

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка технических мероприятий по повышению надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС-Москва»

Студент(ка)

А.Г. Васильев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.К. Шакурский

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

«___» _____ 2016 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

«___» _____ 2016 г.

Тольятти 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Глава 1 Оценка возможности и необходимости повышения надежности электропередач 500 кВ Жигулевской ГЭС.....	7
1.1 Характеристика ПАО «Жигулевская ГЭС»	7
1.2 Анализ действующего электротехнического оборудования ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.....	8
1.3 Изменение схемы системы шин ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.....	10
1.4 Выбор варианта исполнения распределительного устройства 500 кВ.....	13
Глава 2 Разработка и внедрение технических мероприятий по повышению надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС – Москва.....	17
2.1 Замена устаревшего оборудования на современное.....	21
2.1.1 Расчет параметров схемы замещения.....	24
2.1.2 Расчет токов короткого замыкания.....	25
2.1.3 Выбор выключателей.....	33
2.1.4 Выбор разъединителей.....	35
2.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений.....	40
2.1.6 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	44
2.1.7 Выбор конденсаторов связи.....	53
2.1.8 Выбор высокочастотных заградителей.....	54
2.1.9 Выбор фильтров присоединения.....	56
2.1.10 Выбор сборных шин 500 кВ.....	58
2.2 Улучшение системы возбуждения генераторов.....	62
Глава 3 Анализ перспектив развития сетей 500 кВ ОЭС Средней Волги.....	73
3.1 Краткий анализ существующего баланса мощности и электроэнергии ОЭС Средней Волги.....	73
3.2 Основные показатели ОЭС Средней Волги в период до 2023 года.....	77
3.3 Характеристика загрузки прилегающей сети в зоне расположения Жигулевской ГЭС.....	81
3.4 Расчет электрических режимов и статической устойчивости.....	82

3.4.1 Режимы зимних максимальных нагрузок 2023 года.....	87
3.4.2 Режимы зимних минимальных нагрузок 2023 года.....	87
3.4.3 Расчет статической устойчивости.....	89
3.4.4 Выводы.....	90
Заключение.....	92
Список использованных источников.....	93
Приложение А	

Введение

Российская энергетика - это 600 тепловых, 100 гидравлических, 9 атомных электростанций, общей мощностью 500 млн. кВт. Продукция ТЭК обеспечивает 10% ВПП страны, доля комплекса в поставках партнерам составляет около 30% (за счет поставок энергоносителей). В страны Европейских государств и Азии передается свыше 2% всей электроэнергии, произведенной в нашем государстве. Длина ЛЭП составляет ориентировочно 2.3 млн. километров. В целом 1.14 млн. человек работает в сфере в электроэнергетике. За последние 90 лет промышленное производство электроэнергии увеличилось в тысячи раз, была организована ЕЭС и около сотни энергосистем районного масштаба. Многие предприятия гиганты сферы электроэнергетики расположены неравномерно, экономически и географически неправильно, но это не уменьшает ценность таких объектов. В общей сложности 70% электроэнергии России вырабатывается на ТЭЦ. В основном крупные города России снабжаются тепловыми электростанциями. В основном в городах используются ТЭЦ - теплоэлектроцентрали, вырабатывающие электроэнергию и тепло в виде горячего водоснабжения. Эта система является не эффективной т.к. в сравнении с электрическим кабелем надежность трасс ТЭЦ не рентабельна на высоких расстояниях и эффективность ТЭЦ с увеличением расстояния очень сильно понижается. Например, при теплотрассах на расстоянии более 10 км приобретение электрического бойлера в отдельно строящемся доме является экономически выгодным мероприятием. Проблема размещения ТЭС и ТЭЦ заключалась в приближении новых ТЭС и ТЭЦ к сырью. В основном крупные электростанции располагались возле больших промышленных центров. ТЭЦ в отличие от ТЭС вырабатывают не только энергию, но пар и горячую воду. Эта продукция в частности используется в химической промышленности, нефтехимии, лесной перерабатывающей отрасли и т.д. что открывает для ТЭЦ существенные плюсы. В основном проблема расположения ближе к сырью преобладает над по-

требительским фактором, поэтому часто ТЭС и ТЭЦ расположены далеко от потребителя.

ГЭС производят электроэнергию дешевле рассмотренных ранее ТЭС и ТЭЦ, но имеют гораздо большие затраты в постройке. Но в основном ГЭС позволили советскому правительству в первые годы существования советской власти совершить большой скачек в промышленности. Современные ГЭС вырабатывают более 7 млн. кВт энергии, что гораздо больше показателей действующих в настоящее время ТЭС и АЭС, но вопросы размещения ГЭС в европейской части России усложнено из-за большой стоимости земли и невозможным затоплением больших площадей в этой части России. Построенные в западной и восточной Сибири мощные ГЭС конечно нужны и это важный шаг в развитии Западносибирского и Уральского промышленных центров.

По запасам гидроэнергии Россия занимает второе место в мире, уступая только Китаю. Объем энергетических ресурсов страны, которые могут быть экономически эффективно использованы, оценивается в 852 млрд. кВт/ч. Наиболее полно гидроэнергоресурсы используются в Европейской части страны и на Урале (47%). Удельный вес ГЭС в энергетическом балансе страны составляет около 20%. Использование свыше 70% мощности и выработку более 70% электроэнергии страны контролирует ПАО "РусГидро".

Объединение гидроузлов в каскады увеличивает эффективность использования водных ресурсов. Особое место в системе энергообеспечения страны и в обеспечении электроэнергией Европейской части России занимают каскады ГЭС и водохранилищ на Волге и Каме. Гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада служат опорными системообразующими пунктами Единой энергетической системы на европейской территории России. Установленная мощность Волжско-Камского каскада составляет четвертую часть от мощности всех ГЭС России, а маневренность станций позволяет полностью покрывать пиковые нагрузки в европейской части России, обеспечивая надежность работы Единой энергосистемы. Роль гидростанций в регулировании Графика нагрузки возрастает по мере ввода в действие новых тепловых электростанций.

Цель диссертации заключается в разработке технических мероприятий по повышению надежности электропередач 500 кВ Жигулевской ГЭС. Для реализации поставленной цели предусмотрено решение следующих задач: 1) Произвести анализ состояния оборудования, оценку возможности и необходимости повышения надежности электропередач 500 кВ Жигулевской ГЭС; 2) Разработка, внедрение и модернизация существующих технических мероприятий по повышению надежности электропередач 500 кВ Жигулевской ГЭС; 3) Произвести анализ перспектив развития сетей 500 кВ ГЭС Средней Волги, расчет электрических режимов и статической устойчивости.

Предметом исследования являются оборудование электропередачи 500 кВ, ОРУ-500кВ Жигулевской ГЭС, схемы выдачи мощности Жигулевской ГЭС и загрузки электрической сети.

Методы исследования - математическое и физическое моделирования, факторный анализ, синтез, прогнозирование, статистическая обработка результатов, дедукция и т.д.

Информационной базой исследования стали инструкции, техническая документация с предприятия, нормативно-правовые акты, справочная и методическая литература, работы специалистов данной области, информация периодической печати, интернет-сайтов, а также иные источники, относящиеся к исследуемым вопросам.

Практическая значимость работы заключается в том, что отдельные её положения могут быть использованы специалистами генерирующих компаний при разработке и реализации технического перевооружения хозяйственного субъекта.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, заключения, 3-х глав, списка литературы из 63 источников. Общий объем работы 147 страниц машинописного текста.

1 Оценка возможности и необходимости повышения надежности электропередач 500 кВ Жигулевской ГЭС

1.1 Краткая характеристика ПАО «Жигулевская ГЭС»

ОАО «Жигулевская ГЭС», мощностью 2404 МВт, является шестой ступенью и второй по мощности ГЭС Волжско-Камского каскада. Это одна из крупнейших гидростанций в мире по мощности и выработке электроэнергии. Жигулевская ГЭС расположена в г.о. Жигулевске Самарской области на участке Самарской Луки в районе Жигулевского створа, где имеется естественное падение рек Уса-Волга.

Климатические характеристики района:

- расчетная зимняя температура -30°C ;
- скоростной напор ветра - III район;
- вес снегового покрова - IV район;
- по толщине стенки гололеда - IV район;
- количество осадков в год - 505 мм.

В состав основных сооружений гидроузла входят: здание гидроэлектростанции, водосливная плотина, земляная плотина, судоходные сооружения, открытые распределительные устройства напряжением 500, 220 и 110 кВ. Через сооружения гидроузла проходит двухпутная железнодорожная магистраль и автомобильная дорога. На ГЭС установлены 8 гидроагрегатов мощностью по 115 МВт, 4 гидроагрегата мощностью по 120 МВт и 8 гидроагрегата мощностью 125,5 МВт. Общая электрическая мощность ГЭС составляет 2404 МВт.

Выдача электрической мощности производится через открытые распределительные устройства 110, 220 и 500 кВ.

1.2 Анализ действующего электротехнического оборудования ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

На ОРУ 500 кВ в настоящее время установлено следующее электротехническое оборудование:

- воздушные однополюсные выключатели ВВ-500;
- трехфазные комплекты разъединителей с двумя заземляющими ножами РОНЗ-500;
- трехфазные комплекты разъединителей с одним заземляющим ножом РОНЗ-500;
- масляные трансформаторы тока ТФНКД-500;
- масляные трансформаторы напряжения НКФ-500;
- ограничители перенапряжений ГПН-500;
- шинные опоры ШО-500;
- конденсаторы связи СМР-133/ $\sqrt{3}$;
- высокочастотные заградители ВЗ - 2000/500.

Анализируя имеющиеся данные можно сделать вывод, что установленное на ОРУ-500 кВ оборудование произведено в период с 1956 по 1977 года и срок его службы составляет от 39 до 60 лет. Очевидно, что износ материалов в условиях такой длительной эксплуатации будет критическим. В связи с этим возрастает частота отказов оборудования.

В 2002 году фирмой ЗАО «Диакс» проведена диагностика состояния оборудования Жигулёвской ГЭС. Данные анализа электротехнического оборудования ОРУ 500 кВ приведены ниже.

В соответствии с Постановлением Совета Министров СССР от 22.10.90г. № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства» тринадцать выключателей 500 кВ исчерпали свой ресурс. Четырнадцать выключателей типа ВВ-500Б, установленные на присоединениях 500 кВ трансформаторных групп по отключающей способности не соответствуют уровням токов к.з.

На выключателях наблюдается износ контактной системы, резиновых уплотнений, разрушение фарфора.

Состояние выключателей при наличии резерва запасных частей можно признать допустимой до замены.

Разъединители. На ОРУ 500 кВ установлено 52 разъединителя. Основным дефектом установленных на ОРУ разъединителей типа РОНЗ-500 является разрушение опорной и опорно-поворотной изоляции (изоляторы типа ИОС-35/1000). Кроме того, износ и конструктивное исполнение контактной системы разъединителей этого типа не обеспечивают надежность их эксплуатации.

Ограничители перенапряжений. По результатам измерений тока проводимости и тепловизионного контроля, проведенного ЗАО «Диакс», состояние ограничителей перенапряжений удовлетворительное.

Однако, анализ повреждения ограничителя перенапряжений типа ОПН-500, выполненный ЗАО «Диакс», выявил его конструктивный недостаток: конструкция экрана дает неравномерное распределение напряжения по нелинейным сопротивлениям при импульсном воздействии.

Измерительные трансформаторы. На ОРУ 500кВ Жигулёвской ГЭС установлено 12 трансформаторов напряжения и 28 трансформаторов тока. Срок эксплуатации большинства трансформаторов тока составляет 25 лет. Последние годы наблюдался рост тангенса угла диэлектрических потерь изоляции свыше 1,6%, уменьшение пробивного напряжения масла до величины меньше предельной. Это свидетельствует об увлажнении изоляции в наружных слоях обмотки до предельно-допустимых значений. В 1997 году, в условиях гидроэлектростанции, была изготовлена специальная вакуумная установка для вакуумирования обмоток измерительных трансформаторов. Проведенный опытный восстановительный ремонт трансформаторов тока с сушкой изоляции под вакуумом дал следующие результаты: характеристика изоляции до сушки -Ризол= 1000 МОм, $\text{tg}\delta= 4,759\%$, $C = 188,9$ пФ; после сушки -Ризол= 2800 МОм, $\text{tg}\delta= 1,045\%$, $C = 171,165$ пФ. В настоящее время все трансформаторы тока с ухудшенными характеристиками отремонтированы с применением вакуумной уста-

новки и их состояние, на сегодняшний день, можно признать удовлетворительным.

Состояние трансформаторов напряжения удовлетворительное. Три фазы трансформаторов напряжения 500 кВ (год ввода в эксплуатацию - 1975) требуют замены в связи со старением твердой изоляции.

Таким образом, можно сделать вывод, что установленное на ОРУ 500 кВ электротехническое оборудование морально и физически устарело. Материалы деталей, узлов данного оборудования исчерпали свой запас динамической прочности, что является основной причиной отказов в работе и, как следствие, нарушение надёжного и бесперебойного транзита электроэнергии. Это в свою очередь может привести к существенному экономическому ущербу. Помимо этого, устаревшее электротехническое оборудование опасно для жизни и здоровья обслуживающего его персонала. Следует так же учесть, что пропускная способность линий 500 кВ ограничена значением 1950 мВт по причине использования на ОРУ 500 кВ физически устаревшего оборудования. Пропускная способность электропередачи ограничивается значениями номинальных токов воздушных выключателей, рассчитанных на меньший предел передаваемой мощности и меньшую развитость сетей 500 кВ ЕЭС РФ. Следовательно, возникает необходимость произвести полную реконструкцию ОРУ 500 кВ.

1.3 Изменение схемы системы шин ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

Электрические сети 500 кВ РФ и линии, отходящие от генерирующих источников, значительно изменились, в связи с этим изменилась конфигурация сетей, и распределение потоков электроэнергии имеет совершенно другой вид. Именно поэтому в данной работе будет произведен анализ существующей схемы электрических соединений ОРУ-500кВ и на его основе разработана новая схема, лишенная прежних недостатков.

Краткая характеристика ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС. Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ (ОРУ 500 кВ) расположено на удалении 770 м от здания ГЭС со стороны правого берега верхнего бьефа. Тер-

риториально ОРУ 500 кВ разнесено на две карты (Северная и Южная) общей площадью 136 000м². На территории ОРУ-500 кВ расположены: здание пункта управления ОРУ (ППУ ОРУ 500 кВ), пункт управления нейтрализованным комплексом противоаварийной автоматики сети 500 кВ ОЭС Средней Волги (ОРУ-500), компрессорное хозяйство. Кабельные коммуникации, связывающие ОРУ-500 кВ со зданием ГЭС, проложены в полнопроходном кабельном тоннеле.

ОРУ 500 кВ Жигулёвской ГЭС выполнено по схеме - две рабочие секционированные системы шин с двумя выключателями на присоединение. Она является одной из самых надёжных и удобных в эксплуатации схем электроснабжения. Основные достоинства схемы «два выключателя на присоединение» состоят в следующем:

- оперативная гибкость, автономность производства работ на любом присоединении без уменьшения надёжности остающихся в работе присоединений;
- вывод в ремонт любого из выключателей не требует производства операций под током (после отключения выключателя отключаются разъединители, установленные по обе стороны выключателя);
- высокая надёжность и живучесть присоединений. В любой ремонтной схеме снижается надёжность лишь одного ремонтируемого присоединения;
- обеспечена возможность ревизии любой из двух систем шин;
- повреждение любой из двух систем шин не приводит к отключению генераторных цепей или линий;
- более высокая окупаемость и эффективность капитальных вложений за счёт меньшего простоя оборудования в ремонтах, более низкой вероятности аварийного ущерба при отключении присоединений;
- более простая и, как следствие, надёжная схема защит, управления и блокировки снижает вероятность аварий из-за отказа защит, а также ошибочных действий персонала при отказе блокировки.

Основным недостатком такой схемы является её дороговизна за счёт применения большого числа выключателей и разъединителей. Учитывая важ-

ность ОРУ 500 кВ, являющейся одной из крупнейших подстанций в Европейской части ЕЭС РФ, необходимость применения данной схемы является очевидной.

За весь период эксплуатации аварийного разрыва транзитной передачи электроэнергии не было. Схема «два выключателя на присоединение» доказала свою надёжность и правильность выбора, поэтому реконструируемое распределительное устройство 500 кВ выполним по этой же схеме.

На ОРУ 500 кВ установлено 24 выключателя. Общее число присоединений - 4 линии, 7 блоков, 2 секционных выключателя.

К 1 секции подключены: ВЛ 500 кВ Жигулёвская ГЭС - Куйбышевская и блоки 2ТГ, 3ТГ.

Ко II секции подключены: 2 Высоковольтная линия 500 кВ на Москву: Жигулёвская ГЭС - Вешкайма Северная и Жигулёвская ГЭС - Вешкайма Южная, ВЛ-500 кВ Жигулёвская ГЭС Азот и блоки 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8 ГГ.

Очевидно, что распределение присоединений к секциям систем сборных шин является неравномерным. Это понижает надёжность схемы. Для равномерного распределения присоединений по секциям систем шин и в соответствии с рекомендациями ОДУ Средней Волги 2 ячейки присоединений «ввод с ГЭС от блока № 4» и «ВЛ - Москва (к-ю)» будут переведены на 1 секцию систем шин К1С1, К2С1. Электрооборудование секционного выключателя устанавливается в пределах перенесенных ячеек, территориально между осями 9-11 ОРУ.

Схема секционирования шин 500 кВ с более равномерным распределением по секциям трансформаторных групп и ВЛ-500 кВ:

1^{-ая} секция 500 кВ: 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ;

ВЛ-500 кВ: КБШ - Заинек, Москва (Куйбышевская Южная);

2^{-ая} секция 500 кВ: 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ;

ВЛ-500 кВ: Азот - Бугульма, Москва (Куйбышевская Северная);

Преимущества рассматриваемой схемы с перераспределением трансформаторных групп состоит в следующем:

- равномерная нагрузка ВЛ-500 кВ, отходящих от шин 500 кВ при отключении двух секционных выключателей;

- при отключении двух систем шин любой секции (наложение аварийной ситуации на ремонтную схему) не происходит разрыва транзита 500 кВ ни в сторону Урала, ни в сторону Центра.

1.4 Выбор варианта исполнения распределительного устройства 500 кВ

В данном разделе рассматриваются и сравниваются 2 варианта исполнения РУ 500 кВ: 1 вариант строительство открытого распределительного устройства 500 кВ, 2 вариант строительство здания с КРУЭ.

Вариант 1. Согласно изложенному в пункте №3 сохраняется схема - две рабочие секционированные системы шин с двумя выключателями на присоединение, но для равномерного распределения присоединений по секциям систем шин ячейки присоединений «ввод с ГЭС от блока № 4» и «ВЛ - Москва (к-ю)» переключаются на 1 секцию систем шин К1С1, К2С1. Электрооборудование секционного выключателя устанавливается в пределах перенесенных ячеек, территориально между осями 9-11 ОРУ.

При переносе ячеек устанавливается электрооборудование на вновь проектируемых опорах в ячейке "ВЛ-КЮ Москва".

В остальных ячейках ОРУ 500 кВ существующее электрооборудование 500 кВ заменяется на более новое. Воздушные выключатели ВВ-500 заменяются на элегазовые одноколонтковые, разъединители РОНЗ на разъединители полупатографные. Трансформаторы тока типа ТФПКД заменяются на элегазовые с семью вторичными обмотками. Трансформаторы напряжения МКФ заменяются на емкостные трансформаторы напряжения с тремя вторичными обмотками. Заменяются на новые ограничители перенапряжений, высокочастотные загладители, конденсаторы связи и шинные опоры.

Вариант 2. Строительство здания с КРУЭ-500 кВ на свободном участке в границах ОРУ 500 кВ.

Схема электрических соединений главных цепей КРУЭ-500 кВ выполнена по схеме - две рабочие секционированные системы шин с двумя выключателями на присоединение. Осуществляем секционирование шин 500 кВ с более равномерным распределением по секциям трансформаторных групп, так же как и в 1^{-ом} варианте. В таблице 1 приведены основные достоинства и недостатки обоих рассматриваемых вариантов реконструкции ОРУ 500 кВ.

Таблица 1 - Сравнение технических характеристик вариантов реконструкции ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

Наименование	Вариант 1	Вариант 2
Современное элегазовое оборудование	+	+
Комплексная замена всего оборудования (силового оборудования, устройств РЗА, САУ и т.п.)	+	+
Уровень технологии	новый	новейшая
Уровень надежности оборудования	высокая	высокая
Количество установленных выключателей	24	24
Обеспечение устойчивости работы системообразующей сети	+	+
Прокладка дополнительных кабельных линий 500 кВ	+	-
Реконструкция ОРУ в течение одного года	-	-
Реконструкция ОРУ без перезавода Высоковольтная линия 500 кВ	+	+

Продолжение таблицы 1

Использование накопленного опыта длительной эксплуатации оборудования	+	-
Возможность расположения здания релейного щита в непосредственной близости к оборудованию	+	+
Ремонтопригодность оборудования	+	-
Итого:	(+)8 (-)1	(+)5 (-)4

В таблице 2 отражен предварительный анализ предполагаемых затрат на реконструкцию распределительного устройства 500 кВ в ценах 4 квартала 2015года.

Таблица 2- Сравнительный расчет стоимостных показателей реконструкции ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС (тыс. руб.)

Наименование	Вариант 1	Вариант 2
Строительно-монтажные работы и материалы	199 185,31	923 669,36
Оборудование	718 820,06	2 200 263,198
Прочие работы и затраты с НДС	133 327,49	198 566,97
Всего капитальные затраты	1 051 332,86	3 322 499,528

По капитальным затратам вариант с КРУЭ в 3,2 раза превышает затраты по варианту с ОРУ.

По техническим и эксплуатационным характеристикам вариант 1 и вариант 2 практически равноценны. Однако, капитальные затраты на реализацию

проекта с КРУЭ значительно превосходят капитальные затраты варианта с открытым распределительным устройством. Учитывая существующее обособленное расположения ОРУ 500 кВ нет необходимости применения проекта с КРУЭ. Гак же следует принять во внимание тот факт, что отсутствует опыт длительной эксплуатации КРУЭ на высоковольтных подстанциях. Жигулёвская ГЭС является крупной система образующей станцией, поэтому применение оборудования, имеющего недостаточный опыт эксплуатации недопустимо. Учитывая всё вышесказанное, к реализации принимаем вариант 1 с открытым распределительным устройством.

2 Разработка и внедрение технических мероприятий по повышению надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС –Москва

Жигулевская ГЭС является уникальным сооружением, построенным в СССР в послевоенные годы. В данной диссертации мною будет рассмотрены: электротехническое оборудование электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС - Москва, достоинства и недостатки как самого оборудования, так и схемы передачи в целом, рассмотрены существующие и предложены современный мероприятия, повышающие пропускную способность и устойчивость электропередачи Жигулевская ГЭС - Москва.

Значительная длина линии Жигулевская ГЭС— Москва и мощность, которая должна передаваться по ней, приводят к необходимости применения ряда мероприятий, повышающих пропускную способность и устойчивость электропередачи. Осуществление этих мероприятий обходится во много раз дешевле, чем сооружение дополнительных цепей, и поэтому их целесообразно использовать в первую очередь.

Повышение пропускной способности электропередачи достигнуто за счет мероприятий двух категорий: улучшения характеристик элементов электропередачи и специально сооружаемых устройств.

К первой категории относятся: уменьшение индуктивного сопротивления линии путем расщепления проводов; уменьшение индуктивного сопротивления трансформаторов и генераторов; улучшение системы возбуждения генераторов; увеличение инерции генераторов; увеличение скорости отключения коротких замыканий, применение надежного и современного оборудования. Эти мероприятия органически связаны с оборудованием, без которого электропередача неосуществима; они сформулированы в виде технических требований к оборудованию и учтены при его проектировании.

Ко второй категории относятся: устройство переключательных пунктов; продольная компенсация индуктивного сопротивления линии при помощи конденсаторов; включение активных и индуктивных сопротивлений в нейтрали

повышающих трансформаторов; применение нагрузочных сопротивлений и синхронных компенсаторов.

Из перечисленных мероприятий такие, как увеличение скорости отключения коротких замыканий, увеличение механической инерции машин, включение сопротивлений в нейтрали повышающих трансформаторов и нагрузочные сопротивления повышают только динамическую устойчивость, т. е. устойчивость при тяжелых нарушениях режима, вызванных короткими замыканиями.

Устройство переключательных пунктов повышает динамическую устойчивость и пропускную способность линий при отключениях отдельных участков параллельных цепей.

Остальные мероприятия повышают как динамическую, так и статическую устойчивость и увеличивают пропускную способность электропередачи как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Для выяснения значения и роли мероприятий, принятых для увеличения мощности и устойчивости электропередачи, рассмотрим влияние каждого из них в отдельности:

1) Уменьшение индуктивного сопротивления линии. Как известно, максимальная мощность P , которая может быть передана через индуктивное сопротивление x , выражается уравнением:

$$P = \frac{U^2}{x}, \quad (1)$$

где U - напряжение по концам индуктивного сопротивления.

Так как индуктивное сопротивление линии Жигулевская ГЭС — Москва составляет 0,293 Ом/км, а активное 0,022 Ом/км, т. е. во много раз меньше, и поскольку в других активная составляющая еще меньше, то в целом электропередача представляет собой в основном индуктивное сопротивление, состоящее из индуктивных сопротивлений линии, повышающих и понижающих трансформаторов и генераторов ГЭС.

Очевидно, что для того чтобы увеличить предел передаваемой мощности, нужно уменьшить индуктивное сопротивление перечисленных элементов электропередачи и в первую очередь индуктивное сопротивление самой линии, поскольку ввиду большой протяженности ее сопротивление преобладает над остальными.

Если для линии использовать не расщепленные, а одиночные провода, а генераторы и трансформаторы делать с обычными значениями индуктивных сопротивлений, то сумма приведенных к напряжению 500 кВ последовательных индуктивных сопротивлений всех элементов двух цепной передачи Жигулевская ГЭС Москва составит около 400 Ом, из которых 1750м, т. е. 44%, придется на линию, и пропускная способность при коэффициенте запаса 1,15 и медленнодействующих регуляторах возбуждения составит не более 350Мвт.

При расщеплении проводов каждой фазы на два провода при расстоянии между ними 40см индуктивное сопротивление двухцепной линии уменьшается до 135,2 Ом, а при расщеплении на три провода, которое принято для линии Жигулевская ГЭС - Москва, - до 120,8Ом, что увеличивает пропускную способность передачи на 43% как за счет уменьшения сопротивления линии, так и за счет уменьшения сопротивления генераторов и трансформаторов, поскольку с увеличением передаваемой мощности их мощность тоже увеличится. В результате пропускная способность возрастает почти настолько же, на сколько уменьшится индуктивное сопротивление линии.

2) Уменьшение индуктивного сопротивления трансформаторов. Снижение индуктивного сопротивления трансформаторов имеет существенное значение. В этом отношении большие возможности дает применение автотрансформаторов на приемных подстанциях, поскольку в автотрансформаторах реактивное сопротивление между тинами 500 и 220 или 1 ЮкВ можно сделать значительно меньше, чем в трансформаторах. Увеличение пропускной способности электропередачи с применением автотрансформаторов, с учетом увеличения включенной мощности автотрансформаторов и генераторов составляет 13%.

3) Уменьшение индуктивного сопротивления генераторов. При регуляторах возбуждения синхронных машин, позволяющих определять предел мощности исходя из постоянства продольных переходных э. д. с. генераторов, существенное влияние на пропускную способность оказывает величина продольной переходной реактивности генераторов, которая по этим соображениям была техническими условиями на гидрогенераторы Волжской ГЭС ограничена величиной 18-20% вместо 30% в обычных конструкциях машин.

Уменьшение продольной переходной реактивности гидрогенераторов ГЭС с 30 до 20% в условиях поддержания регуляторами возбуждения постоянства продольной переходной э. д. с. увеличивает пропускную способности электропередачи примерно на 15%.

При регуляторах возбуждения сильного, действия снижение переходной реактивности генераторов оказывает на статическую устойчивость передачи меньшее влияние, чем на динамическую.

4) Продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления линии. Наиболее радикальным средством повышения пропускной способности дальней электропередачи является компенсация индуктивного сопротивления линии при помощи статических конденсаторов, последовательно включенных в линию.

Для увеличения мощности и устойчивости электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС - Москва следует усовершенствовать и модернизировать существующие мероприятия, а именно:

- 1) Изменение главной схемы электрических соединений ОРУ- 500 кВ Жигулевской ГЭС;
- 2) Замена устаревшего оборудования на современное;
- 3) Применение современных микропроцессорных комплексов защит, что приведет к увеличению скорости отключения коротких замыканий и повышению надежности в целом;
- 4) Улучшение системы возбуждения генераторов.

Во 2 главе диссертации мною будут рассмотрены в отдельности каждый из выделенных показателей повышения пропускной способности и устойчивости электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС — Москва.

2.1 Замена устаревшего оборудования на современное

О необходимости замены оборудования уже говорилось выше (глава 1), поэтому далее приводятся расчет токов к.з. (далее -ТКЗ) и выбор оборудования.

Расчет ТКЗ является одним из основных этапов выбора электрооборудования электростанции и проектирования релейной защиты. Обычно определяются следующие величины: значение периодической и апериодической составляющих тока в месте к. з. и в ветвях схемы в нулевой момент времени и в некоторые моменты времени, значения ударного тока и импульса квадратичного тока к. з.

Периодическая составляющая рассчитывается по однолинейной схеме замещения. Для симметричных к. з. расчет производится по схеме прямой последовательности:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{k1}^n \quad (2)$$

где I_{k1}^n - ток прямой последовательности. Коэффициент $m^{(n)}$ для однофазного, двухфазного и двухфазного на землю к.з. соответственно равен:

$$m^{(1)} = 3; m^{(2)} = \sqrt{3}; m^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - x_2 \cdot \frac{x_0}{x_2 + x_0}}. \quad (3)$$

Ток прямой последовательности может определяться с помощью коэффициента схемы:

$$I_1 = k^n \cdot \frac{E}{x_1}, \quad (4)$$

где I_1, E, x_1 - соответственно периодическая составляющая тока, ЭДС и сопротивление прямой последовательности.

Если в сети действуют источники ограниченной мощности, то за счет действия регулятора возбуждения и реакции статора, периодическая составляющая тока изменяется во времени. В случае, когда для учета этого изменения применяется двух лучевая схема замещения, часть генераторов считается электрически удаленной и ток соответствующей ветви принимается неизменным. Изменения тока во времени во второй ветви учитывается с помощью типовых кривых изменения тока во времени.

Приближенно эти кривые могут быть аппроксимированы выражением:

$$\alpha = 1 - 0,05 \frac{I_k}{I_{ном.}} \cdot 1 - \exp \frac{-t}{T_n} \quad (5)$$

где I_k - часть периодической составляющей тока к. з. в нулевой момент времени, обусловленная рассматриваемой группой генераторов;

$I_{ном.}$ - номинальный ток рассматриваемой группы.

T_n - постоянная времени затухания периодической составляющей, $T_n=0,1$ с

;

В схеме замещения соединения накоротко какого-либо узла с землей заменяется двумя встречно включенными ЭДС, равными по величине напряжению в узле в рабочем режиме. Действие одной из них и вместе всех ЭДС источников обуславливает рабочий режим. Действие другой, обуславливает собственно аварийный режим.

Для расчета аварийного режима использован метод узловых напряжений. Токи ветвей равны произведению проводимостей на разность узловых напряжений. Так как при расчете этого режима учитывается лишь идеальный источник напряжения, включенный в узле к. з., то использована замена идеального источника напряжения на идеальный единичный источник тока. Гели токами ветвей режима пренебрегают по сравнению с собственно аварийным режимом, то величина ЭДС задается равной среднему напряжению ступени.

Токи в ветвях и ток в месте к. з. находятся методом наложения, как сумма составляющих вызванной каждой группой ЭДС.

Величина ЭДС синхронных генераторов в о. е. определяется:

$$E = \alpha \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_{ном.} + x_d''^2}, \quad (6)$$

где α - коэффициент-учитывающий затухание ЭДС.

x_d'' - сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$\sin \varphi_{ном.}$ - угол сдвига между I_{Γ} и U_{Γ} в номинальном режиме;

Апериодическая составляющая или свободная составляющая тока к. з. изменяется по экспоненте от начального значения до нуля. Значение апериодической составляющей:

$$I_a = t_{\Pi 0} \cdot \alpha. \quad (7)$$

Коэффициент α определяется по формуле:

$$\alpha = \exp \frac{-t}{T_a}, \quad (8)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Через половину периода ток к. з. достигает максимального значения, которое называется ударным током.

$$I_{my} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot \exp \frac{-0.01}{T_a}. \quad (9)$$

Импульс квадратичного тока определяется:

$$B = I_{\Pi 0}^2 \cdot t_{\Pi} + T_a \quad (10)$$

Значение момента времени t_{Π} определяется из условия срабатывания резервных защит. Для шин электростанции значение t_{Π} берется равным 4 сек. Для

проведения расчетов, узлам на схеме присваиваются номера, начиная с первого. Каждая точка к. з. обозначена как отдельный узел. Базисный узел обозначается последним номером.

2.1.1 Расчет параметров схемы замещения

В электрической системе имеются следующие элементы: генераторы, трансформаторы (автотрансформаторы), реакторы, линии. В относительных единицах проводимости этих элементов соответственно равны:

$$g_{\Gamma} = n \cdot \frac{S_{\Gamma}}{x_d''} \cdot S_{\bar{0}}, \quad (11)$$

$$g_m = n \cdot \frac{S_m}{U_{к.з.}} \cdot S_{\bar{0}}, \quad (12)$$

$$g_{л.и.} = n \cdot \frac{U_{л.}^2}{x_u} \cdot l \cdot S_{\bar{0}}, \quad (13)$$

$$g_{л.е.} = -n \cdot \frac{U_{л.}^2}{2} \cdot l \cdot g_e \cdot S_{\bar{0}}, \quad (14)$$

$$g_p = n \cdot I_p \cdot U_p \cdot \frac{\sqrt{3}}{x_p} \cdot S_{\bar{0}}, \quad (15)$$

где n - число параллельных ветвей;

S_{Γ} - номинальная мощность генератора, МВ·А;

x_d'' - сопротивление генератора, о. е.;

$S_{\bar{0}}$ - базисная мощность, МВ Л;

S_m - номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_{к.з.}$ - напряжение к.з. трансформатора, о. е.;

$U_{л.}$ - номинальное напряжение линии, кВ;

x_u - удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

g_e - удельная емкостная проводимость линии, См/км;

I_p - номинальный ток реактора, кЛ.

U_p - номинальное напряжение реактора, кВ;

x_p - сопротивление реактора, о. е.

Для линии 220 кВ принимается П-образная схема замещения. В этой схеме продольная составляющая является индуктивной, то есть положительной, а поперечные составляющие $g_{л.е.}$ - емкостными, то есть отрицательными, и при их подсчетах учитывается половина длины линии.

В рассматриваемых вариантах программ значение базисной мощности принимается равным единице.

При реализации метода узловых напряжений вычисление элементов матрицы узловых проводимостей проводится согласно их определениям: диагональные элементы равны сумме проводимостей ветвей, подсоединенных к соответствующему узлу, и недиагональные элементы равны значениям проводимостей ветвей, находящихся между соответствующими узлами, взятыми с обратными знаками. Если узлы не имеют непосредственной электрической связи, то в соответствующие ячейки матрицы узловых проводимостей заносятся нули.

Подготовка исходных данных для расчёта.

Расчёт ТКЗ на шинах ОРУ 500 кВ произведём с помощью автоматизированной программы расчета ТКЗ для выбора оборудования и расчёта релейной защиты (RTKZ2006.exe), разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2006г.

Для расчета осуществляем предварительную подготовку данных: составляем схему замещения ОРУ с обозначением узлов и точек к.з. и составляем таблицу исходных данных.

2.1.2 Расчет токов короткого замыкания

Таблица 3 - Исходные величины

D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	08
1	21	1	3	1	0.15	127.8	1
2	27	2	3	1	0.15	127.8	1
3	27	3	3	1	0.15	127.8	1
4	27	8	3	1	0.15	127.8	1
5	27	9	2	1	0.15	127.8	1
6	27	10	2	1	0.15	127.8	1
7	27	11	2	1	0.15	127.8	1
8	1	4	1	2	0.127	405	1

Продолжение таблицы 3

9	2	5	1	2	0.1288	405	1
10	3	6	1	2	0.1288	405	1
11	4	7	1	3	0.3	0.423	515
12	5	7	1	3	0.3	0.468	515
13	6	7	1	3	0.3	0.698	515
14	8	12	1	2	0.0975	405	1
15	12	16	1	2	0.1125	405	1
16	12	20	1	2	-0.0075	405	1
17	16	7	1	3	0.3	0.598	515
18	9	13	1	2	0,1994	405	1
19	132	17	1	2	0.1006	405	1
20	13	21	1	2	-0.0087	405	1
21	10	14	1	2	0.1994	405	1
22	14	18	1	2	0.1006	405	1
23	142	21	1	2	-0.0087	405	1
24	11	15	1	2	0.1994	405	1
25	15	19	1	2	0.1006	405	1
26	15	21	1	2	-0.0087	405	1
27	17	7	1	3	0.3	0.758	515
28	18	7	1	3	0.3	0.894	515
29	19	7	1	3	0.3	0.832	515
30	7	23	1	3	0.3	182.45	515
31	7	23	1	3	0.3	179.74	515
32	7	22	1	3	0.3	103.5	515
33	7	22	1	3	0.3	34.1	515
34	23	27	1	1	1.5	5300	1
35	22	27	1	1	1.02	3600	1
36	20	27	1	1	0.45	1300	1
37	21	27	1	1	0.7	2500	1
38	27	7	1	3	0.0000035	91.225	515
39	27	23	1	3	0.0000035	91.225	515
40	27	7	1	3	0.0000035	89.87	515
41	27	23	1	3	0.0000035	89.87	515
42	27	7	1	3	0.0000035	51.75	515
43	27	22	1	3	0.0000035	51.75	515
44	27	7	1	3	0.0000035	17.05	515
45	27	22	1	3	0.0000035	17.05	515

Продолжение таблицы 3

46	27	24	2	1	0.15	127.8	1
47	24	25	1	2	0.10445	270	1
48	25	21	1	2	0.04855	270	1
49	25	26	1	2	-0.00295	270	1
50	26	20	1	3	0.3	0.423	515

Схема замещения системы приведена на рисунке 1.

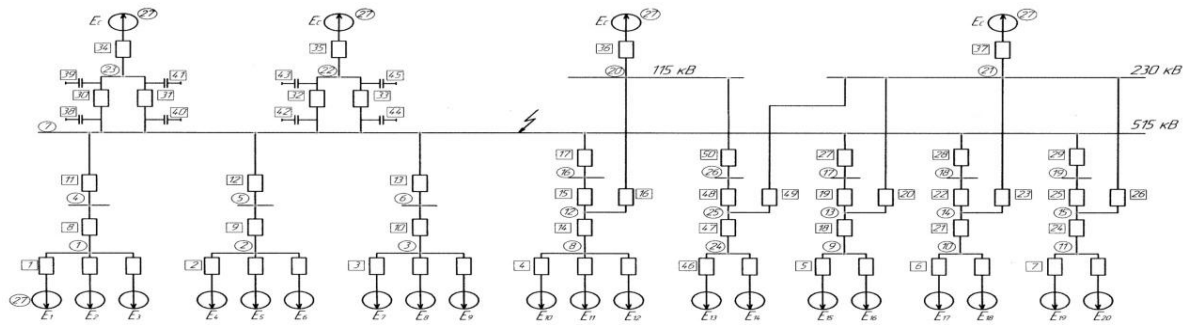


Рисунок 1 - Расчетная схема электрической системы

Исходными данными являются:

D1 - номер ветви;

D2, D3 - номер начального и конечного узлов данной ветви;

D4 - количество параллельных ветвей;

D5 - код оборудования:

1 - генератор, система; 2 - трансформатор, автотрансформатор; 3 - линия электропередач; 4 - реактор.

D6 - параметры оборудования:

для генератора - X_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора;

для системы - относительное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательностей, в зависимости от вида к.з.;

Для трансформаторов (автотрансформаторов) - U_K - относительное значение напряжения к.з.:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H} ,$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H} , \quad 17$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C} , \quad 18$$

где $U_{KB-H}, U_{KC-H}, U_{KB-C}$ - выбираются по справочной литературе для типа трансформатора (автотрансформатора);

для реактора - X_P - сопротивление;

для линии - X - индуктивное сопротивление линии;

D7 - параметры оборудования:

для генератора - $S_{Г.НОМ}$ - полная номинальная мощность генератора, МВ·А;

для системы - $S_{С.НОМ}$ - номинальная мощность системы, МВ·А;

для линии - l - длина линии, км;

D8 - дополнительные данные оборудования:

для линии - $U_{НОМ}$ - номинальное среднее напряжение, кВ;

для остального оборудования обозначение - 1.

Результаты расчета ТКЗ представлены в таблицах Б.5-Б.9.

Выбор выключателей.

Выбор аппаратов и проводников начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов к.з.

Выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ - наибольший ТКЗ (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов.

2. Допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_n, \%$, определяется по выражению:

$$\beta_n = \frac{i_{a,ном}}{\bar{2}I_{отк.ном}} \cdot 100. \quad (19)$$

3. Цикл операций выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

4. Стойкость при сквозных токах, характеризующаяся токами термической стойкости $I_{тер}$, и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $i_{дин}$ - наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

5. Номинальный ток включения - ток к.з., который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле.

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются следующие условия:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{отк.ном}, \quad (20)$$

$$I_{вкл.ном} \geq 1,8 \bar{2}I_{отк.ном}. \quad (21)$$

6. Собственное время отключения $t_{с.в}$ - интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов. Время отключения $t_{отк.в}$ - интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах. Время включения $t_{вкл.в}$ - интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения - в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

Основными конструктивными частями выключателей являются: контактная система с дугогасительным устройством, токоведущие части, корпус, изоляционная конструкция и приводной механизм.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают следующие типы выключателей: масляные баковые (масляные многообъемные), воздушные, элегазовые, электромагнитные, автогазовые, вакуумные выключатели. К особой группе относятся выключатели нагрузки, рассчитанные на отключение токов нормального режима.

Поскольку заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например $I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{отк.ном}}, I_{\text{вкл.ном}} \geq 1,8 \sqrt{I_{\text{отк.ном}}}$, допустимо производить выбор выключателей по важнейшим характеристикам. Согласно ГОСТ 687-781- выбор выключателей производится по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (22)$$

по длительному току:

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{тах}} \leq I_{\text{ном}} \quad (23)$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{n,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}. \quad (24)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока к.з. по выражению:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \bar{2}\beta_n I_{отк.ном}/100, \quad 25$$

где $i_{a,ном}$ - номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n - нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % (по каталогам);

$i_{a,\tau}$ - аperiodическая составляющая тока к.з. в момент расхождения контактов τ ;

Наименьшее время от начала к.з. до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = \tau_{з,min} + t_{с.в.}, \quad (26)$$

где $\tau_{з,min}$ - 0.01 с - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя.

Если условие $I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \bar{2}\beta_n I_{отк.ном}/100$ нет, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току к.з.:

$$\bar{2}I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \bar{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n/100). \quad 27$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл}, \quad (28)$$

$$I_{n,0} \leq I_{вкл}, \quad 29$$

где i_y - ударный ток к.з. в цепи выключателя;

$i_{вкл}$ - наибольший пик тока включения (по каталогу);

$I_{n,0}$ - начальное значение периодической составляющей тока к.з. в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ - номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам к.з.:

$$I_{n,0} \leq I_{дин}, \quad (30)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (31)$$

где $I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока к.з.;

$i_{дин}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталожным данным.

Проверка по двум условиям производится по тем же соображениям, которые указаны выше.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (32)$$

где B_k - тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с.

Выбор выключателей производим с помощью автоматизированной программы по выбору выключателей, разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2008г.

Данные, вводимые в ЭВМ для расчета и выбора выключателей:

- место установки выключателя;
- номинальная мощность генератора, МВт';
- величина $\cos\varphi$ генератора;
- номинальное напряжение в месте установки выключателя, кВ;

- периодическая составляющая тока к.з., кВ;
- аperiodическая составляющая тока к.з., кВ;
- величина тока к.з. в начальный момент времени, кЛ;
- величина ударного тока к.з., кА;
- величина теплового импульса тока к.з., кАс;
- время от начала к.з. до момента расхождения контактов, сек.

Результаты выбора выключателей приведены в таблицах 4, 5.

2.1.3 Выбор выключателей

Таблица 4 - Исходные данные для выбора выключателя

Наименование исходного параметра для выбора выключателя	Значение параметра
Выключатель устанавливается в цепи отходящих ЛЭП	3
Наибольшая передаваемая мощность по одной цепи ЛЭП, МВт	1250
Номинальное напряжение в месте установки выключателя, кВ	500
Величина cosφ генератора	0,85
Макс, рабочий ток в месте установки выключателя, А	1698
Величина периодической составляющей тока к.з. в момент отключения, кА	30,06
Величина аperiodической составляющей тока к.з. в момент отключения (амплитудное значение), кА	39,92
Величина времени от начала к.з. до момента расхождения контактов, с	0,05
Величина тока к.з. в начальный момент времени, кА	32,3
Величина ударного тока к.з. (амплитуд.знач.), кА	89,62
Величина теплового импульса тока к.з., (кА ²)*с	4443,5

Таблица 5 - Параметры выключателя марки HPL 550B2

Наименование параметра	Значение параметра
------------------------	--------------------

Число разрывов на полюс	2
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты	
- относительно земли, кВ	760
- между контактами, кВ	1230
Испытательное напряжение грозового импульса	
- относительно земли, кВ	1550
- между контактами, кВ	1550
Испытательное напряжение коммутационного импульса	
- относительно земли, кВ	1230
- между контактами, кВ	1660
Длина пути утечки, мм/кВ	25
Номинальный ток, кА	2000
Номинальный ток отключения, кА	63
Коэффициент первого отключающего полюса	1,3
Нормальный ток включения, кА	128
Длительность сквозного тока КЗ, с	3
Собственное время включения, мс	<65
Собственное время отключения, мс	<22
Полное время отключения, мс	33
Время бестоковой паузы при АПВ, мс	300

К установке принимаем выключатель колонковый элегазовый фирмы АВВ марки HPL 550B2. Внешний вид выбранного выключателя фирмы АВВ марки HPL 550B2 представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 - Выключатель элегазовый колонковый марки HPL 550B2

2.1.4 Выбор разъединителей

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок:

- для создания видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- устойчивы по электродинамической и термической стойкости при протекании токов к.з.;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбор разъединителей производится:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (33)$$

по току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (34)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (35)$$

но конструкции, роду установки;
по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{нр,с}, \quad (36)$$

$$I_{н,0} \leq I_{нр,с}, \quad (37)$$

где $i_{нр,с}, I_{нр,с}$ - предельный сквозной ток к.з. (амплитуда и действующее значение);

по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (38)$$

где B_k - тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$I_{тер}$ - предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - длительность протекания предельного тока термической стойкости.

Выбор разъединителей производим с помощью автоматизированной программы по выбору разъединителей, разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2008г.

Результаты выбора разъединителей представлены в таблицах 6-8.

Таблица 6 - Исходные данные для выбора разъединителя

Наименование исходного параметра для выбора разъединителя	Значение параметра
Разъединитель устанавливается в цепи Отходящих ЛЭП	3
Наибольшая передаваемая мощность по одной цепи ЛЭП, МВт	1250

Продолжение таблицы 6

Номинальное напряжение в месте установки разъединителя, кВ	500
Максимальный рабочий ток в месте установки разъединителя, А	1698
Величина ударного тока к.з.(амплитуд.знач.), кА	89,62
Величина теплового импульса тока к.з., (кА ²)*с	4443,5

Таблица 7 - Параметры разъединителя типа РПГ-1-500.ІІ/3150 УХЛІ

Наименование параметра разъединителя	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный ток, А	3150
Предельный сквозной ток, кА	160
Ток термической стойкости, кА	63
Время протекания тока терм.стойкости, с	2
Масса, кг	3250

Таблица 8 - Параметры разъединителя типа РПГ-2-500.ІІ/3150 УХЛІ

Наименование параметра разъединителя	Значение параметра
Номинальное напряжение,кВ	500
Номинальный ток, А	3150
Предельный сквозной ток, кА	160
Ток термической стойкости, кА	63
Время протекания тока терм. стойкости, с	2
Масса, кг	3250

Разъединители полупантографного типа обладают рядом преимуществ:

1. Уменьшен габарит разъединителей по ширине па уровне частей, находящихся под напряжением, что позволяет уменьшить расстояние между полюсами и площади, занимаемые ими па подстанциях, на 20%.

2. Разъемные контакты контактного ножа и заземлителей ламельного типа. Ламели выполнены из бронзового сплава и за счет своей упругости создают контактное нажатие, не требующее регулировки в эксплуатации в течение всего срока службы.

3. Неподвижный контакт поворотного типа, создающий малое распирающее усилие, действующее на изоляторы, при включении.

4. В шарнире складывающегося контактного ножа расположены скользящие контакты, контактные поверхности которых покрыты серебром.

5. Заземлители при включении входят в контакты снизу вверх и надежно зафиксированы от сил отброса при токах к.з.

6. Полная защита разъемных контактов контактного ножа от обледенения.

Исходя из этого выбираем разъединитель однополюсный полупантографный типа РПГ: РПГ-1-500.ІІ/3150 УХЛ1 и РПГ-2-500.ІІ/3150 УХЛ1, внешний вид выбранных разъединителей представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 - Разъединитель однополюсный полупантографный типа РПГ

2.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Основными элементами защиты от внутренних и газовых перенапряжений в электроустановках являются ограничители перенапряжения, которые предназначены для защиты от атмосферного и коммутационного перенапряжения электрооборудования сетей переменного тока частоты 50 Гц.

Основными характеристиками ОПН являются: $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ; $U_{имп.проб.}$ - импульсное пробивное напряжение, кВ; $U_{ост.нб}$ - наибольшее остаточное напряжение, кВ; $U_{проб}$ - пробивное напряжение при частоте 50 Гц.

Условия выбора ОПН следующие:

$$U_{ном} = U_{уст}; U_{имп.проб} < U_{доп.расч}; U_{ост.нб} < U_{доп.расч}; U_{проб} < U_{доп.раб},$$

где $U_{уст}$ - напряжение в месте установки ОПН; $U_{доп.расч}$ - допустимое расчетное напряжение для изоляции электрооборудования.

На ОРУ 500 кВ Жигулёвской ГЭС замена части устаревших ограничителей перенапряжений производилась относительно недавно - 24 апреля 2008 года. К установке были приняты ограничители перенапряжений фирмы АВВ марки EXLIMT396-BM550. На сегодняшний день данный вид оборудования является одним из самых надёжных и современных в области защиты от перенапряжений. Поэтому на реконструируемом ОРУ 500 кВ устанавливаем ОПН фирмы АВВ марки EXLIMT396-BM550. Однако следует проверить соответствует ли данное оборудование расчетным значениям. Проверку произведём с помощью автоматизированной программы по выбору ограничителей перенапряжений, разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2008г.

Результаты выбора ограничителей перенапряжений представлены в таблицах 9, 10.

Таблица 9 - Исходные данные для выбора ограничителей перенапряжений

Наименование исходного параметра для выбора ОПН	Значение параметра
Класс напряжения в месте установки ОПН, кВ	500
Максимальное рабочее напряжение в фазе, кВ	303
Степень загрязнения по ГОСТ 9920-89	2

Таблица 10 - Параметры выбранного нелинейного ограничителя перенапряжений EZLIMT396-BM550

Наименование параметра ОПН	Значение параметра
Класс напряжения, кВ	500
Номинальное напряжение ОПН, кВ	396
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН Шр, кВ	318
Номинальный разрядный ток, кА	20
Выдерживаемый импульсный ток, 4/10 мкс, кА	150
Выдерживаемый импульсный ток, 1,2/2,5 мкс, А	1900
Выдерживаемый прямоугольный импульс тока длительностью 2000 мкс, А	1900
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВU ном.	10
Ток взрывобезопасности, кА	65
Остающиеся напряжения при волне тока 30/60 мкс, кВ:	

Продолжение таблицы 10

- 1.0 кА	761
- 2,0 кА	783
- 3.0 кА	798
Остающиеся напряжения при волне тока 8/20 мкс, кВ:	
- 5.0 кА	837
- 10.0 кА	872
- 20.0 кА	941
- 40.0 кА	1029
Испытательные напряжения для внешней изоляции, кВ:	
- Грозовой импульс 1,2/50	2352
- 1 мин. 50 Гц	1212
Удельная длина пути утечки изоляции, см/кВ	2,5
Степень загрязнения по ГОСТ 9920	о J

Внешний вид выбранных ограничители перенапряжений фирмы АВВ марки EXLIMT396-BM550 представлен на рисунке 4.

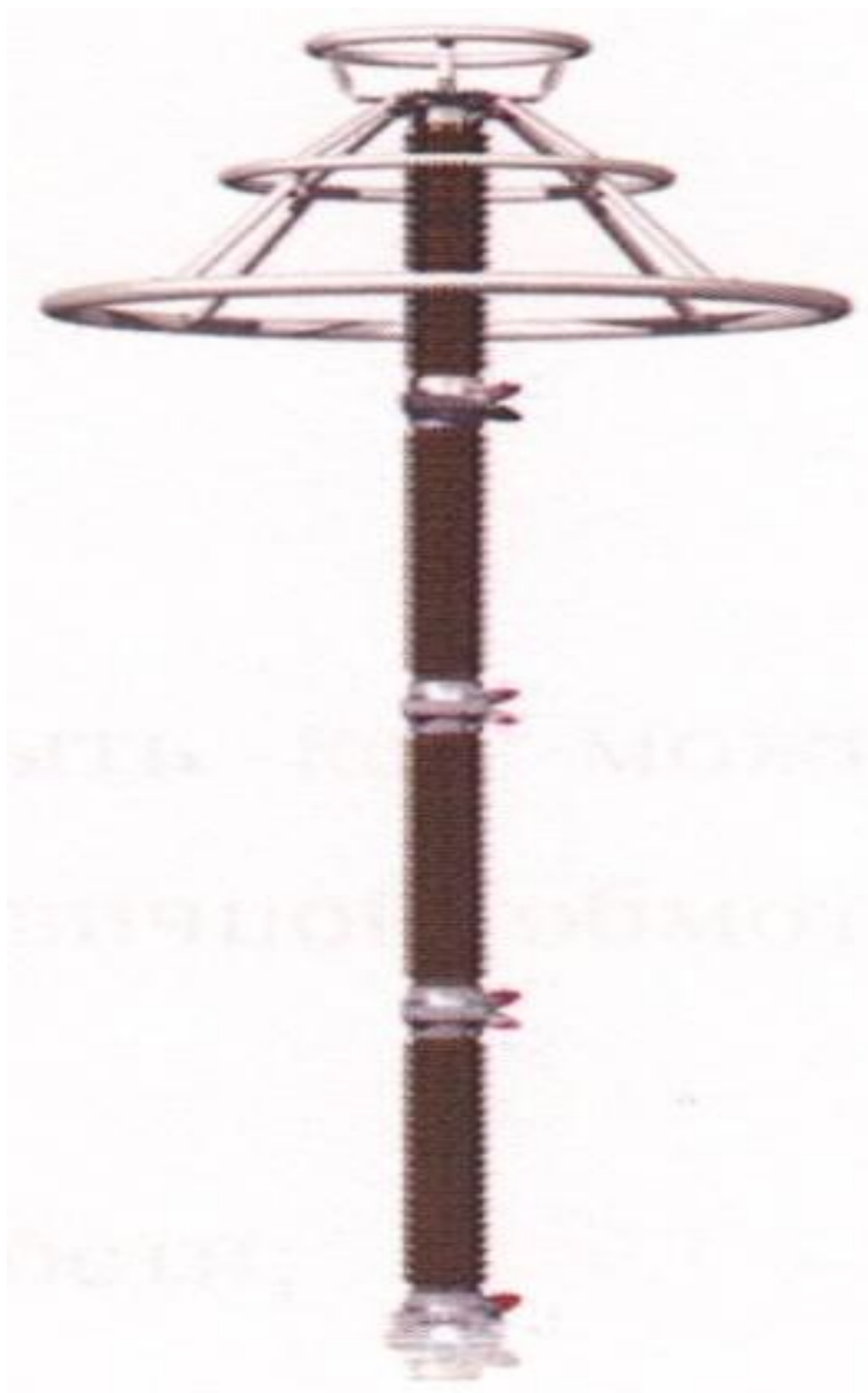


Рисунок 4 - Ограничители перенапряжений марки EXLIMT396-BM550

2.1.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор имеет замкнутый магнитный провод и две обмотки : первичную и вторичную. Первичная обмотка встраивается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 , ко вторичной обмотке соединяются приборы проводящие замеры, используемые током I_2 .

Трансформатор тока имеет номинальный коэффициент трансформации, который определяется по выражению:

$$K_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (39)$$

где $I_{1ном}$ и $I_{2ном}$ начальные значения первичного и вторичного тока.

Значения начального вторичного тока приняты показанием 1 А.

Трансформаторы тока выбирают в установке:

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (40)$$

-по току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном}, \quad (41)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}. \quad (42)$$

Начальный ток должен быть как можно ближе к рабочему параметру тока установки, так как недогрузка первичной обмотки может способствовать к увеличению погрешностей:

- по методу изготовления(конструкции) и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{эд} \bar{2}I_{1ном}, \quad (43)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (44)$$

где i_y - ударный ток к.з. по расчету;

$k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq k_T I_{1ном}^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (45)$$

где B_k - тепловой импульс по расчету; k_T - кратность термической стойкости по каталогу; $I_{тер}$ - ток термической стойкости; $t_{тер}$ - время термической стойкости по каталогу;

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (46)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей не большое, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления измерительных приборов, соединяющих проводов, переходного сопротивления контактов и определяется:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (47)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2. \quad (48)$$

Сопротивление на контактах составляет 0,05 Ом при двух-трех измерительных приборах и 0,1 Ом при большем числе измерительных приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдерживать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (49)$$

откуда $r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$.

Зная $r_{\text{пр}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (50)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho=0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$);

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока.

Выбор измерительных трансформаторов тока производим с помощью автоматизированной программы по выбору ИТТ, разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2009г.

Результаты выбора трансформаторов тока представлены в таблицах 11,12.

Таблица 11 - Параметры выбранного измерительного трансформатора тока TG 550

Наименование параметра ИТТ	Значение
Тип трансформатора тока	TG 550 У1
Класс напряжения, кВ	500
Первичный ток, А	2000
Вторичный ток, А	1
Кол-во обмоток для измерений	2
Кол-во обмоток для защиты	5
Допустимая нагрузка, В·А	30
Классы точности обмоток	0,2;0,2S;10P/10P/10P/10P/10P
Габаритные размеры, мм	1250x3820
Масса, кг	3070

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Мощность обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Класс точности
Амперметр	Э-335	0,5	1	3	1
Ваттметр	Д-335	0,5	2	1	1,5
Варметр	Д-304	0,5	2	2	2
Счётчик акт. эн.	САЗ-И670	2,5	2	2	2
Датчик акт.мощн.	Е-829	1	1	1	0,5
Суммарная мощность, потребляемая приборами $S_{\text{приб}} = 14,5 \text{ В} \cdot \text{А}$					

Принимаем к установке трансформаторы тока марки TG 550.

На рисунке 5 представлен внешний вид выбранных трансформаторов тока.



Рисунок 5 -Трансформаторы тока фирмы АВВ марки TG 550

Выбор измерительных трансформаторов напряжения. Номинальный коэффициент трансформации определяется выражением:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (51)$$

где $U_{1ном}, U_{2ном}$ - номинальные первичное и вторичное напряжение соответственно.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения, определяемой по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_1} 100. \quad (52)$$

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180 градусов. Это определяет угловую погрешность.

В зависимости от поминальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1;3.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (53)$$

-по конструкции и схеме соединения обмоток;

-по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (54)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

$S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника удвоенную мощность одного трансформатора.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения определяется по выражению:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{S_{приб}^2 \cos^2 \varphi_{приб} + S_{приб}^2 \sin^2 \varphi_{приб}} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (55)$$

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов - не более 1,5% при нормальной нагрузке.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производим с помощью автоматизированной программы по выбору ИТН, разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГТУ, 2009г.

Результаты выбора трансформаторов напряжения представлены в таблицах 13,14.

Таблица 13 - Параметры выбранного измерительного трансформатора напряжения СРВ 550(9b) У1

Наименование параметра ИТН	Значение
Номинальное напряжение, кВ	500/ $\sqrt{3}$
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	525/ $\sqrt{3}$
Количество емкостных модулей, шт.	3
Напряжения обмоток, Г?	
- первичной	5 00 000/ $\sqrt{3}$
- основной вторичной	100/ $\sqrt{3}$
- основной вторичной	100/ $\sqrt{3}$
дополнительной вторичной	100
Номинальная нагрузка и класс точности:	
Вторичная обмотка N1, ВА/класс	120/0.2
Вторичная обмотка N2, ВА/класс	400/3P
Вторичная обмотка N3, ВА/класс	400/3P
Номинальный коэффициент напряжения, о.е./30 с	1.5
Емкость, фаза-земля, пФ	3500
Длина пути утечки тока по внешней изоляции, мм	13980
Одноминутное испытательное переменного тока, мокр./сух., кВ	-/680
Габаритные размеры, мм	550x5630x535
Масса, кг	840

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Класс точности
Вольтметр	Э-335	2	1	1	1
Ваттметр	Д-335	1,5	2	2	1,5

Продолжение таблицы 14

Варметр	Д-304	2	2	2	1,5
Вольтметр рег.	Н-394	10	1	1	2,5
МФИ	МФИ	3	1	2	2,5
Осцилло- граф		10	1	1	1
Суммарная мощность, потребляемая приборами $S_{\text{приб}}=42 \text{ В} \cdot \text{А}$					

К установке принимаем трансформатор напряжения фирмы АВВ марки СРВ 550(9b) мУ1.

На рисунке 6 представлен внешний вид выбранных трансформаторов напряжения.



Рисунок 6 - Трансформаторы напряжения фирмы АВВ марки СРВ 550(9b)

2.1.7 Выбор конденсаторов связи

На Жигулёвской ГЭС была произведена замена старых конденсаторов связи на более современные 6 июля 2010 года. К установке были приняты конденсаторы связи серпуховского конденсаторного завода «КВАР» марки СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1. По техническим характеристикам данное изделие полностью подходит к рассчитанным параметрам ОРУ 500 Кв. Поэтому на реконструированном ОРУ 500 Кв примем к установке конденсаторы связи марки СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1. Технические характеристики СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1 приведены в таблице 15, внешний вид представлен на рисунке 2.

Выбор конденсаторов связи, высокочастотных заградителей, фильтров присоединения.

Таблица 15 Параметры конденсатора связи марки СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1.	Номинальное напряжение, кВ	166/1,73
2.	Номинальная частота, Гц	50
3.	Обеспечение надёжной ВЧ связи на частотах, кГц	36-750
4.	Степень загрязнения окружающей среды	II
5.	Климатическое исполнение	У1
6.	Номинальная ёмкость, нФ	14



Рисунок 2 - Конденсатор связи марки СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1

2.1.8 Выбор высокочастотных заградителей

По оценкам специалистов наиболее благоприятно себя зарекомендовали высокочастотные заградители отечественного производства типа ВЗ-2000-1,0 ТУ 3414-011-11703970-02. Технические характеристики ВЗ-2000-1,0 ТУ 3414-011-11703970-02 приведены в таблице 16, внешний вид представлен на рисунке 3.

Таблица 16 - Параметры высокочастотного заградителя типа ВЗ-2000-1,0 ТУ 3414-011-1 1703970-02

№ п/п	Параметр	Значение
1.	Номинальный длительный ток, А	2000

Продолжение таблицы 16

2.	Диапазон частот заграждения, кГц	48-300
3.	Класс напряжения линий электропередач, кВ	500
4.	Номинальный кратковременный ток к.з. в течение 1с, кА	40
5.	Ударный ток к.з., кА	102
6.	Индуктивность реактора на промышленной частоте, мГн	1,027
7.	Полные потери в реакторе при ном.токе, кВт	23,0
8.	Габаритные размеры, мм	1604x1780x1708
9.	Масса, кг, в исполнении У1	1010
10.	Масса ОПН ВЗ, кг	3,0
11.	Габаритные размеры ОПН ВЗ, высота x диаметр, мм	185x118

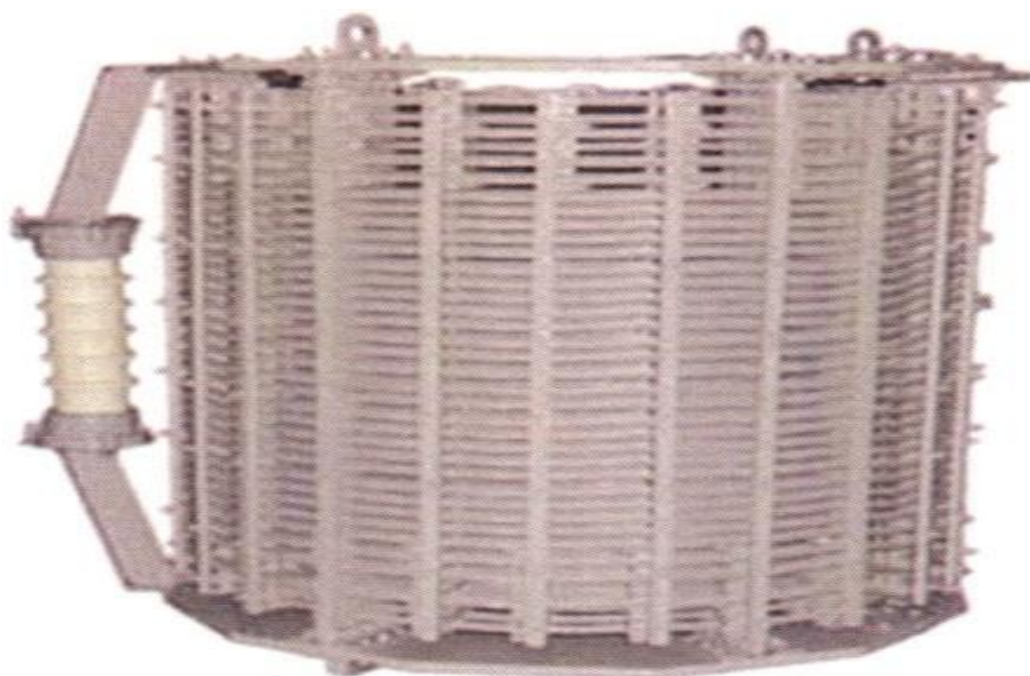


Рисунок 3 - Высокочастотный заградитель типа ВЗ-2000-1,0 ТУ 3414-011-11703970-02

2.1.9 Выбор фильтров присоединения

К установке примем фильтр присоединения типа ФПЭ 500-14/40-700, так как данный тип фильтра рекомендован к применения с выбранными конденсаторами связи типа СМП 166 $\bar{3}$ -14 У1.

Примененные в фильтрах ФПЭ новейшие технических решений и электрических схем с использованием связанных контуров дают ряд преимуществ перед применяемыми до последнего времени фильтрах, выполненными на основе полиномиальных схем:

- решают актуальную проблему обеспечения требований электробезопасности (п.5 МЭК 60481 и ПУЭ) для наиболее часто используемой верхней полосы пропускания благодаря установке защитного дросселя и трансформаторного согласующего устройства взамен традиционной для этой полосы автотрансформаторной схемы, не обеспечивающей электрической изоляции между входными и выходными цепями фильтра;

- обеспечивают защиту от коммутационных перенапряжений благодаря установке ограничителя перенапряжений (ОПН) на входе взамен традиционных разрядников, обладающих низкой стабильностью и не рассчитанных на воздействие биполярных импульсов в количестве 105;

- коэффициент связи согласующего трансформатора достигает 0,96, что позволяет расширить полосу пропускания.

Технические характеристики фильтра присоединения типа ФПЭ 500-14/40-700 приведены в таблице 17, внешний вид представлен на рисунке 4.

Таблица 17 - Параметры фильтра присоединения типа ФПЭ 500-14/40-700

№ п/п	Параметр	Значение
1.	Напряжение линии электропередачи, кВ	500
2.	Полоса пропускания фильтра, кГц	40-700

Продолжение таблицы 17

3.	Рабочее затухание в полосе пропускания, дБ не более	1,3
4.	Затухание несогласованности в полосе пропускания, дБ не менее	12
5.	Сопротивление со стороны линии электропередачи, Ом	310
6.	Номинальная пиковая мощность высокочастотных сигналов, Вт	200
7.	Габаритные размеры, мм (Шх Г х В)	320 х 240 х 470
8.	Масса, кг	9,0

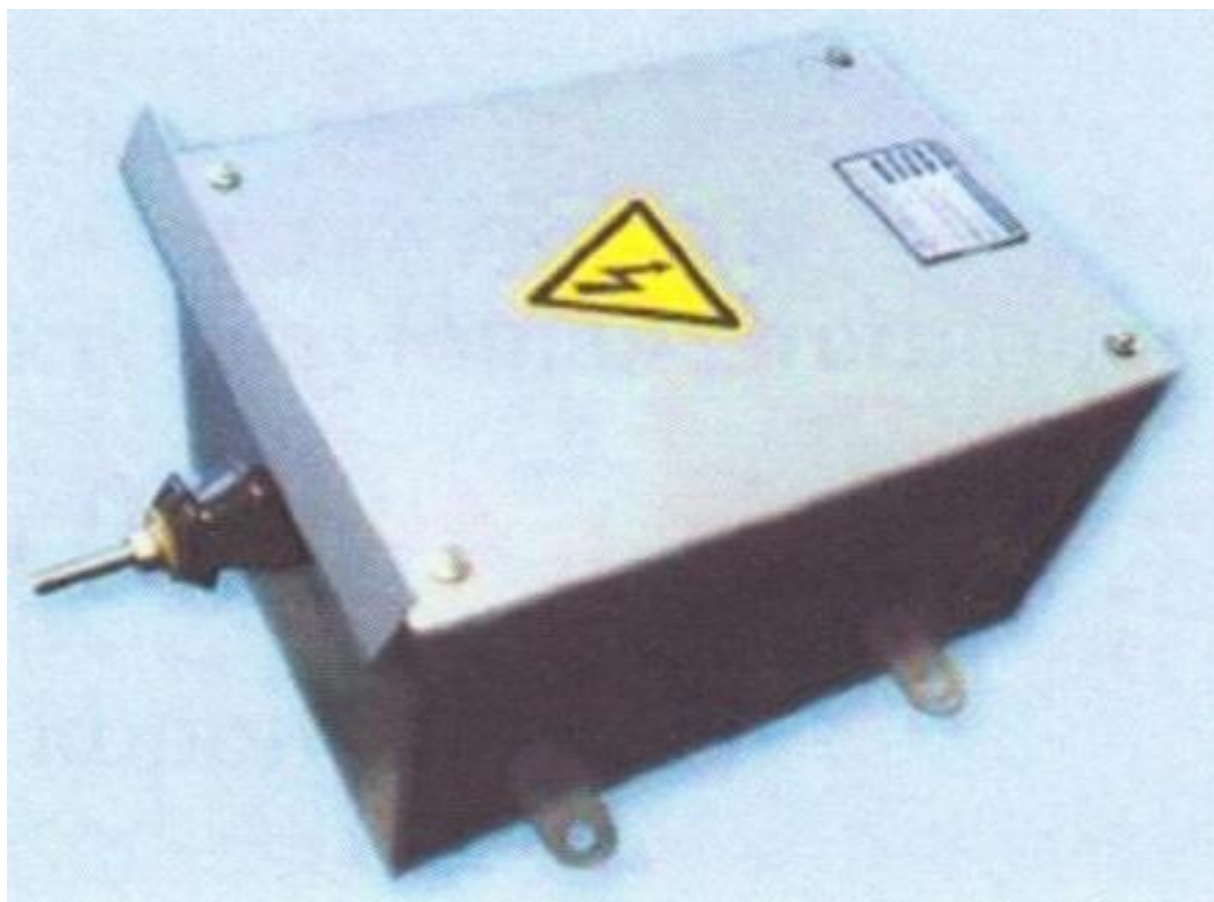


Рисунок 9 - Фильтр присоединения типа ФПЭ 500-14/40-700

2.1.10 Выбор сборных шин 500 кВ

На электрических станциях и подстанциях сборные шины в РУ с $U=35\text{кВ}$ и выше преимущественно выполняются сталеалюминиевыми проводами типов АС и АСО. При большой нагрузке или для предотвращения коронирования, в каждой фазе могут быть два и более проводов с дистанционными распорками примерно через 5м. Сечение сборных шин выбирается по длительно допустимому току.

На электрических станциях и подстанциях сборные шины в РУ с $U=35\text{кВ}$ и выше преимущественно выполняются сталеалюминиевыми проводами типов АС и АСО. При большой нагрузке или для предотвращения коронирования, в каждой фазе могут быть два и более проводов с дистанционными распорками примерно через 5м. Сечение сборных шин выбирается по длительно допустимому току:

$$I_{\text{дл.доп}} \leq I_{\text{раб.мах.}} \quad (56)$$

Величина максимального рабочего тока определяется по максимально возможному перетоку мощности по сборным шинам:

$$I_{\text{раб.мах.}} = S_{\text{мах.}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}), \quad (57)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение РУ, кВ.

После выбора сечения, провода проверяются на электродинамическую и термическую стойкость, а также на корону.

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимального сечения S_{min} , при котором они будут нагреты до максимума допустимой температуры:

$$S_{\text{min}} = \frac{B_k}{A_{\text{н доп}} - A_i}, \quad (58)$$

где B_k - тепловой импульс, $\text{А}\cdot\text{с}$;

$A_{н доп}$ - величина, характеризующая допустимое тепловое состояние проводника в конце к. з. А·с/мм;

A_n - величина, характеризующая тепловое состояние проводника в нормальном режиме, А·с/мм.

Проверка по условию коронирования:

$$1,07E < 0,9E, \quad (59)$$

где E - начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см

$$E = 30,3 \cdot m \cdot 1 + \overline{0,299 / r_0}, \quad (60)$$

где m - коэффициент шероховатости провода;

r_0 - радиус провода;

D - расстояние между фазами;

E - напряженность электрического поля поверхности нерасщепленного провода:

$$E = 0,354U/r_0 \lg 1,26D/r_0, \quad (60)$$

Выбор сборных шин ОРУ 500 кВ произведём с помощью автоматизированной программы выбор сборных шип, выполненных проводами (VSH2006.exe), разработанной на кафедре «Электрические станции», ГОУВПО СамГГУ, 2007г.

Рассчитаем два случая для выбора сборных шин ОРУ 500 Кв: для нормального режима и для аварийного. Выберем сечение проводов сборных шин по варианту с максимальным перетоком мощности через сечение.

Если переток мощности направлен к сборным шипам, то он берется со знаком (+), а если от них, то со знаком (-).

Данные вводимые в ЭВМ:

- cosφ генератора;

- тип установки;
- величина тока 3-х фазного к.з. на СШ;
- величина напряжения РУ;
- код напряжения; число независимых узлов;
- число ветвей;
- номер ветви;
- помер узла;
- помер начала и конца ветви.

Схема замещения для выбора сборных шип приведена на рисунке 3.10. Исходные данные для выбора сборных шип и параметры выбранных проводов приведены в таблицах 18- 21.

Таблица 18 - Исходные данные для выбора сборных шип

Наименование исходного параметра для выбора сборных шин	Значение параметра
Наибольший переток мощности, МВт	1280.33
Наибольший ток, А	1739.29
Величина $\cos\varphi$ генераторов	0,85
Величина тока трехфазного к.з., кА	32,30
Класс напряжения РУ, кВ	500
Число отходящих ЛЭП	4

Таблица 19 - Справочные данные выбранного провода

Наименование исходного параметра провода	Значение параметра
Марка выбранного провода	АС- 240

Продолжение таблицы 19

Сечение алюминиевой части провода, мм	244
Сечение стальной части провода, мм	31.70
Длительно допустимый ток, А	605
Наружный диаметр провода, мм	21, 60
Масса провода, кг/км	921
Число проводов в расщепленной фазе	3

Таблица 20 - Исходные данные для выбора сборных шин

Наименование исходного параметра для выбора сборных шин	Значение параметра
Наибольший переток мощности, МВт	1393.33
Наибольший ток, А	1892.80
Величина $\cos\varphi$ генераторов	0,85
Величина тока трехфазного к.з., кА	32, 30
Класс напряжения РУ, кВ	500
Число отходящих ЛЭП	4

Таблица 21 - Справочные данные выбранного провода

Наименование исходного параметра провода	Значение параметра
Марка выбранного провода	АС- 300
Сечение алюминиевой части провода, мм	301
Сечение стальной части провода, мм"	38 . 6
Длительно допустимый ток, А	710
Наружный диаметр провода, мм	24
Масса провода, кг/км	1132
Число проводов в расщепленной фазе	3

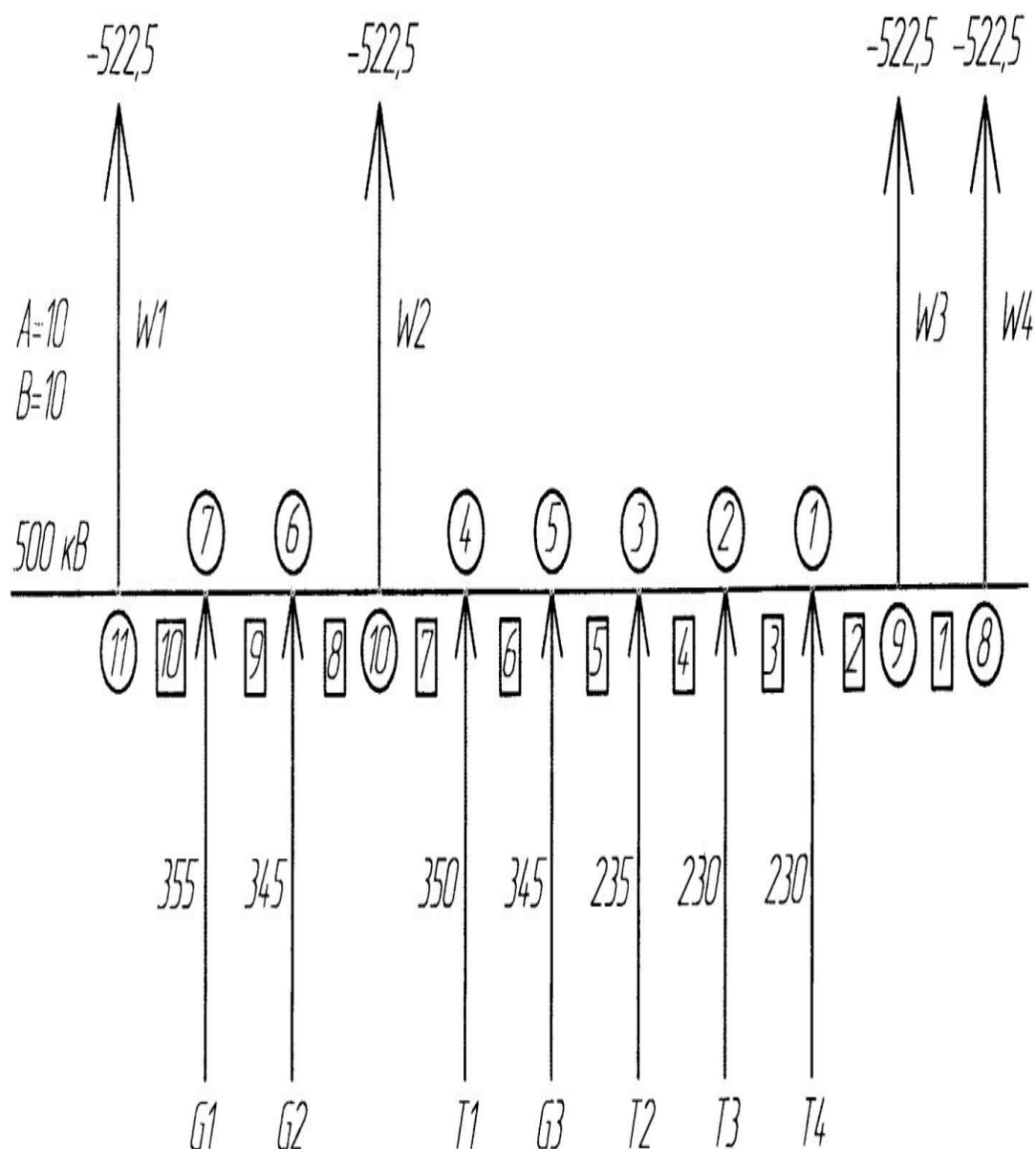


Рисунок 10 - Схема замещения для выбора сборных шин 500 кВ
Для ОРУ 500 Кв выбираем провод АС-300/39.

2.2 Улучшение системы возбуждения генераторов

Электрические станции, магистральные и распределительные сети, образующие электроэнергетические системы Единой энергосистемы РФ (ЕЭС РФ), связаны единством режимов работы, непрерывностью и сбалансированностью в каждый момент времени производства и потребления электроэнергии. Устойчивое и надежное функционирование электроэнергетических систем и ЕЭС РФ в целом возможно только при автоматическом управлении, осуществляемом

комплексом автоматических устройств и систем. Автоматическое управление процессом производства и распределения электроэнергии предполагает прежде всего автоматическое регулирование напряжения и частоты и связанных с ними реактивной и активной мощностей синхронных генераторов (реактивной мощности синхронных компенсаторов).

Опыт эксплуатации энергетических систем показывает, что с точки зрения устойчивой работы энергосистемы быстродействующее регулирование частоты вращения и особенно напряжения имеет исключительно важное значение. Экономический эффект от внедрения автоматического регулирования в энергосистемах не поддается простому подсчету, но он чрезвычайно велик. Аварии с нарушением устойчивости энергетических систем в современных условиях приносят колоссальный материальный ущерб. При оснащении энергосистем устройствами автоматического регулирования такие аварии становятся маловероятными.

Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия полупроводникового типа (АРВ СДП) применяются для повышения устойчивости параллельной работы гидрогенераторов электростанций, связанных с энергосистемой протяженными и сильно загруженными линиями электропередачи. На Жигулевской ГЭС в 1959 году была введена в эксплуатацию опытная система регулирования сильного действия, которая была отмечена госпремией по науке. На данный момент произошло существенное изменение конструкции сети 500 кВ вследствие появления большого числа дополнительных индуктивностей на всем участке электропередачи. Именно поэтому проблема регулирования напряжения значительно возросла. В результате проведенного анализа существующих схем АРВ СДП мною был выбран наиболее современный и надежный АРВ СДП типа AVR-3МТК, который входит в состав системы возбуждения генераторов типа СТС-М-420-2100-2,5. Основные технические параметры данного регулятора приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Технические данные регулятора AVR-3МТК

Цепи питания Номинальное напряжение, постоянное, V Допустимый диапазон изменения напряжения, V Потребляемая мощность регулятора AVR-3МТК, W, не более Потребляемая мощность блока DI48, W, не более Потребляемая мощность блока D032. W, не более Испытательное напряжение вход/выход, V	24 от 18 до 36 20 3 3 1500
Цепи измерения напряжения генератора Номинальное линейное напряжение, V Номинальная частота,Hz Потребляемая мощность на фазу, W, не более	3x100,3x110, 3x115,3x120 50, 60 2
Цепи измерения напряжения сети Номинальное линейное напряжение, V Потребляемая мощность. W, не более	100,110, 115,120 2
Цепи измерения тока возбуждения Номинальный ток, A Потребляемая мощность, W, не более	5 0,2
Цепи измерения напряжения синхронизации Номинальное линейное напряжение, V Допустимый диапазон изменения напряжения, V Допустимый диапазон изменения частоты, Hz Потребляемая мощность на фазу, W, не более	3x380 От 20 до 495 от 25 до 125 3
Испытательное напряжение измерительных цепей, V	2500
Максимальные значения коэффициентов регулирования: По каналу отклонения напряжения в диапазоне частот электрохимических колебаний,puUf/pug По каналу изменения частоты,puUf/Hz По каналу производной частоты, puUf/Hz/s По каналу производной напряжения,pnUf/puUg/s По каналу производной тока ротора,puUf/puIf/s	50 30 10 20 10
Диапазон изменения установки напряжения генератора, ри	0,8...1,1
Точность поддержания напряжения генератора относительно заданной статической характеристики при автоматическом управлении. %	0,5
Точность поддержания тока возбуждения при ручном управлении, %	1
Точность поддержания параметров в режимах ограничения, %	2
Быстродействие (время достижения минимального угла управления ТП при форсировке, вызванной снижением напряжения генератора), s	0,02

Регулятор совместно с быстродействующей системой тиристорного самовозбуждения выполняет большое число разнообразных функций, которые условно делят на четыре группы: системные, технологические, защитные, самоконтроль и диагностика:

1. Программное начальное возбуждение генератора;
2. Холостой ход агрегата;
3. Подгонку напряжения генератора - U_g к напряжению сети $-U_c$ с точностью $\pm 0,5 \%$ и включение генератора в сеть методом точной синхронизации;
4. Поддержание уровня напряжения генератора U_g в соответствии с заданной установкой и статической характеристикой при работе агрегата в энергосистеме;
5. Работу генератора в энергосистеме при отклонении параметров от номинальных значений - $\pm 7,5 \%$ по напряжению, $\pm 3 \%$ по частоте - в диапазоне от холостого хода до поминальной нагрузки, а также с допустимыми перегрузками;
6. Форсировку возбуждения с заданной кратностью по напряжению 2,5 и по току 2,0 при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения па шинах станции;
7. Ограничение перегрузки генератора по току ротора (статора) с выдержкой времени, зависящей от величины перегрузки;
8. Развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих повышение напряжения па шипах станции;
9. Гашение поля при действии защит переводом преобразователя в инверторный режим с отключением устройства гашения поля;
10. Разгрузку генератора по реактивной мощности близкой к нулю при останове генератора;
11. Оперативное или автоматическое отключение от сети, в том числе под действием защит.

Основным назначением регулятора AVR-3МТК является поддержание напряжения па шипах электростанции в соответствии с заданной точностью и

статизмом по реактивному току статора, обеспечение устойчивости работы генератора на холостом ходу и в сети во всем диапазоне нагрузок; в регуляторе системы для этого принят пропорционально интегрально дифференциальный ПИД - закон регулирования напряжения. Такой закон регулирования позволяет обеспечить в установившемся режиме высокую точность поддержания неизменного напряжения, равного заданной установке, в заданной точке регулирования (астатическое регулирование) и устойчивость генератора при изменениях нагрузки. Для повышения пределов статической и динамической устойчивости, улучшения демпфирования послеаварийных качаний, в регуляторе формируется стабилизирующее воздействие по производной и изменению частоты напряжения, а для стабилизации внутреннего движения применяется особенно эффективная в режиме недовозбуждения обратная связь по производные тока ротора генератора. При работе генератора на холостом ходу применяется пропорционально - интегральный - ПИ - закон регулирования напряжения.

Автоматический регулятор возбуждения обеспечивает выполнение всех функций системы от подачи начального возбуждения, подгонки напряжения генератора к напряжению сети при синхронизации до работы в сети и разгрузки при отключении генератора, а также перевод управления СТС с одного канала управления на другой по команде оператора или при неисправности основного канала.

АРВ реализует управление тиристорными преобразователями ГПСТС, то есть выполняет формирование импульсов управления, синхронизацию этих импульсов с напряжением питания тиристорных преобразователей, ограничение диапазона изменения угла управления минимальным и максимальным значениями, формирование фазы управляющих импульсов и их заданной длительности в зависимости от тока ротора.

Математическая модель автоматического регулятора возбуждения AVR-ЗМТК предназначена для анализа качества регулирования синхронных генераторов, оснащенных современными системами возбуждения с регуляторами АРВ-СДП, и определения запасов устойчивости при их параллельной работе.

Исходя из этого ряд блоков и каналов, не оказывающих влияния на устойчивость, исключен из рассмотрения.

Модель представляет собой совокупность передаточных функций узлов и блоков, отражающих динамические свойства регулятора в диапазоне частот колебаний от 0.2 до 5.0 Гц. Физическими входами АРВ являются периодические сигналы измерительных трансформаторов тока и напряжения, пропорциональные напряжению U_Σ и току I_Σ статора, току ротора I_f и суммарному току группы генераторов I_Σ . Измерительные преобразователи формируют на основе входной информации сигналы, которые для малых отклонений можно интерпретировать как изменение напряжения ΔU_Σ , частоты напряжения Δf_u , реактивных составляющих тока статора ΔI_{R_Σ} и группы генераторов ΔI_{R_Σ} , тока ΔI_f и напряжения ΔU_f ротора.

Для изменения напряжения ΔU_Σ поступающего на вход блока напряжения (БН) пришлось адаптировать передаточную функцию

$$W_{БН}(p) = \frac{1}{1 + pT} \frac{K}{1 + 0,011p} + pTW_{сф}(p) \frac{B}{B}, \quad (62)$$

Где

$$W_{сф}(p) = \frac{1}{0,06p} \left(1 - \frac{1}{2}e^{-0,01p} - \frac{1}{2}e^{-0,03p} \right) \cdot \left(1 - \frac{1}{2}e^{-0,0067p} + \frac{1}{2}e^{-0,0133p} \right). \quad (63)$$

Статический коэффициент передачи измерительного преобразователя равен: $K_{БН} = 20 \frac{B}{e.н.}$

На два других входа БП поступают выходные сигналы БРТ-1 и БРТ-2, пропорциональные изменениям реактивных токов генератора ΔU_{R_Σ} и группы генераторов ΔI_{R_Σ} соответственно. Передаточные функции БРТ-1 и БРТ-2 равны:

$$W_{БРТ-1} p = W_{БРТ-2} p = 0,5 e^{-0,005p} + e^{-0,015p} \frac{B}{B}. \quad (64)$$

Величины коэффициентов передачи БРТ-1 и БРТ-2 зависят от положения переключателей. Эти коэффициенты изменяются равными долями от нуля до максимальных значений, соответствующих 10 делениям шкал переключателей:

$$K_{БРТ-1 \max} = \pm 6,2 \frac{B}{e. m.}, K_{БРТ-2 \max} = \pm 6,2 \frac{B}{e. m.}. \quad (65)$$

Знак $K_{БРТ-1}$ зависит от положения накладки переключения режимов работы блока. Положительный знак соответствует режиму токовой стабилизации, отрицательный - токовой компенсации.

Передаточная функция дифференциатора канала напряжения

$$W_{ДН} p = \frac{0,03p}{1 + 0,03p^2} \frac{B}{B} / c. \quad (66)$$

Передаточная функция блока частоты

$$W_{БЧЗ} p = \frac{0,536pe^{-0,005p}}{1 + 0,037p \quad 1 + 2,244p \quad 1 + 0,0047p} \frac{B}{rad} / c. \quad (67)$$

Передаточная функция дифференциатора канала частоты

$$W_{ДЧ} p = \frac{0,4p}{1 + 0,02p \quad 1 + 0,2p} \frac{B}{B} / c. \quad (68)$$

Передаточная функция канала регулирования по производной тока ротора

$$W_{БТ} p = \frac{0,282p}{1 + 0,012p \quad 1 + 0,024p \quad 1 + 0,094p} \frac{B}{e. m. p. / c}. \quad (69)$$

Передаточная функция канала жесткой обратной связи

$$W_{ЖОС} p = \frac{0,313 \quad 1 + 0,033p}{1 + 0,0044p \quad 1 + 2 \cdot 10^{-3}p} \frac{B}{e. в.}. \quad (70)$$

Сигналы отклонения и производной напряжения, отклонения и производной частоты напряжения и производной тока ротора суммируются в блоке усиления, имеющем передаточную функцию

$$W_{БУ} p = \frac{K_{БУ}}{1 + 0,002p} \frac{B}{1 + 0,005p} \cdot \frac{B}{B} . \quad (70)$$

Коэффициент усиления блока усиления равен: $K_{БУ} = 50$ В/В. В результате па выходе АРВ формируется сигнал:

$$\begin{aligned} \Delta U_{АРВ} = & W_{БУ} p \cdot W_{БН} p \cdot K_{БН} \Delta U_{\Gamma} + K_{БРТ-1} \Delta I_{R\Gamma} + K_{БРТ-2} \Delta I_{R\Sigma} \times \\ & \times K_U + K_{1U} W_{ДН} p + K_{1if} W_{БТ} p \Delta I_f - W_{БЧЗ} p K_{0f} + K_{1f} W_{ДЧ} p \Delta \omega_U + \\ & + W_{ЖОС} p \Delta U_{\Gamma} B \end{aligned} \quad (71)$$

Весовые коэффициенты $K_{1u}, K_{0f}, K_{1f}, K_{1if}$ в котором имеют размерность [В/В]. Они линейно зависят от переключателей коэффициентов усиления каналов регулирования.

При пользовании моделью следует обратить внимание на то, что все уравнения записаны в именованных единицах и отражают промежуточные переменные постоянными напряжениями в определенном масштабе. Кроме того, уравнение 72 учитывает тот факт, что отечественные системы возбуждения традиционно проектируются таким образом, что отрицательное отклонение $U_{АРВ}$ вызывает увеличение напряжения ротора.

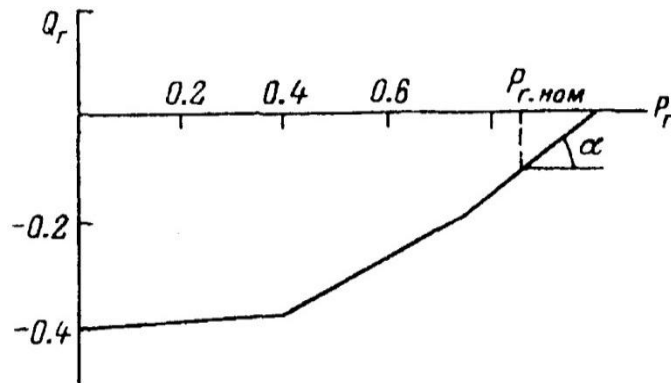


Рисунок 11 - Граница вступления в работу капаля ограничения минимального возбуждения.

В режимах недовозбуждения необходим учет действия ограничителя минимального возбуждения (ОМВ), который осуществляет ограничение минимальной величины реактивного тока в зависимости от текущего значения активной составляющей тока генератора. В ОМВ имеется датчик активного тока статора с передаточной функцией

$$W_{\text{ДАТ}} p = \frac{10 \operatorname{tg} \alpha}{1 + 1,85p} \frac{B}{\text{е. т.}}, \quad (73)$$

где α — угол наклона границы ограничения относительно оси активной мощности. На рисунке 12 приведен пример определения этого угла для режима работы генератора при номинальной активной мощности.

Сигнал реактивного тока поступает на вход ОМВ через фильтр, расположенный в БРТ-1 с передаточной функцией

$$W_{\text{ДАТ}} p = \frac{1}{1 + 0,047p} \frac{B}{B}, \quad (74)$$

Выходной каскад ОМВ реализует пропорционально-интегральный закон регулирования

$$W_{\text{ОМВ}} p = 30 \frac{1 + 1,122p}{1 + 7,722p} \frac{B}{B}, \quad (75)$$

В итоге для учета работы ОМВ уравнение 72 должно быть дополнено слагаемым

$$U_{\text{ОМВ}} = W_{\text{ОМВ}} p \frac{KK_{\text{ОМВ}}}{1 + pT} \frac{1}{1 + 0,011p} W_{\text{ДАТ}} p \Delta I_a + \\ + W_{\text{БРТ-1}} p W_{\Phi} p \Delta I_{RT} B, \quad (76)$$

где K , T определяются в соответствии с положением переключателя

$K_{Ou}; K_{OMB}$ - коэффициент, линейно зависящий от положения переключателя на лицевой панели блока ОМВ.

Для оценочных расчетов устойчивости математическая модель регулятора AVR-3МТК может быть значительно упрощена. Известно, что частота собственных электромеханических колебаний ротора большинства синхронных генераторов, работающих в энергосистеме, лежит в пределах от 0.8 до 1.1 Гц. Для данного диапазона частот уравнение регулятора запишется в виде:

$$\Delta U_{APB} \text{ В} = 130 \left(1 + 0,231 \frac{\Delta U_{\Gamma}}{1 + 0,137p} K_{1f} \Delta I_f - 23,89 K_f \Delta I_U \right). \quad (77)$$

При этом предполагается, что коэффициенты K_{1u} и K_{1if} по-прежнему имеют размерность [В/В], $K_f[\text{В/В}] = K[\text{В/В}]$, а переключатели коэффициентов стабилизации по отклонению и производной частоты находятся в одинаковом положении, т. е. имеют одинаковое количество делений соответствующих шкал.

Корректность упрощения подтверждается частотными характеристиками каналов регулирования. Передаточные функции канала напряжения по полной и упрощенной моделям следующие:

$$W_{KH}^n(p) = W_{BY}(p) K_{BH} K_{OU} + K_{1U} W_{DH}(p). \quad (78)$$

Передаточные функции канала стабилизации «по частоте» соответственно равны:

$$W_{KH}^n(p) = W_{BY}(p) W_{BCH}(p) K_{0f} + K_{1f} W_{DCH}(p). \quad (79)$$

где $K_f = K_{0f} = K_{1f}$.

Для канала стабилизации по производные тока ротора:

$$W_{\text{ктр}}^n p = W_{\text{бу}} p K_{1f} W_{\text{бу}(p)} p . \quad (80)$$

Сравнение частотных характеристик, показывает, что замена полных уравнений математической модели упрощенными для диапазона частот 0.8 1.1 Гц приводит к погрешности не более чем 2 дБ по амплитуде и 20° по фазе, что вполне допустимо при оценочных расчетах низкочастотных границ устойчивости. Оценка высокочастотных границ устойчивости по упрощенным уравнениям приводит к большой ошибке, поэтому ими нельзя пользоваться для этих целей.

Гели выразить коэффициенты усиления в именованных единицах (K_{0u} [е.в.н./е.н.], K_{1f} [е.н.п./с], K_{1if} [е.т.в./с], K_f [е.в.н./Гц]), учесть все знаки в тракте регулирования и коэффициент усиления возбудителя, то обобщенное упрощенное уравнение регулирования запишется в виде

$$\Delta U_f \text{ е. в. н. } = K_{0U} + p K_{1U} \Delta U \text{ е. н. } - \\ - \frac{p}{1 + 0,137p} K_{1if} \Delta I_f \text{ е. в. н. } + 2K_f \Delta f_U \text{ Гц} . \quad (81)$$

В заключении хотелось отметить, что надежная и устойчивая работа генерирующего оборудования в значительной степени зависит от правильного выбора системы автоматического регулирования возбуждения. В то время, когда в системе имеются резкопеременные нагрузки, приводящие к значительным колебаниям напряжения АРВ является практически единственным способом сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, поддержания стабильного уровня напряжения па шинах электрических станций, работающих па дальние линии электропередачи. Именно поэтому основная роль в обеспечении статической и динамической устойчивости принадлежит автоматическим регуляторам возбуждения.

3 Анализ перспектив развития сетей 500 кВ ОЭС Средней Волги

3.1 Краткий анализ существующего баланса мощности и электроэнергии ОЭС Средней Волги

По состоянию на 01.01.2016 в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Средней Волги входят девять региональных энергосистем: энергосистемы Нижегородской, Пензенской, Самарской, Саратовской и Ульяновской областей, энергосистемы Республик Марий Эл, Мордовии и Татарстана и энергосистема Чувашской Республики.

Собственный максимум нагрузки ОЭС Средней Волги в 2015 году составил 17 960 МВт, что на 1 115 МВт выше максимума потребления 2014 года.

Потребление электрической энергии ОЭС Средней Волги в 2014 году составило 108,5 млрд.кВт.ч, что на 0,5 % выше потребления 2013 года.

Изменение максимума нагрузки и потребления ОЭС Средней Волги за 2010-2012 г.г. представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Изменение максимума нагрузки и потребления ОЭС Средней Волги за 2013-2015 г.г.

Наименование показателя	Единицы измерения	2013 год	2014 год	2015 год
Потребление эл. энергии	млрд.кВт.ч	105,0	108,0	108,5
Собственный максимум	МВт	16791	16844	17960

Общая установленная мощность электростанций ОЭС Средней Волги на начало 2013 года составила 25951,3 МВт. Структура установленной мощности электростанций ОЭС Средней Волги на 01.01.2016 приведена в таблице 24.

Таблица 24 - Структура установленной мощности электростанций ОЭС Средней Волги на 01.01.2016г.

Энергообъединение	Всего, МВт	АЭС		ГЭС		ТЭС*	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ОЭС Средней Волги	25951,3	4072	15,7	6796	26,2	15083,3	58,1

*Здесь и далее включая электростанции промышленных предприятий.

Баланс электрической энергии ОЭС Средней Волги за 2013-2015 г.г. приведен в таблице 31, баланс мощности ОЭС Средней Волги на час зимнего максимума потребления за 2013-2015 г.г. приведен в таблице 25.

Таблица 25 - Баланс электрической энергии ОЭС Средней Волги за 2013-2015 г.

Показатель	2013 год, млрд.кВт.ч	2014 год, млрд.кВт.ч	2015 год, млрд.кВт.ч
Выработка электроэнергии, всего	109,5	110,3	110,0
АЭС	31,7	32,4	31,7
ГЭС	19,8	19,6	21,6
ГЭС	57,9	58,3	56,8
Электропотребление	105,0	108,0	108,5
Сальдо перетоков электро- энергии*	-4,5	-2,3	-1,5

* «+» прием, «-» выдача.

Таблица 26 - Баланс мощности ОЭС Средней Волги на час зимнего максимума потребления за 2013-2015 г.г.

Показатель	2013 год, МВт	2014 год, МВт	2015 год, МВт
Располагаемая мощность	23703	23699,5	24127,2

Продолжение таблицы 26

Рабочая мощность	21261	20588,4	23043,7
Покрытие максимума нагрузки	17603	16448,3	18316,4
Максимум потребления	16791	16844	17960
Избыток	812	-395,7	356,4

Самарская область, расположена в Европейской части России, входит в состав Приволжского Федерального округа. Это один из наиболее экономически развитых регионов РФ, который характеризуется индустриальной направленностью хозяйства с высокой долей обрабатывающих производств.

Энергосистема Самарской области входит в состав ОЭС Средней Волги и имеет электрические связи с Оренбургской энергосистемой ОЭС Урала; ЕЭС Казахстана; Ульяновской, Саратовской энергосистемами и энергосистемой РДУ Татарстана ОЭС Средней Волги.

Основная электрическая сеть энергосистемы Самарской области сформирована с использованием системы номинальных напряжений 110, 220, 500 кВ. На территории Самарской области расположены следующие объекты 500 кВ: ПС 500 кВ Куйбышевская, ПС 500 кВ Красноармейская, ПС 500 кВ Азот и Жигулевская ЕЭС.

На территории Самарской области осуществляют деятельность - следующие основные субъекты электроэнергетики: «Волжская ТЕК», Филиал ПАО «РусГидро» «Жигулевская ГЭС», четыре производственных отделения Филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские РС», филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Самарское 11МЭС, а также 86 сетевых организаций.

Собственный максимум нагрузки энергосистемы Самарской области в 2015 году составил 3812 МВт, что на 113 МВт выше максимума потребления 2013 года.

Потребление электрической энергии ОЭС Средней Волги в 2015 году составило 24013 млн.кВт.ч, что на 0,2 % ниже потребления 2014 года.

Изменение максимума нагрузки и потребления энергосистемы Самарской области за 2013-2015 г.г. представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Изменение максимума нагрузки и потребления энергосистемы Самарской области за 2013-2015 г.г.

Наименование показателя	Единицы измерения	2013 год	2014 год	2015 год
Потребление эл. энергии	млн.кВт.ч	23439	24066	24013
Собственный максимум	МВт	3646	3699	3812

Установленная мощность электростанций Самарской области на 01.01.2016 г. составляет 5639,3 включая установленную мощность Филиала ПАО «РусГидро» Жигулевская ЕЭС 2341 МВт.

Таблица 28 - Баланс мощности энергосистемы Самарской области на час зимнего максимума потребления за 2013-2015 г.г.

Показатель	2013 год, МВт	2014 год, МВт	2015 год, МВт
Располагаемая мощность	5250,5	5257	5417
Рабочая мощность	4654	5092	5083,5
Покрытие максимума нагрузки	3057	3257	4117
Максимум потребления	3646	3699	3812
Избыток	-589	-442	305

3.2 Основные показатели ОЭС Средней Волги в период до 2023 года

Основные показатели развития электроэнергетики ОЭС Средней Волги на год модернизации каждого гидроагрегата и на перспективу 5 лет после модернизации последнего гидроагрегата (2023 год) разработаны на основе Схемы и программы развития ЕЭС (ЕНЭС) на 2012-2018 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 13.08.2012 № 387.

Темпы роста спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируются ниже средних по ЕЭС России. Основная часть прироста электропотребления формируется в энергосистемах Республики Татарстан, Саратовской, Нижегородской и Самарской областях. Наиболее крупные проекты, которые могут оказать существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Средней Волги, будут осуществляться в металлургическом и химическом производствах: строительство электросталеплавильного завода ЗАО «ТатСталь» в Республике Татарстан, строительство малого металлургического завода мощностью 1 млн. тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра в Саратовской области (ЗАО «Северсталь Сортовой завод Балаково»), строительство интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида на базе ООО «Менделеевск азот» Республика Татарстан), строительство производства поливинилхлорида в г. Кстово (Нижегородская область).

Прогноз максимума электрической нагрузки ОЭС Средней Волги на 2013-2018 и 2023 годы представлен в таблице 29, энергосистемы Самарской области в таблице 30.

Таблица 29 - Прогноз максимума электрической нагрузки ОЭС Средней Волги и на 2012-2018 и 2023 г.

Показатель	Год							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023

Продолжение таблицы 29

ОЭС Средней Волги								
Максимум ОЭС совмещенный с КЭС России, МВт	17366	17780	18088	18455	18813	19144	19436	21375
Собственный максимум ОЭС, МВт	17960	17983	18294	18665	19028	19332	19658	21591
Покрытие (установленная мощность), МВт	25951,3	26321,8	26782,8	26300,3	26056,3	26103,8	26118,8	28628,8
В том числе								
АЭС	4072	4072	4072	4072	4072	4072	4072	6582
ГЭС	6796	6835	6856	6890,5	6941,5	6989	7004	7004
ТЭС	15083,3	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8	15042,8

Таблица 30 - Прогноз максимума электрической нагрузки энергосистемы Самарской области на 2012-2019 и 2023 г.

Показатель	Год							
	2012	2013	2014	2016	2017	2018	2019	2023
Энергосистема Самарской области								

Продолжение таблицы 30

Потребность (собственный максимум), МВт	3732	3929	3997	4067	4135	4206	4279	4678
Покрытие (установленная мощность), МВт	5639,3	5945,2	5966,2	5588,7	5395,7	5427,2	5427,2	5427,2
В том числе								
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	2341	2362	2383	2414,5	2456,5	2488	2488	2488
ТЭС	3298,3	3583,2	3583,2	3174,2	2939,2	2939,2	2939,2	2939,2

Наиболее значимые вводы электросетевых объектов до 2023 года по ОЭС Средней Волги:

- ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС Нижегородская для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород;

- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Ключики 2 цепь и ВЛ 500 кВ Ключики - Пенза-2 для выдачи избытков мощности Балаково- Саратовского энергоузла и Повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла;

- ПС 500 кВ Елабуга - для внешнего электроснабжения потребителей свободной экономической зоны «Алабуга» и промышленных потребителей г. Нижнекамск;

- ПС 500 кВ Радуга-2 для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле;

- ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары Удмуртская - для повышения надежности внешнего электроснабжения и обеспечения возможности присоединения новых потребителей Казанского энергоузла;

- ВЛ 500 кВ Красноармейская - Газовая для увеличения пропускной способности межсистемного сечения Запад-Урал;

- ВЛ 500 кВ Помары Удмуртская для увеличения пропускной способности межсистемного сечения Запад-Урал;

- ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская - для увеличения пропускной способности межсистемного сечения Средняя Волга - Юг, Центр.

Наиболее значимые вводы электросетевых объектов до 2023 года по Самарской области:

- АТ 500/220 кВ 3×267 МВА ПС 500 кВ Красноармейская - для повышения надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы;

- заходы ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Куйбышевская №1 и ВЛ 220 кВ Орловская - Томыловская на ПС 500 кВ Красноармейская для повышения надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы;

- ВЛ 220 кВ Красноармейская - Новокуйбышевская - для повышения надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы;

- ликвидация тройника на ВЛ 220 кВ Кинельская - Уральская (выполнение заходов на ПС 220 кВ Южная) для повышения надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы;

- ВЛ 220 кВ Куйбышевская - Бузулукская вторая цепь - для повышения надежности электроснабжения потребителей Бузулукского района Оренбургской области.

3.3 Характеристика загрузки прилегающей сети в зоне расположения Жигулевской ГЭС

Анализа оценки загрузки электрической сети в зоне расположения Жигулевской ГЭС основывался на отчетных режимах зимних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок (за дни контрольных замеров) 2015 года.

Выдача мощности электростанции по состоянию на 2015 год не имеет схемно-режимных ограничений по сети 500 кВ.

Для обеспечения требуемых параметров режима прилегающей сети 220 кВ, а также предотвращения превышения допустимой токовой загрузки кабелей 220 кВ на автотрансформаторных группах 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ на стороне среднего напряжения установлена автоматика ограничения перегрузки оборудования. Автоматика действует на отключение выключателей на стороне 500 кВ 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ и выделение 15-20 ГГ на работу на шины 220 кВ.

Для обеспечения требуемых параметров режима прилегающей сети 110 кВ, а также предотвращения превышения допустимой токовой загрузки ВЛ 110 кВ Жигулевская-1, Жигулевская-2 установлена автоматика ограничения перегрузки оборудования. Автоматика при работе на шины 110 кВ 1ТГ действует на отключение выключателя 220 кВ 1ТГ или ГГ1 или ГГ2 при одновременной работе двух гидрогенераторов, а при работе на шины 110 кВ 4ТГ автоматика действует на отключение выключателей 500 кВ 4ТГ или отключение двух гидрогенераторов при работе трех из числа ГГ 9,10,11, или много при работе двух из числа ГГ 9,10,11. 4ТГ нормально отключен по стороне 110 кВ и ГГ9-11 работают на шины 500 кВ электростанции. Включение выключателя по стороне 110 кВ производится при выводе в ремонт 1ТГ или от АВР при его аварийном отключении.

Согласно данным отчетных режимов зимних максимальных нагрузок 18⁰⁰, 19 декабря 2012года) и летних минимальных нагрузок (4⁰⁰ 20 июня 2012 года) токовые нагрузки элементов прилегающей сечи 110-500 кВ и уровни напряжений находились в пределах длительно допустимых значений.

В отчетном режиме зимних максимальных нагрузок в работе находились все гидрогенераторы Жигулевской ГЭС за исключением 2Г, 4Г и 19Г. Величина генерации активной мощности Жигулевской ГЭС составляла 1700 МВт. Напряжение на шипах 500 кВ Жигулевской ГЭС составляло 509 кВ, на шинах 220 кВ 230÷232 кВ, на шинах 110 кВ - 114 кВ. В отчетном режиме летних минимальных нагрузок в работе находились все гидрогенераторы Жигулевской ГЭС за исключением 2Г, 4Г и 13Г. Величина генерации активной мощности Жигулевской ГЭС составляла 1580 МВт. Напряжение на шипах 500 кВ Жигулевской ГЭС составляло 505 кВ, на шинах 220 кВ - 228÷231 кВ, на шинах 110 кВ - 114 кВ.

3.4 Расчет электрических режимов и статической устойчивости

На основании прогнозных балансов мощности ОЭС Средней Волги на год ввода последнего модернизированного гидроагрегата Жигулевской ГЭС (2018 г.) и на перспективу 5 лет (2023 г.) с целью проведения расчетов сформированы расчетные схемы для расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в зоне размещения Жигулевской ГЭС.

При формировании расчетных схем учтены реконструкция существующих и ввода/выводы электросетевых объектов, объектов генерации, динамика изменения электрических нагрузок Самарской энергосистемы и ОЭС Средней Волги.

2018 год:

1. Увеличение установленной мощности гидроагрегатов Жигулевской ГЭС (суммарно на 147 МВт):

- г/а ст.№2 (1-й энергоблок) +10,5 МВт, (2013 г.);
- г/а ст.№4 (2-й энергоблок) +10,5 МВт, (2013 г.);
- г/а ст.№ 19 (8-й энергоблок) +10,5 МВт, (2014 г.);
- г/а ст.№ 1 (1-й энергоблок) +10,5 МВт, (2014 г.);
- г/а ст.№18 (7-й энергоблок) +10,5 МВт, (2015 г.);

- г/а ст.№ 12 (5-й энергоблок) +10,5 МВт, (2015 г.);
- г/а ст.№ 11 (4-й энергоблок) +10,5 МВт, (2016 г.);
- г/а ст.№ 17 (7-й энергоблок) +10,5 МВт, (2016 г.);
- г/а ст.№ 14 (5-й энергоблок) +10,5 МВт, (2016 г.);
- г/а ст.№ 13 (5-й энергоблок) +10,5 МВт, (2017 г.);
- г/а ст.№16 (6-й энергоблок) +10,5 МВт, (2017 г.);
- г/а ст.№20 (8-й энергоблок) +10,5 МВт, (2017 г.);
- г/а ст.№7 (3-й энергоблок) +10,5 МВт, (2018 г.);
- г/а ст.№8 (3-й энергоблок) +10,5 МВт, (2018 г.).

2. Реконструкция ОРУ 500 кВ Жигулевской 1 ЭС с переносом секционных выключателей 500 кВ для выравнивания количества присоединений 1 и 2 секции 500 кВ;

3. Замена маслонаполненных кабельных линий 220 кВ 1 ТГ, 7 ТГ и 8 ТГ Жигулевской ГЭС (после замены, допустимая токовая нагрузка кабельных линий увеличиться до 1200 А);

4. Замена автотрансформаторов 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ Жигулевской ГЭС на автотрансформаторы АОДЦТ 160000/500/220-У1;

5. Замена автотрансформатора 4ТГ Жигулевской ГЭС на автотрансформатор АОДЦТ - 160000/500/110-У1;

6. Ввод второй цепи ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Ключики;

7. Ввод ВЛ 500 кВ Ключики Пенза-2;

8. Выполнение заходов ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Куйбышевская № 1 на ПС 500 кВ Красноармейская с образованием двух ВЛ 500 кВ: ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС Красноармейская № 1 и ВЛ 500 кВ Красноармейская Куйбышевская № 2;

9. Выполнение заходов ВЛ 500 кВ Нижнекамская ГЭС - Удмуртская на ПС 500 кВ Елабуга с образованием двух ВЛ 500 кВ: ВЛ 500 кВ Нижнекамская ГЭС Елабуга и ВЛ 500 кВ Удмуртская Елабуга;

10. Ввод ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС Нижегородская;

11. Ввод ВЛ 500 кВ Помары - Казань;

12. Ввод ВЛ 500 кВ Казань - Удмуртская;
13. Ввод ВЛ 500 кВ Красноармейская Газовая;
14. Ввод ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская;
15. Выполнение заходов одной цепи ВЛ 500 кВ Владимирская - Радуга на ПС 500 кВ Баташево с образованием двух ВЛ 500 кВ: ВЛ 500 кВ Владимирская - Баташево № 1 и ВЛ 500 кВ Радуга - Баташево;
16. Ввод ВЛ 500 кВ Владимирская - Баташево № 2;
17. Ввод ПС 500 кВ Баташево и 3× АТ 500/110 250 МВА;
18. Ввод второго АТ 500/220 801 МВА ПС 500 кВ Красноармейская;
19. Ввод второго АТ 500/220 501 МВА ПС 500 кВ Пенза-2;
20. Ввод АТ-6 250 МВА ПС 500 кВ Радуга;
21. Реконструкция ПС 500 кВ Куйбышевская;
22. Реконструкция ПС 500 кВ Арзамасская;
23. Ввод 3 цепи ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Центральная;
24. Ввод в торой цепи ВЛ 220 кВ Курдюм - Саратовская;
25. Ввод второй цепи ВЛ 220 кВ Пенза-1 - Пенза-2;
25. Ввод ВЛ 220 кВ Красноармейская - Новокуйбышевская;
25. Разрезание ВЛ 220 кВ Орловская - Томыловская и достройка участков с образованием двух ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Красноармейская - Орловская и ВЛ 220 кВ Томыловская - Новокуйбышевская;
28. Ликвидация тройника ВЛ 220 кВ Кинель - Уральская с отпайкой на ПС Южная с образованием двух ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Уральская - Южная и ВЛ 220 кВ Кинельская - Южная;
29. Ввод второй цепи ВЛ 220 кВ Бузулукская Куйбышевская.

2023 год:

1. Замена автотрансформатора 1ТГ Жигулевской ГЭС на автотрансформатор АОРДЦТ - 125000/220/110-У1;
2. Замена трансформаторов 2ТГ, 3ТГ и 5 ТГ Жигулевской ГЭС на трансформаторы ОРДЦ 160000/500-У-1;

3. Ввод в работу Нижегородской АЭС, мощностью 2300 МВт;
4. Ввод ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС Нижегородская;
5. Ввод ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС Баташево 1,2 цепь;
6. Ввод ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС - Радуга;
7. Ввод ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС Арзамасская.

В работе проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, режима наводка 2023 года.

Потребление ОЭС Средней Волги и энергосистемы Самарской области, принятое в расчетах указано в таблице 31.

Таблица 31 - Потребление ОЭС Средней Волги и энергосистемы Самарской области, учитываемое при расчетах, МВт

Период года	ОЭС Средней Волги		Энергосистема Самарской области	
	2018г.	2023 г.	2018г.	2023г.
Зимний максимум	19658	21591	4279	4678
Зимний минимум	14910	16385	3252	3555
Летний максимум	15059	16542	3269	3574
Летний минимум	10590	11632	2353	2573
Паводок, минимум	1 1035	12127	2477	2713

При выполнении расчетов учитывались следующие нормативные возмущения:

- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Южная (Северная);
- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Азот;
- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Куйбышевская;

- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС - Куйбышевская (в режимах минимальных нагрузок и паводка);

- аварийное отключение 1ТГ;

- аварийное отключение 6ТГ;

- аварийное отключение 8ТГ;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Сызранская-1;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Волжская-1;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Волжская-2;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ КС-1;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кировская-2;

- аварийное отключение 1,2 секции 220 кВ;

- аварийное отключение 3,4 секции 220 кВ;

- аварийное отключение ВЛ 110 кВ Жигулевская-1;

- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Южная при ремонте ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Северная;

- аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС - Куйбышевская при ремонте ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская (в режимах минимальных нагрузок и паводка);

- аварийное отключение 7 ТГ при ремонте 8 ТГ;

- аварийное отключение 6ТГ при ремонте 8ТГ;

- аварийное отключение 8ТГ при ремонте ВЛ 220 кВ Волжская-1;

- аварийное отключение 7ТГ при ремонте ВЛ 220 кВ Волжская-2;

- аварийное отключение 6ТГ при работе 8ТГ на шины 500 кВ;

- аварийное отключение 7ТГ при работе 8ТГ на шины 500 кВ;

- аварийное отключение 1 секции 1 СШ 500 кВ при ремонте 1 секции 2 СШ 500 кВ;

- аварийное отключение 2 секции 1 СШ 500 кВ при ремонте 2 секции 2 СШ 500 кВ;

- аварийное отключение ВЛ 110 кВ Жигулевская-2 при ремонте 1ТГ;

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кировская-2 при ремонте ВЛ 220 кВ Волжская-2.

Для соблюдения тематики диссертации мною будут представлены расчеты нормативных возмущений сети 500 кВ Жигулевской ГЭС. К представлению были выбраны варианты зимних минимальных и максимальных нагрузок, так как на данный период приходится максимум энергопотребления ОЭС Средней Волги и Энергосистемы Самарской области.

3.4.1 Режимы зимних максимальных нагрузок 2024 года

Нормальный режим зимних максимальных нагрузок 2023 года приведен на рисунке Л.12. Результаты расчетов установившихся режимов для нормальной и основных ремонтных схем с учетом нормативных возмущений в графическом виде приведены на рисунках А.1-А.8.

При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Южная при ремонте ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Северная происходит перегрузка по току стороны 220 кВ 6ТГ Жигулевской ГЭС на 6,1 % (рисунок А.9).

Перегрузка 6ТГ Жигулевской ГЭС ликвидируется выделением ГГ 15,16 на шины 220 кВ (рисунок Л.10).

В остальных рассмотренных послеаварийных режимах нарушений параметров электроэнергетического режима не выявлено. Токовые нагрузки элементов сети 500 кВ и уровни напряжений находятся в пределах длительно допустимых значений.

3.4.2 Режимы зимних минимальных нагрузок 2023 года

Нормальный режим зимних минимальных нагрузок 2023 года приведен на рисунке Л.20. Нормальный режим зимних минимальных нагрузок 2023 года при максимальной генерации Жигулевской ГЭС приведен на рисунке Л.21. При выполнении дальнейших расчетов за исходный принимался режим с максимальной загрузкой Жигулевской ГЭС. Результаты расчетов установившихся

режимов для нормальной и основных ремонтных схем с учетом нормативных возмущений в графическом виде приведены на рисунках А.10- А.14.

1. При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Азот происходит перегрузка по току ВЛ 220 кВ КС-1 на 5,8 %, ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа Азот на 6,1%, АТ-2 ПС Азот на 0,8% (рисунок А.13).

Снятие перегрузки всех сетевых элементов возможно при реализации одного из мероприятий:

- разгрузка Жигулевской ГЭС до 2100 МВ т (рисунок А.14);
- деление сети отключение АТ-2 ПС 500 кВ Азот и деление транзита 110 кВ Тольяттинская ТЭЦ Азот, при этом разгрузка Жигулевской ГЭС не требуется (рисунок А.15);
- снижение перетока в сечении СВУ-4 па 800 МВт, при этом разгрузка Жигулевской ГЭС не требуется (рисунок А.16).

2. При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС - Куйбышевская при ремонте ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская возникает перегрузка по току ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Азот на 15,2%, ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма на 24,7% (рисунок А.19).

Снятие перегрузки всех сетевых элементов в прилегающей сети возможно при реализации одного из мероприятий:

- разгрузка Жигулевской ГЭС до 1800 МВт (рисунок А.21) (при разгрузке до 1900 МВт сохраниться перегрузка по току ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма 3,4% (рисунок А.20);
- снижение перетока в сечении СВУ-4 па 800 МВт, при этом разгрузка Жигулевской ГЭС не требуется (рисунок А.22).

В остальных рассмотренных послеаварийных режимах нарушений параметров режима не выявлено. Токовые нагрузки элементов сети 500 кВ и уровни напряжений находятся в пределах длительно допустимых значений.

Так же в рамках выполненного исследования были произведены расчеты электроэнергетических режимов для следующих режимов работы:

- режимы летних максимальных нагрузок 2023 года;

- режимы летних минимальных нагрузок 2023 года;
- режимы паводка 2023 года.

Результаты расчетов в данной работе не представлены по причине ограниченности объема работы установленными требованиями. К представлению были выбраны варианты зимних минимальных и максимальных нагрузок, так как на данный период приходится максимум энергопотребления ОЭС Средней Волги и Энергосистемы Самарской области. Гак же следует отметить, что при расчетах и дальнейшем анализе исследования электроэнергетических режимов, не включенных в текст диссертации, серьезных нарушений параметров режима не выявлено.

3.4.3 Расчет статической устойчивости

Расчеты статической устойчивости должны быть выполнены в электрической сети, прилегающей к электростанции в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях (в том числе, в сечении выдачи мощности электростанции), па максимально допустимый переток в которых оказывает влияние состав и (или) режим работы генерирующего оборудования электростанции и состояние элементов схемы выдачи мощности электростанции.

В существующей схеме выдачи мощности Жигулевской ГЭС присоединения 110, 220, 500 кВ электрической станции не входят в состав контролируемых сечений, за исключением ВЛ 500 кВ Жигулевская - ГЭС - Вешкайма Северная и Южная. Указанные ВЛ входят в состав контролируемого сечения СВЦ-3 ОЭС Средней Волги. Однако величина генерации Жигулевской ГЭС не является ограничением в сечении, гак как перетоки активной мощности в нем обусловлены перетоками в сети 500 кВ ГЭС России между ОЭС Урала и ОЭС Центра.

Кроме того, по результатам расчетов установившихся режимов не выявлено случаев необходимости ввода новых контролируемых сечений, в том числе и сечения выдачи мощности электрической станции. Это обусловлено тем, что Жигулевская ГЭС выдает электрическую мощность одновременно на три

класса напряжения 110, 220, 500 кВ и имеет 17 элементов, участвующих в схеме выдачи мощности.

По итогам анализа состояния прилегающей сети и выполненных расчетов установившихся электрических режимов дополнительно проведение расчетов статической устойчивости не требуется.

3.4.4 Выводы

По итогам анализа полученных режимов можно сделать нижеследующие выводы о причинах возникновения отклонений параметров электроэнергетического режима от допустимых значений, а также способах их устранения.

1. В нормальных режимах (зимний минимум, летний минимум, паводок) при отключениях ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Азот выявлена возможность перегрузки по току в сети 220 кВ между Жигулевской ГЭС и ПС 500 кВ Азот. Однако указанная перегрузка не связана напрямую с величиной генерации Жигулевской ГЭС, а обусловлена транзитными перетоками мощности в шунтирующей сети.

Для решения данной проблемы в настоящее время предназначена автоматика, установленная на ПС 500 кВ Азот (нормально выведена). С учетом перспективных режимов целесообразно предусмотреть ее действие на отключение АТ-2 на ПС 500 кВ Азот и деление транзита 110 кВ Левобережная - Азот.

2. В ремонтных режимах ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская (зимний минимум, летний минимум, паводок) при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС - Куйбышевская выявлена возможность перегрузки по току ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Азот (до 20,8%), Азот -Бугульма (до 24,7%). Однако указанная перегрузка не связана напрямую с величиной генерации Жигулевской ГЭС, а обусловлена транзитными перетоками мощности в сети 500 кВ.

Для решения данной проблемы в настоящее время используется автоматика, установленная на Заинской ГРЭС, действие которой направлено на сни-

жение перетоков в сети 500 кВ ГЭС России между ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала.

3. В ремонтных режимах 2 секции 2 СШ 500 кВ (летний минимум) при аварийном отключении 2 секции 1 СШ 500 кВ выявлена возможность перегрузки по току ВЛ 220 кВ Волжская-1 (до 4,8%).

Для решения данной проблемы предлагается применение автоматики АОПО с действием па снижение генерации ГГ15,16 Жигулевской ГЭС.

4. В ремонтных режимах ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Северная (зимний максимум, летний максимум) при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС - Вешкайма Южная и наоборот выявлена возможность перегрузки по току стороны 220 кВ 6ТГ Жигулевской ГЭС (до 22,7%).

Для решения данной проблемы предлагается применение автоматики АОПО с действием па выделение ГГ15,16 на шины 220 кВ Жигулевской ГЭС.

5. В ремонтных режимах при работе 8ТГ Жигулевской ГЭС на шины 500 кВ (летний максимум, минимум) при аварийном отключении 6ТГ Жигулевской ГЭС выявлена возможность перегрузки по току стороны 220 кВ 7ТГ Жигулевской ГЭС (до 14,7%).

Для решения данной проблемы предлагается применение автоматики АОПО с действием на снижение генерации ГГ17,18 или на выделение ГГ17,18 на шины 220 кВ Жигулевской ГЭС.

Так как в процессе расчетов не было выявлено режимов, для ввода в допустимую область которых необходимо изменение конфигурации электрической сети (сетевое строительство), то за расчетный принимается существующий вариант схемы выдачи мощность с учетом переноса секционных выключателей 500 кВ в рамках реконструкции ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации по теме «Разработка технических мероприятий по повышению надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС - Москва» был произведен анализ всех элементов, участвующих в электропередаче и влияющих на ее надежность, бесперебойность, стабильность, составлена характеристика рассматриваемого объекта филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС». Выявлены основные недостатки и слабые стороны исследуемых элементов. Разработаны варианты усовершенствования и модернизации оборудования ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС, главной схемы электрических соединений ОРУ 500 кВ, схемы выдачи мощности Жигулевской ГЭС с учетом внедрения регуляторов сильного действия в систему возбуждения генераторов. Произведен анализ перспектив развития сетей 500 кВ ОЭС Средней Волги и Самарской энергосистемы, сформированы расчетные схемы для расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в зоне размещения Жигулевской ГЭС, рассчитаны электроэнергетические режимы в перспективе до 2023 года. Комплекс проделанных мероприятий послужит базой в обеспечении бесперебойного транзита электрической энергии в сторону Центра и Урала и обеспечении системной надежности в операционной зоне Средней Волги и всей Энергосистемы европейской части Российской Федерации в целом.

Достигнуты главные цели магистерской диссертации:

- 1) Произведен анализ состояния оборудования, оценка возможности и необходимости повышения надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС - Москва;
- 2) Разработка, внедрение и модернизация существующих технических мероприятий по повышению надежности электропередачи 500 кВ Жигулевская ГЭС - Москва;
- 3) Произведен анализ перспектив развития сетей 500 кВ ОЭС Средней Волги и Самарской энергосистемы, рассчитаны электрические режимы работы.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). -7-е изд. с изм. и доп. - М. : КНОРУС, 2007. - 488 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС, 2010.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания Д 153-34.0-20.527-98: утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.98 131 с.
4. Белоруссов, Н.И. Электрические кабели, провода и шнуры / Н.И. Белорусов. - М. :Энергоатомиздат, 2008. - 536 с.
5. Волчков, К.К. Эксплуатация сооружений городской электрической сети / К.К. Волчков, В.Д. Козлов. - Л. : Энергия, 2009. 304 с.
6. Васильев, А.Г. Электроэнергетика в России / А.Г. Васильев, И.Н. Васильева //Сборник трудов IV Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. - Тольятти: Изд-во ТГУ. - 2016.
7. Васильева, И.Н. Устройства индивидуальной защиты человека от поражения электрическим током / И.Н. Васильева, А.Г. Васильев // Сборник трудов IV Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. - Тольятти: Изд-во ТГУ. - 2016.
8. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Том II / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский; под редакцией В.Г. Герасимова. -М.: Издательство МЭИ, 2010. 520 с.
9. Григорьян, Д.Г. Производство кабелей и проводов с применением пластмасс и резин / Д.Г. Григорьян, Д.Н. Дикерман, И.Б. Пешков; под ред. И.Б. Пешкова. - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 304 с.
10. Елгин, Д.А. Методические указания к курсовому проектированию «районная электрическая сеть» - Для студентов специальности 1004, ЭПП / Д.А. Елгин, В.В. Козодаев. М.: Издание кафедры ТПИ, 2000.
11. Елгин, Д.Д. Справочные данные к решению задач и курсовому проектированию / А.Д. Елгин, Ю.С. Макарова. - М. : Тольятти, 2009.

12. Каменева, В.Н. «Основы электроснабжения промышленных предприятий» / В.Н. Каменева. - М. :Энергоатомиздат, 2009.
13. Капискин, В.Д. Оценка технического состояния кабелей и кабельных сетей / В.Д. Капискин, Д.А. Пугачёв, Д.И. Таджикибаев; под ред. А.И. Таджикибаева. - СПб.: ПЭРПЖ, 2008. - 172 с.
14. Козлов, В.Л. Городские распределительные электрические сети / В.Л. Козлов. - Л. :Энергоатомиздат, 2012. - 225 с.
15. Козлов, В.Л. Прокладка, обслуживание и ремонт кабельных линий / В.Л. Козлов, Куликович И.М. - Л. :Энергоатомиздат, 2007. 248 с.
16. Козлов, В. Д. Электроснабжение городов / В.Д. Козлов. - 2-е изд., перераб. - Л. : Энергия, 2007. - 280 с.
17. Конюхова, Г.Д. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. - М. : Издательство «Мастерство», 2002.-320 с.
18. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин, В.В. Прокопчик. - М. :Энергоатомиздат, 2008.
19. Кулаков, П.А. Определение ТКЗ для выбора оборудования электрических станций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов 3-5 курсов специальностей 140203 и 140204 / П.А. Кулаков, Д.А. Воронин. - М. : Самара: СамГТУ, 2004. - 24 с.
20. Кужеков, Л.П. Городские электрические сети / Л.П. Кужеков, С.В. Гончаров. - Ростов-на-Дону: Изд-во Мар Г, 2001. -256 с.
21. Ларина, Э.Т. Силовые кабели и кабельные линии / Э.Т. Ларина. - М. : 2004.-278 с.
22. Макаров, Г.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ. Том I / Г.Ф. Макаров. - М. : Папирус Про, 2009. -608 с.
23. Макаров, Г.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Том II / Г.Ф. Макаров. - М. : Папирус Про, 2003. - 624 с.
24. Макаров, Г.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Том III / Г.Ф. Макаров. - М. : Папирус Про, 2007. 688 с.

25. Макаров, Г.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ. Том IV / Г.Ф. Макаров. - М. : Папирус Про, 2005. 640 с.
26. Мусин, Д.Х. Системы электроснабжения городов: Технология ресурсосберегающего обслуживания по реальной потребности / Д.Х. Мусин; М-во высш. и сред. проф. образования Рос. Федерации, Алт. гос. техн. ун-т им. П. И. Ползунова. - Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2009. 147 с.
27. Мусин, Д.Х. Электрические сети городов (системный анализ технологий обслуживания) / учеб. пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 650900 «Электроэнергетика» и спец. 100400 «Электроснабжение» / Д.Х. Мусин, Б.В. Семкин. - Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2004. - 116 с.
28. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. М.: Форум-Инфра-М, 2009.
29. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей / под ред. В.М. Блок. - М.: «Высшая школа», 2007.
30. Производство, передача и распределение электрической энергии: Электротехнический справочник в 4-х т. / В.Г. Герасимова [и др.]. - М.: Изд-во МЭИ, 2012. –Т3.
31. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова. - М. : Изд. центр «Академия», 2010.
32. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств: учеб. пособие / Г.Г. Рекус. М. :Высш. шк., 2008.
33. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карпеева, Т.В. Чиркова. - М. : Изд. Центр «Академия», 2008.
34. Романов, А.А. Неполнофазные режимы работы гидрогенераторов Волжской ГЭС им В.И. Ленина / А.А. Романов // Доклад на III сессии «Кибернетика электрических систем», 14-16 аир. 1995 г. Новочеркасск: Журнал «Электромеханика» №6, 1995. - С. 21-32.

35. Романов, А.А. Теоретические аспекты создания АСУ ТП гидростанции А.А. Романов // Доклад на заседании Президиума Академии электротехнических наук РФ: док. электротехн. наук: защищена 05.09.95 : утв. 5.10.95.

36. Романов, А.А. Быстродействующий метод измерения интегральных характеристик сигналов в цепях переменного тока с установившимся синусоидальным режимом / А.А. Романов, В.С. Мелентьев // докл. научно-техн. конф. - Самара: СамГТУ, 1995. Т.2.-С.353-359.

37. Романов, А.А. Быстродействующий метод измерения интегральных характеристик синусоидальных сигналов // докл. научно-техн. конф. 1996. Самара, ВИНТИ: СамГТУ, 1996. Т.3.-С.453-459.

38. Романов, А.А. Использование метода измерения интегральных характеристик сигналов по отдельным мгновенным значениям в несинусоидальных цепях / А.А. Романов // докл. научно-техн. конф. Самаратехуниверситет, ВИНТИ 2301-96 JP256-1398. - Самара, ВИНТИ: СамГТУ, 1998. Т. 1.-С. 153-159.

39. Романов, А.А. Особенности измерения реактивной мощности в цепях с синусоидальными токами и напряжениями / А.А. Романов, В.С. Мелентьев // докл. научно-техн. конф. - СамГТУ, ВИНТИ 2301-96 №256-1396.

40. Романов, А.А. Метод измерения действующих значений периодических сигналов сложной формы. / А.А. Романов, В.С. Мелентьев // докл. научно-техн. конф. Самара: СамГТУ, 1999. 1.2.-С.353-359.

41. Романов, А.А. Принципы построения измерительных преобразователей коэффициента мощности. СамГТУ. 1996 г. ВИНТИ 06.02.96 №411-1396.

42. Романов, А.А. Организация безопасных условий труда при - конструкции ОРУ 500 Кв Жигулёвской ГЭС / А.А. Романов, Е.В. Зотова // докл. научно-техн. конф. Москва, 2007 г. - МЭИ, 2007. Т.3.-С.453-459.

43. Романов, А.А. Решение вопросов энергосбережения на Жигулёвской ГЭС путем внедрения автоматизированной компьютерной системы коммерческого учета электроэнергии / А.А. Романов, Д.В. Булах // Труды международной технической конференции. Москва: МЭИ, 2008 12.11.08. - 4.1-.256-263.

44. Романов, В.С. Энергоэффективность рынка электроэнергии и мощности ЕЭС РФ в условиях регулирования частоты / В.С. Романов, О.В. Леонов, Д.Д. Романов // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: труды II Международной научно-технической конференции студентов, магистров, аспирантов. - Тольятти: ТГУ, 2012. -Ч.1-С.256-263.

45. Романов, В.С. Услуги ПАО «РусГидро» (Жигулевская ГЭС), оказываемые на рынке электроэнергии и мощности в ГЭС РФ / В.С. Романов, О.В. Леонов, А.А. Романов // Электроэнергетика глазами молодежи: труды II Международной молодёжная научно-технической конференции. - Самара: СамГТУ, 2011. Т.2.-С.353-359.

46. Романов, В.С. Услуги Жигулевской ГЭС, оказываемые на рынке электроэнергии и мощности в ЕЭС РФ по обеспечению системной надежности / В.С. Романов, О.В. Леонов, А.А. Романов // Электроэнергетика глазами молодежи: труды III Международной молодёжная научно-технической конференции. Екатеринбург: УрФУ, 2012. -Т.2-С.513-518.

47. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2010.

48. Сенько, В. В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС: учеб.метод, пособие / В.В. Сенько. Тольятти: ТГУ, 2007. - 59 с.

49. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикии, В.Д. Яшков. - М.: Высшая школа, 2007.

50. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева. - М.: Колос, 2011. - 746с.

51. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: ЭНАС, 2009. - 392 с.

52. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина. М.: Энергоатомиздат, 2008.

53. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 2010.
54. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. - М.: Тольятти: ТГУ, 2006.
55. Степкина, Ю.В. Электропитающие системы и электрические сети: методические указания к выполнению лабораторных работ / К.В. Степкина, В.М. Салтыков. М.: Тольятти: ТГУ, 2006.
56. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / под ред. А.А. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 2009.
57. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.2: Электротехнические изделия и устройства / под ред. В.Г. Герасимова. М.: Изд-во МЭИ, 2008.
58. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.]. - М.: Издательство МЭИ, 2008. 964 с.
59. <http://www.electricalschool.ru>.
60. <http://www.electronet63.ru>.
61. <http://www.energoforum.org>.
62. <http://www.energoportal.ru>.
63. <http://www.forca.ru>.
64. <http://www.good-article.ru>.
65. <http://www.gradtlt.ru>.

Расчет электрических режимов

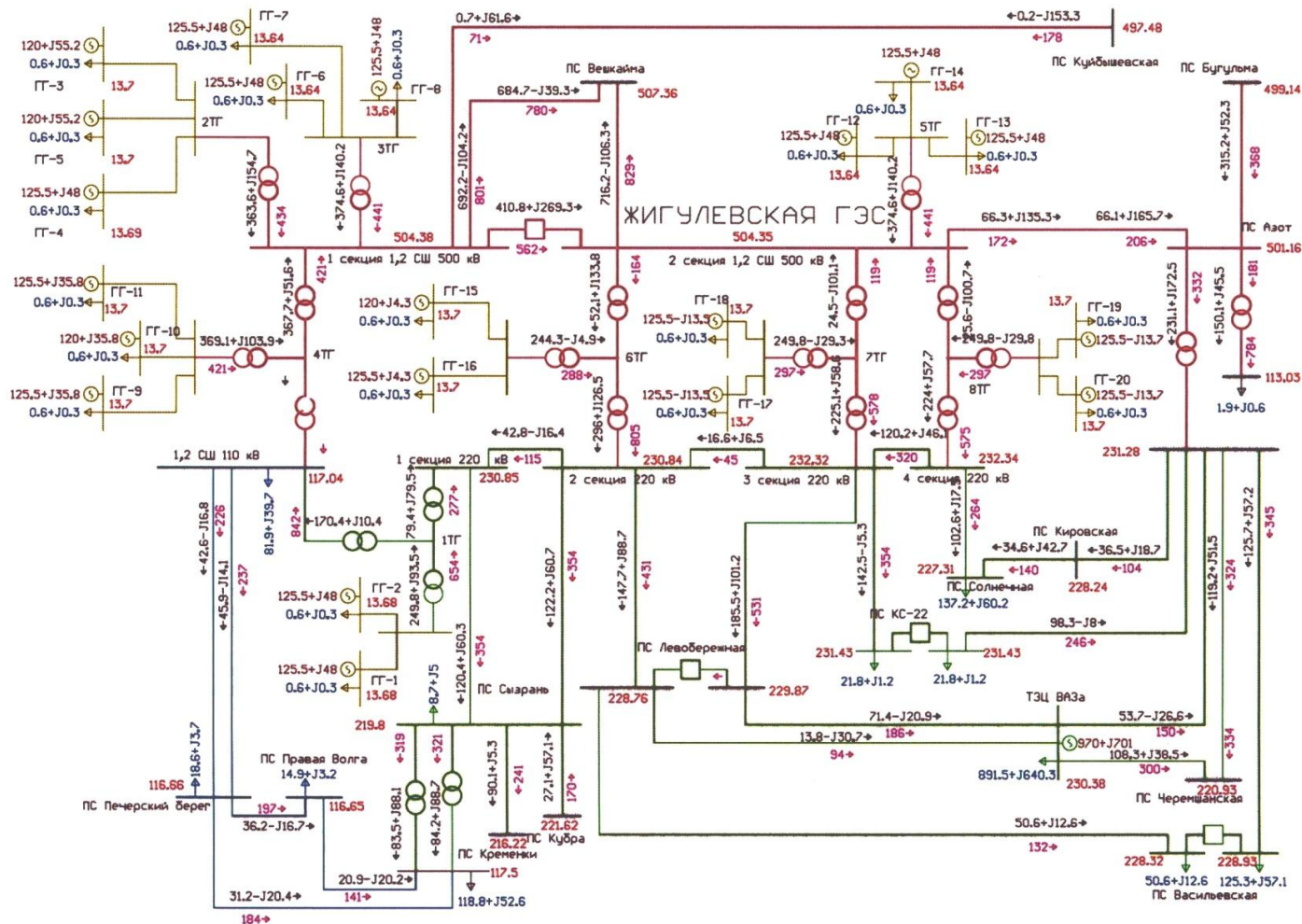


Рисунок А.1 – Зимний максимум 2023. Нормальный режим

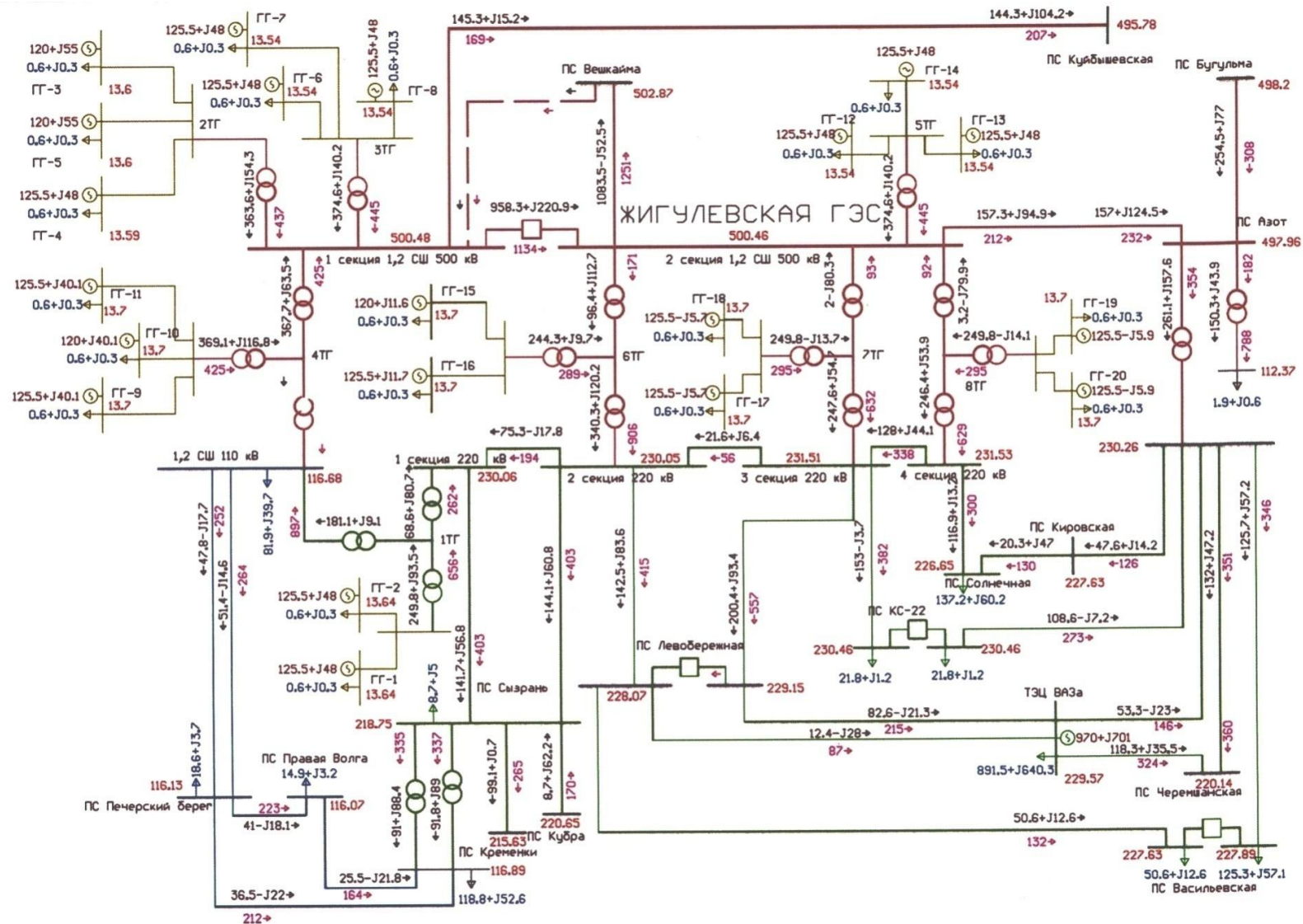


Рисунок А.2 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная

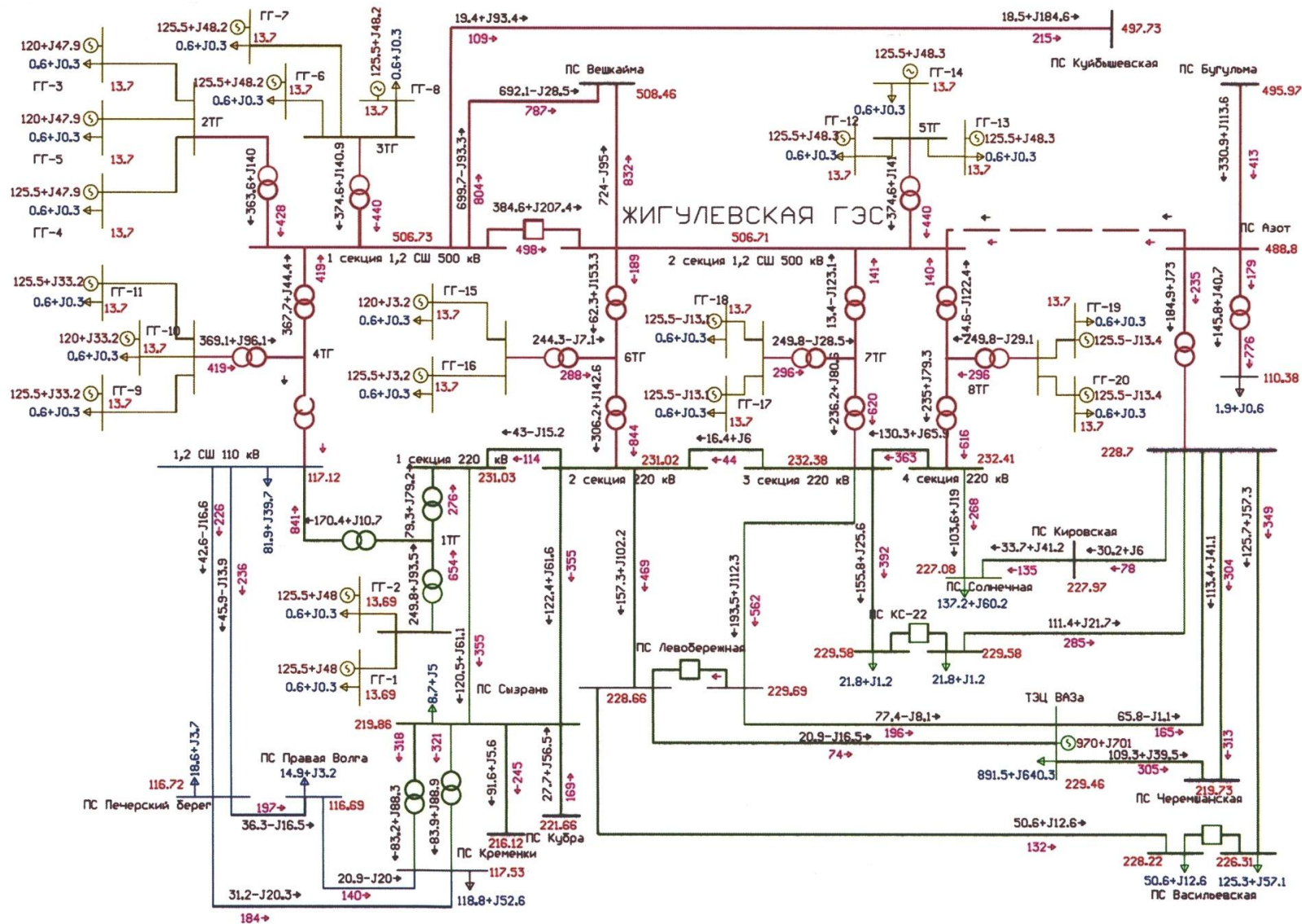


Рисунок А.3 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот

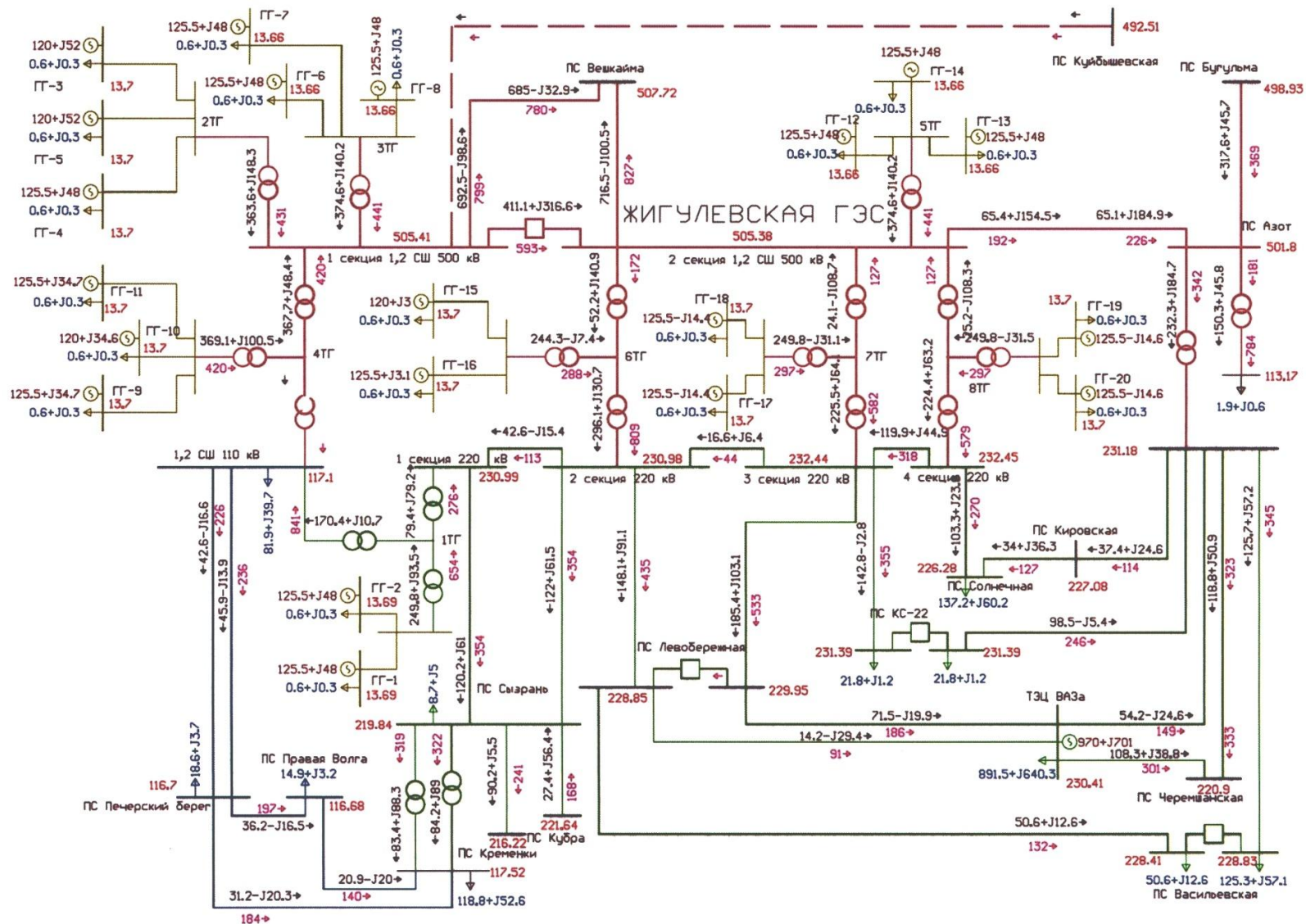


Рисунок А.4 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Куйбышевская

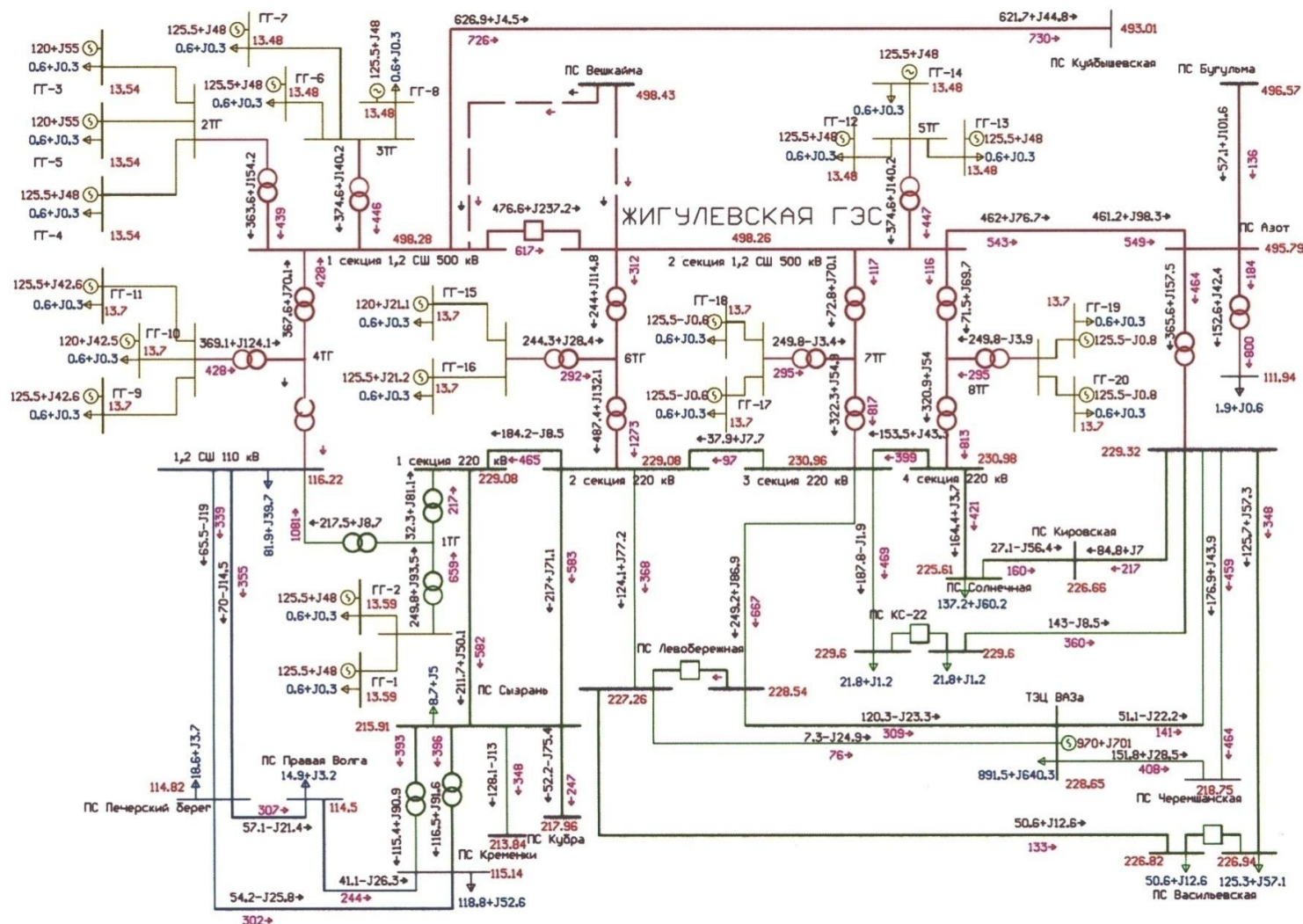


Рисунок А.5 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная при ремонте ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная

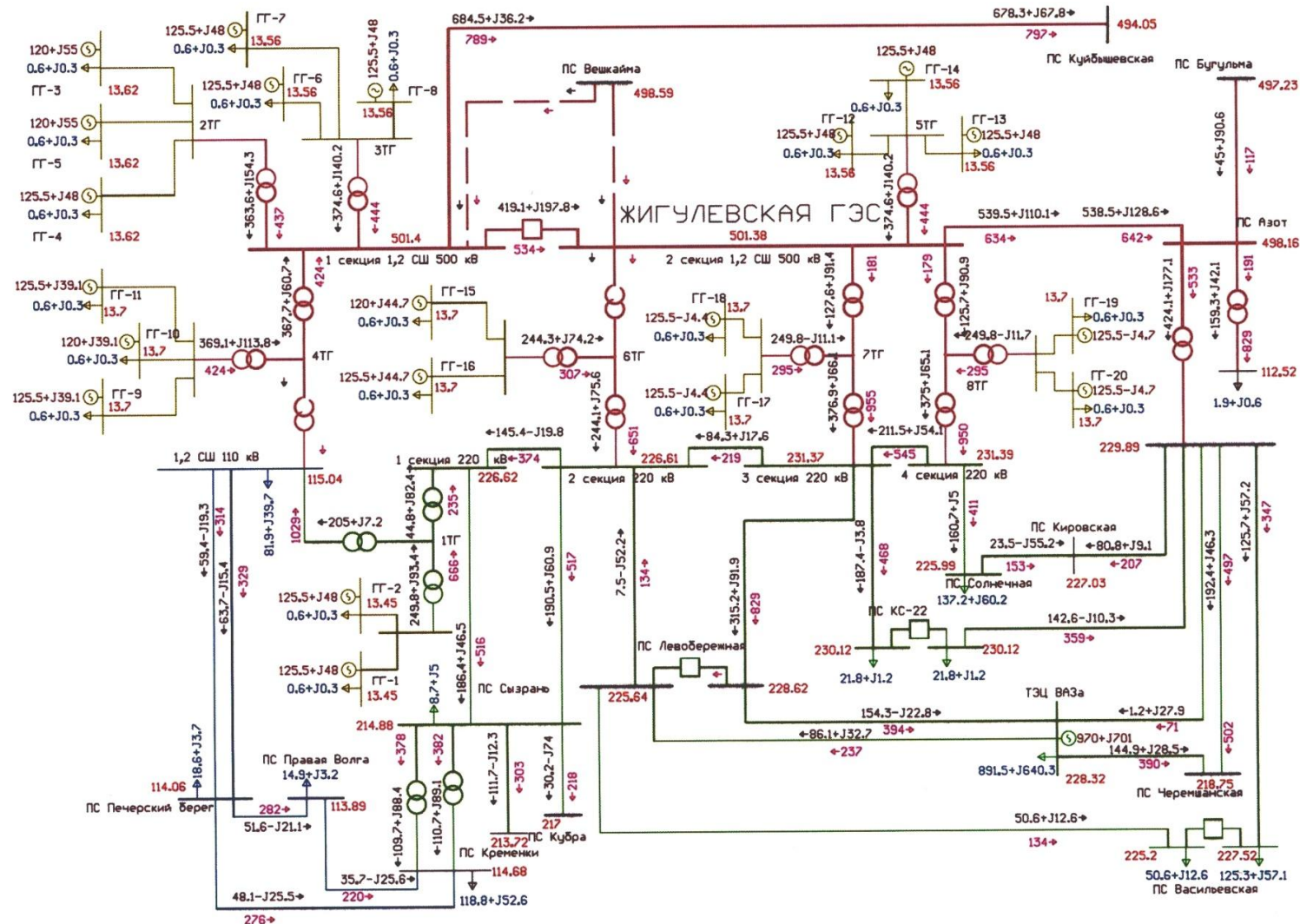


Рисунок А.6 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная при ремонте ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная. Выделение ГГ15-16 Жигулевская ГЭС на шины 220 кВ

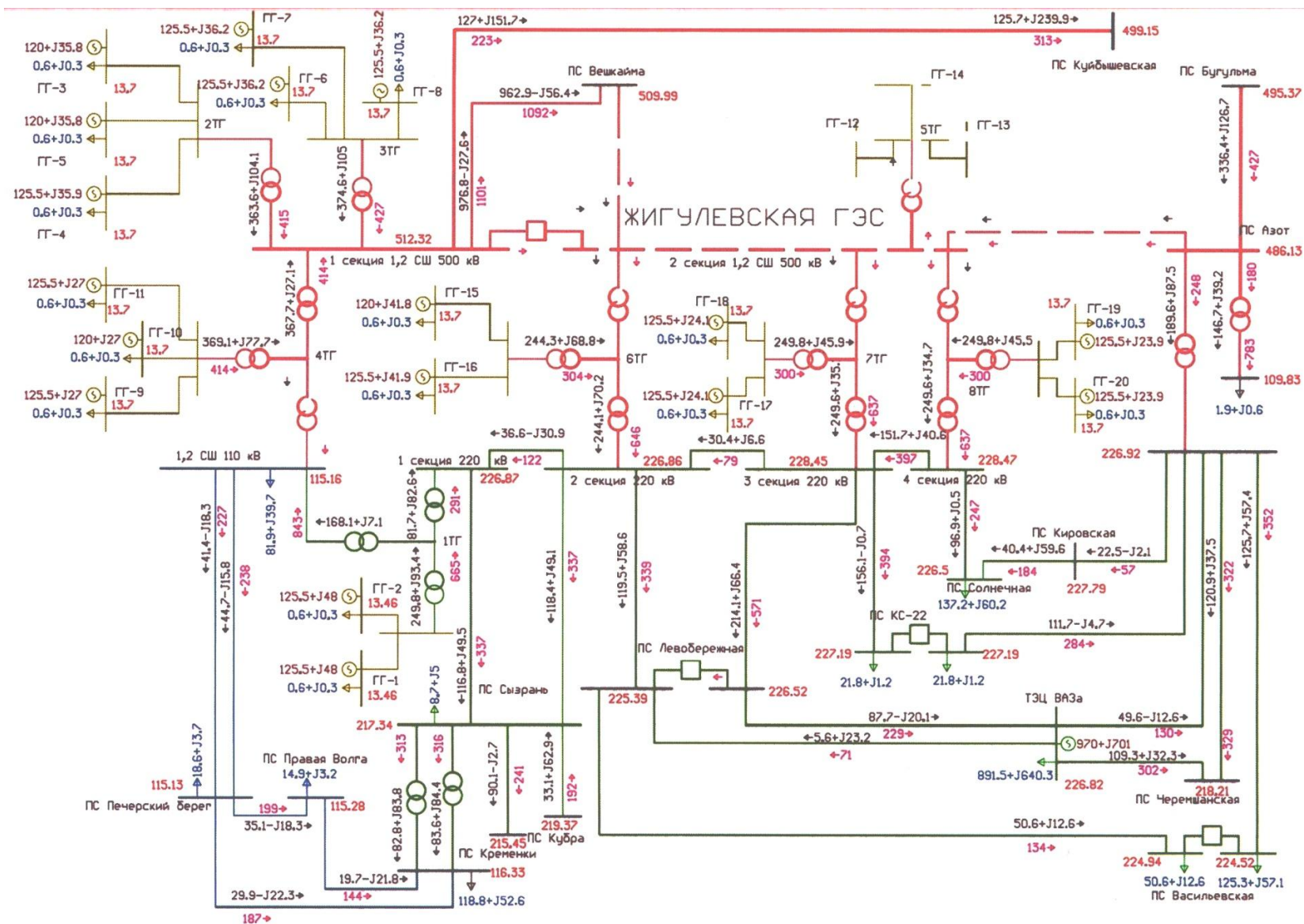


Рисунок А.9 – Зимний максимум 2023. Аварийное отключение 2 секции 1 СШ 500 кВ при ремонте 2 секции 2 СШ 500

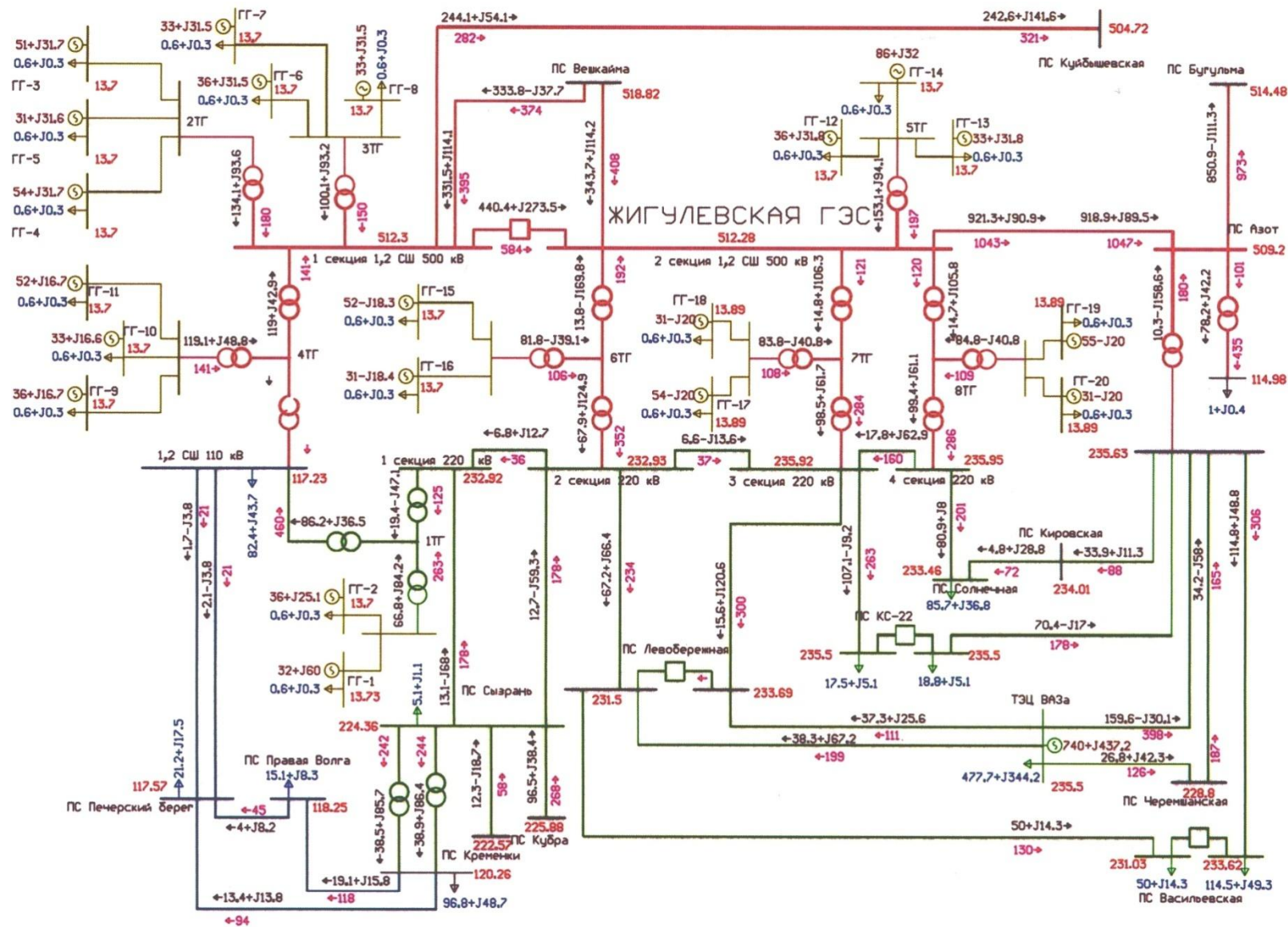


Рисунок А.10 – Зимний минимум 2023. Нормальный режим

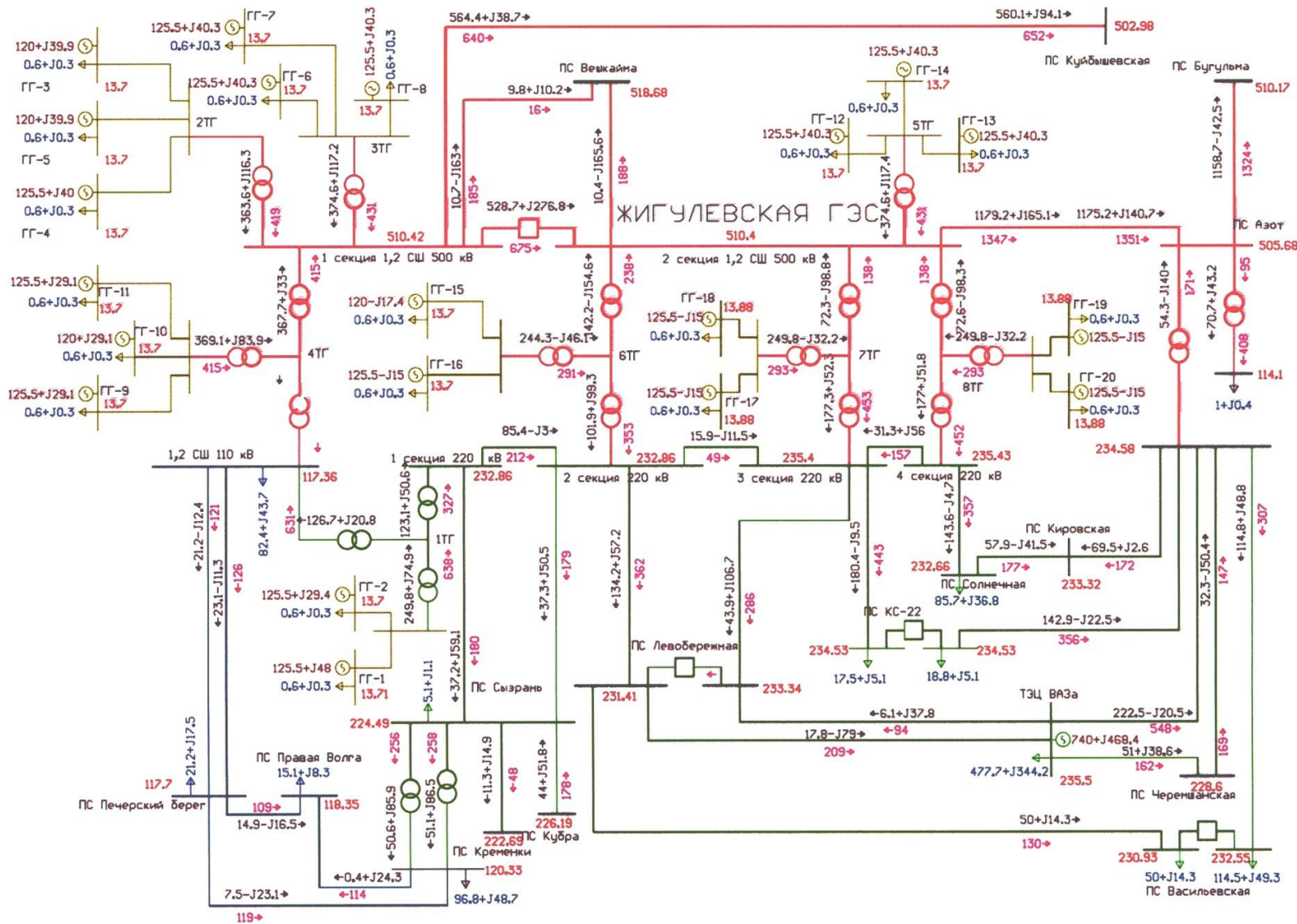


Рисунок А.11 – Зимний минимум 2023. Нормальный режим. Максимальная нагрузка Жигулевской ГЭС

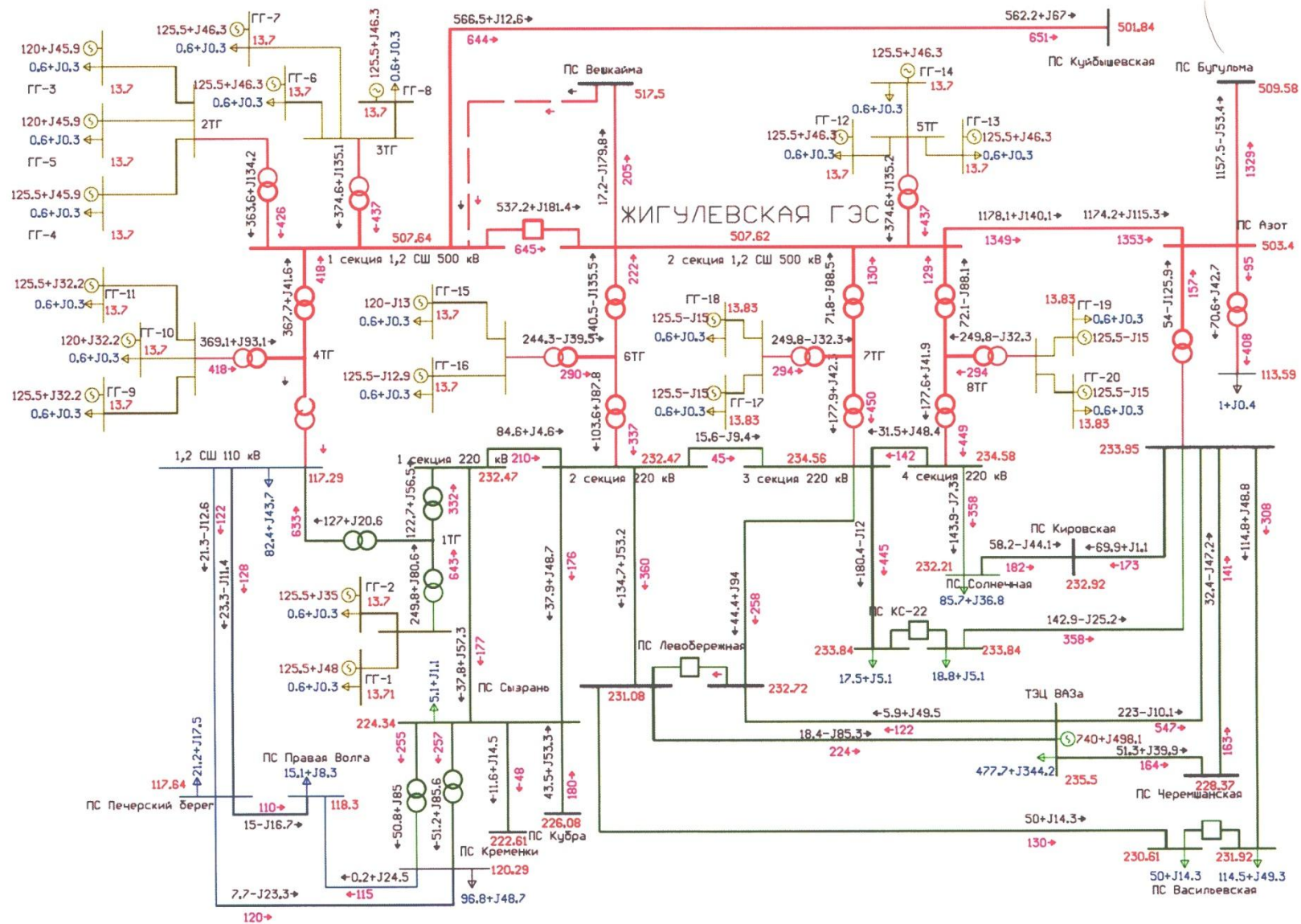


Рисунок А.12 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная

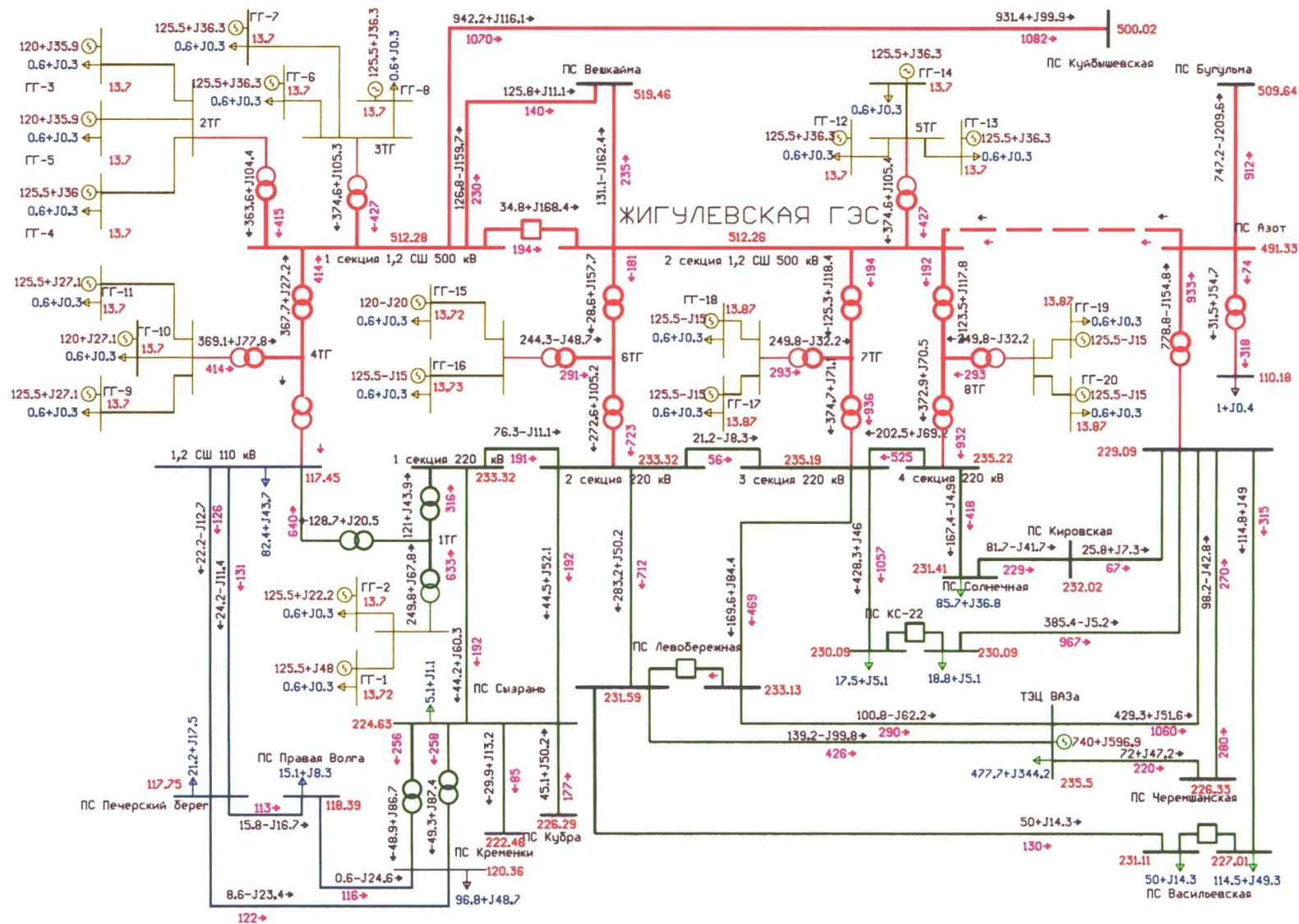


Рисунок А.13 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот

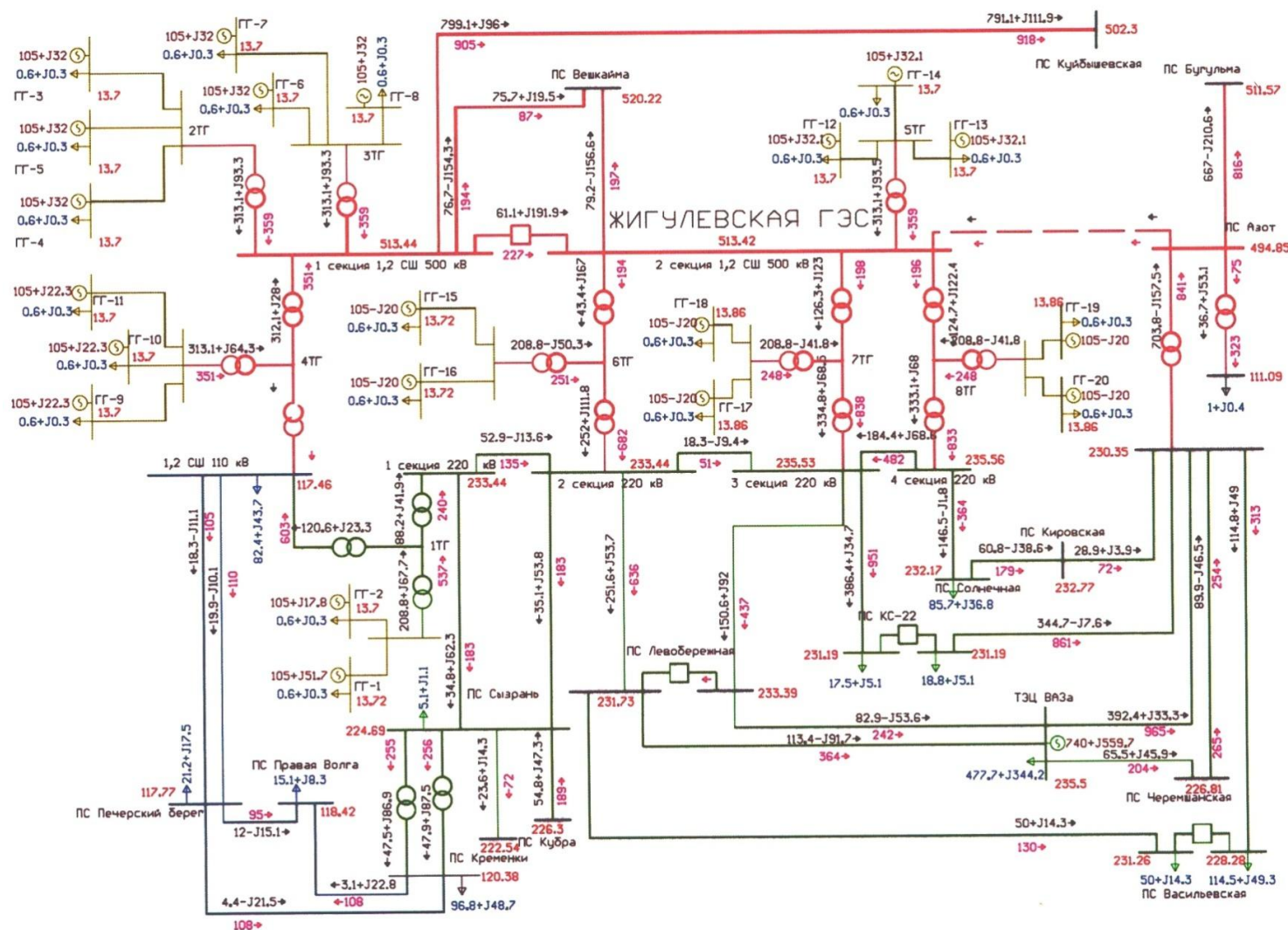


Рисунок А.14 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот. Разгрузка Жигулевской ГЭС до 2100 МВт

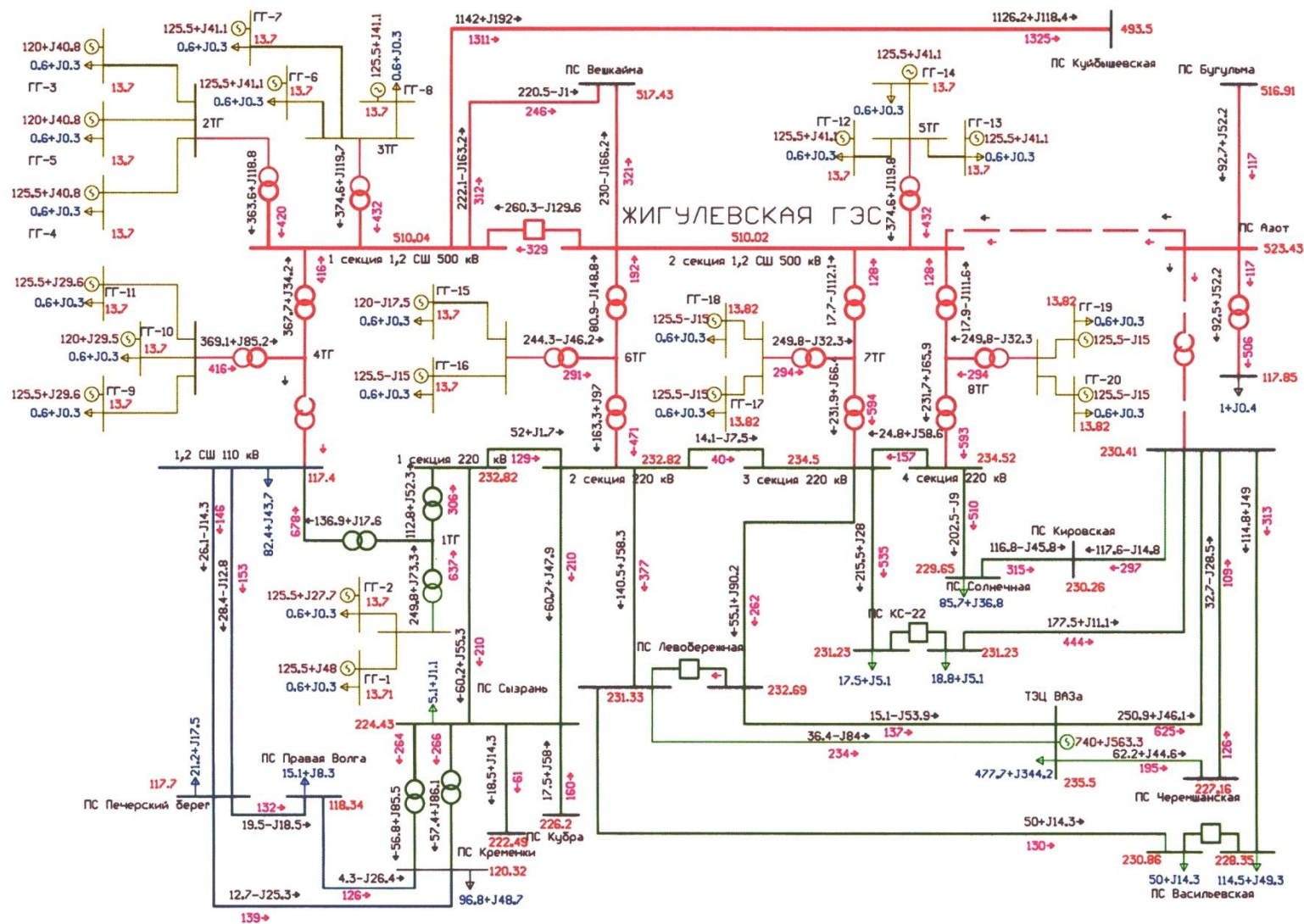


Рисунок А.15 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот. Отключение АТ-2

ПС 500 кВ Азот и деление транзита 110 кВ Тольяттинская ТЭЦ - Азот

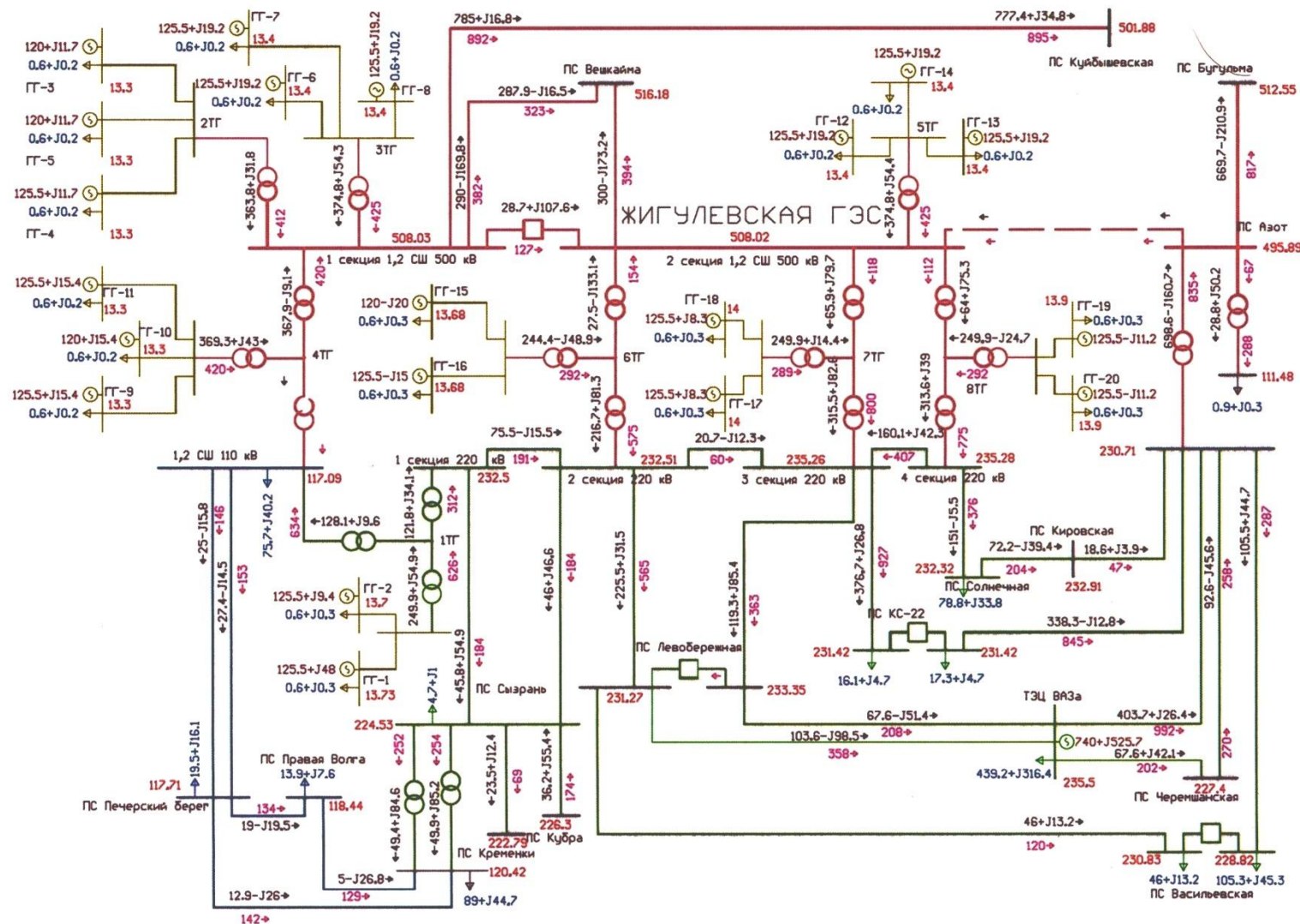


Рисунок А.16 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот. Снижение перетока в сечении СВУ-4 на 800 МВт без разгрузки Жигулевской ГЭС

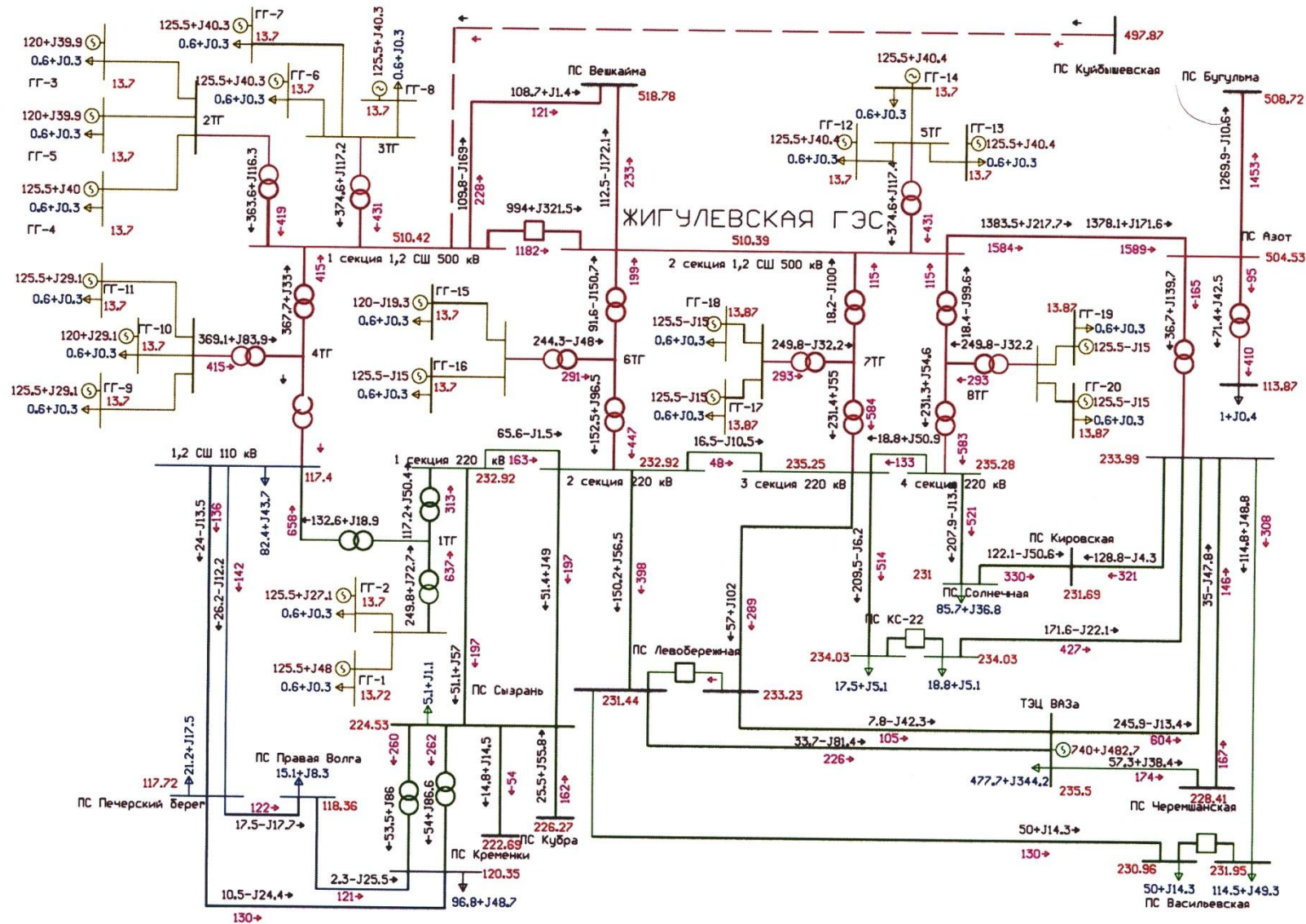


Рисунок А.17 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Куйбышевская

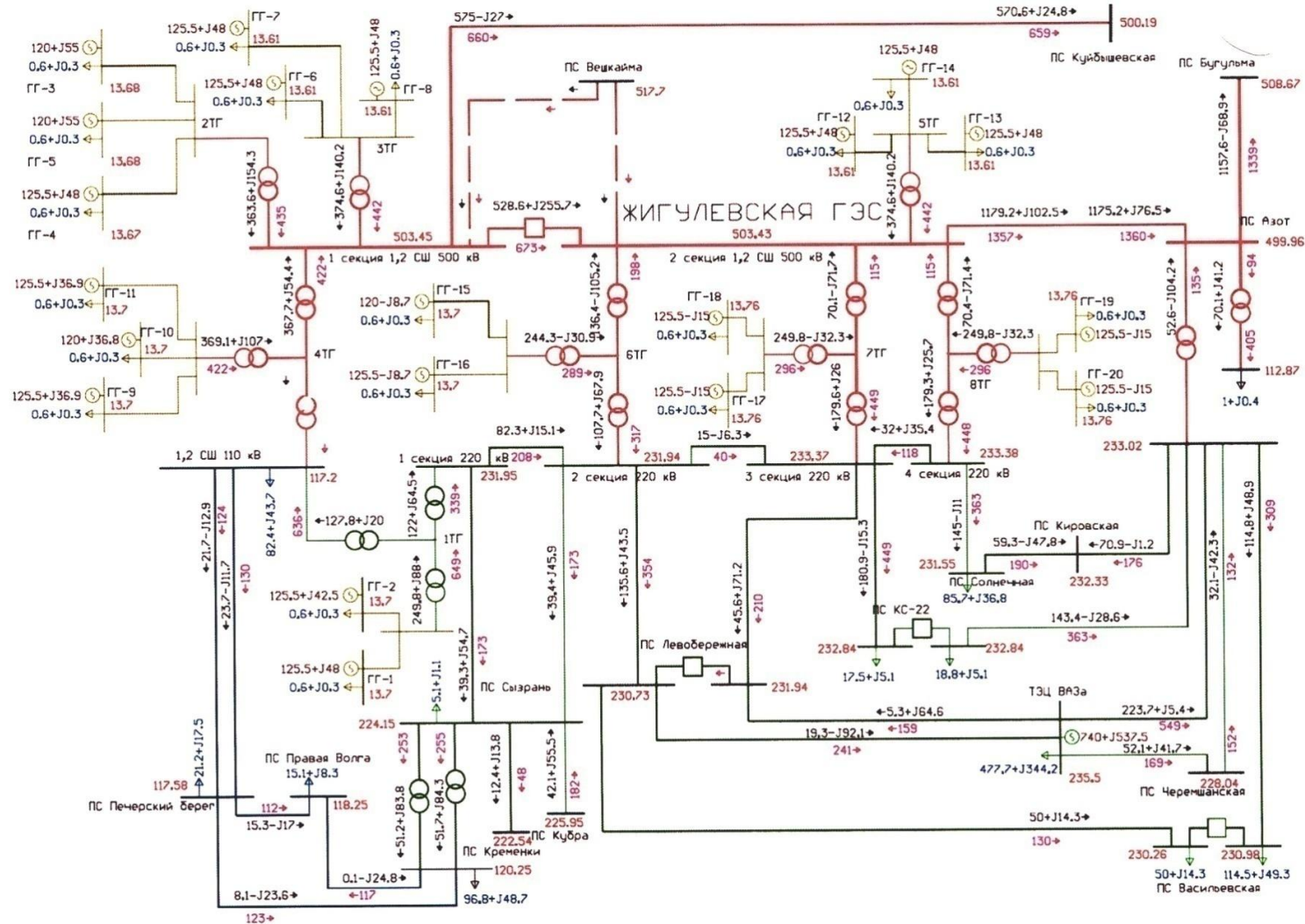


Рисунок А.18 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная при ремонте ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная.

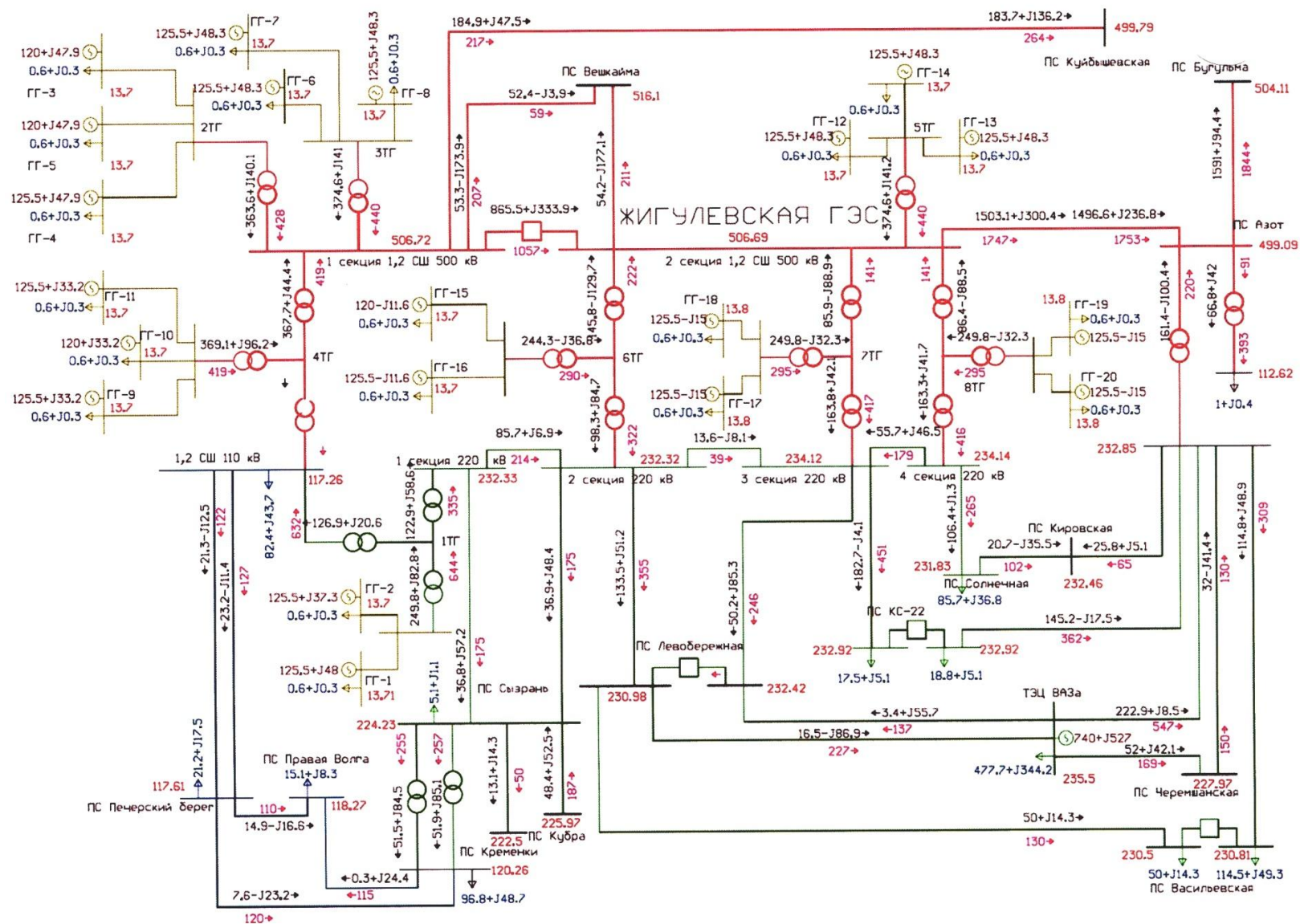


Рисунок А.19 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Куйбышевская

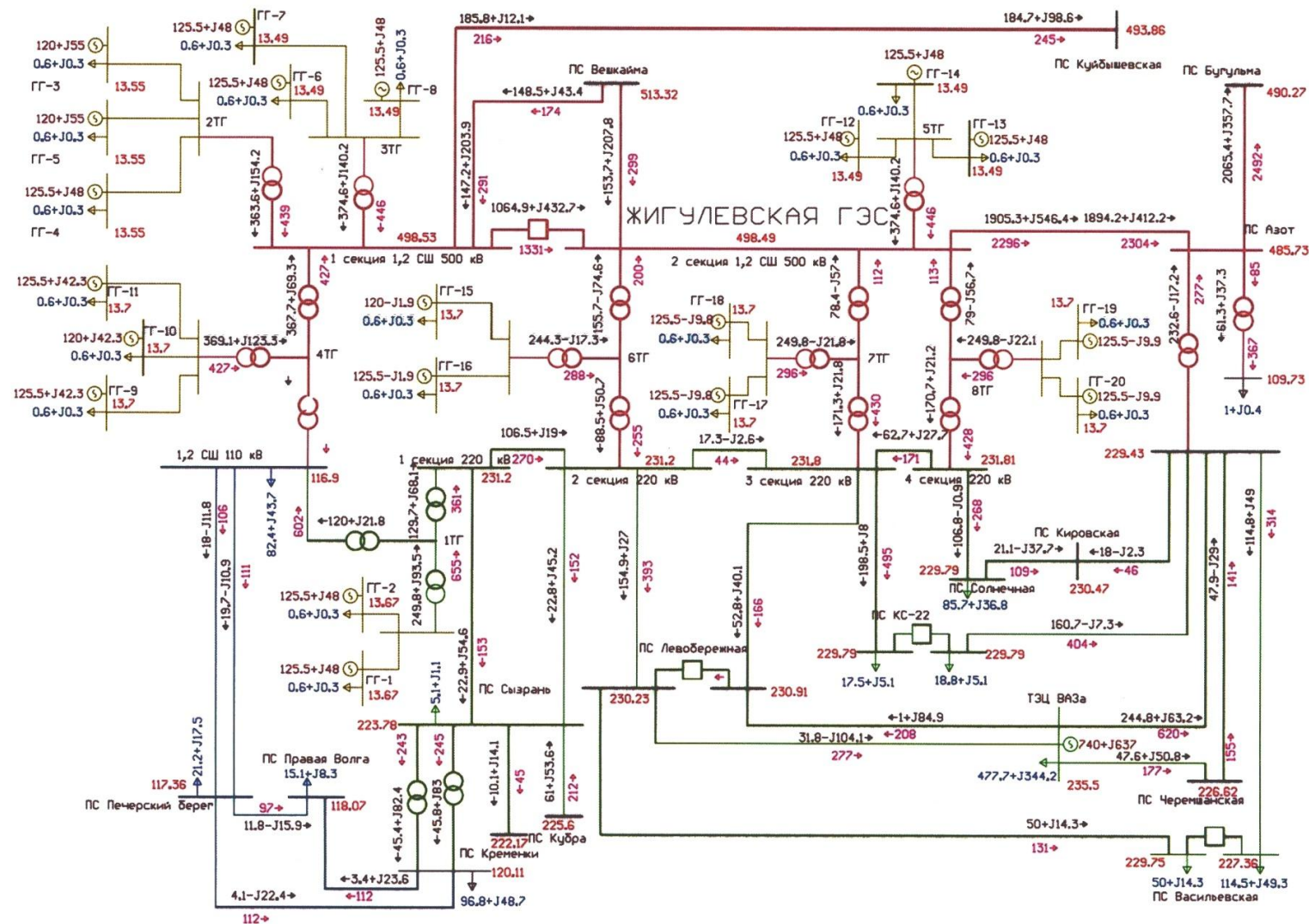


Рисунок А.20 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Куйбышевская при ремонте
ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская

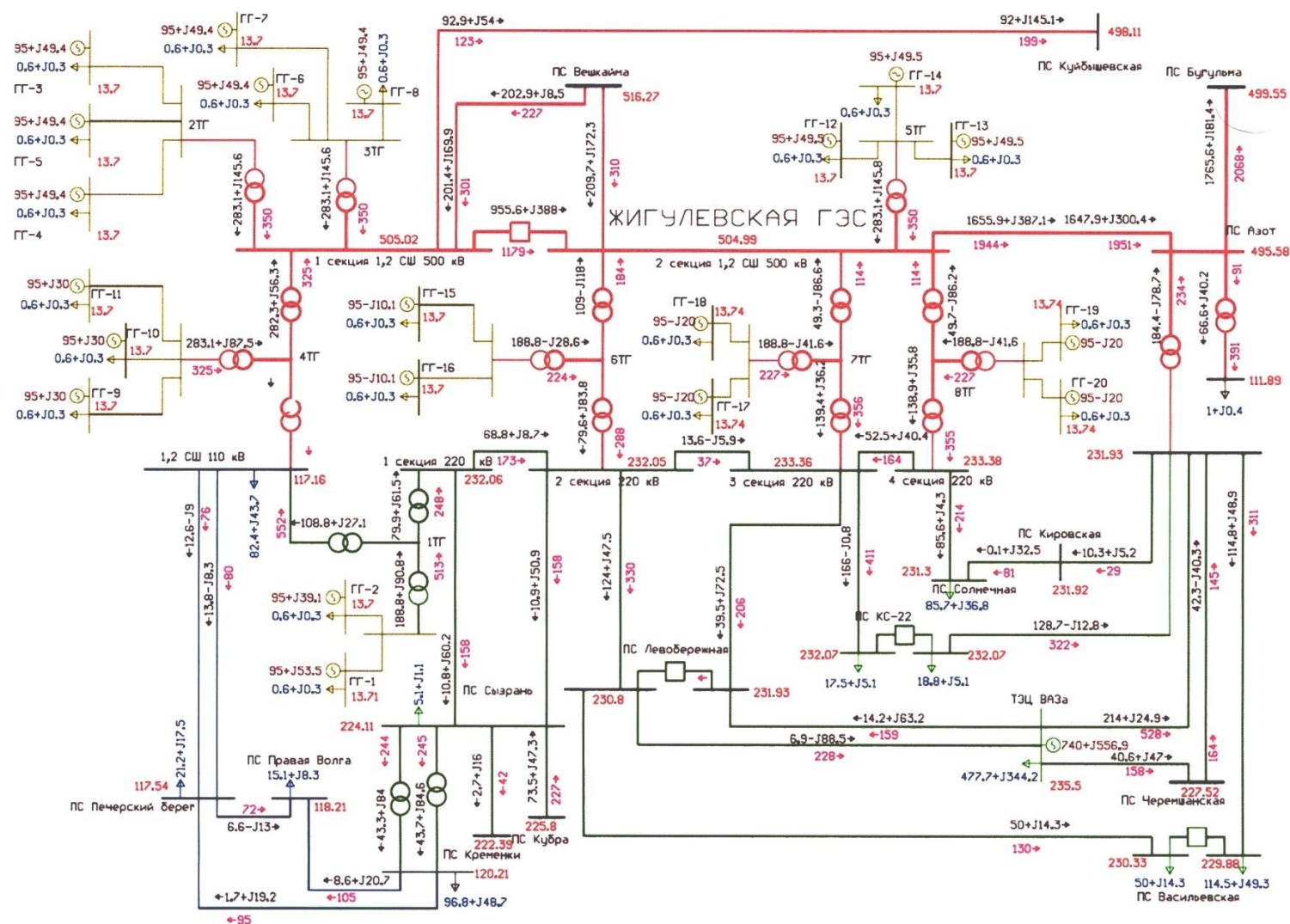


Рисунок А.21 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Куйбышевская при ремонте ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская. Разгрузка Жигулевской ГЭС до 1900 МВт

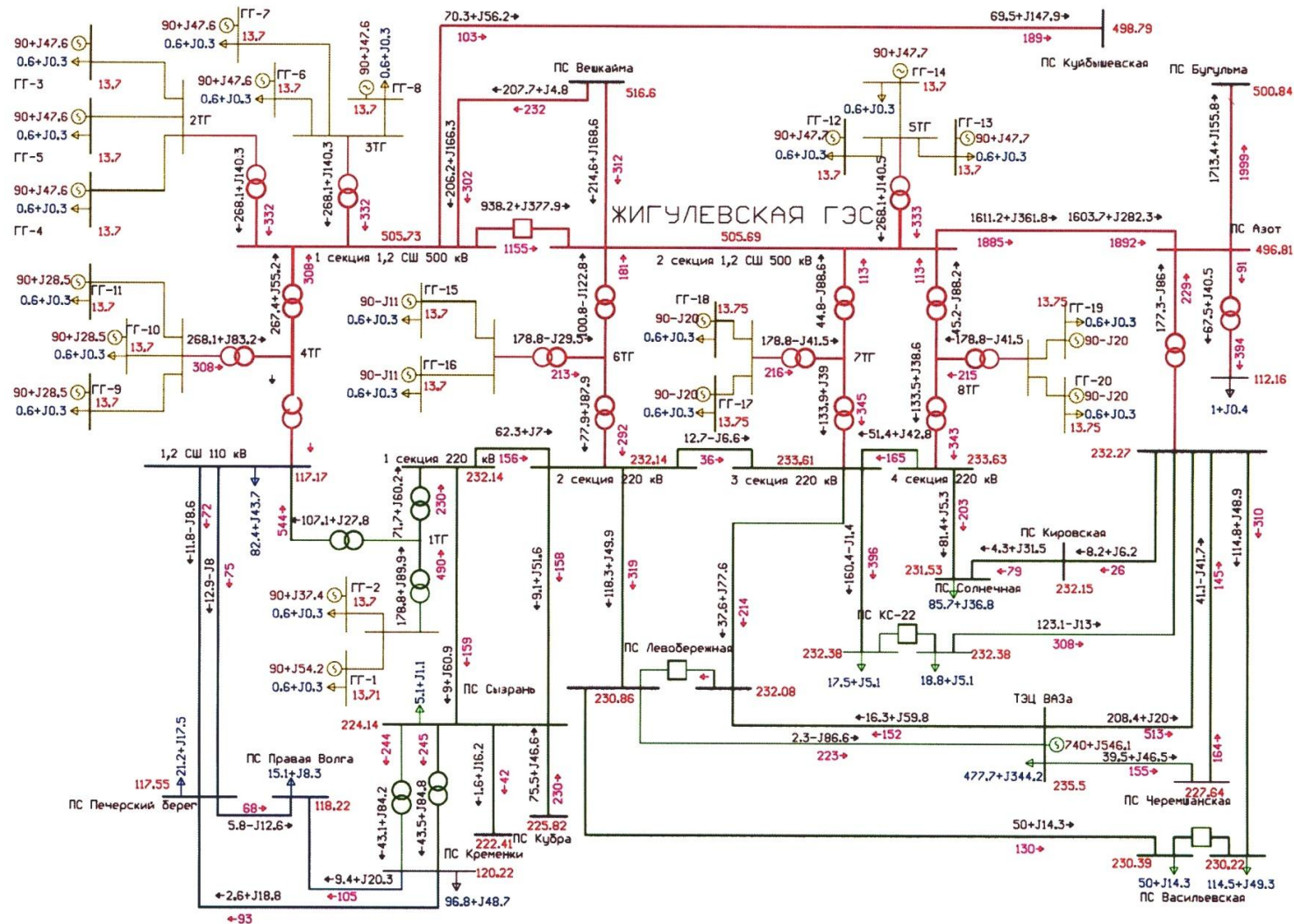


Рисунок А.22 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Куйбышевская при ремонте ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская. Разгрузка Жигулевской ГЭС до 1800 МВт

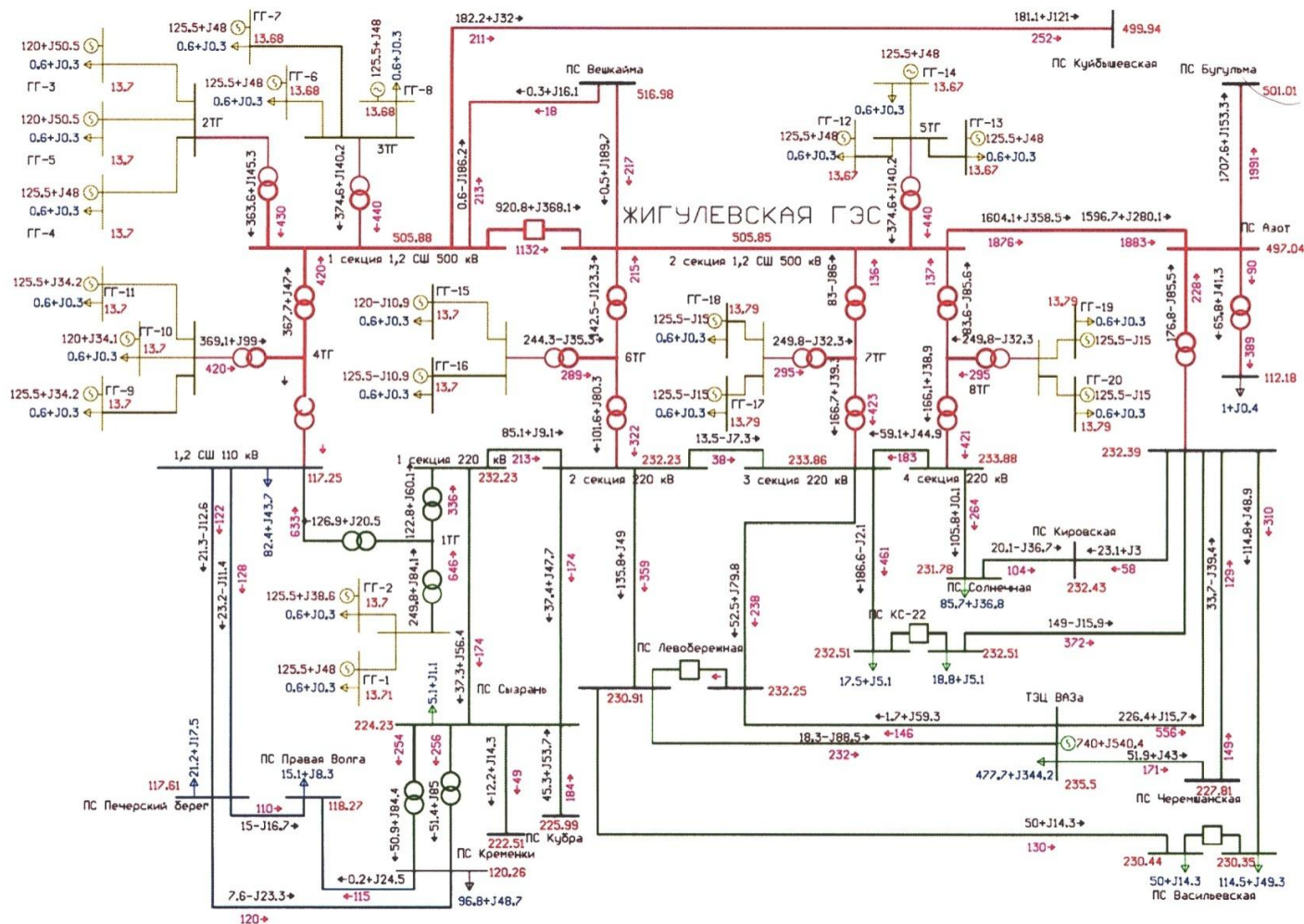


Рисунок А.23 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ Зайнская ГРЭС – Куйбышевская при ремонте ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская. Снижение перетока в сечении СВУ на 800 МВт без разгрузки Жигулевской ГЭС

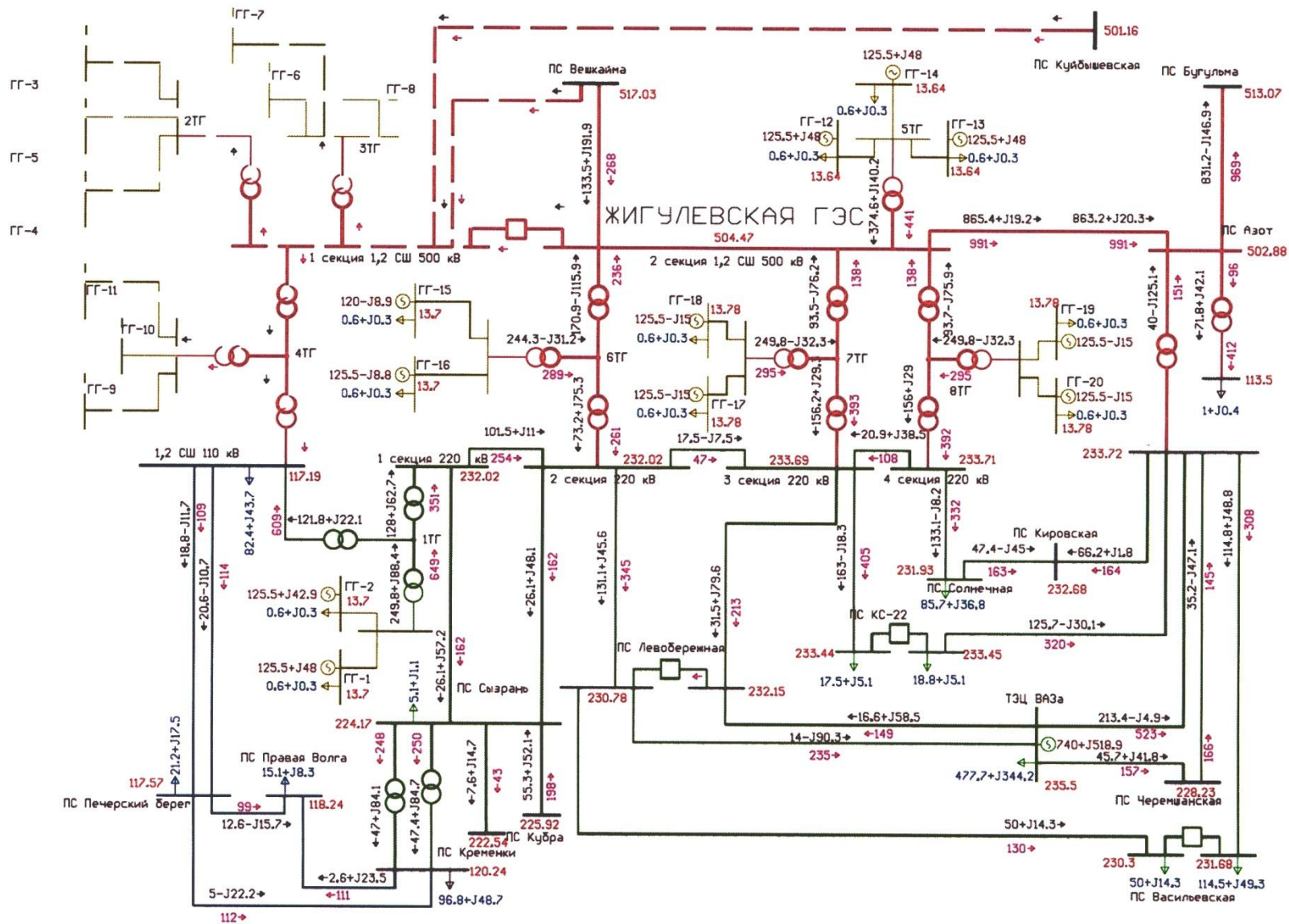


Рисунок А.24 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение 1 секции 1 СШ 500 кВ при ремонте 1 секции 2 СШ 500

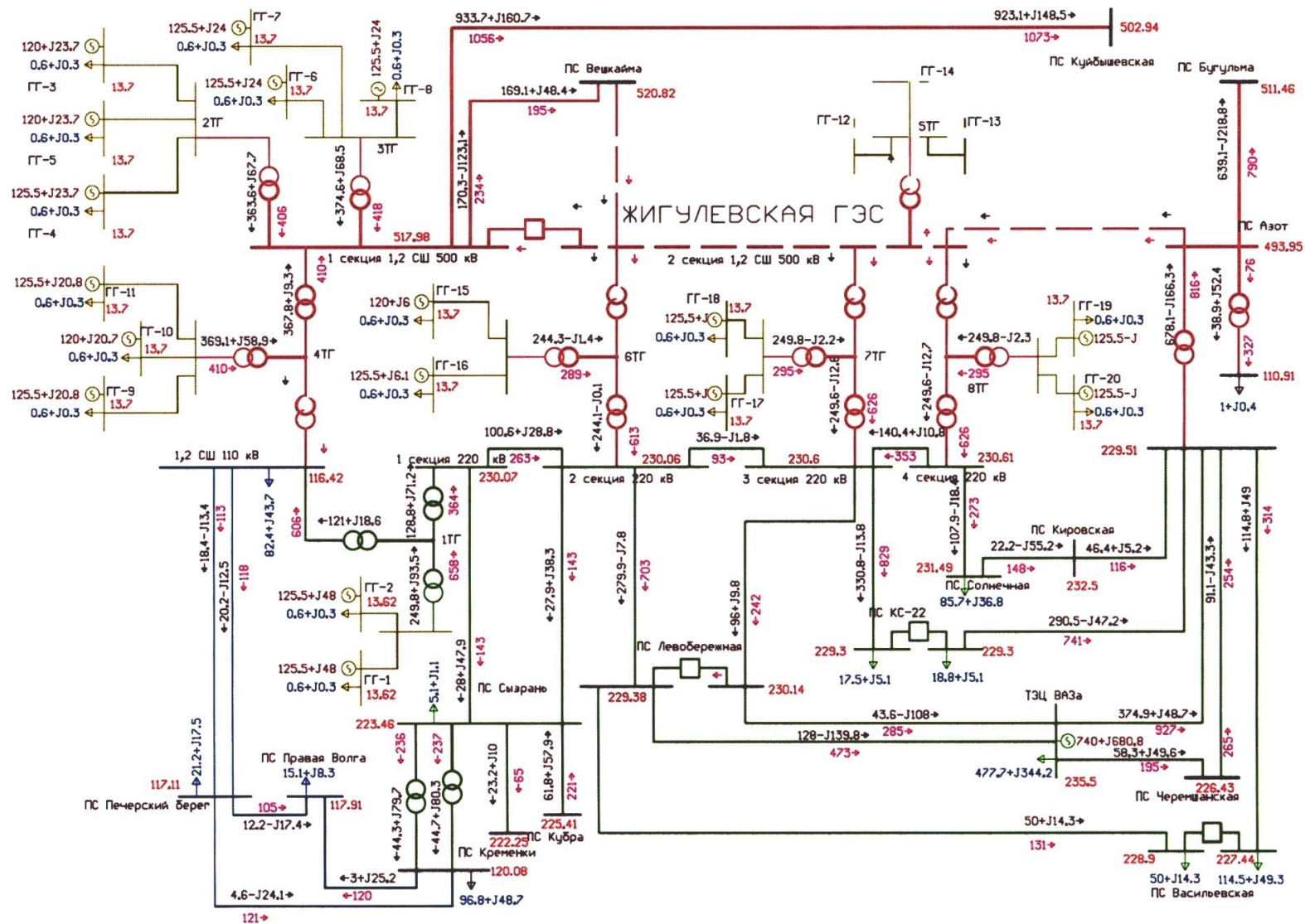


Рисунок А.25 – Зимний минимум 2023. Аварийное отключение 2 секции 1 СШ 500 кВ при ремонте 2 секции 2 СШ 50