

Введение

Рудник Кальмакыр по величине входит в десятку крупнейших горно-добывающих медных предприятий мира, отсюда и повышенный круг решаемых проблем надежности электроснабжения горных машин напряжением 6 kV переменного тока. Для этого на бортах карьера построены три совмещенные подстанции 110 /35 /6 kV с суммарной мощностью трансформаторов 145 MW. Основная нагрузка в карьере.

От подстанций напряжение подается двадцатью воздушными линиями (ВЛ) электропередач в карьер и шестью на отвалы. Средняя длина стационарной и передвижной частей линий – по два километра.

Стационарные ВЛ – 6 kV выполнены в зависимости от рельефа местности и пересечения с другими коммуникациями на металлических опорах в габарите 110, 35, 6 kV, а также на железобетонных и деревянных с железобетонными пасынками. Спуски в карьер выполнены на универсальных металлических опорах с пригрузами высотой 11 м.

Передвижные опоры деревянные с основаниями как железобетонными устаревшей конструкции типа ПЖ – 1, так и новейшей, из отслуживших срок эксплуатации шин большегрузных автосамосвалов, которые обладают большей долговечностью, удобны в транспортировке бульдозерами по карьерному полю, не ломаются во время взрывных работ из-за эластичности, а в перспективе при применении опороперевозчиков будут очень удобны для работы манипулятора при строительстве передвижной линии электропередачи. Штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы интенсивно заменяются на штыревые полимерные как практически не подвергающиеся разрушению во время взрывных работ, не гигроскопичные, имеют лучшие диэлектрические параметры.

					ФЮРА 13.03.02		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Нуриддинов				Введение	Лит.	Лист
Руковод.	Усов Ю.П.						12
Реценз.							3
Н. контр.	Усов Ю.П.					НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14	

Переключательные пункты – упрощенный вариант ЯКНО – 6, без каких-либо защит, имеют мощные сани, не подвергающиеся деформации при перемещении любой бульдозерной техникой.

Очень хорошо показали себя в эксплуатации ячейки, где на обеих ступенях защиты от замыканий на землю выдержка времени $t=0$ с к каждой ВЛ – 6 кВ как правило, подключены не более одного экскаватора с ёмкостью ковша более $12,5 \text{ m}^3$ и буровые станки, или не более двух экскаваторов с ёмкостью ковша до 10 m^3 .

На крупных горных машинах установлены системы мягкого запуска четырех-машинных агрегатов, что позволило избавить соседние потребители от посадок напряжения в сети в момент запуска экскаватора и снизить уставки максимальной токовой защиты почти вдвое меньше чем пусковой ток синхронного электродвигателя, оставив токовую отсечку на уровне 1600 А.

Для управления всем этим сложным комплексом необходима надежная связь на каждой горной машине, у диспетчера, руководителей ремонтных и наладочных служб, на специальных автомобилях, подстанциях, мотовозах установлены радиостанции фирмы «KENWOOD» ТК – 980, а у линейного горного персонала и технических служб находятся переносные рации ТК 480. Сотовая связь с любым абонентом дополняет существующую. Весь комплекс технических мер позволил свести на нет простой горных машин из-за неполадок в сетях 6 кВ.

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция подстанции 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3» для повышения надёжности электроснабжения ОАО «Алмалыкский ГМК».

1 Характеристика подстанции 35/6/3,3 «Тяговая-3»

Главной понижающей подстанцией (ГПП) является подстанция 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3», состоящая из следующих объектов:

- открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ-35 кВ).
- закрытое распределительное устройство 6 кВ №1 (ЗРУ 6 кВ №1).
- закрытое распределительное устройство 6 кВ №2 (ЗРУ 6 кВ №2).

Открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ-35 кВ) выполнено по схеме разъединитель – масляный выключатель.

Здание закрытого распределительного устройства 6 кВ №1 (ЗРУ 6 кВ №1) состоит из помещений:

- закрытое распределительное устройство ЗРУ 6 кВ;
- аккумуляторная с кислотной;
- электрощитовая (щит постоянного тока);
- камеры реакторов (6 помещений);

В помещении ЗРУ-1 находятся шкафы ячеек, выключатели масляные, разъединители выкатные, ошиновка, токопроводы, реакторы.

ЗРУ-1 содержит 20 комплектных распределительных устройств (КРУ) серии КР10-Д10У3 и 16 (КРУ) серии КР 10-31,5, образующие 3 секции шин 6 кВ.

Комплектные распределительные устройства выполнены по ТУ 16-536.528-77 для температуры от -5 °С до +40 °С.

Установлены Трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ УЗ.

					ФЮРА 13.03.02						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Нуриддинов			Характеристика подстанции 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3»			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Усов Ю.П.								14	630
Реценз.								НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14			
Н. контр.		Усов Ю.П.									

Пуск синхронных двигателей – реакторный. Реакторы токоограничивающие бетонные по ГОСТ 14794-79. Тип РБСД-10-2×1600-0,25 (Р - реактор, Б - бетонный, С - сдвоенный, Д – охлаждение принудительно-воздушное, 10 - класс напряжения в кВ, 2 - сдвоенный, 1600 - номинальный ток А, 0,25 - номинальное индуктивное сопротивление Ом, при частоте 50 Гц одной ветви, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69, категория размещения по ГОСТ 15150-69.

В помещении аккумуляторной расположена аккумуляторная батарея СК-8, состоящая из 120 элементов, $U_{ном.} = 220$ В.

Щит постоянного тока типа XIII-3ГПД включает в себя:

- 2 зарядно-подзарядных устройства ВА3П-380/260/800-УХЛ1, IP 20, ТУ 16-529.924-75;
- 2 распределительные панели.
- Панель приборов контроля за состоянием аккумуляторной батареи и системой оперативного постоянного тока.

Размеры здания ЗРУ-1 18×42 м.

Здание ЗРУ 6 кВ №2 состоит из помещений:

- закрытое распределительное устройство 6 кВ;
- главный щит управления (ОПУ);
- помещение дежурного электромонтёра.

В помещении ЗРУ-2 находится оборудование шкафы ячеек, выключатели масляные, разъединители выкатные, трансформаторы тока и напряжения, ошиновка, токопроводы.

ЗРУ-2 содержит 43 КРУ серии КР 10-31,5У3, образующих 2 секции шин 6 кВ. КРУ выполнено по ТУ 16-536.528-77 для температуры от -5 °С до +40 °С.

На главном щите управления ГЩУ общеподстанционного пункта управления ОПУ расположены:

- 9 панелей защит, управления и сигнализации силовых трансформаторов;

- 3 панели защит, управления и сигнализации секционных масляных выключателей;
- 1 панель контроля температуры 1Т, 2Т, 3Т;
- 2 панели мнемосхемы 1Т, 2Т, 3Т;
- 3 панели центральной сигнализации;
- 1 панель автоматического ввода резерва (АВР);
- 5 панелей (ЩСН) щит собственных нужд, из которых:
2 вводных панели, 1 секционная и 2 распределительно-линейных.

1.1 Характеристика потребителей подстанции «Тяговая-3»

Питание оперативных цепей защиты, управления, автоматики и сигнализации производится постоянным током, напряжением 220 В от щита постоянного тока (ЩПТ) с двумя выпрямительными агрегатами зарядно подзарядными (ВАЗП) и аккумуляторной батареей СК-8.

Дифференциальная защита, газовая защита 1Т, 2Т, 3Т, газовая защита регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) 1Т, 2Т, 3Т, действует на отключение соответствующего трансформатора.

Автоматический ввод резерва АВР 1-2, 2-3 секций шин действует на включение межсекционного масляного выключателя МСМВ 1-2, 2-3 при отключении масляного выключателя МВ-6 кВ 1Т, 2Т, 3Т от защит трансформатора и понижения напряжения – (выведено).

Автоматический ввод резерва АВР 4-5 секций шин действует на включение межсекционного масляного выключателя МСМВ 4-5 секций шин при отключении масляного выключателя МВ-6 кВ вводов 4-5 секций шин.

Автоматическая частотная разгрузка АЧР действует на отключение синхронных электродвигателей 6 кВ, при этом суммарная мощность отключенных электродвигателей составляет не менее 50% фактической нагрузки завода.

Автоматическое повторное включение АПВ масляного выключателя МВ-6 кВ 1Т, 2Т, 3Т имеет однократное повторное включение при аварийном отключении масляного выключателя МВ-6 кВ 1Т, 2Т, 3Т от максимальной токовой защиты МТЗ с контролем отсутствия напряжения на секциях 6 кВ – (выведено).

Нейтрали трансформаторов 1Т, 2Т, 3Т нормально разземлены и защищены разрядниками.

Параллельная работа трансформаторов 1Т, 2Т, 3Т допускается кратковременно на время перевода нагрузки.

Обслуживается подстанция оперативным персоналом Сервисного центра.

При нормальной схеме:

- включены 1Т и 2Т по ВЛ-35 кВ «Тяговая-1 – Тяговая-3», 3Т по ВЛ-35 кВ «Тяговая-1 – Тяговая-3», 1, 2, 3, 4, 5 секции шин 6кВ, трансформаторы собственных нужд ТСН-1, ТСН-2.

- в резерве межсекционные масляные выключатели МСМВ 1-2, 1-3, 2-3; на автоматический ввод резерва АВР межсекционный масляный выключатели МСМВ 4-5.

- разъединители ремонтной перемычки 35 кВ: СР-35 2 СШ отключен, СР-35 3 СШ отключен.

Электроснабжение ПС «Диспетчерская» осуществляется по двухцепной ВЛ-35кВ «Тяговая-1-Тяговая-3 (II)».

Питание оперативных цепей защиты, управления, автоматики и сигнализации производится постоянным током, напряжением 220 В от шкафов управления оперативными токами ШУОТ-02-411 с аккумуляторной батареей АБН-80.

Дифференциальная защита и газовая защита трансформаторов 1Т, 2Т, а также газовая защита РПН 1Т, 2Т действуют на отключение масляных выключателей МВ-10 кВ и масляных выключателей МВ-35 кВ 1Т, 2Т.

Максимальная токовая защита МТЗ-35 кВ 1Т, 2Т выполнена с пуском по напряжению от трансформаторов напряжения ТН-1 и ТН-3, ТН-2 и ТН-4 10 кВ действует с первой выдержкой времени на отключение масляных выключателей МВ-10 кВ «Ввод 1» («Ввод 2»), со второй – на отключение масляных выключателей МВ-35 кВ 1Т, 2Т.

Максимальная токовая защита МТЗ-10 кВ 1Т, 2Т выполнена с пуском по напряжению от трансформаторов напряжения ТН-1 и ТН-3, ТН-2 и ТН-4 10 кВ действует с первой выдержкой времени на отключение масляных выключателей МВ-10 кВ «Ввод 1», «Ввод 2», со второй – на отключение масляных выключателей МВ-35 кВ 1Т, 2Т.

Защита от перегруза 1Т, 2Т действует на сигнал.

Защита от подпитки выполнена с частотной блокировкой и действует на отключение синхронных электродвигателей.

Максимальная токовая защита МТЗ межсекционных масляных выключателей МСМВ-10 кВ 1-2, 3-4 секций шин выполнена с пуском по напряжению от трансформаторов напряжения ТН-1 или ТН-2, ТН-3 или ТН-4 и действует на отключение межсекционных масляных выключателей МСМВ-10 кВ 1-2, 3-4 секций шин.

Автоматический ввод резерва АВР-10 кВ 1-2, 3-4 секций шин действует на включение межсекционных масляных выключателей МСМВ-10 кВ 1-2, 3-4 при отключении масляного выключателя МВ-10 кВ «Ввод 1», «Ввод 2» защитами трансформатора или схемой автоматического ввода резерва АВР с частотным пуском.

Автоматическая частотная разгрузка АЧР действует на отключение синхронных электродвигателей 10 кВ, при этом суммарная мощность отключенных электродвигателей составляет не менее 50% фактической нагрузки.

Нейтрали трансформаторов 1Т, 2Т, глухо заземлены и защищены разрядниками РВС 35+РВС 15.

Параллельная работа трансформаторов 1Т, 2Т, допускается кратковременно на время перевода нагрузки.

При нормальной схеме:

- включены 1Т по ВЛ-35 кВ «Тяговая-1 – Тяговая-3-2», 2Т по ВЛ-35 кВ «Тяговая-1 – Тяговая-3-1», 1, 2, 3, 4, секции шин 10 кВ, трансформаторы собственных нужд ТСН-1, ТСН-2.

- в резерве на автоматическом вводе резерва АВР: межсекционные масляные выключатели МСМВ –10 кВ 1-2, 3-4 секций шин.

- разъединители ремонтной перемычки 35 кВ: РП-1 отключен, РП-2 включен.

Основными потребителями электроэнергии являются синхронные электродвигатели напряжением 6 кВ, асинхронные электродвигатели напряжением 6 кВ и трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ.

1.2 Основные электрические решения по реконструкции объектов ОАО «Алмалыкский ГМК»

1.2.1 Основные недостатки существующей системы электроснабжения

На главной понижающей подстанции 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3» установлены на напряжении 35 кВ маломасляные выключатели серии ВМТ-35Б-25/1250 УХЛ1, на напряжении 6 кВ установлены маломасляные выключатели серии МГГ-10-5000-63КУЗ которые являются морально устаревшими и нормативный срок эксплуатации которых истек. Эксплуатация данных типов выключателей требует существенных эксплуатационных и временных затрат при ремонте и плановом техническом обслуживании.

Все потребители 6 кВ подключены через реакторы РБСД-6-2×1600. Токоограничивающие реакторы, предназначенные для ограничения пусковых токов при пуске мощных синхронных двигателей постоянно находиться в работе, что приводит к существенным потерям электроэнергии и

необходимости трудоёмкого технического обслуживания. Частые прямые пуски синхронных двигателей приводят к быстрому старению изоляции и преждевременному выходу из строя реакторов. Согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя реакторы капитальному ремонту не подлежат, при текущем ремонте производится оценка состояния и в случае неудовлетворительной оценки реактор подлежит списанию. Замена реактора приводит к большим временным затратам порядка четырёх дней и стоит около 8 миллионов рублей. На аналогичных комбинатах в регионе с середины двухтысячных годов применяются устройства плавного пуска синхронных электродвигателей.

При модернизации схем электроснабжения должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учётом рационального сочетания сооружаемых элементов электроснабжения с действующими.

На всех этапах реконструкции сети следует предусматривать возможность её преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров ПС. При проектировании развития электроснабжения необходимо обеспечить снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема и параметры схемы электроснабжения должны обеспечивать надёжность электроснабжения, при котором в случае отключения линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

Целью реконструкции главной понижающей подстанции 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3» является замена морально и физически устаревшего оборудования, для обеспечения надёжности электроснабжения предприятия, удобства эксплуатации, снижения эксплуатационных расходов, и экономии потребляемой электроэнергии.

1.2.2 Решения по реконструкции электроснабжения объектов ОАО «Алмалыкский ГМК»

На ГПП 35/6/3,3 кВ «Тяговая-3» предлагается:

- замена на напряжении 35 кВ маломасляных выключателей серии ВМТ-35Б-25/1250 УХЛ1 на элегазовые выключатели;
- замена на напряжении 6 кВ маломасляных выключателей серии МГГ-6-5000-63КУЗ на элегазовые выключатели;
- замена на напряжении 6 кВ маломасляных выключателей серии ВМПЭ6-630-1600 на вакуумные выключатели;
- отказ от схемы пуска синхронных двигателей через токоограничивающие реакторы для снижения потерь электроэнергии, эксплуатационных и временных затрат и применение высоковольтных преобразователей частоты для пуска в асинхронном режиме синхронных двигателей.

В настоящее время выключатели с вакуумными и элегазовыми дугогасящими устройствами ДУ начинают все больше вытеснять масляные, электромагнитные и воздушные выключатели. Дело в том, что ДУ вакуумные и элегазовые не требуют ремонта, по крайней мере, в течение 20 лет, в то время как в масляных выключателях масло при отключениях загрязняется частицами свободного углерода и, кроме того, изоляционные свойства масла снижаются из-за попадания в него влаги и воздуха. Это приводит к необходимости смены масла не реже 1 раза в 4 года. Дугогасящие устройства электромагнитных выключателей примерно в эти же сроки требуют очистки от копоти, пыли и влаги; ДУ вакуумных и элегазовых выключателей заключены в герметичные оболочки, и их внутренняя изоляция не подвергается воздействию внешней среды. Электрическая дуга при отключениях в вакууме или в элегазе также практически не снижает свойств дугогасящей и изолирующей среды.

Благодаря более высокой плотности теплопередающая способность элегаза также оказывается намного лучшей по сравнению с воздухом.

Высокие электрическая прочность и теплопередающие свойства элегаза определяют и его прекрасную дугогасительную способность, что позволяет отключать в элегазе мощности в 70-100 раз большие, чем в воздухе. Этот газ не токсичен, химически нейтрален к конструкционным материалам, пожаробезопасен, имеет относительно низкую температуру сжижения.

Основными достоинствами элегазовых выключателей являются:

- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- быстроедействие и пригодность для работы в любом цикле АПВ;
- возможность осуществления синхронного размыкания контактов непосредственно перед переходом тока через нуль;
- высокая отключающая способность при особо тяжелых условиях отключения (отключение близких коротких замыканий и других);
- надежное отключение емкостных токов холостых линий;
- малый износ дугогасительных контактов;
- легкий доступ к дугогасителям и простота их ревизии;
- относительно малый вес (по сравнению с баковыми масляными выключателями);
- пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки элегазовых выключателей:

- необходимость в наличии устройств для наполнения, перекачивания и очистки шести фтористой серы (SF_6);
- относительно высокая стоимость дугогасящей среды;
- относительная сложность конструкции ряда деталей и узлов, а также необходимость применения высоконадежных уплотнений;
- относительно высокая стоимость.

Сегодня вакуумная коммутационная техника может применяться для уровня токов короткого замыкания вплоть до 100 кА, так что в последние годы усилия разработчиков направлены не на повышение основных параметров выключателей, а на создание более экономичных конструкций и повышение их надежности.

Достоинства вакуумных выключателей:

- простота конструкции (отсутствие клапанов, компрессоров и других вспомогательных устройств) и надежность в работе;
- относительно небольшие габариты и масса;
- отсутствие сжатого воздуха или трансформаторного масла;
- малое время отключения (0,03-0,05 с);
- отсутствие масла и других горючих материалов (взрывобезопасность);
- высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка (отсутствие шунтирующих резисторов);
- бесшумная работа;
- отсутствие выбросов в атмосферу;
- удобны для отключения емкостной нагрузки;
- полная герметизация дугогасительного устройства;
- значительный ресурс при коммутации номинального тока (30...50 тысяч операций);
- произвольное положение камеры;
- отсутствует ударная нагрузка на фундамент, характерная для масляных выключателей;
- вакуумные выключатели позволяют создать малогабаритные (многоэтажные) КРУ;
- малый ход и скорость контактов позволяют применять легкие, небольшие пружинные или электромагнитные приводы;

Недостатки вакуумных выключателей:

- вблизи нуля наблюдается срез тока, сопровождающийся перенапряжениями при отключении малых индуктивных токов;
- для борьбы с перенапряжениями необходимо применять RC-цепочки, ОПН, либо использовать выключатели с электромеханическим способом устранения перенапряжения;
- требуют больших капиталовложений, что определяет довольно высокую их стоимость.

2 Применение высоковольтных преобразователей частоты и пуска в асинхронном режиме синхронных двигателей для повышения надёжности

ВПЧС – это ряд средневольтных (6, 10 кВ) преобразователей частоты для работы с синхронными двигателями.

Способность синхронной машины генерировать реактивную мощность позволяет использовать для синхронных электроприводов экономную структуру тиристорного преобразователя тока.

Помимо того, что она экономна, структура эта еще и полнофункциональна; она позволяет не только ускорять или поддерживать движение, но и тормозить. Преобразователи другого типа, с широтно-модулированными инверторами напряжения, выполненные на мощных транзисторах IGBT в классе средних напряжений получаются гораздо более дорогими. Они удорожаются дополнительно, когда кроме ускорения требуется обеспечить и торможение тоже. ВПЧС выполнены по экономной структуре двухмостового тиристорного преобразователя тока. Отличия от более ранних преобразователей этого типа:

- более широкомасштабное использование алгоритмических возможностей современной микропроцессорной техники для облегчения силового оборудования и улучшения эксплуатационных характеристик;
- ограниченное, в масштабах, не вредящих экономичности, применение мощных транзисторов с изолированным затвором IGBT для улучшения эксплуатационных характеристик.

Основные параметры ряда ВПЧС:

- напряжения 6 и 10 кВ;
- номинальные частоты 50 и 60 Гц;

					ФЮРА 13.03.02			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Нуриддинов				Применение высоковольтных преобразователей частоты и пуска в асинхронном режиме синхронных двигателей для повышения надёжности	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Усов Ю.П.						24	631
Реценз.						НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14		
Н.контр.	Усов Ю.П.							
.	.							

- мощности 630, 800, 1600, 2000, 3700 кВт.

2.1 Структура силовой схемы

Преобразователи ряда строятся по унифицированной структуре, с унифицированным конструктивом и унифицированной системой управления.

Функциональная схема преобразователей ВПЧС показана на рисунке 2.1

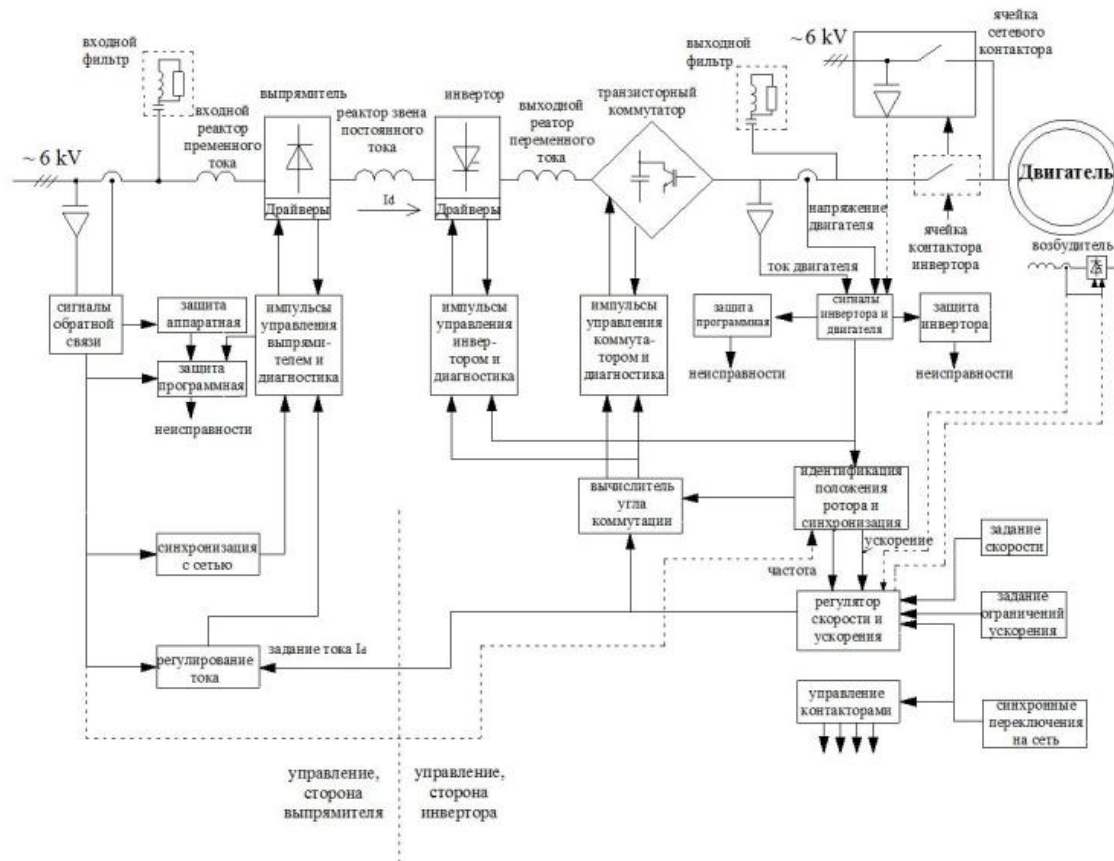


Рисунок 2.1 - Функциональная схема преобразователей ВПЧС

Основные силовые блоки преобразователя - это тиристорный сетевой выпрямитель, сглаживающий реактор звена постоянного тока и тиристорный ведомый инвертор двигателя. Эти блоки осуществляют преобразование электрической энергии между сетью и двигателем. Термины «сетевой выпрямитель» и «ведомый инвертор двигателя» относятся к основному режиму, когда энергия передается через преобразователь от сети к двигателю (разгон или поддержание движения). Двухмостовая схема тиристорного преобразователя тока может работать и в инверсном режиме, когда энергия

передается от двигателя в сеть (торможение). В инверсном режиме тиристорный мост инвертора переводится в режим выпрямителя, а сетевой тиристорный мост переводится в режим ведомого сетью инвертора. Преобразователи ВПЧС (как и другие преобразователи на основе двухмостовой тиристорной схемы преобразователя тока) могут осуществлять не только разгон и регулирование скорости вращения, но и торможение электроприводов с большим моментом инерции. В аппаратуре управления ВПЧС заложена возможность автоматического перехода к режиму торможения.

Вспомогательные силовые блоки ВПЧС – это входной и выходной реакторы переменного тока, входной и выходной фильтры переменного тока и блок транзисторного коммутатора. Схема ВПЧС является бестрансформаторной и входной реактор переменного тока в ней необходим для ограничения скорости коммутации тока вентилей выпрямителя и для ограничения тока короткого замыкания при авариях. Выходной реактор переменного тока выполняет те же функции для инвертора на тех интервалах времени, когда к двигателю подключены одновременно инвертор и сеть. Такое перекрытие контакторов сети и инвертора может использоваться для плавного перевода питания двигателя с инвертора на сеть или обратно, с сети на инвертор.

Входной и выходной фильтры переменного напряжения предназначены для подавления высокочастотных резонансных колебаний в присоединительных входных и выходных кабелях, которые могли бы возбуждаться при переключениях вентилей. Установленные фильтры подавляют эти колебания. Транзисторный коммутатор является вспомогательным блоком, предназначенным для улучшения условий коммутации тиристорного инвертора. Он составлен из трех однофазных транзисторных мостов, включенных каждый в рассечку фазного провода. Постоянное напряжение коммутатора составляет ≈ 550 В. При нулевой или малой скорости вращения, когда э.д.с. вращения двигателя отсутствует или мала, коммутация вентилей осуществляется напряжением коммутатора.

Поэтому при пуске можно не прерывать ток инвертора, снижая тем самым пульсации момента двигателя на этой стадии. При высоких скоростях напряжение коммутатора суммируется с э.д.с. вращения двигателя и позволяет уменьшить угол сдвига тока двигателя до номинальной величины $\cos(\varphi) = 0,9$. Мощность коммутатора незначительна и в нем используются транзисторы самого массового класса 1200В, применяемые в электроприводах с напряжением 380 В, поэтому затраты на него невелики.

Вентили выпрямителя и инвертора набираются из последовательно соединенных тиристоров; число тиристоров определяется «принципом n-1»: при пробое одного тиристора работа преобразователя не прерывается. Включение тиристоров выпрямителя и инвертора и переключение транзисторов коммутатора выполняется по оптоволоконным каналам связи через блоки формирования импульсов включения/выключения – драйверы. Каждый тиристор и транзистор имеют свой драйвер, который расположен рядом с тиристором (транзистором) и имеет потенциал катода (эмиттера). Передача питания на драйвер, когда оно требуется, осуществляется высокочастотной токовой петлей выполненной высоковольтным кабелем. Отделённое питание и оптоволоконная передача сигналов обеспечивают помехозащищенность. Каждый драйвер имеет два оптоволоконных канала связи: прямой и обратный. По прямому каналу на драйвер подаются сигналы включения/выключения. По обратному каналу из драйвера передается информация, нужная для защиты и сигнализации.

2.2 Подсистема управления выпрямителя

На рисунке 2.1 кроме силовых блоков, представлены также функциональные блоки системы управления. Подсистема управления выпрямителя обеспечивает регулирование выпрямленного тока I_d и защиту выпрямителя. В ней предусмотрены аппаратная и программная защиты. Аппаратная защита действует при аварийных токах и при пропадании питания

собственных нужд. В программной защите суммируются данные об исправности тиристоров и драйверов и о перегревах. Основные функциональные блоки подсистемы управления выпрямителя – это блок синхронизации с сетью, блок импульсов управления и диагностики и блок регулирования тока. В блоке синхронизации использован прецизионный и помехозащищенный алгоритм трехфазной синхронной фильтрации, а в блоке импульсов управления – алгоритм эквивалентного зануляющего вентиля. Современная микропроцессорная техника позволяет осуществить эти алгоритмы без усложнения аппаратуры, а применение их дает возможность уменьшить силовое оборудование, в частности – сглаживающий дроссель.

Базовым блоком подсистемы управления инвертором является блок идентификации положения ротора и синхронизации рисунок 2.1. Пуск двигателя при использовании ВПЧС является синхронным с самого начала. Асинхронная стадия отсутствует. Возбудитель включается пред началом работы ВПЧС. Система управления ВПЧС векторная, без датчика положения ротора. Положение ротора перед пуском определяется по фазе напряжения статора, которое наводится при включении возбудителя; фаза, с которой стартует инвертор, определяется как первая (в положительном направлении), следующая за положением ротора фаза инвертора. В дальнейшем блок идентификации отслеживает непрерывно изменяющееся положение ротора по измеренным токам и напряжениям статора, и обеспечивает синхронизацию импульсов управления инвертора.

Блок вычислителя угла коммутации по значениям тока I_d , частоты f и э.д.с. двигателя U_m вычисляет минимальный угол опережения инвертора β , обеспечивающий завершение коммутаций и выключение тиристоров. Транзисторный коммутатор управляется так, чтобы его э.д.с. действовала совместно с э.д.с. двигателя. Импульс напряжения в коммутируемых фазах включается с небольшим опережением ξ относительно момента включения очередного вентиля инвертора в момент $-\beta - \xi$, и снимается с задержкой δ после окончания коммутации (рисунок 2.2).

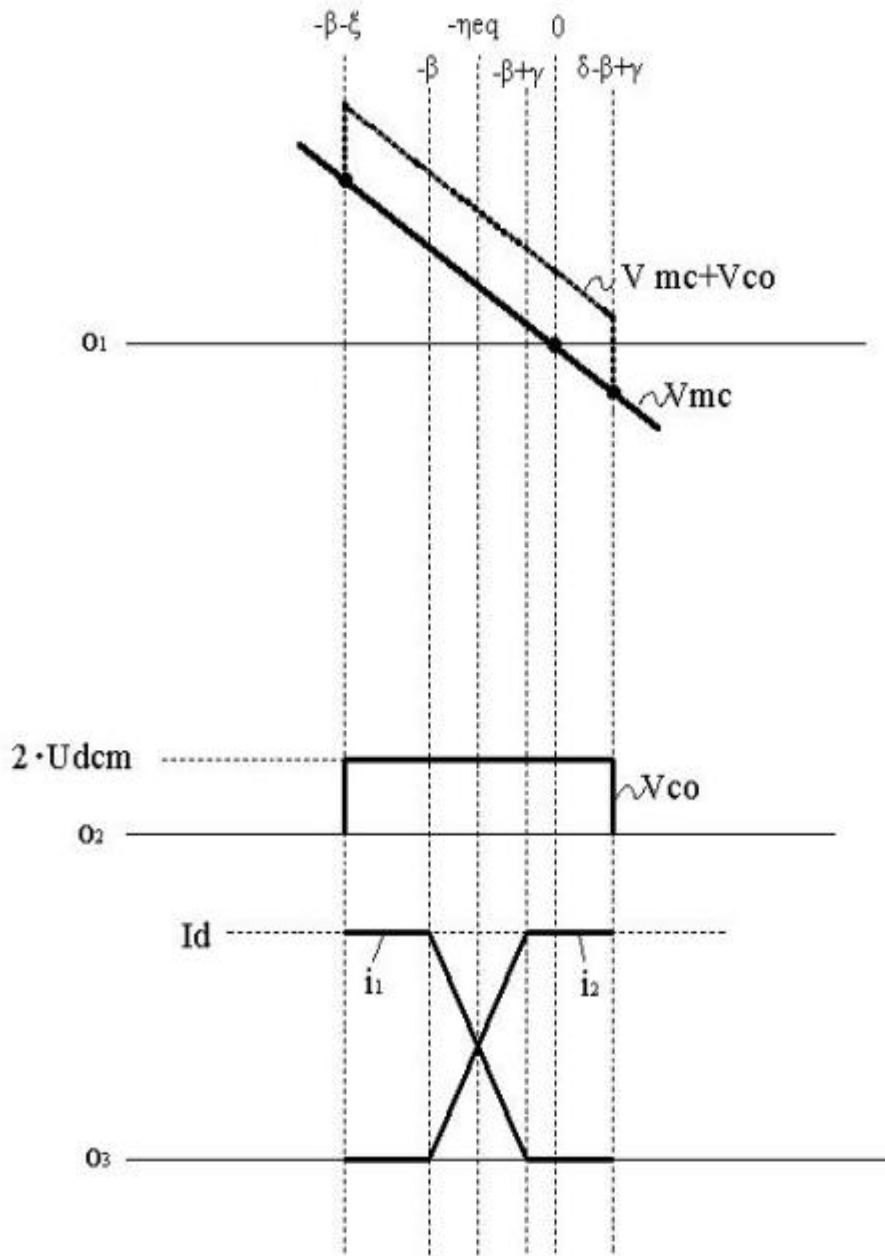


Рисунок 2.2 - Коммутация тока инвертора совместным действием э.д.с.

двигателя V_{mc} и импульсом транзисторного коммутатора V_{co}

Уже небольшое напряжение коммутатора (2×550 В) позволяет снизить требуемый угол опережения инвертора β . Электромагнитный момент на валу двигателя пропорционален произведению

$$M_{em} \approx Id \cdot \cos \eta_{eq}$$

$$\eta_{eq} \cong \beta - \frac{\gamma}{2}$$

так что уменьшение опережения позволяет соответственно уменьшить ток I_d (и соответственно – ток двигателя и сети). Регулирование движения осуществляется двухконтурной системой в блоке регулятора скорости и ускорения. Регулятор ускорения интегрально-пропорциональный апериодический, (рисунок 2.3).

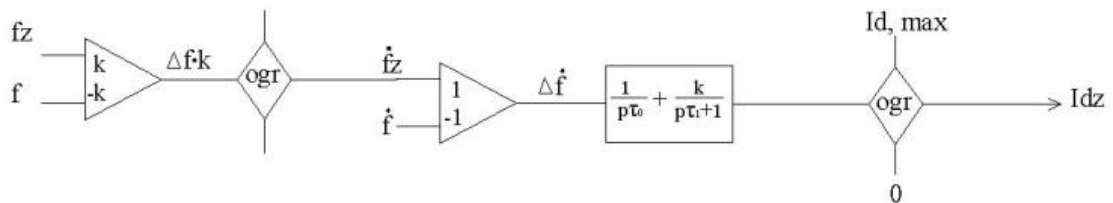


Рисунок 2.3 - Регуляторы скорости и ускорения

На выходе его вырабатывается задание выпрямленного тока I_{dz} . Выход регулятора ограничивается на уровне $I_{d, \max} \approx 1,3 \cdot I_{d, \text{ном}}$. Регулятор скорости пропорциональный, с двусторонним ограничителем $\pm g$. Сигналы обратных связей поступают в блок регуляторов скорости и ускорения из блока идентификации положения ротора.

При больших рассогласованиях скорости устанавливается ускорение

$$(*) \quad \dot{f}^z = g_{(*)}$$

и оно поддерживается до тех пор, пока не будет достигнута окрестность $\pm 1/k$ (обычно $\pm 2\%$) уставки скорости; после этого процесс набора скорости продолжается экспоненциально, пока скорость не достигнет заданной величины. В целом регулятор скорости астатический, заданная частота отслеживается точно. Ускорение может замедлиться, если задание по моменту (по току I_d) достигнет уровня ограничения; в этом случае ускорение определяется избытком электромагнитного момента над моментом сопротивления

$$\dot{f} \propto M_{em2, \max} - M_c,$$

$$\text{где } M_{em2, \max} \approx 1,3 \cdot M_{\text{ном}}$$

Блок управления контакторами контролирует синхронность и синфазность напряжений сети и инвертора. Переключения сетевой ячейки и

контактора инвертора производится после достижения заданной точности синфазности.

Алгоритмы управления осуществляются унифицированной системой управления (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 - Блок унифицированной системы управления

Основные операции выполняются ячейками быстродействующих сигнальных процессоров с ПЛИС и согласующими операционными усилителями. Для передачи сигналов управления на тиристоры, транзисторы и коммутационные аппараты и для приема данных с датчиков используются ячейки обмена с оптоволоконными разъемами, а также электромагнитными и полупроводниковыми реле. Для выполнения вспомогательных функций в блоке управления устанавливается ячейка универсального промышленного компьютера (обмен с пультами управления, связь с АСУ верхнего уровня, календарь и ведение протоколов и т.п.), а также ячейка мониторинга, осуществляющая запись процессов, которая может понадобиться при диагностике. Уставки (например – темп разгона) параметров, характеризующих режимы, в исходном состоянии системы задаются на номинальном (стандартном) уровне.

При вводе в эксплуатацию или в ходе эксплуатации эти уставки могут изменяться в предусмотренных пределах с клавиатуры пульта, размещенного на передней панели. На пульте размещен также дисплей, на котором отображаются текущие показатели режима (частота, выходное напряжение и выходной ток, а также другие переменные по запросу с клавиатуры).



Рисунок 2.6 (б)

Рисунок 2.6 - Внешний вид шкафа управления поочерёдным пуском (ШУПП) нескольких электродвигателей и мнемосхема лицевой панели

а) Блок контроллера; б) Мнемосхема лицевой панели ШУПП

С лицевой панели ШУПП осуществляется выбор двигателя для пуска, а также контроль состояния коммутационных аппаратов на мнемосхеме (рисунок 2.6 (б))

Одним из основных назначений преобразователей ВПЧС является разгон синхронных электроприводов с тяжелыми условиями пуска, когда велик момент инерции электропривода или момент сопротивления велик, начиная уже с малых скоростей движения.

Оборудование преобразователя ВПЧС мощностью 3700 кВт полностью размещено в трех шкафах (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 - Шкафы для размещения оборудования преобразователя частоты ВПЧС

Подключение входных и выходных кабелей 6 кВ осуществляется снизу в шкафу выпрямителя (вход) и шкафу инвертора (выход). Кабели управления подключаются снизу в шкафу инвертора и системы управления. Привычный вынесенный отдельно крупногабаритный сглаживающий реактор отсутствует; описанные выше алгоритмы позволили обойтись компактным сглаживающим реактором, размещенном в среднем шкафу. Блок системы управления на основе современных сигнальных процессоров также получается компактным и размещается в экранированном отсеке первого силового шкафа. Там же расположена панель местного управления с дисплеем для отображения показателей режимов и диагностики, клавиатурой для корректировки уставок и вызова данных диагностики, а также кнопками «пуск/стоп». При работе с единичным электроприводом никакого дополнительного оборудования не требуется. Для работы с несколькими двигателями предусмотрен дополнительный шкаф управления ШУПП, к которому подводятся цепи управления ячейками контакторов и управление возбуждателями. Расположение этого шкафа определяется требованиями удобства обслуживания и сокращения соединительных проводов. С ВПЧС шкаф управления связывается по каналу связи RS485; расстояние до ВПЧС не критично.

3 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По величине электрических нагрузок выбирают электрооборудование системы электроснабжения (силовые трансформаторы, коммутационную аппаратуру, провода, кабели, аппаратуру измерений и защиты и так далее). Поэтому от правильности оценки нагрузок электрических сетей зависит надежность и бесперебойность работы системы электроснабжения.

В этом разделе необходимо рассчитать нагрузки потребителей. Определяем расчетные нагрузки по формуле:

$$S_p = S_n \cdot K_o \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (3.1)$$

где S_n – установленная мощность потребителей, кВ·А

K_o – коэффициент одновременности [3]

Таблица 3.1 – Нагрузки потребителей по стороне 6 кВ

$I_{\max}$ по замеру А	$P_{\max}$ кВт	S_n кВ·А	K_o	S_p кВ·А
85	1323,45	1470,5	0,75	1102,875
30	467,1	519	0,75	389,25
37	576,09	640,1	0,75	480,075
20	311,4	346	0,75	259,5
10	155	173	0,75	129,75
23	358,1	397,1	0,75	289,275
140	2179,8	2422	0,75	1816,5

Итого: 4476,225 кВ·А

					ФЮРА 13.03.02		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Нуриддинов				Расчет электрических нагрузок	Лит.	Лист
Провер.	Усов Ю.П.						35
Реценз.						НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14	
Н.контр.	Усов Ю.П.						

Определяем полную мощность подстанции с учетом повышения мощности в 1,2 раза:

$$S_{n/e} = (\Sigma S_{p10kB} + \Sigma S_{p35kB}) \cdot 1,2, \quad (3.2)$$

$$S_{n/e} = (4476,225 + 7075,265) \cdot 1,2 = 13861,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Для построения графика по продолжительности, используем замеры нагрузки на вводах 35кВ П/С «Тяговая-3».

Для характеристики графика нагрузки П/С можно воспользоваться условной продолжительностью использования максимальной нагрузки по формуле:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}}, \text{ ч} \quad (3.3)$$

где, $W_{\text{год}}$ - потребленное количество электроэнергии за год, кВт/ч

$P_{\max}$ - максимальная нагрузка за год, кВт.

Годовое потребление электроэнергии определяем по формуле:

$$W_{\text{год}} = \Sigma P_i \cdot t_i, \text{ ч} \quad (3.4)$$

где, P_i - мощность i-й ступени графика, кВт

t_i - продолжительность ступени, ч.

Таблица 3.3 - Замеры нагрузок и мощностей на вводе 35кВ за год

Месяц	t, ч	$I_{\max}$ А	S кВт·А	$\cos \varphi$	P кВт
январь	744	50	9515	0,9	8563,5
февраль	672	75	14272,5	0,9	12845,25
март	744	45	8563,5	0,9	7707,15
апрель	720	40	7612	0,9	6850,8
май	744	35	6660,5	0,9	5994,45
июнь	720	30	5709	0,9	5139
июль	744	35	6660,5	0,9	5994,45
август	744	36	6850,8	0,9	6165,72
сентябрь	720	50	9515	0,9	8563,5
октябрь	744	15	2854,5	0,9	8569,05
ноябрь	720	25	4751,65	0,9	4281,75
декабрь	744	40	6850,3	0,9	7612
Итого	8760				81523,52

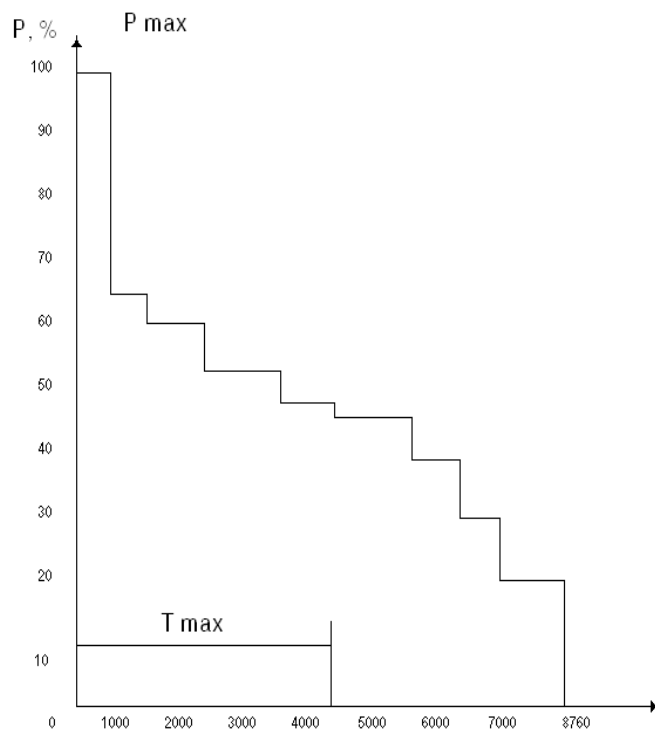


Рисунок 3.1 - Годовой график нагрузки по продолжительности

$$W_1 = 8563,5 \cdot 744 = 6371244 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_2 = 12845,25 \cdot 672 = 8632008 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_3 = 7707,15 \cdot 744 = 5734119,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_4 = 6850,8 \cdot 720 = 4932576 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_5 = 5994,45 \cdot 744 = 4459870,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_6 = 5138,1 \cdot 720 = 3699432 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_7 = 5994,45 \cdot 744 = 4459870,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_8 = 6165,72 \cdot 744 = 4587295,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_9 = 8563,5 \cdot 720 = 6165720 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{10} = 2569 \cdot 744 = 1911373,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{11} = 4281,75 \cdot 720 = 3082860 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{12} = 6850,8 \cdot 744 = 5096400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\text{год}} = 59132770,08 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем продолжительность использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{59132770,8}{12845,25} = 4619 \text{ ч}$$

Определяем среднюю нагрузку по формуле:

$$P_{cp} = \frac{W_{zod}}{8760}, \quad \kappa Bm \quad (3.5)$$

$$P_{cp} = \frac{59132770,8}{8760} = 16750,3 \quad \kappa Bm$$

4 Выбор мощности силовых трансформаторов

На всех электрических станциях и подстанциях, устанавливаются силовые трансформаторы, предназначенные для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в другое.

Определяем мощность силового трансформатора с учетом повышения мощности в 1,2 раза:

$$S_{TP} = \frac{P_{cp}}{\cos \varphi \cdot \beta_T \cdot n} \cdot 1,2 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где, $\beta_T = 0,7$ [3]

$$S_{TP} = \frac{16750,3}{0,9 \cdot 0,7 \cdot 1} \cdot 1,2 = 31905 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора 40000 кВ·А.

Проверяем выбранный трансформатор по условию

$$\beta_{т.нор.} < \beta_{т.2}$$

где, $\beta_{т.2}$ – коэффициент максимальной систематической нагрузки.

При перегрузе трансформатора на время более 6 часов в сутки $\beta_{т.2} = 1,2$, в аварийном режиме $\beta_{т.2} = 1,4$.

$$\beta_{т.нор.} = \frac{S_{тр}}{S_{тр.станд}} \quad (4.1)$$

$$\beta_{т.нор.} = \frac{31905}{40000} = 0,8$$

$$\beta_{т.нор.} = 0,8 < \beta_{т.2} = 1,2$$

Проверяем выбранный трансформатор в аварийном режиме, в аварийном режиме оставляем нагрузку I и II категории, что составляет 40% от общей нагрузки потребителей [3].

					ФЮРА 13.03.02						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Нуриддинов			Выбор мощности силовых трансформаторов	Лит.	Лист	Листов			
Провер.		Усов Ю.П.						39	2		
Реценз.						НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14					
Н.контр.		Усов Ю.П.									

Определяем нагрузки I и II категории по формуле:

$$P_{I+II} = \frac{(S_{II/C} \cdot \cos \alpha) \cdot 40}{100}, \quad \text{кВт} \quad (4.2)$$

$$P_{I+II} = \frac{(13861,8 \cdot 0,9) \cdot 40}{100} = 4990,2 \quad \text{кВт}$$

Проверяем выбранный трансформатор в аварийном режиме по условию

$$\beta_{m.ав} < \beta_{m2.ав}$$

где, $\beta_{m2.ав} = 1,4$

$$\beta_{m.ав} = \frac{P_{I+II}}{\cos \phi \cdot S_{\text{тр.станд}}} \quad (4.3)$$

$$\beta_{m.ав} = \frac{4990,2}{0,9 \cdot 40000} = 0,3$$

$$\beta_{m.ав} = 0,3 < \beta_{m2.ав} = 1,4$$

Условие по выбору трансформатора выполняются.

Согласно расчетам выбираем силовые трансформаторы марки ТРДН-40/35У1.

Таблица 4.1 – Технические данные трансформатора

Тип	S _{ном} , кВ·А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		U _к , %	I _х , %
		ВН	НН	ΔP _к	ΔP _х	ВН-НН	
ТРДН	40000	35	6,5	105	32	6,5	1,0

5 Расчет токов короткого замыкания

Для расчетов токов короткого замыкания составляем расчетную схему – упрощенную схему электроснабжения, в которой учитываем источник питания, воздушные линии и трансформаторы, а также намечаем точки коротких замыканий.

По определению коротким замыканием называют всякое случайное или предложенное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей, при котором токи, в ветвях электроустановки, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

В связи с этим расчет величин короткого замыкания требуется для выбора токовыводящих частей и аппаратов, а также эти величины необходимы для расчета релейной защиты трансформаторов и воздушных линий.

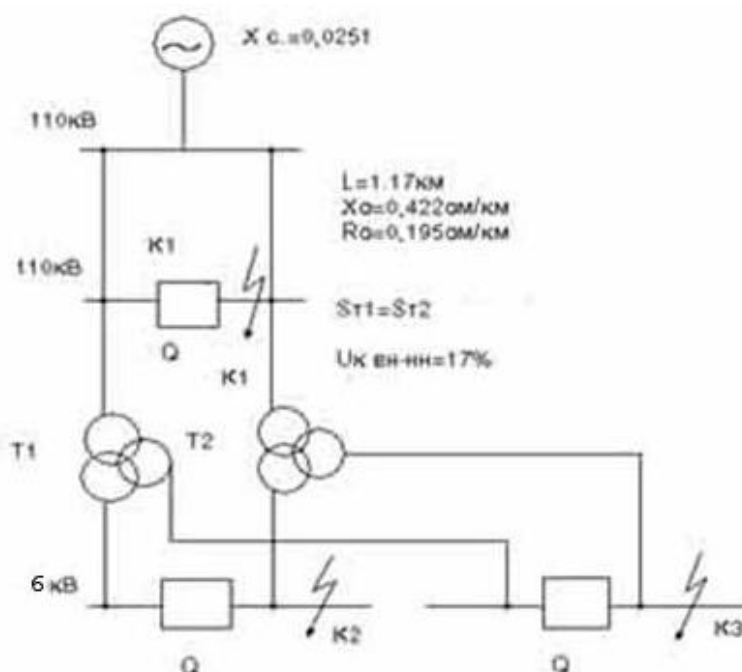


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

					ФЮРА 13.03.02						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Нуриддинов			Расчет токов короткого замыкания			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Усов Ю.П.								41	5
Реценз.								НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14			
Н.контр.		Усов Ю.П.									


$$X_{*4} = X_{*5} = X_{*B,m,p.} = 1/200 \cdot (U_{\kappa B \cdot C} + U_{\kappa B \cdot H} - U_{\kappa C \cdot H}) \cdot S_{\delta} / S_{H,mp}$$

где, X_{*Bmp} - индуктивное сопротивление высокой стороны

$$X_{*4} = X_{*5} = 1/200 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot 100/16 = 0,672$$

$$X_{*6} = X_{*7} = X_{*c,mp} = 1/200 \cdot (U_{KB \cdot c} + U_{KC \cdot u} - U_{KB \cdot u}) \cdot S_{\delta} / S_{н.мп}, \quad (5.3)$$

где, $X_{*c,mp}$ - индуктивное сопротивление средней стороны

$$X_{*6} = X_{*7} = 1/200 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cdot 100/16 = -0,016$$

$$\begin{aligned} X_{*8} = X_{*9} = X_{*н} &= 1/200 \cdot (U_{KB \cdot н} + U_{KC \cdot н} - U_{KB \cdot c}) \cdot S_{\delta} / S_{н.мп} \\ &= 1/200 \cdot (6 + 17 - 10,5) \cdot 100/16 = 0,391 \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$X_{pk_1}^{(3)} = X_c + X_l / 2 \quad (5.5)$$

где, X_{pk_1} - результирующее сопротивление первой точки короткого замыкания.

$$X_{pk_1} = 0,0251 + 0,038/2 = 0,044$$

$$X_{pk_2} = X_{pk_1} + X_{*B} / 2 + X_{*н} / 2 \quad (5.6)$$

где, X_{pk_2} - результирующее сопротивление второй точки короткого замыкания

$$X_{pk_2} = 0,044 + 0,672/2 + 0,391/2 = 0,5755$$

$$X_{pk_3} = X_c + X_B / 2 + X_c / 2 \quad (5.7)$$

где, X_{pk_3} - результирующее сопротивление третьей точки короткого замыкания

$$X_{pk_3} = 0,044 + 0,672/2 - 0,016/2 = 0,372$$

Определяем токи коротких замыканий их ударные токи, а также мощности коротких замыканий.

Определяем токи коротких замыканий:

$$I_{no} = I_{\delta} / X_p, \text{ кА} \quad (5.8)$$

где, I_{δ} - базовый ток по ступени напряжения точки короткого замыкания, кА

$$I_{\delta} = S_{\delta} / \sqrt{3} \cdot U_{cp}, \text{ кА} \quad (5.9)$$

В точке K_1

$$I_{\delta_1} = 100 / \sqrt{3} \cdot 115 = 0.502 \quad \text{kA}$$

$$I_{no_1} = 0,502 / 0,044 = 11,4 \quad \text{kA}$$

В точке K_2

$$I_{\delta_2} = 100 / \sqrt{3} \cdot 10.5 = 5.49 \quad \text{kA}$$

$$I_{no_2} = 5.49 / 0,5755 = 9.54 \quad \text{kA}$$

В точке K_3

$$I_{\delta_3} = 100 / \sqrt{3} \cdot 37 = 1.56 \quad \text{kA}$$

$$I_{no_3} = 1.56 / 0,372 = 4.194 \quad \text{kA}$$

Определяем ударные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_y, \quad \text{kA}$$

(5.10)

где, K_y - ударный коэффициент тока короткого замыкания

В точке K_1

$$i_{y_1} = \sqrt{2} \cdot 11,4 \cdot 1,608 = 26 \quad \text{kA}$$

В точке K_2

$$i_{y_2} = \sqrt{2} \cdot 9.54 \cdot 1,369 = 18.47 \quad \text{kA}$$

В точке K_3

$$i_{y_3} = \sqrt{2} \cdot 4.194 \cdot 1,8 = 10.676$$

Определяем мощности коротких замыканий:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{no}, \quad \text{MB} \cdot \text{A}$$

(5.11)

В точке K_1

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,4 = 2268,03 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

В точке K_2

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 9.54 = 173.5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Таблица 5.1 – Величины коротких замыканий:

Точки, к.З.	Напряжение, кВ	Ток, к.З.	Ударный ток, кА	Мощность, к.З. МВ.А
K ₁	35	11,4	26	2268,03
K ₂	6,5	9,54	18,47	173,5

6 Выбор основного оборудования

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети.

Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты следует, затем проверить по режиму максимальных токов короткого замыкания для точек, где предполагается установка того или иного аппарата

6.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Выключатель это основной коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в сетях при нормальных (при нагрузке и без нее), ненормальных (при перегрузке) и аварийных (при коротком замыкании) режимах. Наиболее тяжелым режимом работы для выключателя является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям предъявляют следующие требования: надежное отключение токов при значениях от десятков ампер до номинального тока отключения; длительное выдерживание номинальных режимов по току и напряжению; устойчивость к термическому и динамическому воздействиям токов короткого замыкания; эффективное и быстрое гашение дуги, возникающей при разрыве контактов; малое время отключения; пригодность для автоматического повторного включения; удобство при эксплуатации и перевозках; взрывобезопасность и пожаробезопасность.

Условия выбора:

					ФЮРА 13.03.02							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Нуриддинов			Выбор основного оборудования				Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Усов Ю.П.									46	633
Реценз.									НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14			
Н.контр.		Усов Ю.П.										

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (6.1)$$

где, $U_{уст}$ - напряжение установки, кВ

$U_{ном}$ - номинальное напряжение аппарата, кВ

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (6.2)$$

где, I_{max} - длительно максимальный ток, А

$I_{ном}$ - номинальный ток аппарата, А

Условия проверки

$$I_{но} \leq I_{откл.ном} \quad (6.3)$$

где, $I_{но}$ - ток короткого замыкания на данном участке, кА

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения, кА

$$i_y \leq i_{дин} \quad (6.4)$$

где, i_y - ударный ток короткого замыкания на данном участке, кА

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, кА

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (6.5)$$

где, B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания на данном участке, $кА^2 \cdot с$

$I_{тер}$ - ток термической стойкости, кА

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости, с

Таблица 6.1 – Выбор и проверка аппаратов на стороне 35кВ

Исходные данные	Выключатель LTB 145D1/B
$U_{уст} = 35 \quad кВ$	$U_{ном} = 35 \quad кВ$
$I_{max} = 112,6 \quad А$	$I_{ном} = 630 \quad А$
$I_{но} = 11,4 \quad кА$	$I_{откл.ном} = 20кА$
$i_y = 26 \quad кА$	$i_{дин} = 52 \quad кА$
$B_k = 80,6 \quad кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \quad кА^2 \cdot с$

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателя соответствуют условиям испытания выключателя. Кроме того, выключатели 35кВ и выше, соответствующие ГОСТ687-70, допускают отключения неудаленного К.З., когда наблюдаются наиболее тяжелые условия восстанавливающегося напряжения.

6.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при выводе электрооборудования в ремонт. Разъединители включают и отключают без нагрузки (предварительно цепь должна быть отключена выключателем). В отдельных случаях разрешается выполнение разъединителями операций под напряжением, что строго регламентируется Правилами технической эксплуатации.

К разъединителям предъявляют следующие требования: создание видимого разрыва; электродинамическая и термическая стойкость при возникновении токов короткого замыкания; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение при плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность.

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность.

Таблица 6.2 – Выбор и проверка разъединителя 35кВ

Исходные данные	Разъединитель РДЗ-1-35-1000УХЛ1
$U_{уст} = 35 \quad кВ$	$U_{ном} = 35 \quad кВ$
$I_{max} = 112,6 \quad А$	$I_{ном} = 1000 \quad А$
$I_{но} = 11,4 \quad кА$	-
$i_y = 26 \quad кА$	$i_{дин} = 80 \quad кА$
$B_k = 80,6 \quad кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \quad кА^2 \cdot с$

6.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 35 кВ

Оборудование электрических сетей подвергается многим опасным воздействиям. Однако из главных опасностей – перенапряжение. Увеличение стоимости электрооборудования не позволяет проектировать его с изоляцией, которая выдерживала бы любые перенапряжения. По своей природе эта опасность не может быть устранена полностью, но ее можно уменьшить. По этой причине подход к решению проблемы состоит в том, чтобы встраивать защитные устройства в сеть. Этот метод оказался наиболее рентабельным и надежным.

Перенапряжения в сетях могут быть разделены на следующие категории:

- кратковременные перенапряжения промышленной частоты возникают, например, при отключении нагрузки или при коротком замыкании на землю. Их продолжительность может находиться в пределах от 0,1 секунды до нескольких часов.

- коммутационные перенапряжения происходят во время переключений и представляют собой быстро затухающие колебания. Включение и отключение кабельных или воздушных ЛЭП может также вызывать перенапряжения. В самом широком смысле коммутационные перенапряжения также включают импульсные перенапряжения, вызванные начальным моментом замыканий на землю или между фазами.

- грозовые перенапряжения возникают вследствие атмосферных разрядов. Прямой удар молнии вызывает особенно мощные перенапряжения с амплитудой до нескольких Мегавольт. Как правило, эти мощные импульсы не достигают оборудования, потому что изоляторы, установленные на ЛЭП, перекрываются дугой, обеспечивая тем самым естественную защиту от перенапряжений. Удар молнии вблизи ЛЭП также вызывает перенапряжение в проводах. Грозовые перенапряжения представляют самую большую угрозу для сетей среднего напряжения. Защита должна быть построена таким образом,

чтобы ограничить перенапряжение до безопасных для электрооборудования величин. В то же время выход из строя ОПН, например, от перегрузки, должен вызывать минимум неизбежных при этом повреждений.

В последнее время широкое распространение получили металлоксидные ограничители перенапряжения (МО ОПН) без искровых промежутков. Переход к полимерному корпусу стал возможным при изготовлении ОПН без необходимых ранее искровых промежутков. Полимерные корпуса также имеют другие важные преимущества. Это – высокая надежность (герметизация от проникновения влаги!) и существенное снижение риска разрушающего воздействия в случае выхода ОПН из строя (осколочное разрушение корпуса).

Поскольку МО ОПН не имеют искровых промежутков, и их нелинейность настолько велика, что при нормальных эксплуатационных режимах ток, протекающий через резисторы, очень мал, в проводящее состояние ОПН переходит непрерывно и срабатывает практически без задержки. Другими словами, отсутствует задержка в срабатывании, как это имеет место в разрядниках с искровыми промежутками, где сначала должно быть превышено пробивное перенапряжение промежутков.

Принимаем ограничитель перенапряжения типа ОПН-35УХЛ1 и проверяем его по напряжению (формула 6.1):

$$U_{уст} = 35 \quad кВ \leq U_{ном.опн} = 35 \quad кВ$$

Условие выполняется, ограничитель перенапряжения выбран правильно.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35кВ

У трансформаторов напряжения, в отличие от трансформаторов тока, вторичная обмотка замкнута на значительные сопротивления параллельно подключенных обмоток измерительных приборов и реле и, следовательно, работает в условиях близких к режиму холостого хода.

Принимаем трансформатор напряжения НКФ-35-58У1 (трансформатор напряжения трехобмоточный с естественным масляным охлаждением для измерительных целей на напряжение 35 кВ) и проверяем его по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном.т.н.} \quad (6.6)$$

где, $U_{ном.т.н.}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ

$$S_2 \leq S_{ном.т.н.}$$

где, S_2 - действительная вторичная нагрузка трансформатора

$S_{ном.т.н.}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора, В·А

Таблица 6.3 – Нагрузки присоединяемых приборов

Приборы	Тип	Нагрузка В·А	Количество шт.	Общая нагрузка, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2	4
Счетчик акт. энергии	СА3-U681	2,5·2	6	30
Счетчик реакт. энергии	СР4-U689	2,5·3	6	45

Итого: 79В·А

Для счетчиков активной и реактивной энергии необходим трансформатор напряжения класса точности 0,5 поэтому выбираем трансформатора напряжения НКФ-35-58У1

Таблица 6.4 – Технические данные трансформатора напряжения на 35кВ

Тип	$U_{вн}, \text{ кВ}$	$U_{нн}, \text{ В}$	$S_{max} \text{ В·А}$	$S_{ном} \text{ В·А}$ класс 0,5
НКФ-35-58У1	$35/\sqrt{3}$	$6/\sqrt{3}$	2000	400

6.5 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Принимаем выключатель ВВТЭ-М-6-100/2000УХЛ2 (выключатель вакуумный трехполюсный экскаваторный модернизированный на номинальное напряжение 6 кВ, номинальный ток 2000 А и номинальный ток отключения 100 кА) и проверяем его по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (6.7)$$

где, $U_{уст}$ - напряжение установки, кВ

$U_{ном}$ - номинальное напряжение аппарата, кВ

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (6.8)$$

где, I_{max} - длительно максимальный ток, А

$I_{ном}$ - номинальный ток аппарата, А

Условия проверки

$$I_{но} \leq I_{откл.ном} \quad (6.9)$$

где, $I_{но}$ - ток короткого замыкания на данном участке, кА

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения, кА

$$i_y \leq i_{дин} \quad (6.10)$$

где, i_y - ударный ток короткого замыкания на данном участке, кА

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, кА

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (6.11)$$

где, B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания на данном участке, $кА^2 \cdot с$

$I_{тер}$ - ток термической стойкости, кА

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости, с

Таблица 6.5 – Выбор выключателя на стороне 6кВ

Исходные данные	Выключатель ВВТЭ-М-6-100/2000УХЛ2
$U_{уст} = 6 \quad кВ$	$I_{ном} = 6 \quad кВ$
$I_{max} = 1232 \quad А$	$I_{max} = 2000 \quad А$
$I_{но} = 4,194 \quad кА$	$I_{отк.ном} = 100 \quad кА$
$i_y = 10,676 \quad кА$	$i_{дин} = 300 \quad кА$
$B_k = 269 \quad кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 87^2 \cdot 4 = 30276 \quad кА^2 \cdot с$

6.6 Выбор трансформаторов тока на 6 кВ

В установках высокого напряжения проводить измерения практически невозможно из-за трудности выполнения приборов на высокие напряжения и опасности, которой подвергается обслуживающий персонал.

Последовательные обмотки измерительных приборов, включенных непосредственно в контролируемую сеть высокого напряжения, испытывают не только нормальные, но и аварийные режимы работы. Поэтому приборы следовало бы рассчитывать с учетом термических и динамических воздействий токов. Кроме того, вряд ли удалось бы разместить их в одном месте на щите управления. При ревизии или ремонте приборов снижается надежность электроснабжения. Эти трудности устраняются применением измерительных трансформаторов тока и напряжения, через которые включают измерительную аппаратуру, аппаратуру релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации. При использовании трансформаторов можно разделить первичные и вторичные цепи измерения и защиты, обеспечить безопасность измерений, удобство обслуживания и регулировке приборов и реле, исключить протекание токов короткого замыкания через последовательно включаемые обмотки приборов и реле, снизить стоимость контрольной проводки за счет уменьшения ее сечения.

Трансформаторы тока работают при постоянной нагрузке во вторичной цепи и переменной величине тока в первичной обмотке, то есть при переменном магнитном потоке. Нормальный режим его работы близок к условиям короткого замыкания, так как его вторичная обмотка замкнута на последовательно соединенные обмотки приборов, реле и других аппаратов с незначительными сопротивлениями.

Трансформаторы тока выбираем по условиям:

$$U_{уст} < U_{ном.т.т} \quad (6.12)$$

где, $U_{ном.т.т}$ - номинальное напряжение трансформатора тока, кВ

$$I_{ном} \leq I_{1ном.т.т} \quad (6.13)$$

где, $I_{1ном.т.т}$ - первичный номинальный ток трансформатора, А

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (6.14)$$

По конструкции и классу точности

$$i_y \leq R_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (6.15)$$

где, i_y - ток ударный по расчету токов короткого замыкания, кА

$R_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу

$$B_k \leq (R_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m \quad (6.16)$$

где, B_k - тепловой импульс по расчету, $кА^2 \cdot с$

R_m - кратность термической стойкости по каталогу

t_m - время протекания термической стойкости

$$r_2 \leq r_{2ном} \quad (6.17)$$

где, r_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом

$r_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом

Данные выбора и проверки сводим в таблицу.

Таблица 6.6 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Исходные данные	Трансформатор тока ТПОЛ-6
$U_{уст} = 6 \quad \kappa B$	$U_u = 6 \quad \kappa B$
$I_{max} = 1232 \quad A$	$I_{ном} = 1500 \quad A$
$i_y = 4,194 \quad \kappa A$	$R_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 81 \sqrt{2} \cdot 1500 = 171,8 \quad \kappa A$
$Bk = 269 \quad \kappa A^2 \cdot c$	$(R_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m = (32 \cdot 1500)^2 \cdot 3 = 6912 \quad \kappa A^2 \cdot c$

Найдем вторичную нагрузку трансформатора тока.

Таблица 6.7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-U681	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-U689	2,5

Определяем сопротивление приборов

$$r_{приб} = S_{приб} / I_{2ном}^2, \quad \text{Ом} \quad (6.18)$$

где, $S_{приб}$ - нагрузки приборов, В·А

$I_{2ном}$ - номинальный вторичный ток, А

$$r_{приб} = 5,5 / 5^2 = 0,22, \quad \text{Ом}$$

Определяем номинальную нагрузку трансформатора тока:

В классе точности 0,5 для трансформаторов тока марки ТПОЛ-6

$$r_{2ном} = 0,4 \quad \text{Ом}.$$

Определяем сопротивление контактных соединений:

При числе приборов равным трем $r_k = 0,05 \quad \text{Ом}$ [3]

Определение сопротивления проводов

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad \text{Ом} \quad (6.19)$$

где, $r_{пр}$ - сопротивление провода, Ом

r_k - сопротивление контактных соединений, Ом

$$r_{np} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13, \text{ Ом}$$

Определяем вторичную нагрузку

$$r_2 = r_{np} + r_{проб} + r_k, \quad \text{Ом} \quad (6.20)$$

$$r_2 = 0,22 + 0,13 + 0,05 = 0,4, \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,4 \text{ Ом} = r_{2ном} 0,4 \text{ Ом}$$

Условия выполняются.

Определяем сечение соединительных проводов:

$$F = \rho - l_{расч} / r_{np}, \quad \text{мм}^2 \quad (6.21)$$

где, ρ - удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м

$l_{расч}$ - длина провода, м

$$F = 0,0175 - 6 / 0,13 = 0,81 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм².

6.7 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по условию

$$U_{уст} \leq U_{ном.т.н.} \quad (6.22)$$

где, $U_{ном.т.н.}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ

$$S_2 \leq S_{ном.т.н.}$$

где, S_2 - действительная вторичная нагрузка трансформатора

$S_{ном.т.н.}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора, В·А

Таблица 6.8 – Нагрузки присоединяемых приборов

Приборы	Тип	Нагрузка $B \cdot A$	Количество шт.	Общая нагрузка, $B \cdot A$
Вольтметр	Э-335	2	2	4
Счетчик акт. энергии	СА3-U681	$2,5 \cdot 2$	6	30
Счетчик реакт. энергии	СР4-U689	$2,5 \cdot 3$	6	45

Итого: 79 В·А

Для счетчиков активной и реактивной энергии необходим трансформатор напряжения класса точности 0,5 поэтому выбираем НТМИ-6-66.

Таблица 6.12 – Технические данные трансформатора напряжения на 6кВ

Тип	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{В}$	$U_{нон}, \text{В}$	$S_{ном} \cdot A_{класс 0,5}, \text{В} \cdot \text{А}$
НТМИ-6-66	6,5	100	100/3	120

$$U_{уст} = 6,5 \quad \text{кВ} = U_{ном.т.н} = 6,5 \quad \text{кВ}$$

$$S_2 = 79 \quad \text{В} \cdot \text{А} < S_{ном.т.н} = 120 \quad \text{В} \cdot \text{А}$$

6.8 Выбор высоковольтного предохранителя 6 кВ

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения.

Для защиты трансформаторов напряжения принимаем предохранители ПKN001-6У3 (предохранитель кварцевый для защиты трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 6 кВ) и проверяем его по напряжению:

Для защиты трансформаторов собственных нужд принимаем предохранители ПКТ101-6-У3 (предохранитель кварцевый для защиты силовых

трансформаторов на номинальное напряжение 6 кВ) и проверяем его по условиям:

1. По номинальному току:

$$I_{\text{раб. макс}} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,02 \text{ А}$$

$$2,02 < 3 \text{ А}$$

Условия выполняются, предохранитель выбран правильно.

6.9 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 6 кВ

Принимаем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-6/11,5 и проверяем его по напряжению:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном. опн}} = 6 \text{ кВ}$$

Условие выполняется, ограничитель перенапряжения выбран правильно.

7 Релейная защита и автоматика

Выбираем защиту и автоматику для трансформаторов.

Согласно ПУЭ для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухо заземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) однофазных замыканий на землю в сетях 6кВ с изолированной нейтралью [8]

Выбираем следующие виды защит:

1. Дифференциальная защита, выполненная по упрощенной схеме – от междуфазных коротких замыканий в зоне действия защиты. Зона действия защиты ограничивается местом установки трансформаторов тока.

Защита без выдержки времени и действует на отключения ввода 35 кВ и отключения ввода 6кВ и отключения выключателя ввода 35 кВ.

2. Газовая защита, выполненная с помощью реле с чашкообразными элементами – от внутренних повреждений трансформаторов. Газовое реле способно различать степень повреждения в трансформаторе. При малых повреждениях оно дает сигнал, при больших – производит отключение трансформатора. Защита без выдержки времени.

					ФЮРА 13.03.02					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Релейная защита и автоматика			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Нуриддинов								
Провер.		Усов Ю.П.							59	633
Реценз.								НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14		
Н.контр.		Усов Ю.П.								

Газовая защита реагирует также на понижение масла в трансформаторе. В этом случае первым срабатывает сигнальный контакт, а затем при продолжительности снижения уровня масла срабатывает отключающий контакт.

3. Максимально токовая защита, выполнена по схеме не полной звезды – от внешних коротких замыканий, защита с выдержкой времени и действует на отключение ввода 6 кВ.

4. Защита от перегрузки – токовое реле устанавливается в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трех фазах, защита с выдержкой времени действует на сигнал.

5. Защита от однофазных замыканий на землю – осуществляется с помощью устройства контроля изоляции, действует на сигнал.

Выбираем следующие виды автоматики:

Автоматическое повторное включение и автоматическое включение резерва в соответствии с ПУЭ на двухтрансформаторных понижающих подстанциях при раздельной работе трансформаторов [8].

Автоматическая частотная разгрузка в соответствие с ПУЭ для отключения потребителей небольшими долями по мере понижения частоты или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты [8].

Выбираем защиты и автоматику линий 6 кВ.

Согласно ПУЭ для линий 6 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [8].

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Выбираем следующие виды защиты:

1. Максимально токовая защита, действующая на отключение выключателя 6кВ с выдержкой времени.

2. Токовая отсечка, защищающая часть воздушной линии от многофазных замыканий, действует на отключение выключателя 6 кВ без выдержки времени.

3. Защита от однофазных замыканий на землю, выполнена с помощью устройства контроля изоляции, действует на сигнал.

Из автоматики выбираем автоматическое повторное включение.

Выбор защиты автоматики для воздушной линии 35 кВ.

Согласно ПУЭ для линий 35 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или синхронный ход, при которых вероятны излишки срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени.

На одиночных линиях, имеющих питание двух сторон, от многофазных замыканий, должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве основной.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку. От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная защита [8].

Выбираем следующие виды защит:

1. Трехступенчатую направленную дистанционную защиту.
2. Токовую отсечку.
3. Трехступенчатую земляную защиту нулевой последовательности.

Из автоматики на секционный выключатель выбираем автоматическое повторное включение.

7.1 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора, выполненной на реле серии ДЗТ-11.

Исходные данные:

На проектируемой подстанции установлены трансформаторы ТРДН 40000/35, $U_{ВН} = 37$ кВ, $U_{НН}=6,5$ кВ, $U_{КВН} = 17\%$, $U_{КНН} = 6\%$, $S_{ном} = 40000$ кВА, пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$.

Определяем первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определены соответствующие вторичные токи в плечах защиты, учитывая коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T и коэффициентов схемы K_{CX} . Расчеты представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1- Первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		37 кВ	6,5 кВ
1. Первичный ток на стороне защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 200,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 3552,92$
2. Схема соединения трансформаторов тока	-	Δ	Y
3. Коэффициент трансформации	n_T	$400/5=80$	$4000/5=800$
4. Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{n_T}$	$\frac{200,8 \cdot \sqrt{3}}{80} = 4,35$	$\frac{3552,92 \cdot 1}{800} = 4,44$

Для основной зоны минимальный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении нагруженного трансформатора под напряжение

$$I_{сз.осн} = K_n \cdot I_{ном} \quad (7.1)$$

$$I_{сз.осн} = 1,5 \cdot 200,8 = 301 \text{ A}$$

Определяем число витков рабочих обмоток БНТ реле для основной стороны 35 кВ и для стороны 6 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты. Расчеты сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Расчеты числа витков рабочей обмотки БНТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T}$	$\frac{301 \cdot \sqrt{3}}{400 / 5} = 6,96$
2. Число витков обмотки БНТ реле для основной стороны 35кВ - расчетное	$W_{осн.p} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{6,96} = 14,37$
- предварительно принятое	$W_{осн}$	14
3. Число витков обмотки НТТ реле для стороны 6кВ - расчетное	$W_{Ip} = W_{осн} \cdot \frac{I_{осн.6}}{I_{Is}}$	$14 \cdot \frac{4,64}{3,46} = 18,77$
- предварительно принятое	W_I	19

Принимаем к использованию число витков: $W_{осн} = 14$, что соответствует:

$$I_{сз.min} = \frac{F_{ср} \cdot n_T}{W_{осн} \cdot k_{сх}} \quad (7.2)$$

где $k_{сх} = \sqrt{3}$ - коэффициент схемы для Δ 35 кВ,

$F_{ср} = 100 \text{ AW}$ - минимальная МДС срабатывания при отсутствии торможения для ДЗТ-11.

$$I_{сз.min} = \frac{100150/5}{14\sqrt{3}} = 123,72 \text{ A}$$

7.1.1 Выбор числа витков тормозной обмотки БНТ реле.

Для определения необходимого числа витков тормозной обмотки БНТ реле, рассчитывается схема замещения, которая соответствует параллельной работе двух трансформаторов при КЗ на стороне среднего напряжения одного из них.

Схема замещения сети для расчетов токов КЗ $I_{кз к2}^{(3)}$ на стороне СН приведена на рисунке 7.1

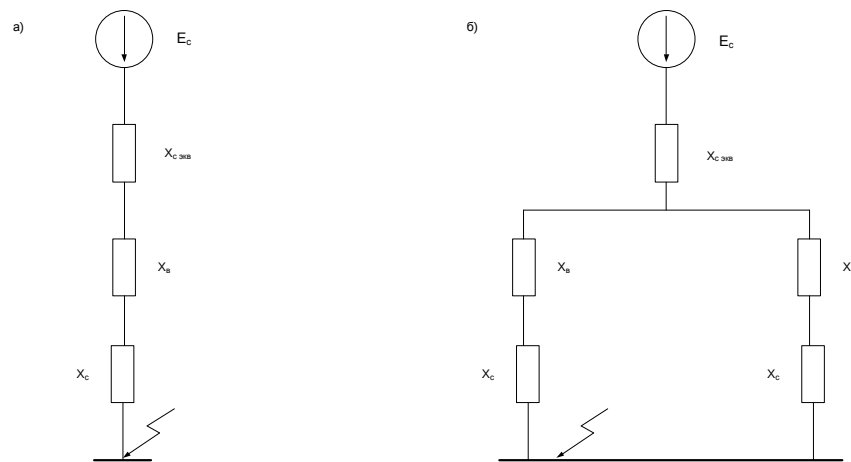


Рисунок 7.1 - Схема замещения при различном режиме работы трансформаторов

$$X_{с экв} = x_c + x_{л\pi\pi} = 0,0251 + 0,019 = 0,0441 \text{ о.е.}; \quad (7.3)$$

$$X_B = 0,672 \text{ о.е.}$$

$$X_C = -0,016 \text{ о.е.}$$

а) Раздельная работа трансформаторов (см. рис. 5, а)

$$X_{кз к2} = X_{с экв} + X_B + X_C = 0,0441 + 0,672 - 0,016 = 0,7 \text{ о.е.} \quad (7.4)$$

$$I_{кз к2}^{(3)} = \frac{I_6}{X_{кз к2}} = \frac{1560}{0,7} = 2228,57 \text{ A .}$$

б) Параллельная работа трансформаторов

$$X_{кз к2} = X_{с экв} + (X_B + X_C)/2 = 0,0441 + (0,672 - 0,016)/2 = 0,3721 \text{ о.е.} \quad (7.5)$$

$$I_{\text{кз к2}}^{(3)} = \frac{I_6}{X_{\text{кз к2}}} = \frac{1560}{0,3721} = 4192,42 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз через тр}} = I_{\text{кз к2}\Sigma}^{(3)} / 2 = 4192,4 / 2 = 2096,2 \text{ А}.$$

Для определения $I_{\text{н.б.рас}}$ расчетным является наибольшее значение $I_{\text{кз к2 max}}^{(3)} = 2228,57 \text{ А}.$

Для определения $k_{\text{ч}}$ расчетным является наименьшее значение $I_{\text{кз к2 min}}^{(3)} = 2096,2 \text{ А}.$

Для расчета числа витков тормозной обмотки БНТ реле определяем ток небаланса:

$$I_{\text{нб.рас}} = I'_{\text{нб.рас}} + I''_{\text{нб.рас}} + I'''_{\text{нб.рас}}, \quad (7.6)$$

где $I'_{\text{нб.рас}}$ — составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I''_{\text{нб.рас}}$ — составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора под нагрузкой;

$I'''_{\text{нб.рас}}$ — составляющая, обусловленная неточностью установки на БНТ реле расчетных чисел витков для неосновных сторон.

$$I'_{\text{нб.рас}} = k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{кз к2 max}}^{(3)}, \quad (7.7)$$

где $k_{\text{апер}}$ — коэффициент аperiodичности, учитывающий аperiodическую составляющую токов КЗ (для ДЗТ $k_{\text{апер}}$ принят равным 1, т.к. в реле входят БНТ, производящие отстройку от i_a);

$k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности ТТ (принят равным 1, т.к. трансформаторы тока разные);

f_i — относительная погрешность трансформаторов тока (принята равной 0,1, т.к. трансформаторы тока выбираются по кривым 10 % погрешности);

$I_{\text{кз к2 max}}^{(3)}$ — периодическая составляющая тока КЗ, проходящего через защищаемую зону при расчетном внешнем КЗ.

$$I'_{\text{нб.рас}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2228,57 = 222,9 \text{ А}.$$

$$I''_{\text{нб.рас}} = \Delta N_1 \cdot I_{\text{кз к2 max}}^{(3)},$$

где ΔN_1 – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на защищаемом трансформаторе (принимается равной половине суммарного диапазона регулирования на соответствующей стороне).

Для ТРДН –40000/35 пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\% = \pm 16,02\%$. Суммарный диапазон 32,04%. Половина диапазона равна $\approx 16\%$, т.е. $\Delta N_1 = 0,16$.

$$I''_{нб.рас} = 0,16 \cdot 2228,57 = 356,6 \quad A$$

$$I'''_{нб.рас} = \left| \frac{W_{lp} - W_I}{W_{lp}} \right| \cdot I_{кз\ к2\ max}^{(3)}, \quad (7.8)$$

где W_{lp} – расчетное число витков обмотки БНТ реле для неосновной стороны;

W_I – принятое число витков обмоток БНТ реле для неосновной стороны.

$$I'''_{нб.рас} = \left| \frac{18,77 - 19}{18,77} \right| \cdot 2228,57 = 27,3 \quad A.$$

Расчеты для выбора числа витков тормозной обмотки БНТ реле сведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Определение числа витков тормозной обмотки БНТ реле

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей $I'''_{нб.рас}$ при КЗ на шинах НН, А	$I_{нб.рас} = I'_{нб.рас} + I''_{нб.рас} + I'''_{нб.рас}$	$222,9 + 356,6 + 27,3 = 606,8$
Число витков тормозной обмотки БНТ реле: - расчетное - принятое	$W_{тор.р} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб.рас} \cdot W_{раб}}{I_{тор} \cdot \operatorname{tg} \alpha}$ $W_{тор}$	$\frac{1,5 \cdot 606,8 \cdot 18,77}{2228,57 \cdot 0,75} = 10,22$ 11

Определяем чувствительность защиты при КЗ между двумя фазами в минимальном режиме работы системы, когда торможение отсутствует:

Параллельная работа трансформаторов

$$x_{кз\ к2} = x_{с\ экв} + (x_{\phi} + x_{н}) / 2 = 0,0441 + (0,672 + 0,391) / 2 = 0,5756 \text{ о.е.}$$

$$I_{кз\ к3}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{кз\ к3}} = \frac{5490}{0,5756} = 9537,9 \text{ А};$$

$$I_{кз\ через\ тр} = I_{кз\ к2\Sigma}^{(3)} / 2 = 9537,9 / 2 = 4768,9 \text{ А.}$$

$$I_{кз\ к2\ min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз\ к2\ min}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4768,9 = 4130,0 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз\ к2\ min}^{(2)}}{I_{с3, \min}} = \frac{4130,0}{123,72} = 33 \quad (7.9)$$

В соответствии с ПУЭ $k_{\text{ч}}$ должен быть не менее 1,5. Следовательно, рассмотренная защита может быть использована для защиты трансформатора, так как имеет достаточную чувствительность.

Определяем чувствительность защиты при КЗ в защищаемой зоне, когда есть торможение. При наличии торможения и двухфазном КЗ в зоне действия защиты ток в тормозной обмотке реле существует при параллельной работе трансформаторов и равен $I_{кз\ к2\ min}^{(2)} = 1815,4 \text{ А}$.

Определяем ток через тормозную обмотку, которая включена на сторону СН:

$$I_{\text{тор}} = \frac{I_{кз\ к2\ min}^{(2)} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{1815,4 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 26,2 \text{ А} \quad (7.10)$$

Определяем значение тормозной МДС:

$$F_{\text{тор}} = I_{\text{тор}} \cdot W_{\text{т}} = 26,2 \cdot 11 = 288,2 \text{ АВ} \quad (7.11)$$

По рабочей обмотке протекает сумма токов с ТА высокой стороны и ТА со средней стороны. Тогда значение рабочей МДС:

$$F_{\text{раб}} = I' \cdot W_{\text{осн}} + I'' \cdot W_{\text{упл}};$$

$$I' = \frac{I_{кз\ 115}^{(2)} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{607,8 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 35,1 \text{ А};$$

$$I_{\kappa 115}^{(2)} = 1815,438,5 / 115 = 607,8 \text{ A}$$

$$I'' = 26,2 \text{ A}$$

$$F_{\text{раб}} = 35,114 + 26,219 = 975,2 \text{ AW}$$

По кривым торможения (рисунок 7.2) определяем $F_{\text{ср.раб}}$. Значения $F_{\text{тор}}$ и $F_{\text{раб}}$ нанесем на график (точка А). Пересечение отрезка ОА с кривой I позволяет определить $F_{\text{ср.раб}} = 115 \text{ AW}$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{ср.раб}}} = \frac{975,2}{115} = 8,5$$

В соответствии с ПУЭ $k_{\text{ч}}$ должен быть не менее 2 (условие выполняется).

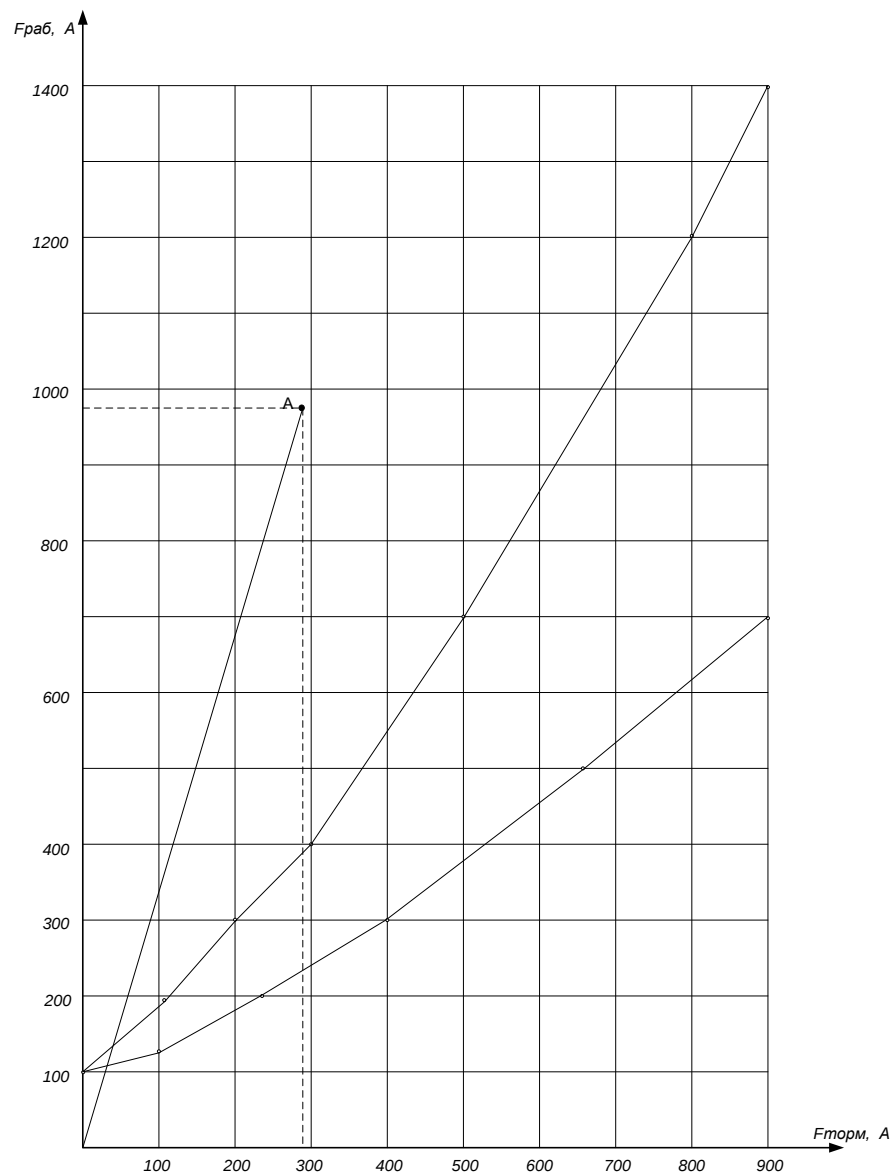


Рисунок 7.2 - Характеристики реле ДЗТ-11

7.2 Максимальная токовая защита с пуском напряжения для трансформатора.

Согласно раздела 16.2. [32] на трехобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием защиты устанавливают на обмотках НН трансформатора, действующие на соответствующие выключатели, и на обмотке ВН устанавливается третий комплект защиты, предназначенный для отключения трансформатора при КЗ в нем и резервирования защит обмоток НН.

Определяем токи срабатывания защиты на всех сторонах.

Для этого предварительно определяем номинальные токи всех сторон:

$$I_{\text{НОМ В}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ В}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 200,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ Н}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Н}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 2099 \text{ А}$$

Определяем токи срабатывания защиты на всех сторонах:

$$I_{\text{сз в}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ В}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 200,8 = 283 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз н}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ Н}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 2099 = 2963 \text{ А}$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности ($k_{\text{Н}} = 1,2$) [30];

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата ($k_{\text{В}} = 0,85$) [30].

Так же необходимо согласовать защиту на высокой стороне трансформатора с защитами установленными на обмотках НН

$$I_{\text{сз н}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{с.з.пред.}} = 1,1 \cdot 1,0 \cdot 2963 \cdot \frac{11}{115} = 124,74$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки ($k_{\text{отс}} = 1,1$) [30];

$k_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения ($k_{\text{В}} = 1,0$) [30].

$I_{\text{с.з.пред.}}$ – ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с которым производится согласование

Определяем токи срабатывания реле для всех защит:

$$I_{ср в} = \frac{k_{сх}}{n_{г}} \cdot I_{сз в} = \frac{\sqrt{3}}{150/5} \cdot 283 = 7,2 \text{ А}$$

$$I_{ср н} = \frac{k_{сх}}{n_{г}} \cdot I_{сз н} = \frac{1}{1000/5} \cdot 2963 = 5,9 \text{ А}$$

Определяем напряжение срабатывания защиты $U_{ср}$:

Рассмотрим расчёт для стороны НН (для остальных защит расчеты однотипные, приведём только числовые выражения)

$$U_{сз} = \frac{U_{раб.min}}{k_{н} \cdot k_{в}},$$

где $U_{раб.min}$ – минимально допустимое рабочее напряжение:

$$U_{раб.min} = 0,9 \cdot U_{ном} = 0,9 \cdot 6,5 = 5,85 \text{ кВ};$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности ($k_{н} = 1,2$) [30];

$k_{в}$ – коэффициент возврата ($k_{в} = 1,15$) [30].

$$U_{сз} = \frac{U_{раб.min}}{k_{н} \cdot k_{в}} = \frac{5,85}{1,2 \cdot 1,15} = 4,24 \text{ кВ}$$

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{н}} = \frac{5,85 \cdot 10^3}{10000/100} = 58,5 \text{ В}$$

Если пуск реле по напряжению выполнен с помощью реле минимального напряжения и реле обратной последовательности, то:

$$U_{сз KU2} = 0,06 \cdot U_{ном} = 0,06 \cdot 6,5 = 0,39 \text{ кВ}$$

$$U_{ср KU2} = \frac{U_{сз KU2}}{n_{н}} = \frac{0,39 \cdot 10^3}{10000/100} = 3,9 \text{ В}$$

Для стороны ВН:

$$U_{ср} = 58,5 \text{ В}$$

$$U_{ср KU2} = 3,9 \text{ В}$$

Для стороны НН:

$$U_{ср} = 58,5 \text{ В}$$

$$U_{ср KU2} = 3,9 \text{ В}$$

Выдержка времени МТЗ согласуется с временем действия защит отходящих присоединений соответствующей стороны.

МТЗ на НН согласуется с МТЗ присоединений низкой стороны защищаемого трансформатора:

$$t = t_{\text{прис}} + \Delta t ,$$

$$\text{где } \Delta t = (0,4 \div 0,6) \text{ с [31].}$$

Проверка коэффициентов чувствительности.

Токовые $k_{\text{ч}}$ проверяются по токам внешнего КЗ.

Для МТЗ, установленной на НН, $k_{\text{ч}}$ проверяем по $I_{\text{кз к2 min}}^{(2)}$ на НН в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз к3 min}}^{(2)}}{I_{\text{сз.н}}} = \frac{4130}{1185,57} = 3,5 > 1,5$$

Для МТЗ, установленной на СН, $k_{\text{ч}}$ проверяем по $I_{\text{кз к2 min}}^{(2)}$ на СН в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз к2 min}}^{(2)}}{I_{\text{сз.с}}} = \frac{1815,4}{338,74} = 5,4 > 1,5$$

Для МТЗ, установленной на ВН, $k_{\text{ч}}$ проверяем также по $I_{\text{кз к2 min}}^{(3)}$ на НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз к3 min}}^{(2)} \cdot n_m}{I_{\text{сз.в}}} = \frac{4130 \cdot 11 / 115}{113,41} = 3,5 > 1,2$$

Следовательно, все МТЗ удовлетворяют требованиям, предъявляемым к чувствительности защиты, и могут применяться в качестве резервных защит трансформатора.

7.3 Расчет МТЗ от перегрузки

Согласно раздела 16.3. [32] на трехобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием защиту устанавливают только на питающей обмотке, в нашем случае на стороне 35 кВ.

Ток срабатывания защиты определяем по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном в}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 200,8 = 248 \text{ А}, \quad (7.11)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности ($k_{\text{н}} = 1,05$) [30];

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата ($k_{\text{в}} = 0,85$) [30].

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были приведены расчеты необходимые для реконструкции подстанции 35/6/3,3 кВ предназначенной для повышения надёжности электроснабжения ОАО «Алмалыкский ГМК». Необходимость реконструкции подстанции появилась с моральным и физическим износом оборудования.

Установка двух трансформаторов на подстанции мощностью 2х40000 кВ·А позволит обеспечить бесперебойную подачу электроэнергии потребителям первой категории.

В выпускной квалификационной работе приведена смета затрат на реконструкцию подстанции «Тяговая-3».

					ФЮРА. 13.03.02ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Нуриддинов			Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Усов Ю.П.								72	63
Консульт..								НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14			
Н.контр.		Усов Ю.П.									

Список использованных источников

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.-3-е изд., перераб и доп. – М: Энергоатомиздат, 1987.- 648 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей под ред. Д.Л. Файбисовича, - изд., перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2006.– 352 с.
3. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 2003.- 649 с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов- 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.
5. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2 изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. Отд-ние, 1979, 312 с.
6. Гологорский, Справочник по проектированию воздушных линий электропередачи - изд., перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2005.– 320 с.
7. Государственные элементарные сметные нормы на монтаж оборудования (ГЭСН), сборник 28, 33.
8. Нормативы накладных расходов по видам строительных и монтажных работ.
9. Безопасность жизнедеятельности/Под ред. С.В. Белова.- М.: Высшая школа, 1999.- 430 с.

					ФЮРА 13.03.02								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Нуриддинов			Список использованных источников				Лит.	Лист	Листов		
Провер.		Усов Ю.П.									73	2	
Консульт.									НИ ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А14				
Н.контр.		Усов Ю.П.											

10. Еремин В.Г., Сафронов В.В., Схиртладзе А.Г., Харламов Г.А. Обеспечение безопасности жизнедеятельности в машиностроении. Учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Машиностроение, 2002.- 400 с.
11. Охрана труда в машиностроении: Учебник для машиностроительных вузов / Под ред. Е.Я. Юдина, С.В. Белова – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1983.– 432 с.
12. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
13. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001; РД 153-34.0-03.150-00 – М.: Омега - Л, 2007. – 152 с.
14. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Сборник: Правила, нормы, инструкции пожарной безопасности – Н.: Наука, 20037. – 194 с.
15. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. ВППБ 01-02-95.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - СПб.: Изд-во ДЕАН, 2003.-304 с.