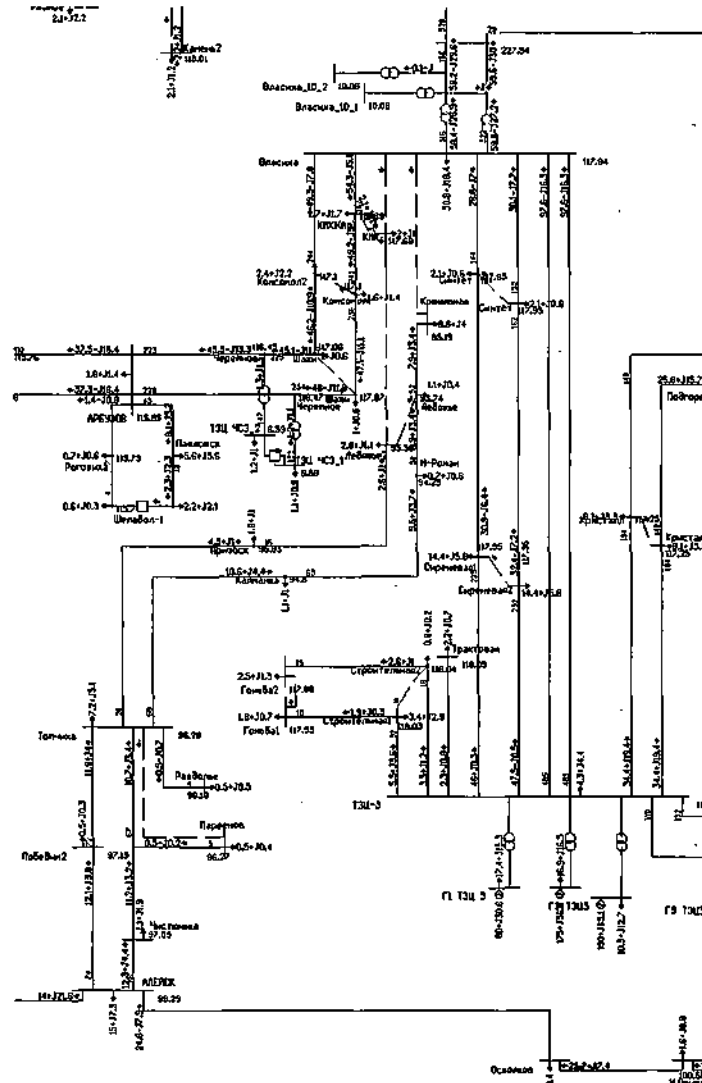
Приложение № 239

Зимний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.

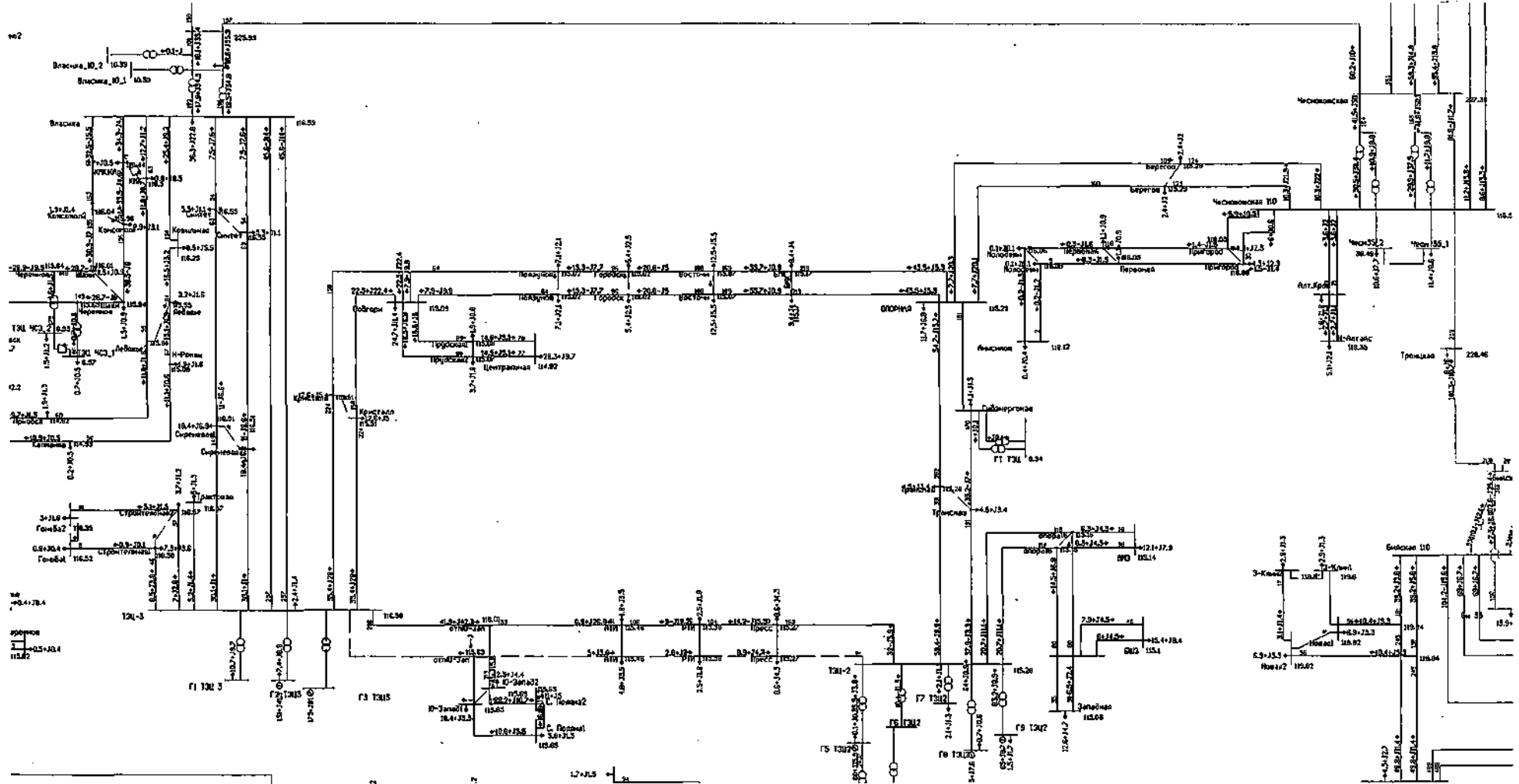


Приложение № 240

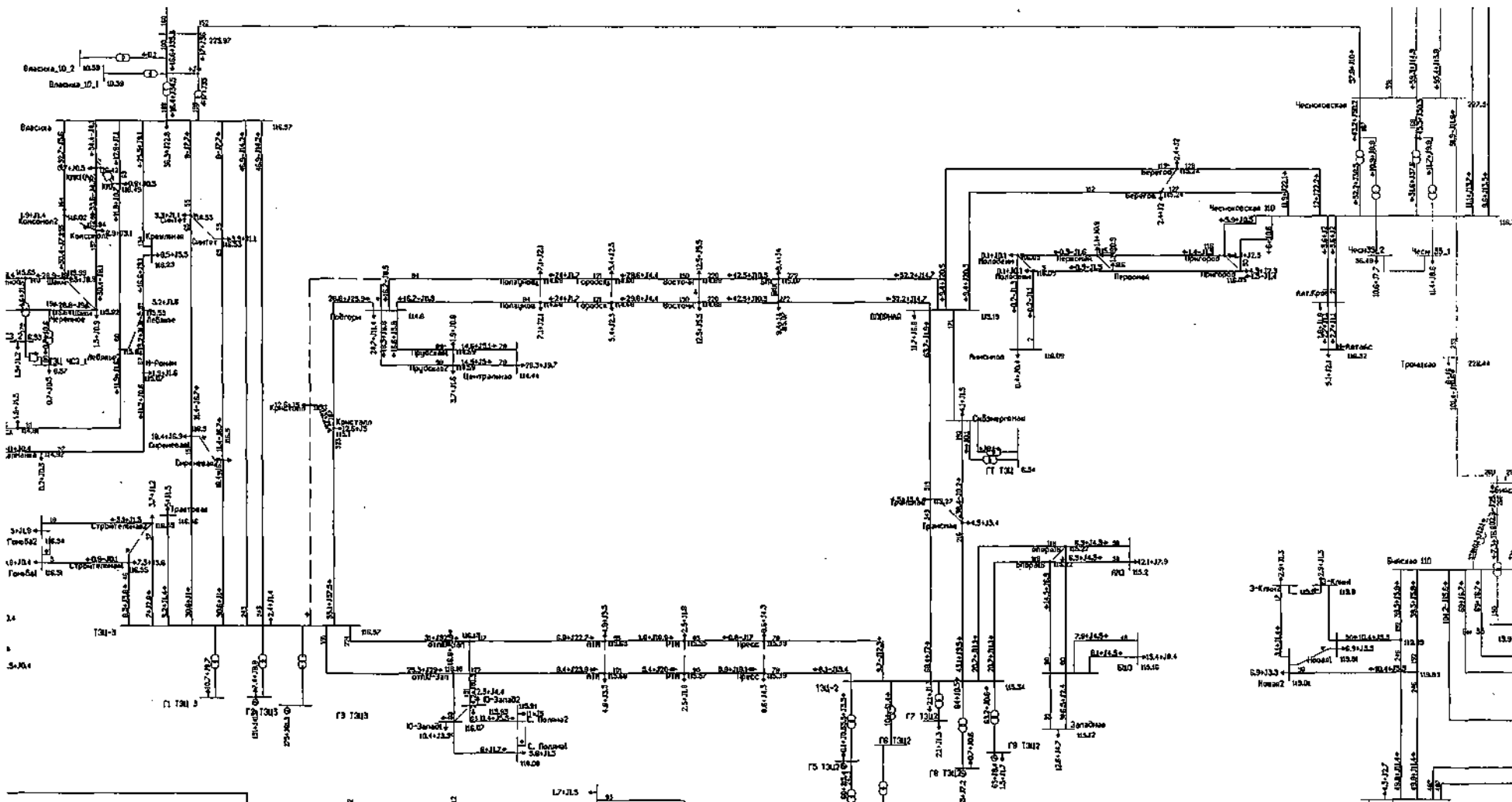
Зимний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.



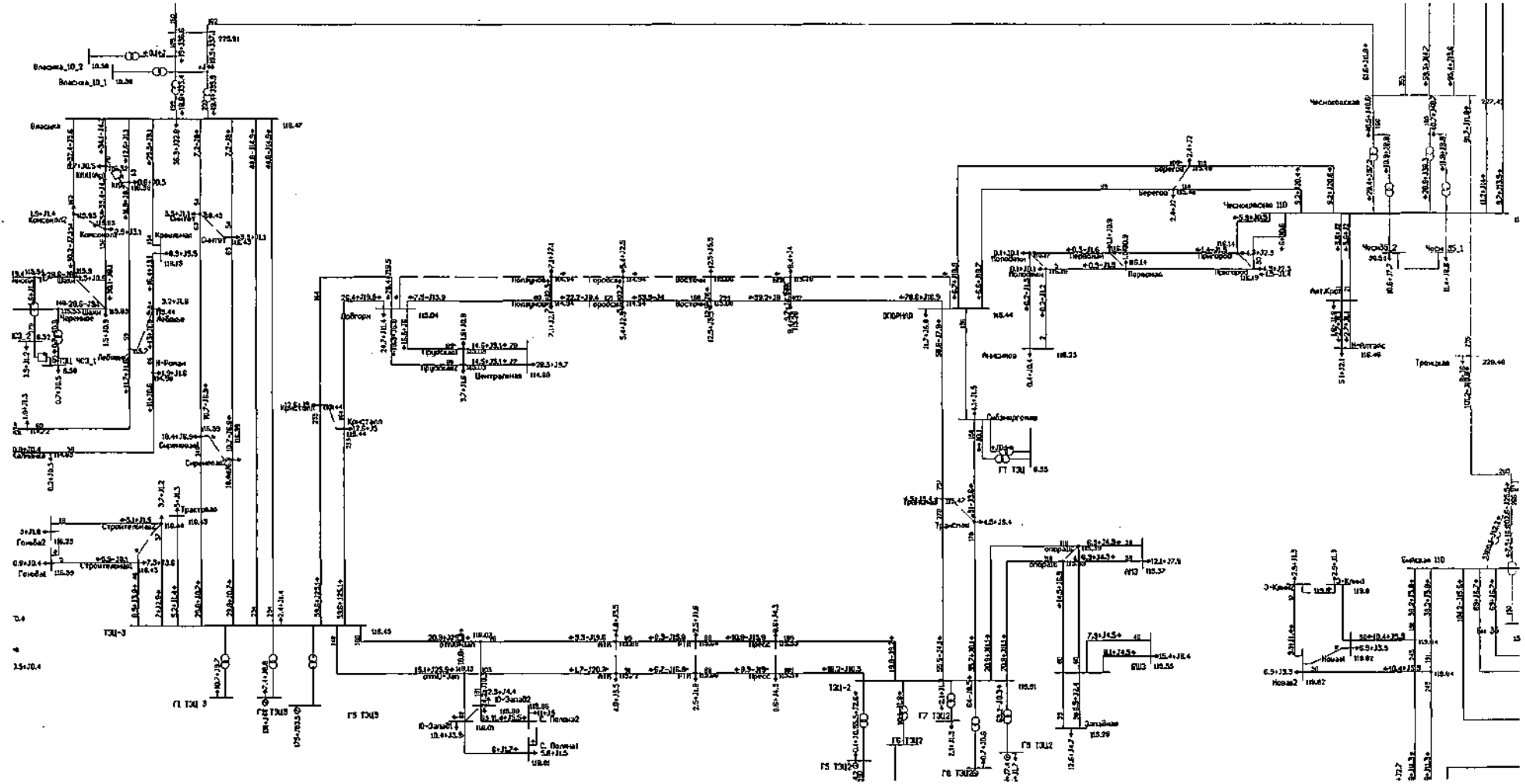
Летний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТТ-121.



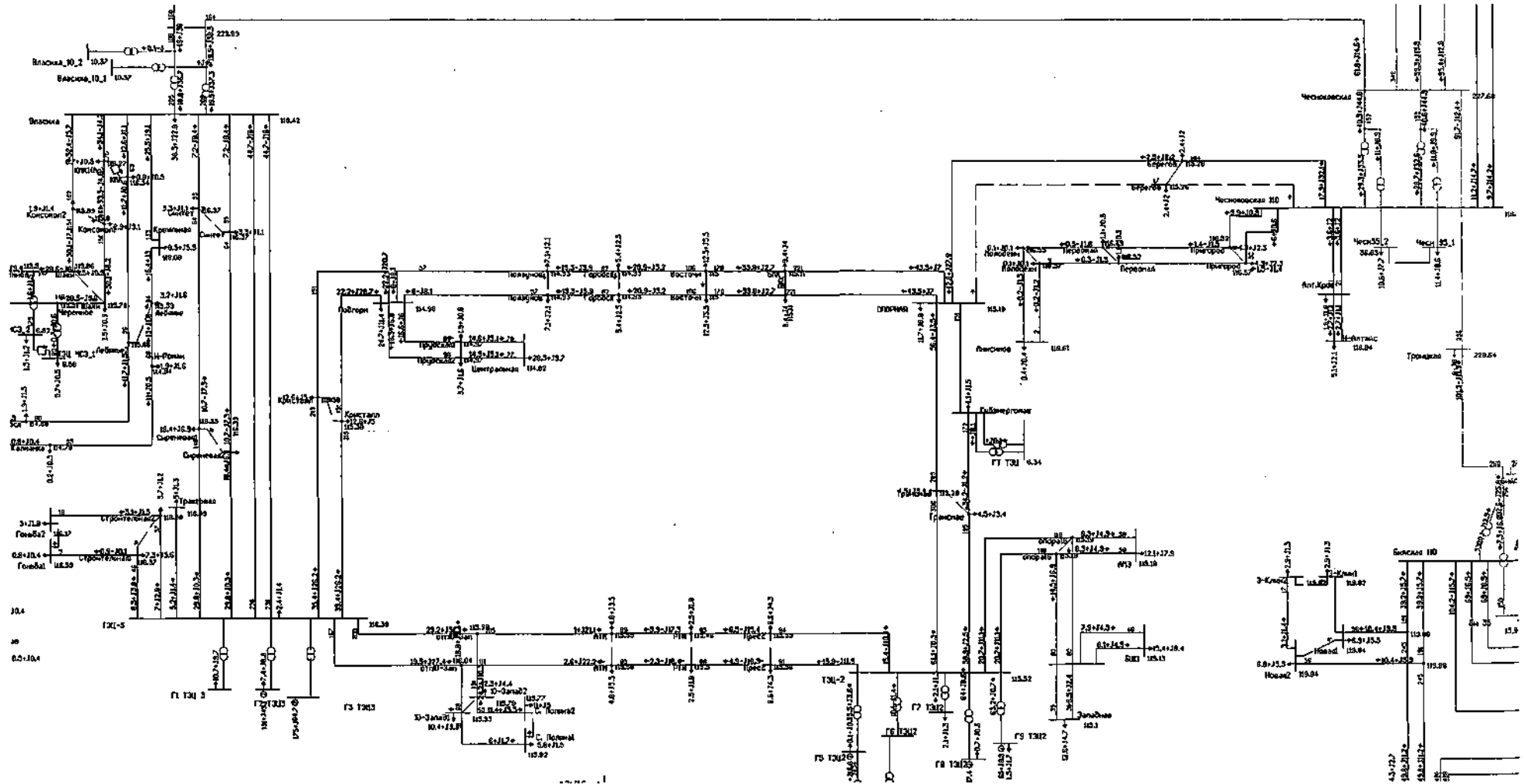
Летний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТП-45.



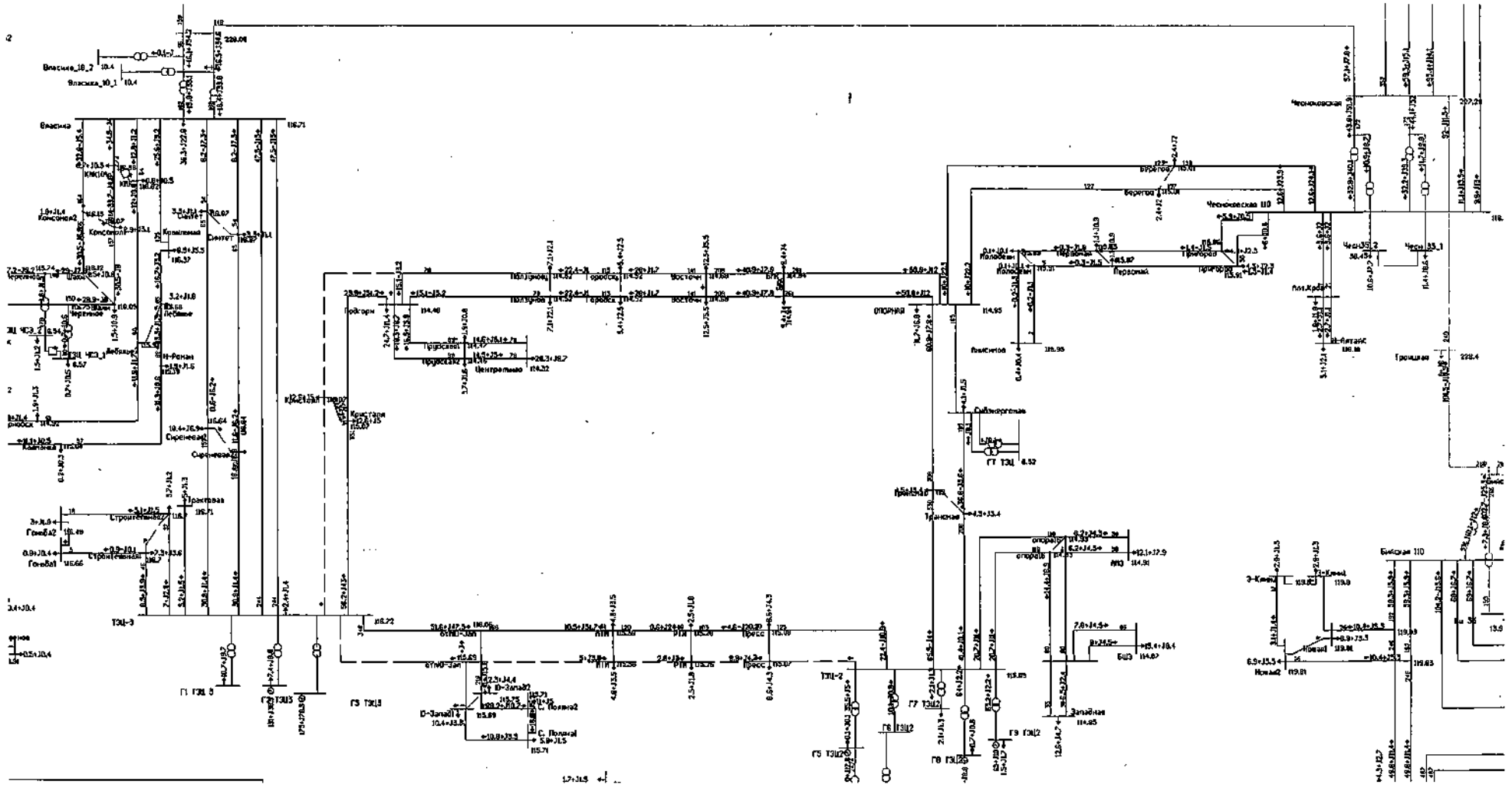
Летний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОП-94.



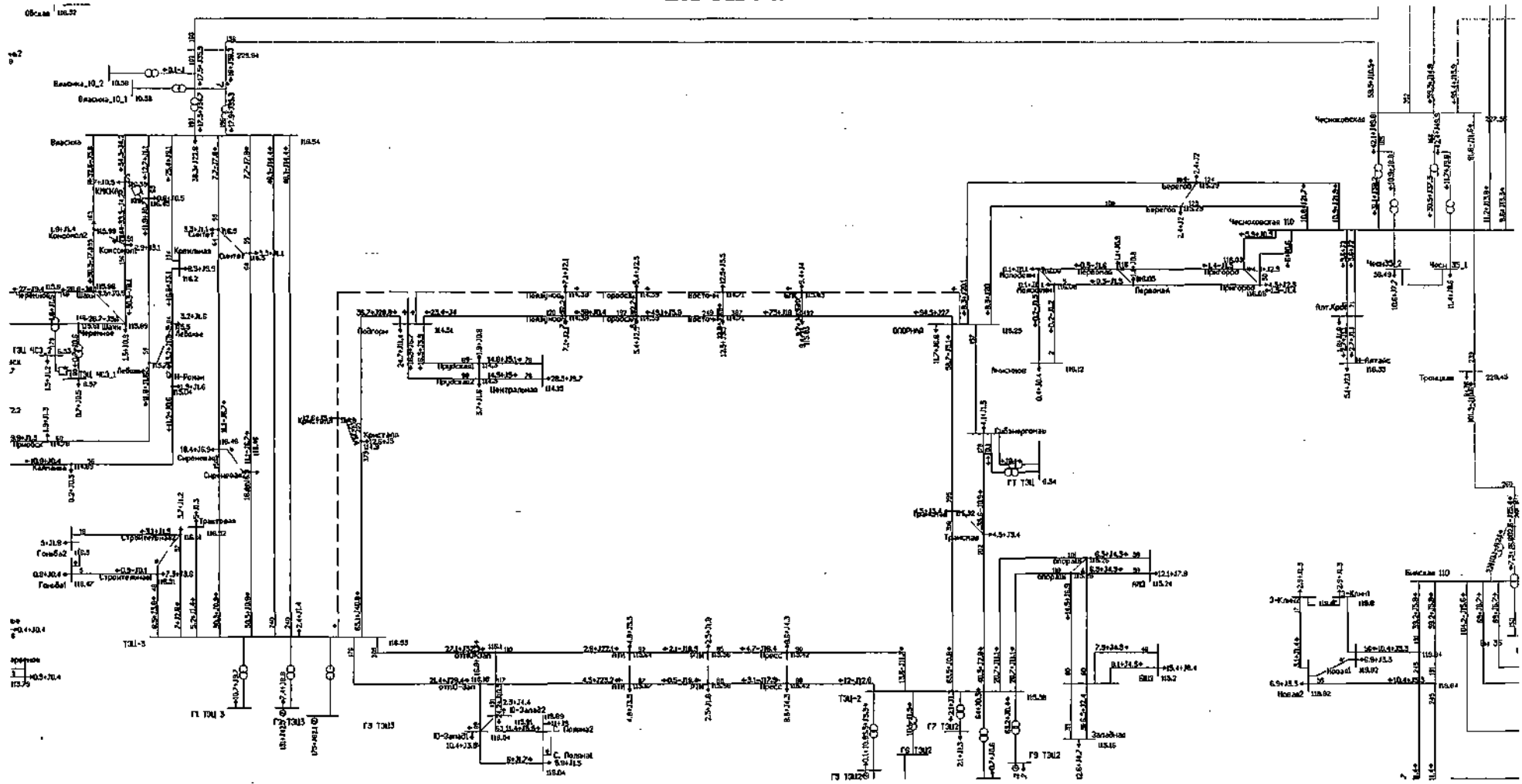
Летний максимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОЧ-92.



Приложение № 250
Летний максимум нагрузок 2024 год Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.

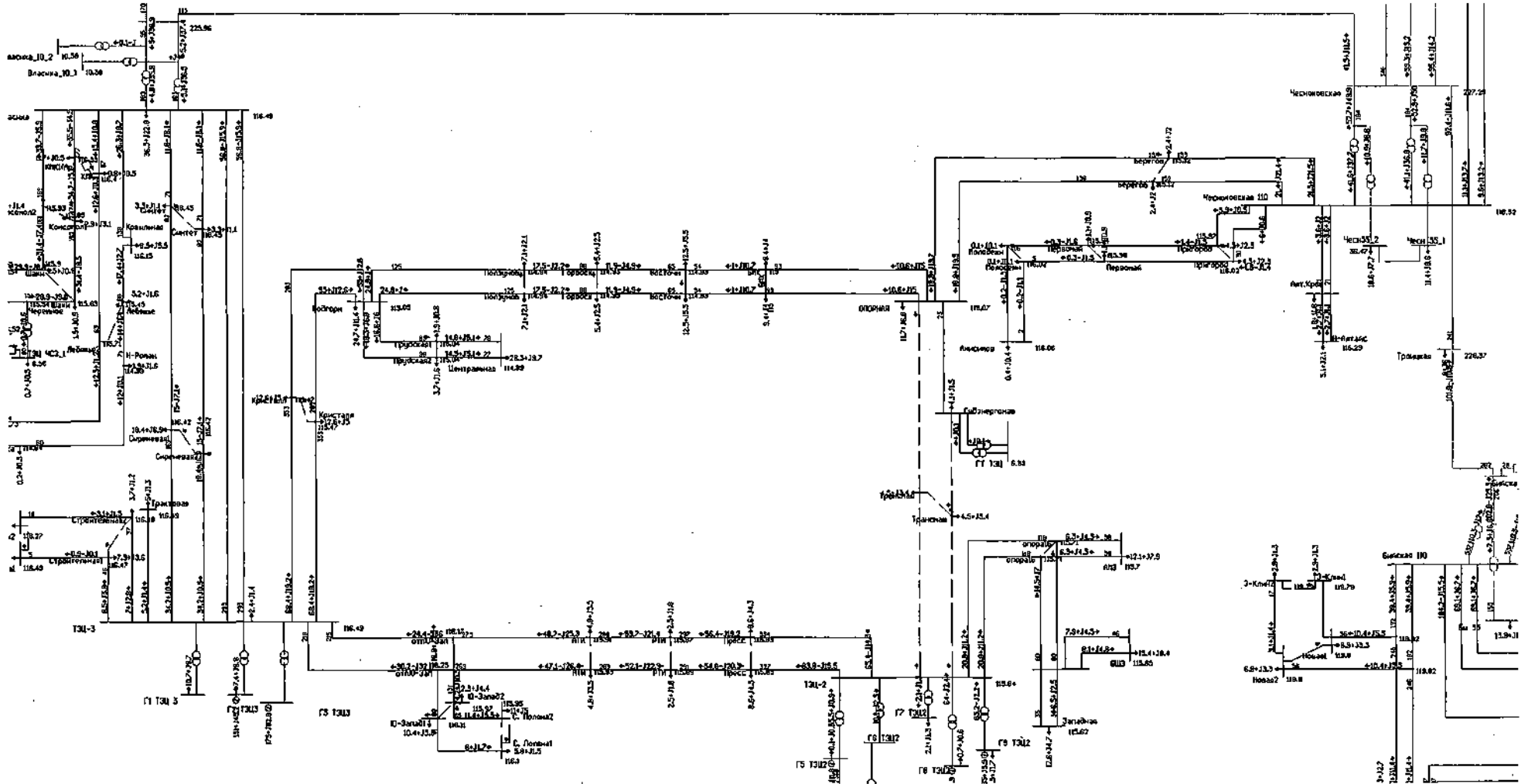


Приложение № 252
Летний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



Приложение № 253

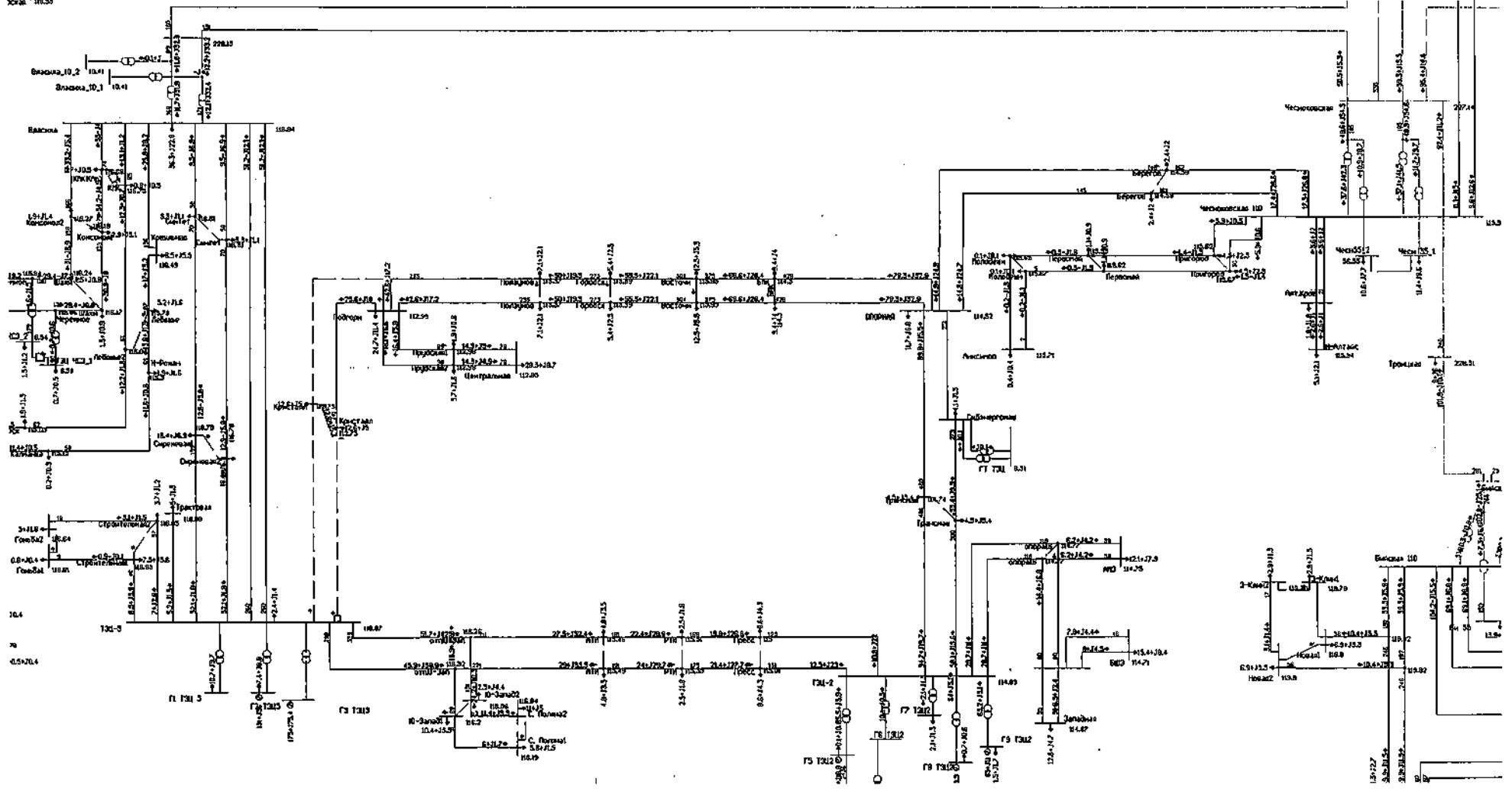
Летний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.



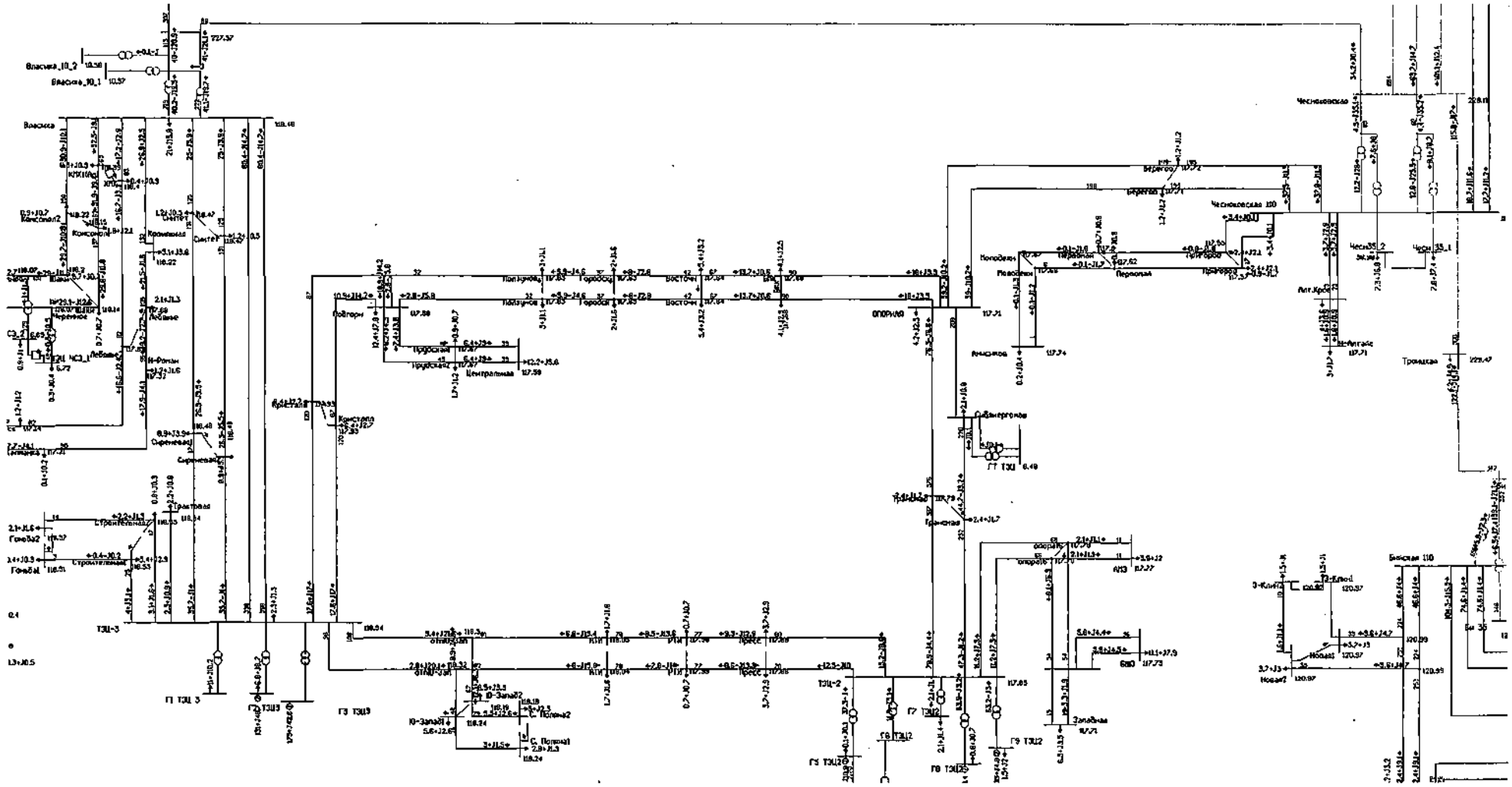
Приложение № 255

Летний максимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.

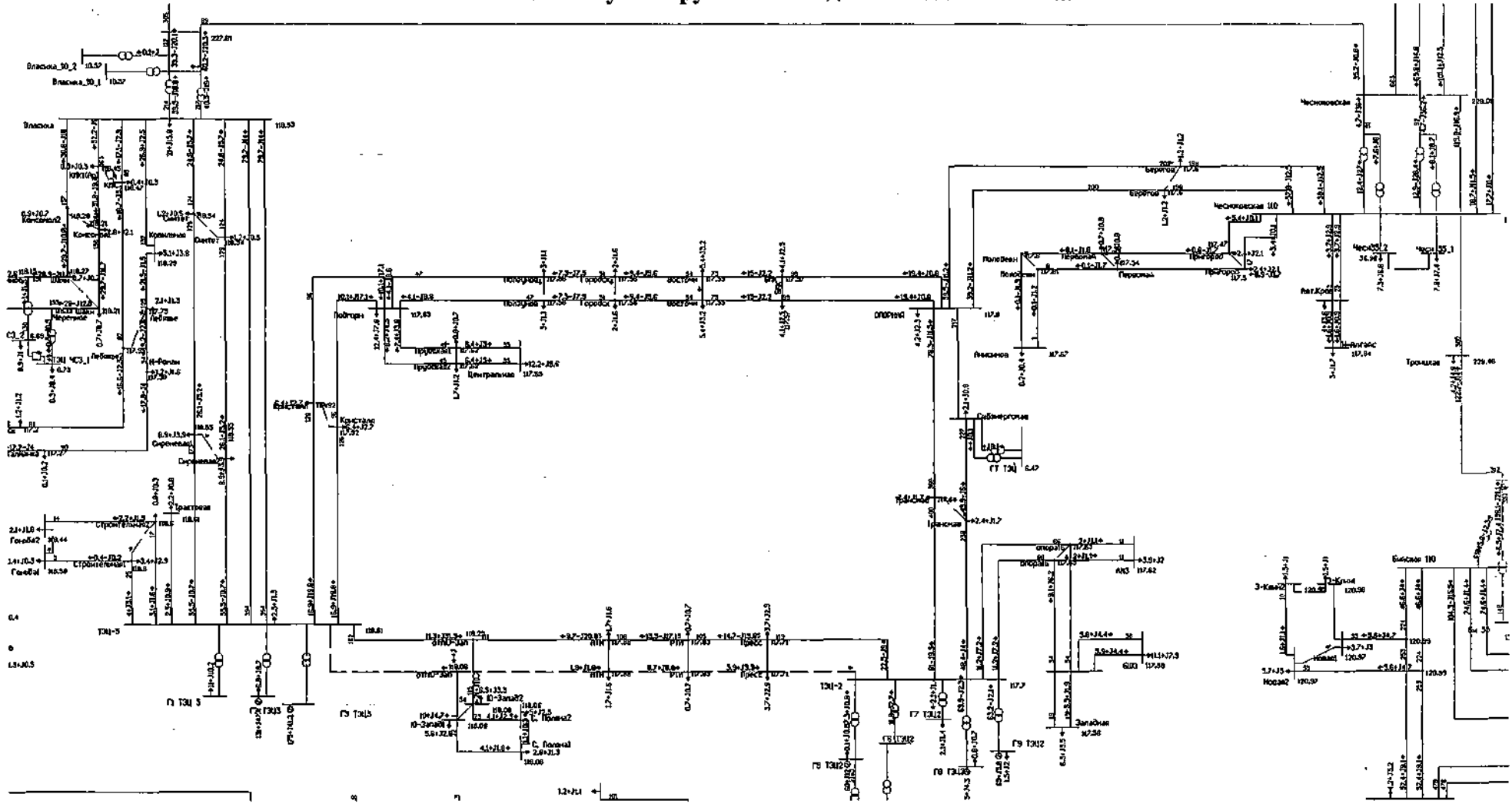
Шкала 1:100.00



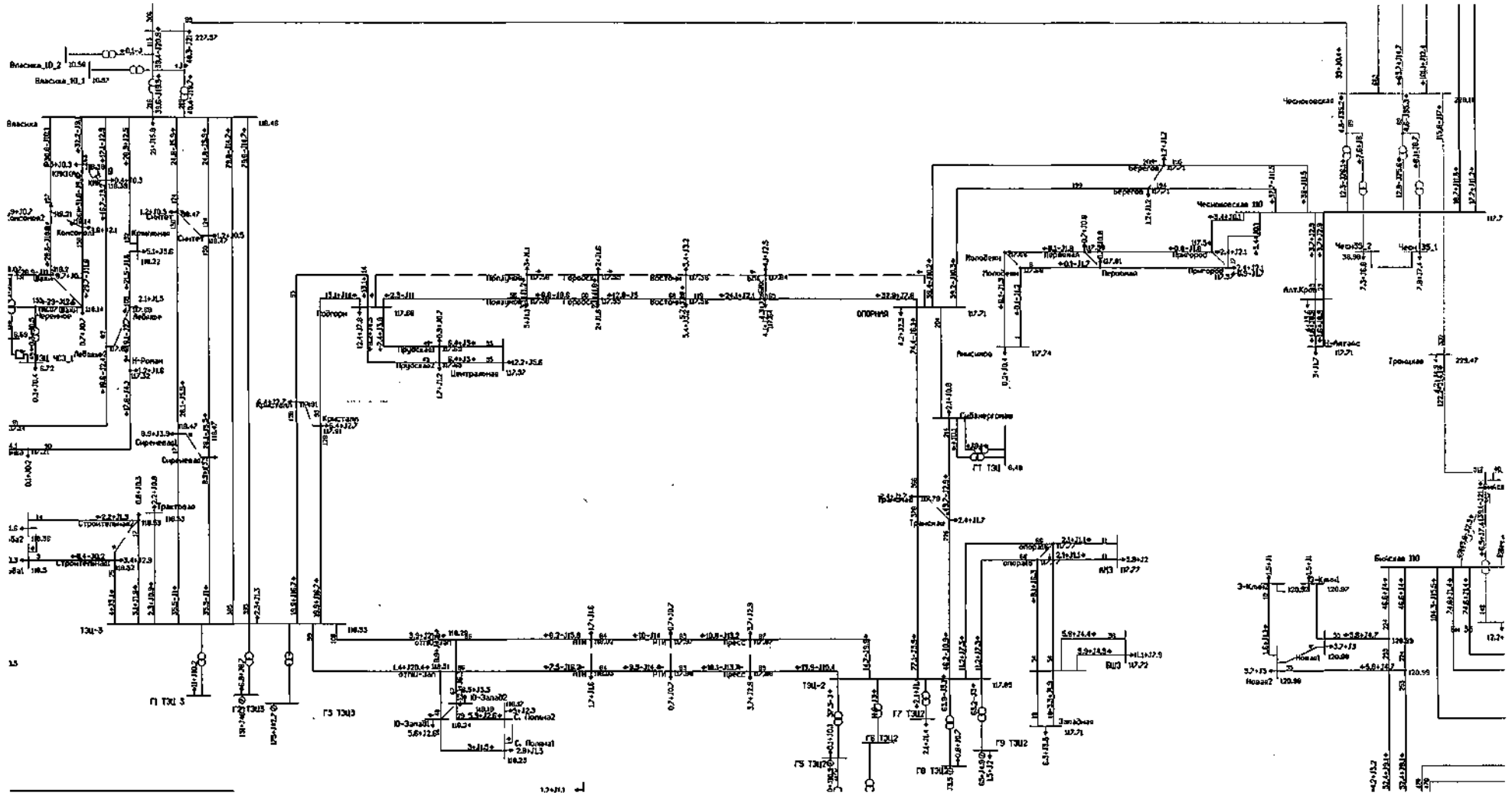
Нормальная схема летнего минимума нагрузок 2024 год.



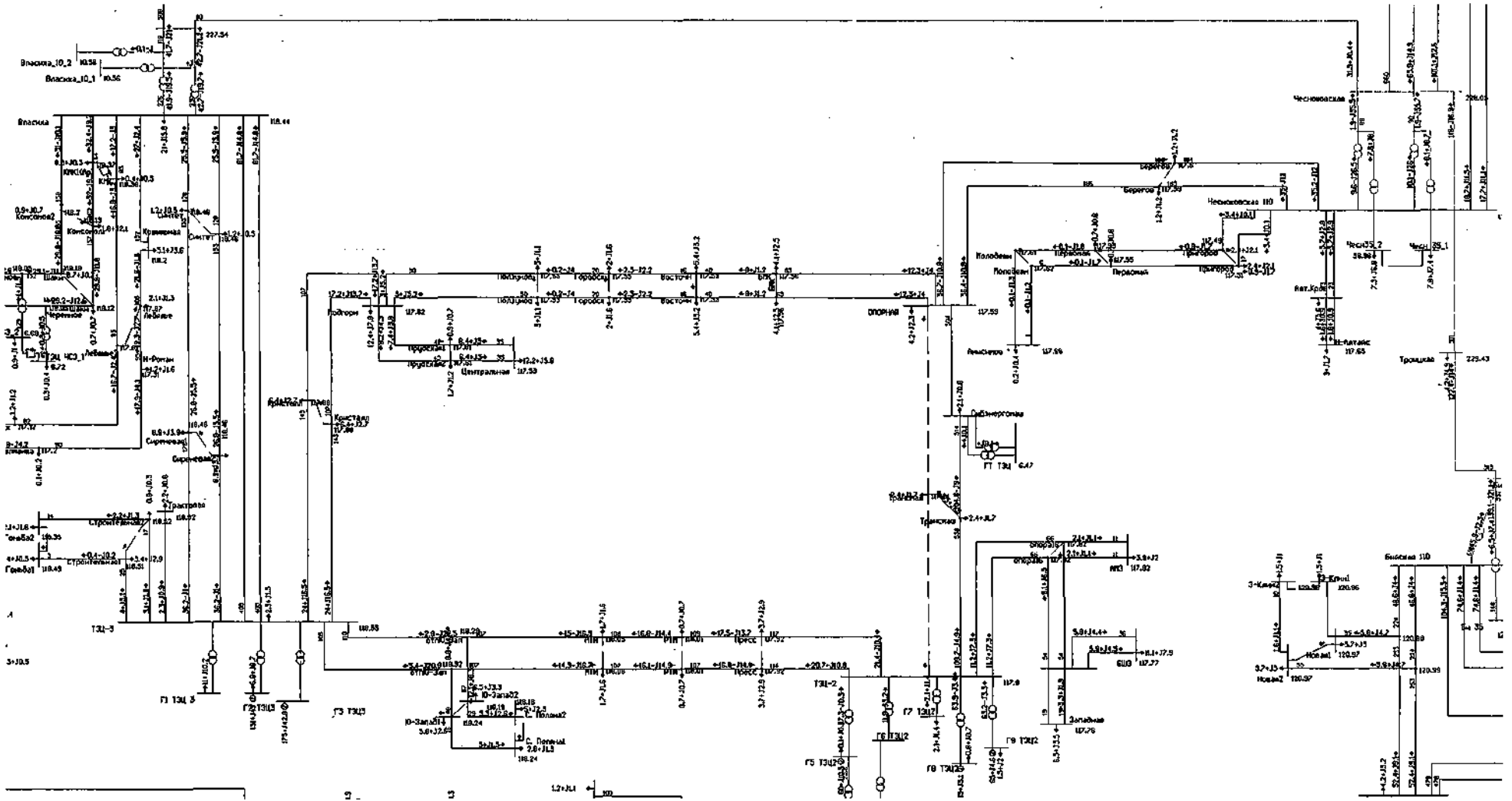
Летний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТТ-121.



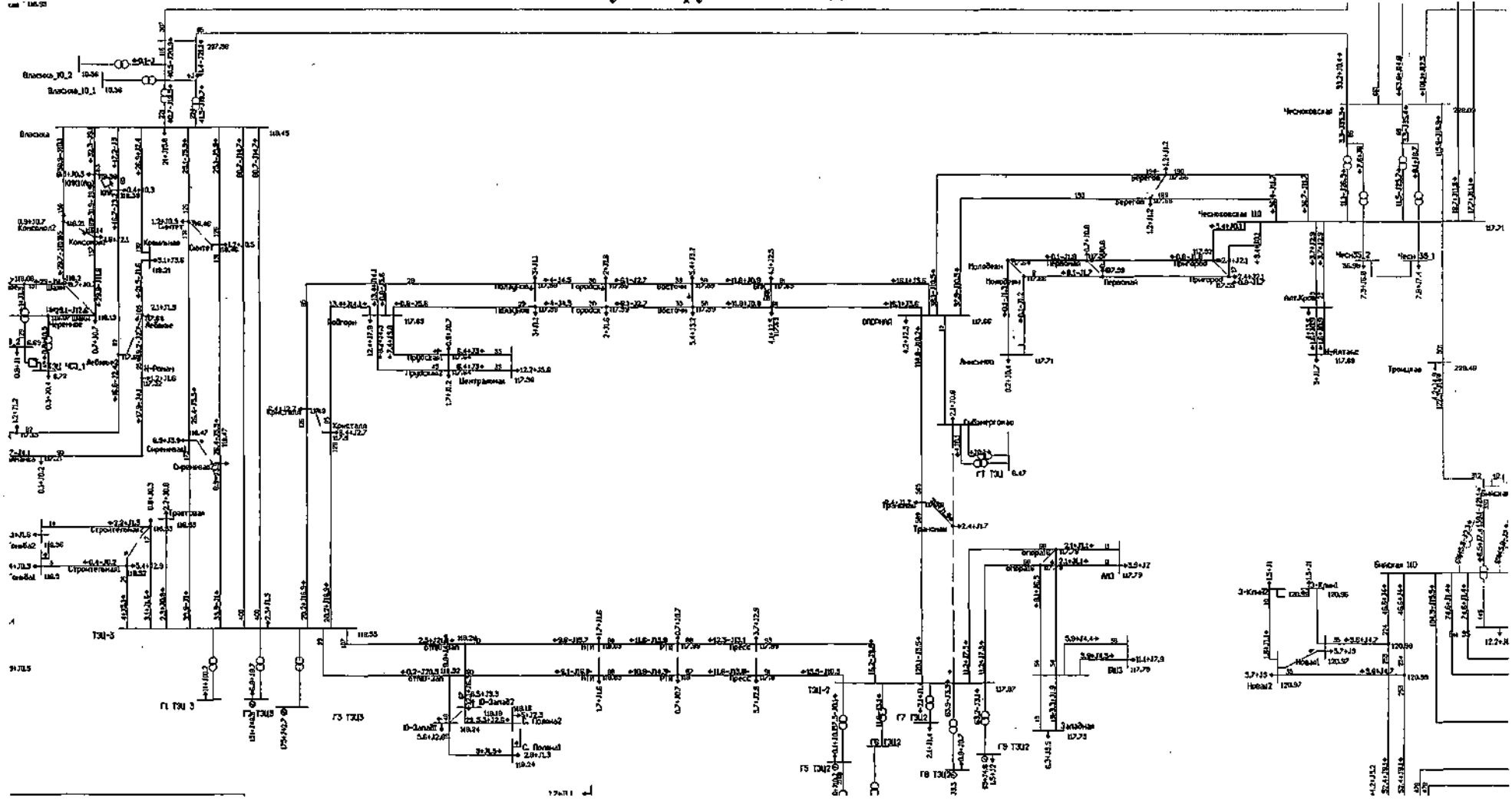
Летний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ОП-94.



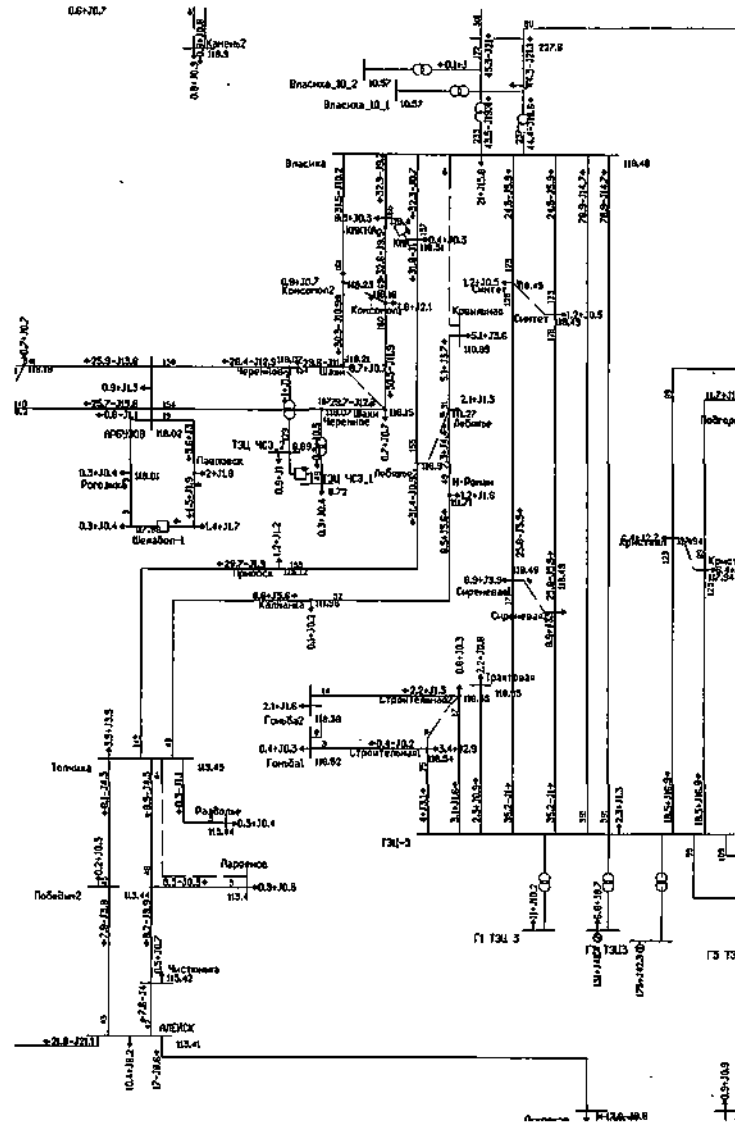
Летний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТО-101.



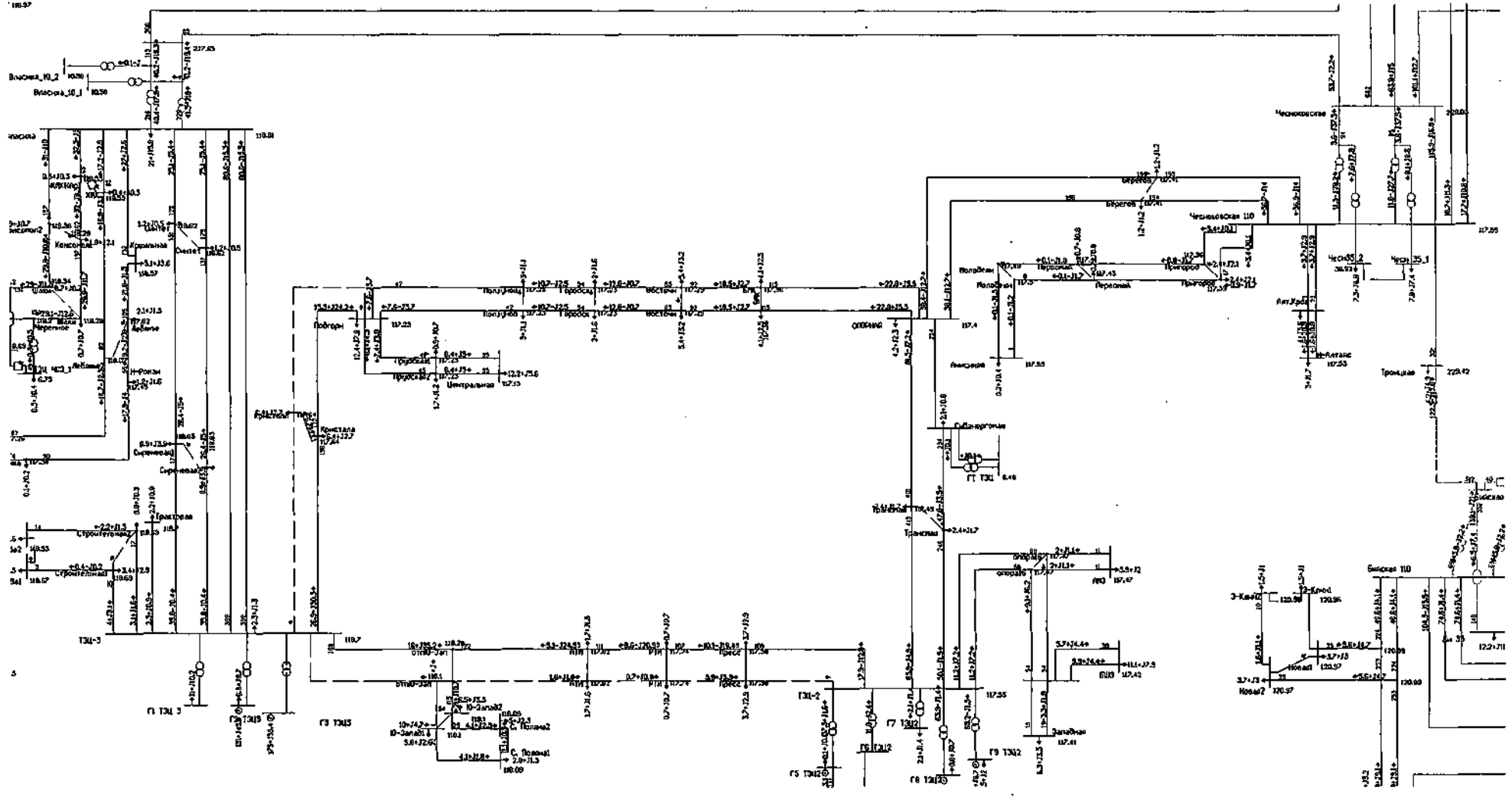
Летний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ТС-100.



Летний минимум нагрузок 2024 год. Ремонт ВЛ ВТ-111.

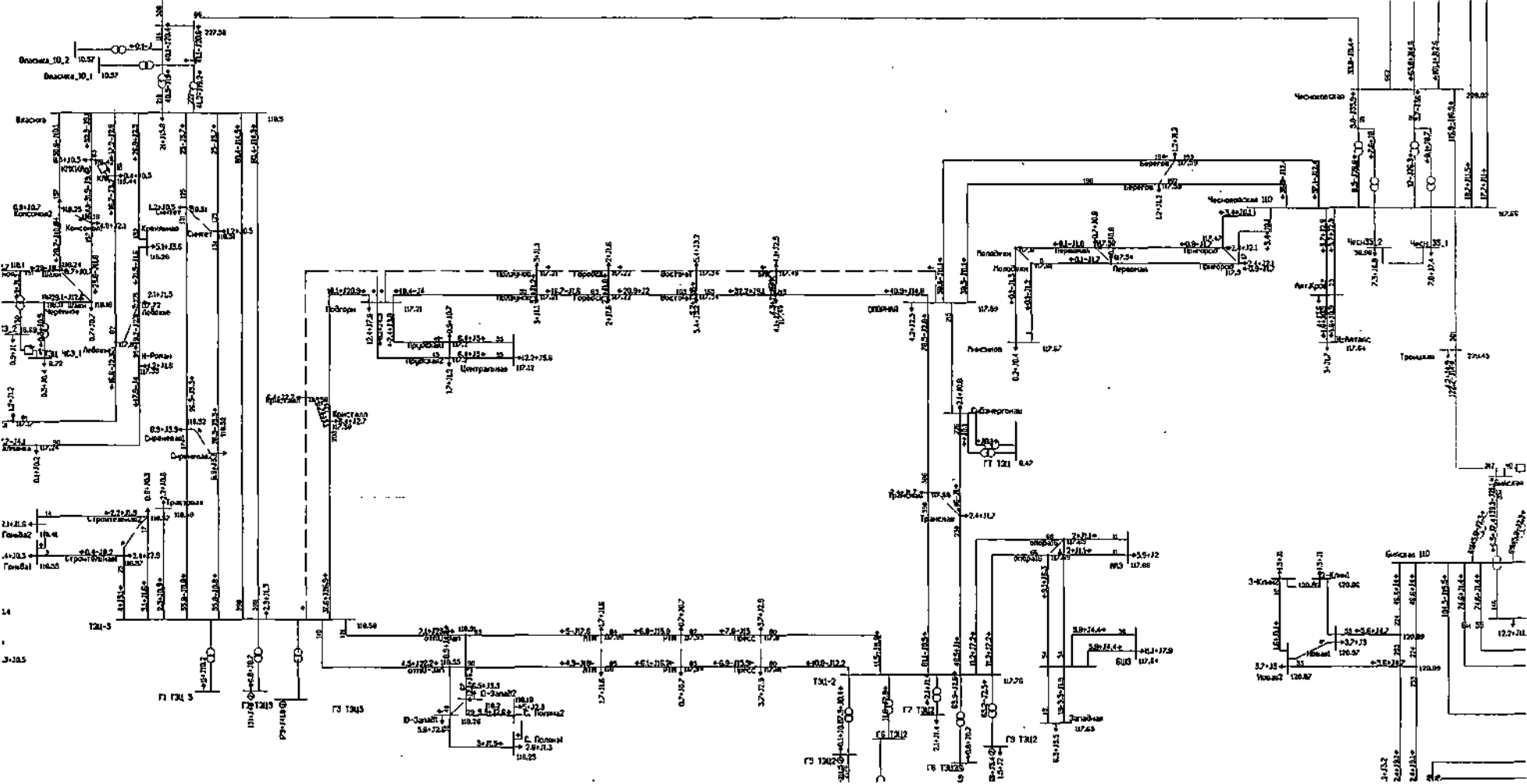


Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТП-45.



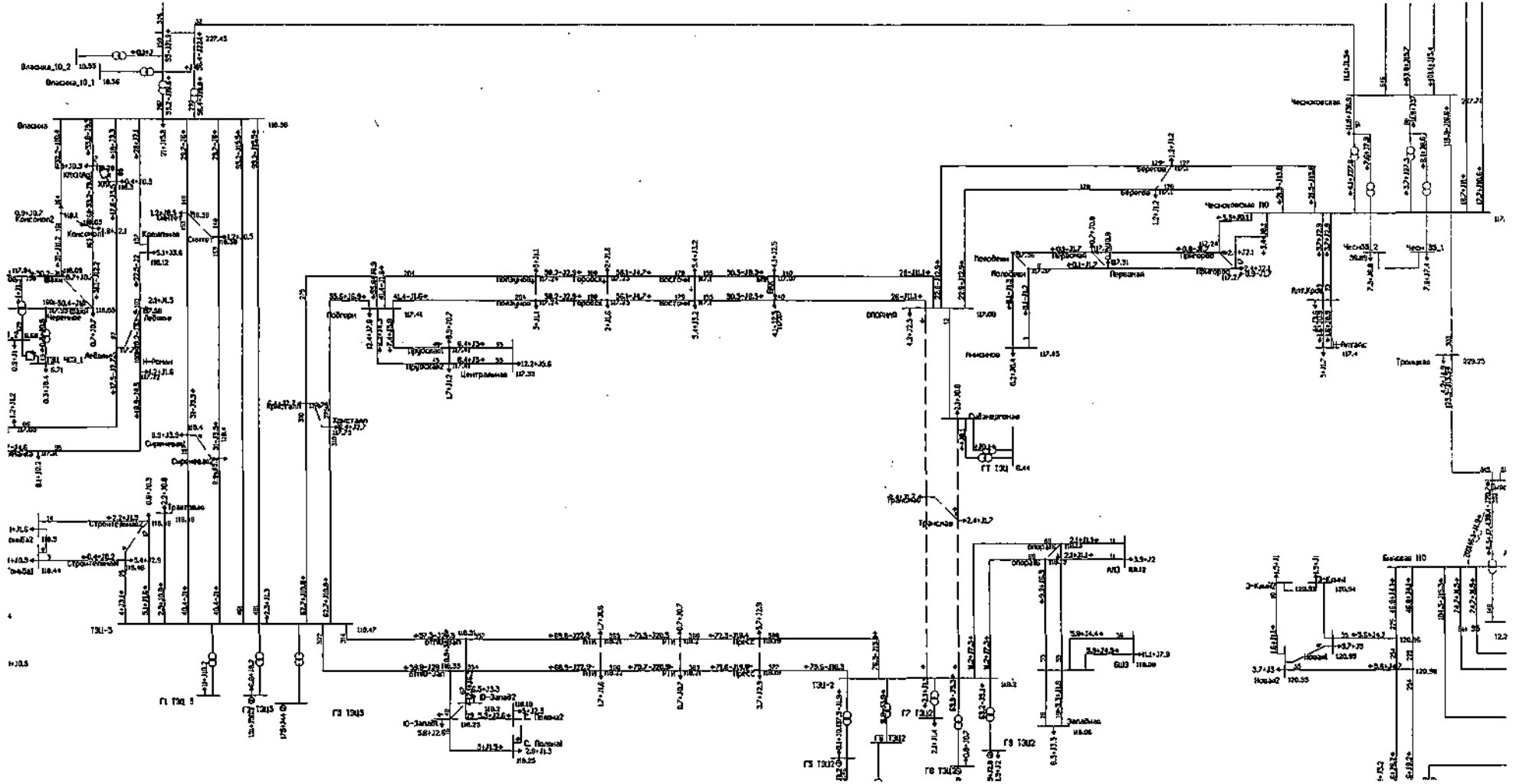
Приложение № 270

Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОП-94.



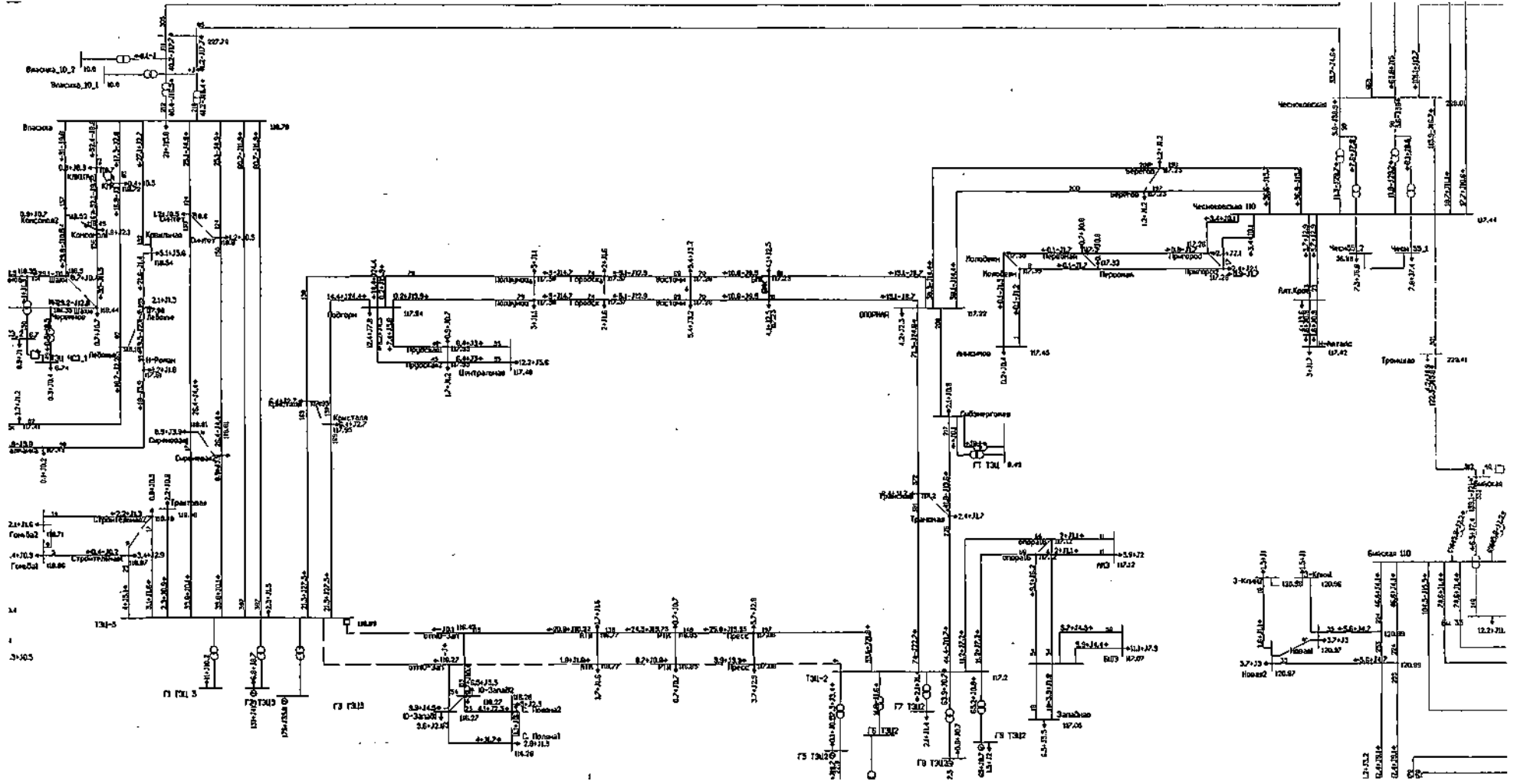
Приложение № 271

Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТО-101 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ТС-100.

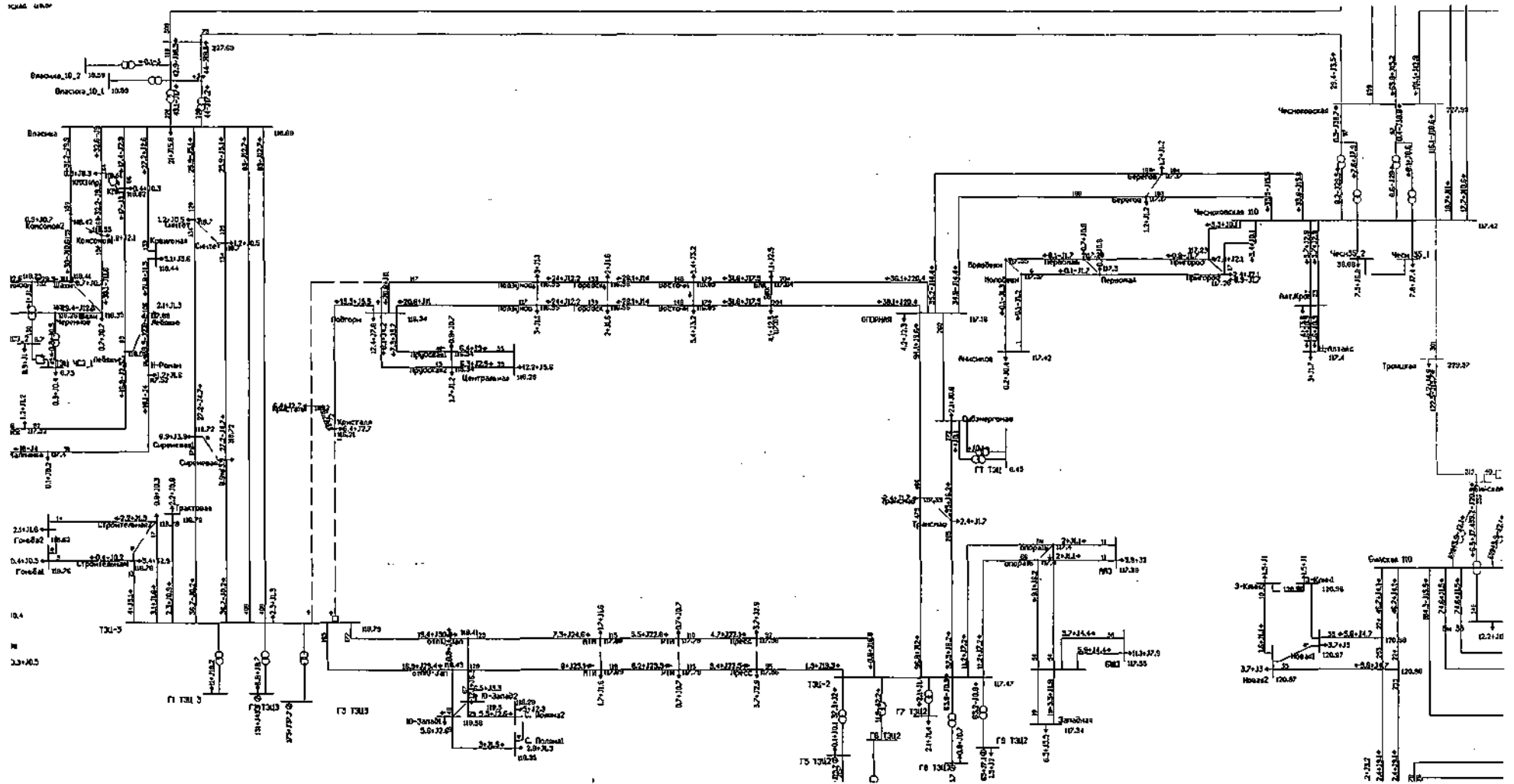


Приложение № 272

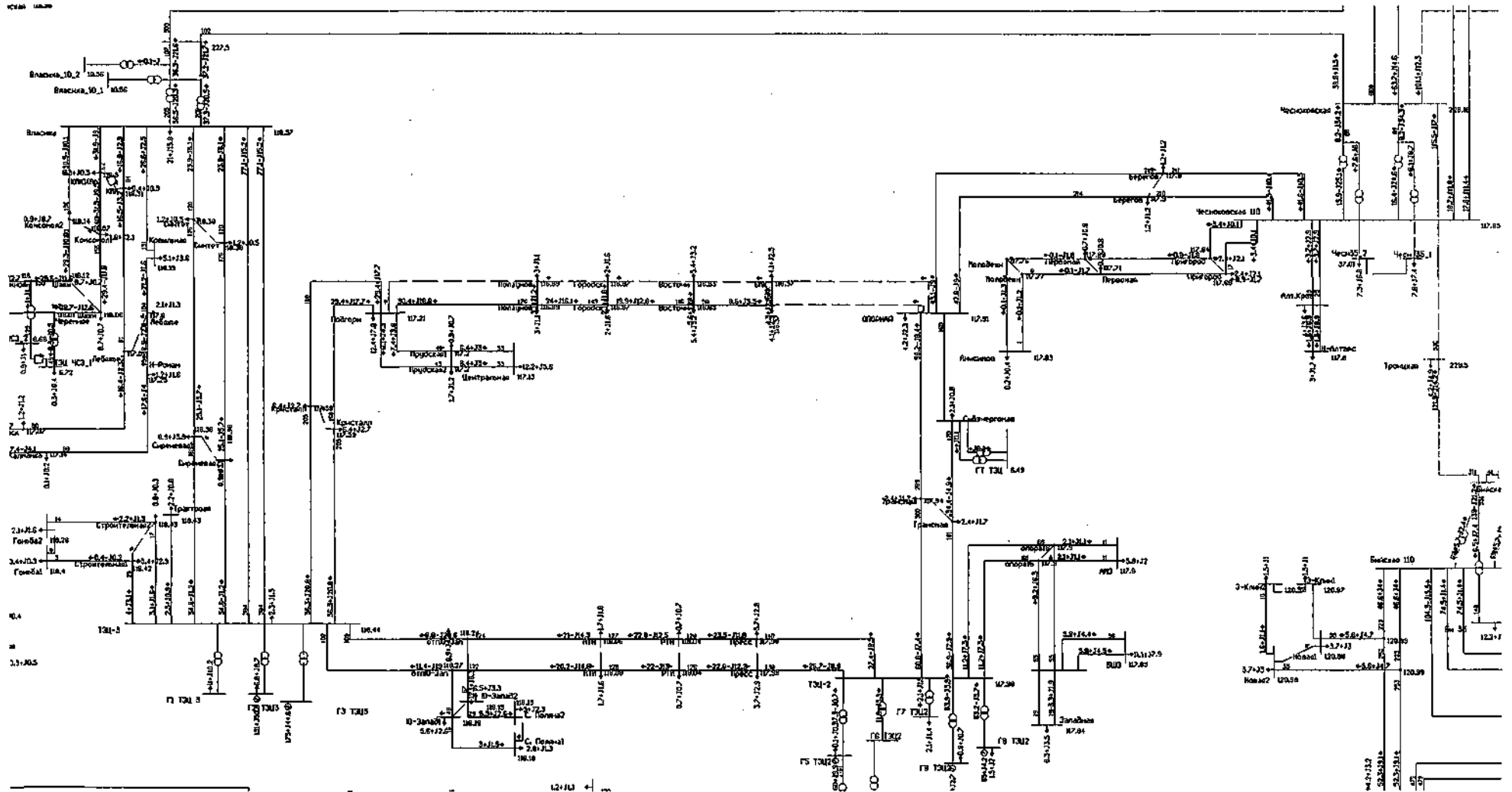
Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТТ-121 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТТ-122.



Приложение № 273
Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ТП-45 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ТП-46.

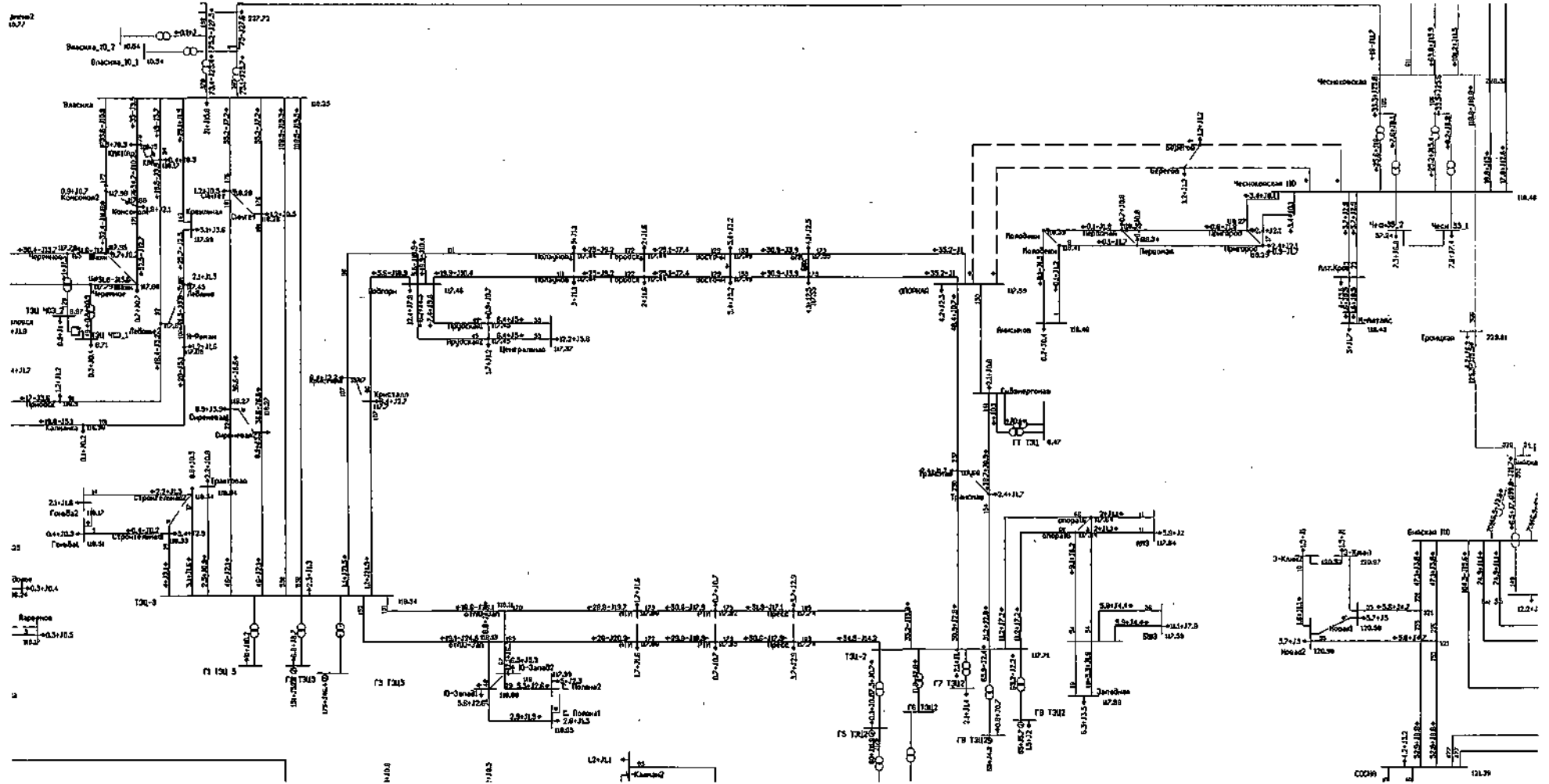


Приложение № 274
Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ОП-94 в ремонтной схеме с односторонне отключенной ВЛ ОП-93.



Приложение № 275

Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ОЧ-91 в ремонтной схеме с отключенной ВЛ ОЧ-92.



Приложение № 276

Летний минимум нагрузок 2024 год. Аварийное отключение ВЛ ВТ-111 (на участке от ПС 220 кВ Власиха до ПС 110 кВ Ново-Романово) в ремонтной схеме с односторонним отключением ВЛ ВП-52.

