



## Аннотация

Основным направлением экономии электроэнергии на производстве является, соблюдение технологического режима работы оборудования, что обеспечивает производство большего объема продукции с меньшими затратами, отсутствие срывов в работе, брака продукции и необходимости его вторичной переработки, а, следовательно, затрат электроэнергии.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассмотрено электроснабжение производства капролактама первой очереди ПАО «КуйбышевАзот», которое позволяет улучшить технические характеристики, степень качества и надежности схемы снабжения:

1. более высокая надежность элементов схемы электроснабжения
2. более высокое качество электроэнергии;
3. большая приспособленность к восприятию растущих нагрузок;

Выпускная квалификационная работа выполнена на 59 страницах, содержит 10 таблиц, 3 рисунка и 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Технология производства капролактама.....	5
2 Расчет силовых нагрузок.....	8
3 Расчет внутрицехового освещения.....	11
4 Расчет напряжения и схемы распределительной сети .....	12
5 Выбор числа и мощности цеховых КТП .....	14
6 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП.....	23
7 Расчёт токов короткого замыкания.....	27
7.1 Расчет токов КЗ на стороне 110 кВ.....	27
7.2 Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ.....	28
7.3 Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ.....	30
8 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	34
8.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ.....	34
8.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ.....	36
8.3 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ.....	43
9 Расчет релейной защиты ГПП.....	45
Заключение.....	57
Список используемой литературы.....	58
Приложение	

## Введение

Современная промышленная электроэнергетика требует научно-технического прогресса и уменьшение цены энергоресурсов, что является необходимостью создать экономичные, надежные системы снабжения заводов промышленных. Введение в производство руководство робототехническими-автоматизированными системами, информирование технологических процессов, размещение высокотехнологичной спецтехники, электрогазового и вакуумного оборудования, новых комплектных устройств.

В области электроснабжения потребителей предусматривается, внедрение и рациональное использование высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределения и потреблении.

При возрастающем требовании к экономичной и надежной работе систем электроснабжения, при изменяющей структуре и характере потребителей электроэнергии происходит усложнение структуры электроснабжения, что ставят определенные проблемы и требования к подготовке высококвалифицированных инженеров.

## 1 Капролактамы-технология и производство

Капролактамы, получен путем химической реакции. Путем исследованный его получили в результате реакции присоединения и восстановления органических веществ органических веществ. Циклогексанон вступает в реакцию присоединения веществ. В результате распада получается капролактамы. Путём исследований органических веществ, происходит химических процесс преобразования одного вещества в другом. Полимерная кислота путём химических реакций присоединения органических веществ вступила в реакцию при определённой температуре происходит химический процесс восстановления продукта. В России производство капролактама из фенола впервые отработано в 1948 г. Для выработки капролактама пользуются несколькими схемами такими как: фенольная схема, окислительная схема, фотохимическая схема.

По ряду технико–экономических показателей преимущество в развитии производства капролактама в нашей стране получила окислительная схема.

Окислительная схема получения капролактама, применяемая на предприятии ПАО «Куйбышеватот», представляет собой цепочку стадий таких как: получение циклогексана, окисление циклогексана, разделение продуктов циклогексана, получение циклогексанона и циклогексанола гидрированием бензола, дегидрирование циклогексанола, производство гидроксиламинсульфата, переработка циклогексанона в капролактамы, очистка капролактама, переработка побочных продуктов производства капролактама.

При гидрировании бензола промежуточным продуктом окислительной схемы является циклогексан, который производится на ПАО «Куйбышеватот» в цехе 22. Циклогексан является составляющей большинства нефтесырья, однако препятствием для использования «нефтяного» циклогексана в промышленности органического синтеза является сложность его выделения. Входя в химическую реакцию с катализаторами бензол гидрируется до

циклогексана. При данном процессе выделяется большое количество тепла (207 кДж/моль), но данный процесс обратим.

Окисление циклогексана с последующим разделением продуктов реакции происходит в корпусе 705. Циклогексан поступает в реакторы, в них происходит процесс окисления его кислородом воздуха в присутствии катализатора нафтената кобальта. В результате реакции разложения циклогексана на сложные вещества и продукты распада. В процессе присоединения циклона ксенона получается другое вещество. Выделение непрореагировавшего циклогексана, выделение и очистка циклогексанона и циклогексанола осуществляется методом ректификации.

Циклогексанол является основным продуктом окисления циклогексана, на следующей стадии он дегидрируется (методом каталитического дегидрирования) т.е. из него выделяется водород, таким образом получается циклогексанон – сырец, который проходит стадию ректификации и направляется на стадию оксимирования.

Для следующей стадии производства используются два основных продукта: циклогексанон (полученный при окислении циклогексана и при дегидрировании циклогексанола) и оксимирующий агент гидроксиламинсульфат, который производится в цехе №38. На предприятии ПАО «Куйбышевазот» для получения гидроксиламинсульфата используют технологию корпорации BASF.

Продуктом оксимирования является циклогексаноноксим. Основная задача специалистов данного цеха полное превращение циклогексанона в циклогексаноноксим. На стадии изомеризации образуются два продукта: основной – лактам–масло и побочный – сульфат аммония. Лактам – масло и сульфат аммония направляются на стадию экстракции, на которой экстрагируются органическими растворителями (применительно к данному производству трихлорэтилен).

Основным требованием для получения высококачественных полимерных материалом, является чистота низкомолекулярного вещества.

Таким образом второй ступенью очистки (основной) является дистилляция, в результате которой получается жидкий капролактам.

Жидкий капролактам затаривается в ж/д цистерны и направляется на дальнейшую переработку потребителями.

Побочный продукт производства – сульфат аммония используется в разных сферах сельского хозяйства, в качестве удобрений.

## 2 Расчет силовых нагрузок

Определение электрических нагрузок производится с помощью расчетных коэффициентов.

Для определения рассчитанной максимальной нагрузки по номинальным мощностям и техническим данным электроприемников, применяют упорядоченный метод диаграмм.

Электрические аппараты делятся на группы с более или менее одинаковым режимом. По каждой характерной группе определяется суммарная мощность:

$$P_n = \sum_1^n p_n, \text{кВт} \quad (1)$$

в которую входят мощности при ПВ = 100% рабочих механизмов.

Расчет нагрузок для промышленных электроприемников ведется за максимально загруженную смену.

Относительная величина  $\kappa_n$  (степень использования) – показывает какая часть мощности электроприемника, по отношению к номинальной, используется за рабочую смену.

Отношение максимальной нагрузки к средней за наиболее загруженную смену:

$$\frac{P_M}{P_C} = \kappa_M, \quad (2)$$

называется коэффициентом максимума, который обычно больше единицы.

Из многочисленных случайных факторов, влияющих на образование максимума нагрузки или коэффициента максимума, принято учитывать влияние только различных мощностей отдельных электроприемников. Для этого вводится понятие об эффективном числе электроприемников  $n_{\text{Э}}$  – единица одинаковая по рабочему режиму электрических аппаратов, равный мощности, это определяет норму предполагаемого наибольшего количества, как и электроприемников по-различной мощности рабочего режима аппаратов.



$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum_1^n P_n \right)^2}{\sum_1^n P_n^2} \quad (3)$$

Если имеются несколько характерных групп электроприемников, то складываются их средние нагрузки, так как максимальные нагрузки могут не совпадать по времени. Средняя нагрузка к – групп:

$$P_{CMk} = \sum_1^k P_{CM}, \text{ кВт} \quad (4)$$

Для нахождения всеобщего предела нагрузки одного-два к – групп следует определить всеобщие результирующее количество аппаратов и средний размер коэффициента применения:

$$\kappa_{и.ср} = \frac{\sum_1^n P_{CM}}{\sum_1^n P_n} \quad (5)$$

по которому находится коэффициент максимума и расчетный максимум:

$$P_M = \kappa_M \cdot \sum_1^n P_{CM}, \text{ кВт} \quad (6)$$

Наиболее сложным является определение эффективного числа электроприемников, но при этом допускается изменение по обозначению  $n_{\text{э}}$ .

По определению мощности максимального электроприемника к мощности наименьшего:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} \leq 3 \quad (7)$$

допускается принимать  $n_{\text{э}} \approx n \geq 4$ .

При  $m > 3$  и  $\kappa_{и} \geq 0,2$  эффективное число электроприемников может определяться по упрощенной формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_n}{P_{н.макс}} \quad (8)$$

В справочных таблицах по расчету нагрузок для характерных групп электроприемников приводятся также значения  $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$ , которыми можно определить средние реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ квар (9)}$$

При суммировании средних нагрузок разных групп отдельно находятся  $\Sigma P_{CM}$  и  $\Sigma Q_{CM}$ , определяется средневзвешенный  $\cos\varphi$  за наиболее загруженную смену, через  $\text{tg}\varphi$ .

При потреблении реактивной мощности асинхронными двигателями, которые не зависят от коэффициента загрузки двигателей, нужно рассчитывать максимум реактивной нагрузки по выражениям:

$$\text{При } n_{\text{Э}} \leq 10, Q_M = 1,1 \cdot Q_{CM}$$

$$\text{При } n_{\text{Э}} > 10, Q_M = Q_{CM}$$

Используя вышеизложенные указания, проведен расчет электрических нагрузок первой очереди производства капролактама ПАО «Куйбышевазот».

Расчет представлен в таблице 1. Ссылка на «приложение В»

### 3 Расчет внутрицехового освещения

Расчет освещения ведется для корпуса 365, питающегося от ТП 21.

1. Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{68 \cdot 18}{5 \cdot (68 + 18)} = 2,84$$

A – длина, м

B – ширина, м

h-высота, м

2. Количество рядов светильников:

$$N_A = \frac{A - L}{L} = \frac{68 - 5,5}{5,5} = 11 \text{ шт}$$

$$L = 1,1 \cdot h$$

Число светильников в ряду:

$$N_B = \frac{B - Q}{Q} = \frac{18 - 2,75}{2,75} = 6 \text{ шт}$$

$$Q = L/2$$

Общее количество светильников:

$$N = N_A \cdot N_B = 11 \cdot 6 = 66 \text{ шт}$$

3. Определение расчетного светового потока одной лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_z \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 1224 \cdot 1,15}{66 \cdot 0,73} = 4382 \text{ лм}$$

$\eta$ -коэффициент светового потока

$K_z$ -коэффициент запаса

z-отношение средней освещенности к минимальной

E-минимальная освещенность

По световому потоку выбирается лампа ЛХБ-80-4 мощностью 80 Вт.

4. Определяется мощность всего освещения для данного помещения:

$$P = N \cdot P_{св} = 66 \cdot 80 = 5280 \text{ Вт}$$

Аналогичным образом рассчитывается освещение других корпусов.

#### **4 Расчет выбора напряжения и схемы распределительной сети**

Самой надежной и экономичной системой электроснабжения, для таких предприятий как ПАО «КуйбышевАзот», где сеть высшего напряжения (110 кВ), по максимуму приближена к потребителям электроэнергии. На предприятии ПАО «Куйбышевазот» кабельные линии 110 кВ протянутые под землей подходят к ГПП расположенных в центрах электрических нагрузок. Что выполняет условие непосредственной близости сети высокого напряжения к потребителям.

В качестве источников питания предусматривается ввод с То ТЭЦ и п/ст. "Васильевская". Схема электроснабжения ПАО «Куйбышевазот» ведется по этапному принципу.

ГПП принимает энергию с То ТЭЦ и п/ст. "Васильевская и распределяет по РУ цеховых ТП, от которых в свою очередь питаются мощные электроприемники. Далее цеховая ТП питает с номинальной нагрузкой напряжения 0,4 кВ. В соответствии с требованиями для химических заводов, при планировании электрической схемы, принимают напряжение 6-10 кВ. Преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ. Так же его следует применять для вновь строящихся распределительных сетей.

Однако в данной работе значение напряжения распределительной сети было принято 6 кВ. Это обусловлено наличием на предприятии значительной нагрузки электродвигателей с номинальным напряжением 6 кВ. В условиях дальнейшего развития предприятия его распределительную сеть необходимо будет перевести на номинальное напряжение 10 кВ, но для этого требуется технико-экономическое обоснование.

Основным напряжением в электроустановках до 1000 В является напряжение 380/220 В, а так же сами двигатели выполнены на напряжение 380/220 В.

Самым распространенным в цеховых сетях для двигателей малой и средней мощности является напряжение 380 В, так как обладает меньшими

потерями напряжения и средней мощности, а также имеет меньший расход проводникового материала на сеть, в отличие напряжения 220/127 В.

Схема электроснабжения представляет собой радиальную сеть. Электрическая схема ГПП представляет собой два трансформатора с глубоким вводом выполненным маслonaполненными кабелями, ОРУ отсутствует в связи с неблагоприятной, химически загрязненной атмосферой.

Подстанции цеховых РУ выполнены секциями, которые подпитаны по двум и более радиальным линиям. Каждая из радиальных линий работают раздельно на личную секцию. При обесточивании секции, нагрузку принимает вторая секция. Данная схема высоко надежности электроснабжения потребителями относится к 1 категории. Электрические аппараты первой категории присутствуют в ТП цеховых, на напряжении вторичном, где применяют секционный автомат АВР.

Особым условиям уделяется вспышке пожара и самовоспламенении спец объекта при прокладке кабельных линии по области завода. На территории завода прокладка кабелей выполняется на эстакадах, галереях, кабельных тоннелях. В цехах, внутри зданий, выполняется открыто (по стенам, потолкам), а в полу в трубах. Радиальная схема является надежным проводником электроснабжения, но единственный недостаток при ее установке это большой расход кабеля.

## 5 Выбор числа и мощности цеховых КТП

Расчет компенсации реактивной мощности.

По подстанции №42.

$$P_p = 914,17 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 653,3 \text{ квар}$$

$$S_p = 1148,1 \text{ кВА}$$

$$T_M = 6100 \text{ ч}$$

$$Q_{\min} = 502,5 \text{ квар}$$

Предприятие находится на Средней Волге. От РП подстанции №42 питаются 4 СД (в качестве привода технологических установок).

Параметры СД:  $P_H = 1000 \text{ кВт}$ ,  $Q_H = 511 \text{ квар}$ ,  $D_1 = 5,06 \text{ кВт}$ ,  $D_2 = 3,99 \text{ кВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$ ,  $K_H = 0,7$ ,  $\alpha_M = 1,35$

Располагаемая реактивная мощность СД:  $Q_{CD} = \alpha_M \cdot N \cdot Q_H = 1,35 \cdot 4 \cdot 511 = 2759,4 \text{ квар}$

Определяются значения входных реактивных мощностей.

$$Q'_{\vartheta 1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{cd} = 653,3 - 0,7 \cdot 2759,4 = -1278,3 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q'_{\vartheta 2} = 502,5 - 502,5 = 0 \text{ квар}$$

$$Q''_{\vartheta 2} = Q_{\min} - (Q_p - Q'_{\vartheta 1}) = 502,5 - (653,3 - 127,4) = -23,4 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ку}} = 1,1 \cdot 653,3 - 127,4 = 591,23 \text{ квар}$$

$$Q''_{\vartheta 1} = a \cdot P_p = 0,28 \cdot 914,17 = 256 \text{ квар}$$

Принимается  $Q''_{\vartheta 1} = Q'_{\vartheta 1} = 127,4 \text{ квар}$

Принимается  $Q''_{\vartheta 2} = Q'_{\vartheta 2} = 502,5 \text{ квар}$

Определяется необходимая суммарная мощность КУ.

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q'_{\vartheta 2} = 502,5 - 502,5 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые. В часы минимума нагрузки все КУ должны быть отключены.

Выбирается число и мощность трансформаторов совместно с компенсацией реактивной мощности.

Вариант А:

Определяется наименьшее допустимое количество трансформаторов: при  $S_H=1000$  кВА и  $K_3=0,7$  коэффициенте загрузки трансформатора

$$N_T = \frac{914,17}{0,7 \cdot 1000} = 1,3; \quad \text{принимается } N_T = 2$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4кВ.

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 914,17^2} = 1060,32 \text{ квар}$$

С учетом входящей мощности  $Q_{31}=454,9$  квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{31} = 653,3 - 127,4 = 525,9 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ:  $Q_H=1060,32$

Находившийся на стороне до 1кВ, определяется КУ мощность

$$Q_{кун} = 653,3 - 1060,32 = -407 \text{ квар.} \quad Q_{ку} = 0$$

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Определяются затраты на генерирование реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ.

$$K_P=3000 \text{ руб, } C_0=900 \text{ руб, } E_P=0,33$$

$$Z_0 = E_P \cdot N \cdot K_P = 0,33 \cdot 2 \cdot 3000 = 1980 \text{ руб}$$

$$Z_1 = C_0 \cdot \left( \frac{D_1}{Q_H} + 2 \cdot \frac{D_2 \cdot Q_{np}}{Q_H^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,06}{511} + 2 \cdot \frac{3,99 \cdot 525,9}{511^2 \cdot 4} \right) = 12,53 \text{ руб / квар}$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \left( \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,06}{511^2 \cdot 4} \right) = 0,00436 \text{ руб / квар}$$

$$Z_{KV} = 12,53 \cdot 525,9 + 0 + 0,00436 \cdot 525,9 + 0^2 + 1980 = 8572 \text{ руб} = 8,57 \text{ т.руб}$$

Определяются затраты на установку КТП с трансформаторами ТМЗ 2×1000 кВА.

Основная  $\alpha=2259$  руб/кВт и дополнительная  $\beta=0,65395$  руб./кВт·ч ставки по двухставочному тарифу.

Время работы трансформатора в году 8760ч. При  $T_M=6100$ ч находим момент времени наивысшего ущерба:

$$\tau = (0,124 + \frac{6100}{10^4})^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч}$$

$$C_0 = (\frac{2259}{6100} + 0,65395) \cdot 8760 = 8972,7 \text{ руб / кВт} \cdot \text{год.}$$

Удельная ценность ущерба в трансформаторе:

Для ТМЗ 1000 кВА:

$$C = (\frac{2259}{6100} + 0,65395) \cdot 4719 = 4833,6 \text{ руб / кВт} \cdot \text{год.}$$

$$P_{xx}=2,45\text{кВт}$$

$$P_{кз}=12,2\text{кВт}, E=0,33$$

Стоимость трансформаторов КТП 2x1000 кВА  $K_{тп}=573,44$  т.руб.

Суммарные приведенные затраты.

$$Z_{кпт} = 0,33 \cdot 573,44 + (8972,7 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 2,45 + 4833,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 12,2) = 351,14 \text{ т.руб.}$$

$$Z_{\Sigma} = Z_{кп} + Z_{кпт} = 8,57 + 351,14 = 359,7 \text{ т.руб.}$$

Вариант В:

В данном варианте заменяется выбранная мощность  $S_H=1000$  кВА мощностью на одну ступень выше  $S_H=1600$  кВА.

$$N_T = \frac{914,17}{0,7 \cdot 1600} = 0,816; \quad \text{принимается } N_T = 1$$

Установка одного трансформатора на подстанцию питающую потребителей 1й категории не допускается ПУЭ-2016 (1.2.18. Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания).



Вариант не подходит.

Вариант С

Заменяется выбранная мощность  $S_n=1000$  кВА мощностью на одну ступень ниже  $S_n=630$  кВА.

Для установления наименьшего потенциального количества трансформаторов: при  $S_n=630$ кВА и  $K_3=0,7$  коэффициент трансформатора загрузки

$$N_T = \frac{914.17}{0,7 \cdot 630} = 2,1; \quad \text{принимается } N_T = 3$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ.

$$Q_1'' = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 914.17^2} = 956,36 \text{квар}$$

С учетом входящей мощности  $Q_{31}=454,9$  квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{31} = 653.3 - 127.4 = 525,9 \text{квар}$$

Находившийся на стороне до 1кВ, определяется КУ мощность .

$$Q_{кун}'' = 653.3 - 956.36 = -303.06 \text{квар}. \quad Q_{кун}'' = 0$$

Установка БК на стороне 6кВ не целесообразна, так как

$$Q_{ку} = 525,9 < 800 \text{квар}$$

Определяются затраты на установку КТП с трансформаторами ТМЗ 3×630кВА.

Для ТМЗ 630кВА:

$$P_{xx} = 1,31 \text{кВт}$$

$$P_{кз} = 7,6 \text{кВт}$$

$$E = 0,33$$

Стоимость трансформаторов КТП 3х630 кВА  $K_{тп}=647,38$  т.руб.

Суммарные приведенные затраты.

$$Z_{\Sigma} = Z_{ку} + Z_{ктт} = 8.57 + 359,1 = 367,7 \text{ т.руб.}$$

*Вариант А имеет минимум затрат, поэтому к установке принимаем*

КТП с трансформаторами ТМЗ 2×1000 кВА.

Расчет по подстанции №21

$$P_p = 1472,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 899,43 \text{ квар}$$

$$S_p = 1726,83 \text{ кВА}$$

$$T_M = 6100 \text{ ч}$$

$$Q_{\min} = 666,24 \text{ квар}$$

Предприятие находится на Средней Волге. От РП подстанции №21 питаются 10 СД (в качестве привода технологических установок).

Параметры СД:  $P_H = 630 \text{ кВт}$ ,  $Q_H = 325 \text{ квар}$ ,  $D_1 = 5,6 \text{ кВт}$ ,  $D_2 = 4,06 \text{ кВт}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$ ,  $K_H = 0,7$ ,  $\alpha_M = 1,35$

Располагаемая реактивная мощность СД:  $Q_{CD} = \alpha_M \cdot N \cdot Q_H = 1,35 \cdot 10 \cdot 325 = 4387,5 \text{ квар}$

Определяются значения входных реактивных мощностей.

$$Q'_{\text{с}1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{CD} = 899,43 - 0,7 \cdot 4387,5 = -2171,82 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{с}1} = a \cdot P_p = 0,28 \cdot 1472,5 = 412,16 \text{ квар}$$

$$\text{Принимается } Q'_{\text{с}1} = Q''_{\text{с}1} = 412,16 \text{ квар}$$

$$Q'_{\text{с}2} = Q_{\min} + Q_K = 666,24 + 0 = 666,24 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{с}2} = Q_{\min} - (Q_p - Q'_{\text{с}1}) = 666,24 - (899,43 - 412,16) = 178,97 \text{ квар}$$

$$\text{Принимается } Q'_{\text{с}2} = Q''_{\text{с}2} = 666,24 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{к}y} = 1,1 \cdot 899,43 - 412,16 = 577,21 \text{ квар}$$

Определяется необходимая суммарная мощность КУ.

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{\text{к}y \min} = Q_{\min} - Q'_{\text{с}2} = 666,24 - 666,24 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые. В часы минимума нагрузки все КУ должны быть отключены.

Выбирается число и мощность трансформаторов совместно с компенсацией реактивной мощности.

### Вариант А:

Выбираем наименьшее потенциальное количество трансформаторов:

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 1000} = 2,1 \quad \text{принимается } N_T = 3$$

при  $S_n=1000$ кВА и  $K_3=0,7$ , коэффициенте загрузки трансформатора.

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ.

С учетом входящей мощности  $Q_{31}=412,16$  квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_1 = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1472,5^2} = 2241,7 \text{ квар}$$

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 1000} = 2,1 \quad \text{принимается } N_T = 3$$

$$Q_{np} = Q_{СДp} = Q_p - Q_{31} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ:  $Q_n=2241,7$

Находившийся на стороне до 1кВ, определяется КУ мощность.

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Определяются затраты на генерирование реактивной мощности СД в сеть

$$Z_{\Sigma} = Z_{ky} + Z_{kmn} = 17,6 + 526,7 = 544,3 \text{ т.руб.}$$

0,4 кВ.

$$Z_0 = E_p \cdot N \cdot K_p = 0,28 \cdot 10 \cdot 3000 = 8400 \text{ руб}$$

$$Z_1 = C_0 \cdot \left( \frac{D_1}{Q_n} + 2 \cdot \frac{D_2 \cdot Q_{np}}{Q_n^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,6}{325} + 2 \cdot \frac{4,06 \cdot 487,27}{325^2 \cdot 10} \right) = 18,88 \text{ руб / квар}$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \left( \frac{D_2}{Q_n^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,6}{325^2 \cdot 10} \right) = 0,00477 \text{ руб / квар}$$

$$Z_{KV} = 18,88 \cdot 487,27 + 0 + 0,00477 \cdot 487,27 + 0^2 + 8400 = 17602 \text{ руб} = 17,6 \text{ т.руб}$$

### Вариант В:

В данном варианте заменяется выбранная мощность  $S_H=1000$  кВА мощностью на одну ступень выше  $S_H=1600$  кВА.

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 1600} = 1,31; \quad \text{принимается } N_T = 2$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ.

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1472,5^2} = 2849,34 \text{ квар}$$

С учетом входящей мощности  $Q_{\Sigma 1}=412,16$  квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{\Sigma 1} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{ квар}$$

На стороне 0,4 кВ:  $Q_H=2849,34$

Находившийся на стороне до 1кВ, определяется КУ мощность.

$$Q_{кун} = 899,43 - 2849,34 = -1949,91 \text{ квар}. \quad Q_{ку} = 0$$

В результате расчета видно, что установка батарей конденсаторов не требуется.

Определяются затраты на генерирование реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ

$$K_P=3000 \text{ руб}, C_0=900 \text{ руб}, E_P=0,28$$

$$Z_0 = E_P \cdot N \cdot K_P = 0,28 \cdot 10 \cdot 3000 = 8400 \text{ руб}$$

$$Z_1 = C_0 \cdot \left( \frac{D_1}{Q_H} + 2 \cdot \frac{D_2 \cdot Q_{np}}{Q_H^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,6}{325} + 2 \cdot \frac{4,06 \cdot 487,27}{325^2 \cdot 10} \right) = 18,88 \text{ руб / квар}$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \left( \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} \right) = 900 \cdot \left( \frac{5,6}{325^2 \cdot 10} \right) = 0,00477 \text{ руб / квар}$$

$$Z_{KV} = 18,88 \cdot 487,27 + 0 + 0,00477 \cdot 487,27 + 0^2 + 8400 = 17602 \text{ руб} = 17,6 \text{ т.руб}$$

### Вариант С

Заменяется выбранная мощность  $S_H=1000$  кВА мощностью на одну ступень ниже  $S_H=630$  кВА.

Определяется наименьшее потенциальное количество трансформаторов:  
при  $S_n=630\text{кВА}$  и  $K_3=0,7$  коэффициент загрузки трансформатора.

$$N_T = \frac{1472,5}{0,7 \cdot 630} = 3,34; \quad \text{принимается } N_T = 4$$

Определяется РМ, которую можно передать из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ.

$$Q_1'' = \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1472,5^2} = 943,44 \text{квар}$$

С учетом входящей мощности  $Q_{31}=412,16$  квар на стороне 6кВ СД должны скомпенсировать мощность:

$$Q_{np} = Q_{CDP} = Q_P - Q_{31} = 899,43 - 412,16 = 487,27 \text{квар}$$

Определяется мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ.

$$Q_{куи}'' = 899,43 - 943,44 = -44,01 \text{квар}. \quad Q_{куи}'' = 0$$

Определяются затраты на установку КТП с трансформаторами ТМЗ 4×630кВА.

Для ТМЗ 630кВА:

$$P_{xx}=1,31\text{кВт}$$

$$P_{кз}=7,6\text{кВт}$$

$$E=0,33$$

Стоимость трансформаторов КТП 4х630 кВА  $K_{тп}=896\text{т.руб.}$

$$З_{кпт} = 0,33 \cdot 896 + (8972,7 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 1,31 + 4833,6 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 7,6) = 499,6 \text{ т.руб.}$$

Суммарные приведенные затраты.

$$З_{\Sigma} = З_{ку} + З_{кпт} = 17,6 + 499,6 = 517,2 \text{ т.руб.}$$

*Вариант В имеет минимум затрат, поэтому к установке принимаем*

КТП с трансформаторами ТМЗ 2×1600 кВА.

Аналогичным образом определяется число трансформаторов на остальных ТП:

ТП №20 - 10х1000;

ТП №25 - 2х1000;

ТП №39 - 4х1600;

ТП №41- 2х1600;

ТП №45 - 2х1600.

## **6 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП**

На проектируемой ГПП присутствует напряжение 110 кВ и 6кВ и все потребители данной подстанции являются 1 категории, поэтому ПС располагает двумя трансформаторами трехфазными.

Для питания резко-переменной и промышленной нагрузки, на заводах используют трансформатор с расщепленными обмотками. У двухтрансформаторной ПС имеет лимит перегрузки аварийной (40)% . Двух

трансформаторной ПС имеет катастрофический лимит перегрузки (40%), поэтому используется приближенное обозначение:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 45392,69 = 31774,9 \text{кВА}$$

Анализируем и выбираем два трансформатора:

1. ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3
2. ТРДЦНК – 63000/110/6,3/6,3

Выгодно-технический подбор обозначенный мощностью трансформаторов. Определяем нормированный ущерб мощности для трансформатора с расщепленной обмоткой НН по формуле:

$$P_m = P_x + K_{зв}^2 \cdot P_{кв} + K_{кН1}^2 \cdot P_{кН1} + K_{кН2}^2 \cdot P_{кН2}, \text{ кВт (10)}$$

Вариант 1 ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3

В режиме холостого хода трансформатора, приведен ущерб активной мощности.

$$P_x = P_x + K_{ин} \cdot Q_x = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{кВт}$$

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{Н.Т} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{квар}$$

$$K_{зв} = \frac{S_{назр}}{S_{Н.Т}} = \frac{31774,9}{40000} = 0,79 \quad K_{зН1} = \frac{15887,4}{40000} = 0,4 \quad K_{зН2} = 0,4$$

где:  $K_{ин}$  – это изменения потерь выраженная в коэффициент, обуславливаемый от расстояния потребителя от источника питания, и выражается 0,02-0,2 кВт/квар. Для вычисления воспользуемся  $K_{ин}=0,05$  кВт/квар.

В режиме короткого замыкания трансформатора, приведен ущерб активной

мощности.

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_{un} \cdot Q_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт}, \text{ где } P_{KB} = 0$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_{un} \cdot Q_{KH} = 170 + 0,05 \cdot 7350 = 537,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар}$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$P_m = P_x + K_{зВ}^2 \cdot P_{KB} + K_{зН1}^2 \cdot P_{KH1} + K_{зН2}^2 \cdot P_{KH2} = 45 + 0,79^2 \cdot 26,25 + (0,4^2 \cdot 537,5) \cdot 2 = 233,4 \text{ кВт}$$

## Вариант 2 ТРДЦНК – 63000/110/6,3/6,3

В режиме холостого хода трансформатора, приведен ущерб активной мощности.

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_x = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт}$$

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар}$$

$$K_{зВ} = \frac{S_{нагр}}{S_{H.T}} = \frac{31774,9}{63000} = 0,5 \quad K_{зН1} = \frac{15887,4}{63000} = 0,25 \quad K_{зН2} = 0,25$$

В режиме короткого замыкания трансформатора, приведен ущерб активной мощности.

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_{un} \cdot Q_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34 \text{ кВт}, \text{ где } P_{KB} = 0$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_{un} \cdot Q_{KH} = 245 + 0,05 \cdot 11576,25 = 823,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,875 \text{ квар}$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{H.T} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

$$P_m = P'_x + K_{зВ}^2 \cdot P'_{KB} + K_{зН1}^2 \cdot P'_{KH1} + K_{зН2}^2 \cdot P'_{KH2} = 65,75 + 0,5^2 \cdot 41,34 + (0,25^2 \cdot 823,8) \cdot 2 = 179,1 \text{ кВт}$$

В трансформаторах ПС  $\Delta W_{ПС}$  ущерб электроэнергии, высчитывающийся по графикам нагрузки.



$$\begin{aligned} \Delta W_{PC} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{KB} + \sum \Delta W_{KH1} + \sum \Delta W_{KH2} = \\ &= \sum n_i \cdot P_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P_{KB} \cdot K_{3B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.HH1} \cdot K_{3H}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.HH2} \cdot K_{3H}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (11)$$

где:  $K_{3i}$  – коэффициент загрузки  $i$  – той ступени суммарного графика нагрузки.

На данной ГПП в работе должны находиться два трансформатора из условий надежности электроснабжения потребителей 1й категории ПУЭ 1.2.18.

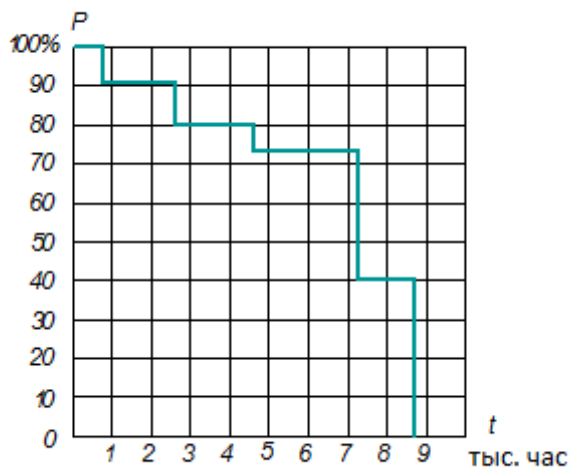


Рисунок 1 - годовой график нагрузки

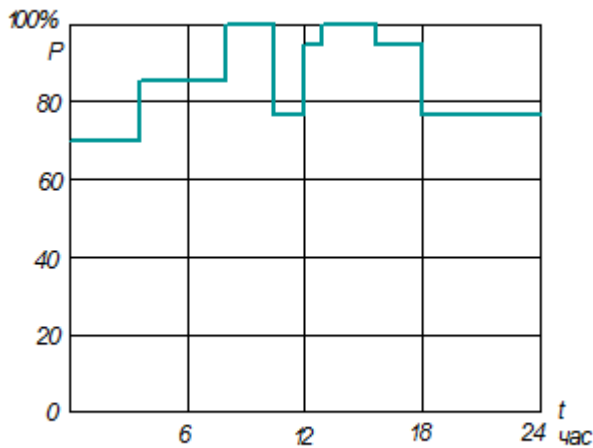


Рисунок 2 - суточный график нагрузки

Определяется число часов максимальных потерь.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{6100}{10^4})^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ час}$$

Утрата электроэнергии определяется в трансформаторах.

$$И\Delta W_{ПС} = C_{э,х}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{э,к}(\tau) \cdot \Delta W_k \quad (12)$$

где:  $C_{э,х}(T_x)$  – ценность 1 кВт·ч ущерба эл.энергии х.х. рабочего времени трансформаторов за год (исходя из 2х ставочного тарифа 0,654 руб/ кВт·ч);

$C_{э,к}(\tau)$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора (исходя из 2х ставочного тарифа 0,654 руб/ кВт·ч).

$$1. \quad И\Delta W_{ПС} = 0,654 \cdot 783000 + 0,654 \cdot 490173 = 832655 \text{ руб}$$

$$2. \quad И\Delta W_{ПС} = 0,654 \cdot 1144050 + 0,654 \cdot 303595,4 = 946760 \text{ руб}$$

При выборе трансформатора применяется метод приведенных затрат.

Эксплуатационные издержки за год.

$$I_э = P_{сум} \cdot K$$

где:  $P_{сум}$  – численный коэффициент удержания (энергосилового оборудования 35-150 кВ равно 0,094).

$K$  – основные издержки на оборудования ПС, в руб.

$$1. \quad I_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 15680000 = 1473920 \text{ руб}$$

$$2. \quad I_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 19040000 = 1789760 \text{ руб}$$

$$З_{пр} = E_n \cdot K + I_э + И\Delta W_{ПС}$$

$$1. \quad З_{пр} = E_n \cdot K + I_э + И\Delta W_{ПС} = 0,15 \cdot 15680000 + 1473920 + 832655 = 4658575 \text{ руб.}$$

$$З_{пр} = E_n \cdot K + I_э + И\Delta W_{ПС} = 0,15 \cdot 19040000 + 1789760 + 946760 = 5592520 \text{ руб.}$$

Окончательно выбран трансформатор: ТРДНК – 40000/110/6,3-6,3.

Выбранный вариант с меньшими затратами является более экономичным.

## 7 Расчёт токов короткого замыкания

### 7.1 Расчёт тока КЗ на шинах 110, 6 кВ и на РУ 6 кВ цеховых КТП

Базисной мощностью  $S_{\sigma} = 1000$  МВА определяем сопротивление системы.

$$x_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2000} = 0,5$$

Для вычисления сопротивления для кабельной линии воспользуемся :

$$x_{*КЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,18 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,08$$

$x_0 = 0,18$  (ом/км), это маслонаполненный кабель 110 кВ,

l- линии метраж (км)

$U_n$ - номинальное напряжение.

Сопротивления трансформатора ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3

$$x_{*TB} = \frac{X_{*TB} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ми}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328$$

$$X_{*TB} \% = 0,125 \cdot U_{KB-H} \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125$$

$$x_{*TH} = \frac{X_{*TH} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ми}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59$$

$$X_{*TH1} \% = X_{*TH2} \% = 1,75 \cdot U_{KB-H} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375$$

### 7.1 Расчет токов КЗ на стороне 110 кВ

Точка К1:

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*КЛ1} = 0,5 + 0,08 = 0,58$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{*К1}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{0,58} = 1,72$$

$$I_{К1}^{(3)} = I_{*К1}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,72 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,64 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Зная постоянную времени системы  $T_{a1} = 0,05\text{с}$ , определяется коэффициент ударного тока:  $K_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,65$ ;

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8,64 = 20,1\text{кА}$$

## 7.2 Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ

Точка К2:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тн} = 0,5 + 0,08 + 0,328 + 4,59 = 5,498$$

Суммарное сопротивление:

$$I_{*K2}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{5,498} = 0,182$$

Ток трехфазного КЗ:

Учитывается ток подпитки КЗ синхронными двигателями

$$I_{K2}^{(3)} = I_{*K1}^{(3)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,182 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 16,69 \text{ кА}$$

подключенными к шинам 6 кВ:

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 0,77 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,97} = 0,98 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{E''}{X_{*d}} \cdot \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,26} \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9 \cdot 0,94} = 0,29 \text{ кА}$$

$$I_{K2} = 16,69 + 0,77 + 0,98 + 0,29 = 18,73 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Зная постоянную времени на шинах НН ГПП  $T_{a2} = 0,12\text{с}$ , определяется коэффициент ударного тока:  $K_{уд2} = 1 + e^{-0,01/T_{a2}} = 1 + e^{-0,01/0,12} = 1,9$ ;

$$i_{y\partial 2'} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial 2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 18,73 = 50,18 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial.CД1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial 2} \cdot (I_{K2.CД1}^{(3)} + I_{K2.CД2}^{(3)}) = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot (0,77 + 0,98 + 0,29) = 4,9 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2.\Sigma} = i_{y\partial 2'} + i_{y\partial.CД1} = 50,18 + 4,9 = 55,08 \text{ кА}$$

### Точка К3:

Расчетно предполагаемое сопротивление кабельной линии

$$x_{*КЛ2} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,08 \cdot 0,7 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,41$$

где  $x_0 = 0,08$  (ом/км).

l- длина линии (км)

$U_n$ - номинальное напряжение.

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тн} + x_{*кл2} = 0,5 + 0,08 + 0,328 + 4,59 + 1,41 = 6,908$$

Суммарное сопротивление:

$$I_{*К3}^{(3)} = \frac{Ec}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{6,908} = 0,145$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{К3}^{(3)} = I_{*К3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 0,145 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 13,28 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Зная постоянную времени за кабельной линией 6 кВ  $T_{a3} = 0,9\text{с}$ ,

$$I_{К3}^{(3)} = I_{*К3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 0,145 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 13,28 \text{ кА}$$

определяется коэффициент ударного тока:  $K_{уд3} = 1 + e^{-0,01/T_{a3}} = 1 + e^{-0,01/0,9} = 1,9$ ;

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial 3} \cdot I_{К3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 13,28 = 35,58 \text{ кА}$$

### 7.3 Расчёт токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Далее расчет производится в именованных единицах. Для чего необходимо пересчитать суммарное сопротивление системы до точки КЗ в именованные единицы.

Сопротивления питающей системы:

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_6}{U_C} \right)^2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1816} \cdot \left( \frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,8 \text{ мОм}$$

Точка К4:

Полное сопротивление трансформатора ТМЗ 1000:

$$z_T = \frac{U_K\% \cdot U_H^2}{S_{HT}} \cdot 10^4 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} \cdot 10^4 = 8,8 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{6cm}^2}{S_{nm}^2} \cdot 10^6 = \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 1,95 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,95^2} = 8,58 \text{ мОм}$$

Суммарное переходное сопротивление контактов на шинах, вводах и выводах аппаратов и контакта в месте КЗ:  $r_n = 15 \text{ мОм}$

Выключатель автоматический его сопротивление 0,4 кВ:

Сопротивление контактов переходное:  $r_K = 0,25 \text{ мОм}$

Катушка максимально предельного тока сопротивление:

$$r_{a2} = 0,15 \text{ мОм}, x_{a2} = 0,27 \text{ мОм}$$

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{a2} + r_K + r_n = 1,95 + 0,15 + 0,25 + 15 = 17,35 \text{ мОм}$$

Суммарное активное сопротивление:

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_C + x_T + x_{a1} = 0,8 + 8,58 + 0,27 = 9,65 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{17,35^2 + 9,65^2} = 19,85 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 19,85} = 11,65 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Определяется постоянная времени:

$$T_{a4} = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma} \cdot \omega} = \frac{9,65}{314 \cdot 19,85} = 0,0015$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{уд4} = 1 + e^{-0,01/T_{a4}} = 1 + e^{-0,01/0,0015} = 1,001;$$

$$i_{y04} = \sqrt{2} \cdot K_{уд4} \cdot I_{K4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,001 \cdot 11,65 = 16,44 \text{ кА}$$

Точка К5:

Сопротивления кабельной линии:

$$x_{КЛЗ} = x_0 \cdot l = 0,066 \cdot 0,04 = 0,00264 \text{ мОм, где}$$

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление кабеля;

$$x_{КЛЗ} = 0,066 \text{ мОм/км.}$$

$$r_{КЛЗ} = r_0 \cdot l = 1,25 \cdot 0,04 = 0,05 \text{ мОм.}$$

Выключатель автоматический его сопротивление 0,4 кВ:

Сопротивление контактов переходное:  $r_K = 0,25 \text{ мОм}$

Катушка максимально предельного тока сопротивление:

$$r_{a2} = 0,15 \text{ мОм, } x_{a2} = 0,27 \text{ мОм}$$

$$r_{\Sigma} = r_{\Sigma 4} + r_{KL3} + r_{a3} + r_K = 17,35 + 0,05 + 0,15 + 0,25 = 17,8 \text{ мОм}$$

Суммарное активное сопротивление:

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{\Sigma 4} + x_{KL3} + x_{a3} = 9,65 + 0,00264 + 0,27 = 9,92 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{17,8^2 + 9,92^2} = 20,38 \text{ мОм}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20,38} = 11,34 \text{ кА}$$

Определение ударного тока:

Определяется постоянная времени:

$$T_{a5} = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma} \cdot \omega} = \frac{9,92}{314 \cdot 17,8} = 0,0018$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{уд5} = 1 + e^{-0,01/T_{a5}} = 1 + e^{-0,01/0,0018} = 1,001;$$

$$i_{y05} = \sqrt{2} \cdot K_{y05} \cdot I_{K5}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,001 \cdot 11,34 = 16 \text{ кА}$$



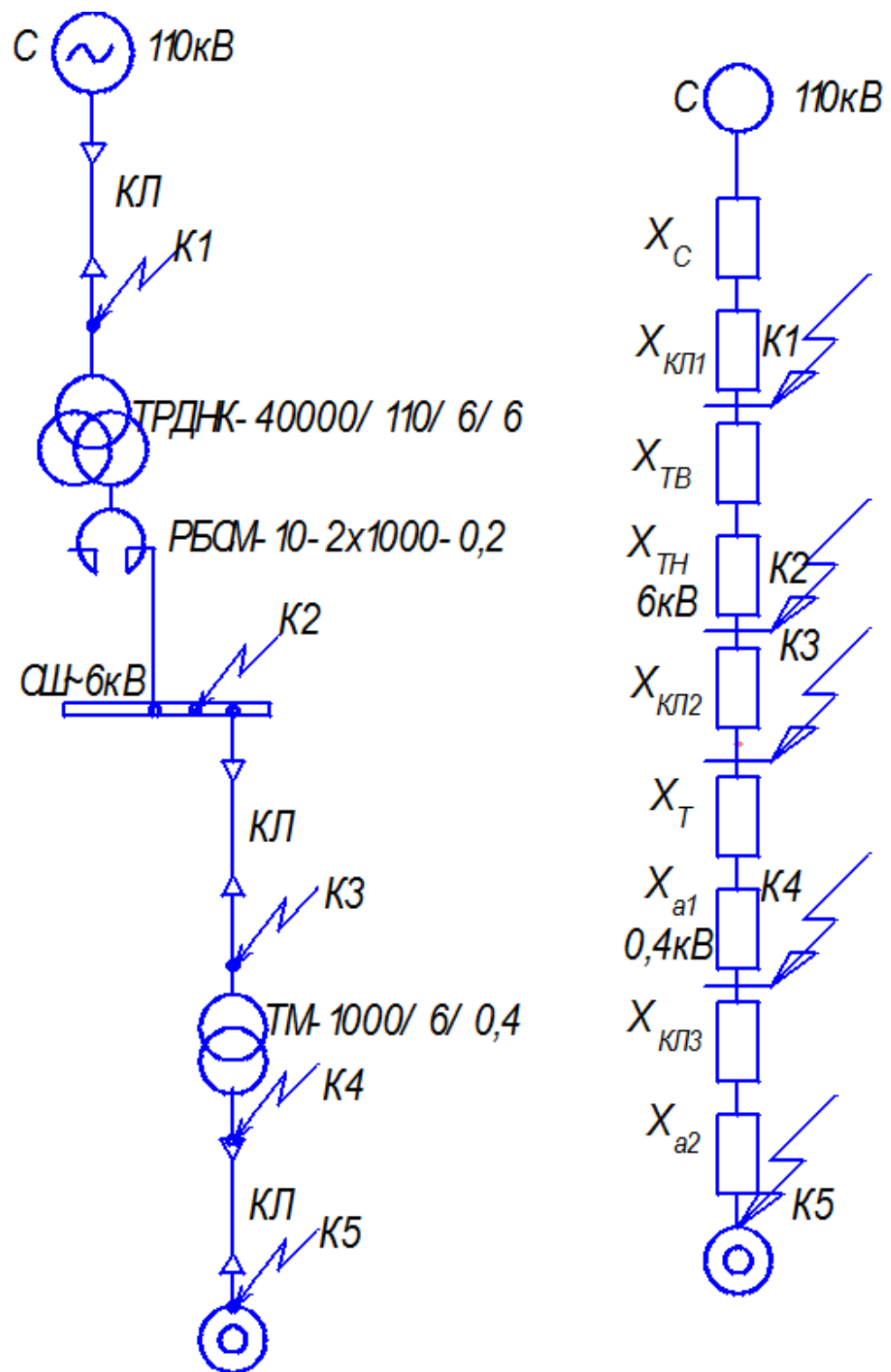


Рисунок 3 – схема замещения

## 8 Выбор электрического оборудования и проводников

### 8.1 Выбор электрооборудования на стороне 110 кВ

Выбор кабельных линий 110 кВ

Кабельная линия выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$110 = 110 \text{ кВ.}$$

2. По экономической плотности тока определяется сечение жилы кабеля:

$$I_p = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{ А}$$

$$s_{э} = \frac{I_p}{j_{ЭК}} = \frac{201,05}{1,8} = 111,7 \text{ мм}^2$$

$j_{ЭК} = 1,8$  – экономическая плотность тока.

Принимается сечение жилы кабеля  $150 \text{ мм}^2$ .  $I_{доп} = 330 \text{ А}$ .

С учетом поправочного коэффициента на численность за действующие кабели, находившимися в земле ( $\kappa = 0,92$  [1]):

$$I_p \leq I_{доп}$$

$$201,05 \leq I_{доп} = \kappa \cdot I = 0,92 \cdot 330 = 303,6 \text{ А}$$

1. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$s_{\min} \leq s = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

где:  $B_K$  – тепловой импульс тока КЗ;

$$C = 30 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2 \text{ [5]}$$

$$B_K = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,68^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 11,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$150 \geq \frac{\sqrt{11,24 \cdot 10^6}}{30} = 111,75 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому принимается сечение жилы кабеля  $150 \text{ мм}^2$

Для прокладки в земле принимается кабель: МСАШву – 110 3х(1х150)

Выбираем трансформатор тока 110 кВ

При выборе трансформатора тока используются следующие параметры:

1. Номинальное напряжение:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$110 = 110 \text{ кВ}$$

2. Номинальный ток:  $I_p \leq I_{\text{ном}}$

$$I_p = \frac{S_{\text{Н.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$$

$$201,05 \leq 300 \text{ А}$$

3. Электродинамическая стойкость:  $i_y \leq I_{\text{эд}}$

$$i_y = 20,1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{эд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 300 \cdot 50 = 21,15 \text{ кА}$$

$I_{\text{1ном}}$  – первоначальный ток Т.Т.

$k_{\text{дин}}$  – количество стойкости электродинамической

$$20,1 \leq 21,15 \text{ кА}$$

4. Термическая стойкость-тепловой импульс по :  $B_k \leq k_T^2 I_{\text{1ном}}^2 t_T$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 8,64^2 \cdot (0,5 + 0,05) = 41,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}} = K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $K_T$  – 25 справочный термический коэффициент.

$t_T$  – продолжительность течения тока термической надежности.

$$41,1 \leq 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. Нагрузка вторичная.:  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На трансформаторе тока на стороне 110 кВа, вторичной нагрузкой является релейная защита и амперметр.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = R_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,6 - 0,004 - 0,1 = 1,496 \text{ Ом}$$

При длине  $l = 100$  м, разрез проводов вторичных цепей

$$s = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,496} = 0,35 \text{ мм}^2$$

Используем провод медный, с типовым сечением  $2,5 \text{ мм}^2$

Выбирается трансформатор тока ТВТ110 – I – 300/5. [7]

## 8.2 Выбор оборудование на стороне 6 кВ

Подбираем выключатели 6 кВ

Выбор вводного выключателя.

Параметры выбора выключателя:

1. По напряжению обозначенному:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току обозначенному:  $I_p \leq I_{ном}$

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835,03 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 3150 \text{ А}$$

$$1835,03 \leq I_{ном} = 3150 \text{ А}$$

3. Выключатели реагируют отключающей способностью:

а) на симметричный ток:  $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$

$$I_{пт} = 16,69 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$$

$$16,69 \leq 20 \text{ кА}$$

б) на апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$$

$i_{a,\tau}$  — это величина для времени  $\tau$  апериодической составляющей в отключаемом токе;

$\beta_{ном}$  — это величина определяется по кривым ( $\approx 0,4$  для  $\tau = 0,04$  сек.), апериодической составляющей в отключаемом токе.

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ сек}$$

где:  $t_{р.з.} = 0,01$  с. — момент действия релейной защиты;

$t_{с.в.} = 0,03$  с. — фактический момент отключения выключателя.

$$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,28 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \beta \cdot I_{н.о} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 16,69 = 9,41 \text{ кА}$$

$$9,41 \leq 11,28 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость - наивысшего сквозного тока к.з.:

$$i_{уд} \leq j_{пр.с}$$

$$i_{уд} = 55,08 \text{ кА}; i_{пр.с} = 80 \text{ кА}; 55,08 \leq 80 \text{ кА}$$

5. Импульс температурный – на тепловую надежность:  $B_k \leq I_{тер}^2 t_T$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 16,69^2 \cdot (0,05 + 0,12) = 47,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $I_T$  – температурная надежность предельного тока;

$t_T$  – длительность протекания тока температурной надежности.

$$47,35 \leq 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем выключатель ВБЭ – 10 – 31,5 /3150

Аналогичным образом выбираются остальные выключатели КРУ 6 кВ.

Выключатели для КРУ 6 кВ предоставлен в таблице 3.

Таблица 3 – выключатели для КРУ

Назначение выключателя	Тип выключателя
1. Вводной	ВБЭ – 10 – 31,5 /3150
2. Линейный	ВБЭ – 10 – 31,5 /1000, ВБЭ – 10 – 31,5 /630, ВБЭ – 10 – 31,5 /1600
3. Секционный	ВБЭ – 10 – 31,5 /3150

Выбор реакторов

Выбор реакторов по характеристикам:

1. По напряжению обозначенному:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току обозначенному:  $I_p \leq I_{ном}$

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 2 \times 1000 \text{ А}$$

$$1835 \cdot 1000 \text{ А}$$

3. По индуктивному сопротивлению реактора:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 6,3 \text{ кВ}; U_{н} = 6 \text{ кВ}; X_{*\Sigma} = 5,498; I_{н.о.} = 18,16 \text{ кА}$$

Принимается  $I_p = 2 \times 1000 \text{ А}$

Определяется базисный ток К.З. системы:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Определяется результирующее сопротивление цепи с реактором в относительных единицах:

$$X_{*рез} = \frac{I_{\sigma}}{I_{н.о.}} = \frac{91,64}{13,28} = 6,9$$

Определяется сопротивление реактора в относительных единицах:

$$X_{*р.б} = X_{*рез} - X_{*\Sigma} = 6,9 - 5,498 = 1,4$$

Определяется относительное сопротивление реактора в %:

$$X_p \% = 1,4 \cdot \frac{3,15}{91,64} \cdot 100 = 4,8\%$$

Определяется сопротивление реактора в омах:

$$X_p = \frac{10 \cdot 4,8 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1000} = 0,087 \text{ Ом}$$

Выбран реактор: РБСМ – 10 – 2·1000 – 0,2 [7]

Падение напряжения в каждой ветви сдвоенного реактора:

$$\delta U = \frac{X_{0,5н} \cdot I_p}{U_{н}} \cdot 100 = \frac{0,2 \cdot 3,15}{6,3} \cdot 100 = 10\%$$

РБСМ – 10 – 2·1000 – 0,2:

Выбор трансформаторов тока 6 кВ

Для примера рассматривается выбор трансформатора тока, который устанавливается в вводной ячейке.

Параметры выбора трансформатора тока:

1. По напряжению обозначенному:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току обозначенному:

$$I_p \leq I_{ном}$$

$$I_p = \frac{S_{H.T.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1835 A$$

$$I_{ном} = 2000 A$$

$$1835 \leq 2000 A$$

3. На стойкость электродинамическую:  $i_y \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{ном}$

$$i_y = 55,08 \text{ кА}$$

$$I_{эд} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot k_{дин} = \sqrt{2} \cdot 2000 \cdot 20 = 56,4 \text{ кА}$$

где:  $I_{ном}$  – ток первичный обозначенный трансформатора тока

$k_{дин}$  – стойкость не продолжительной электродинамической

$$55,08 \leq 56,4 \text{ кА}$$

1. Тепловой всплеск – на температурную надежность:  $B_k \leq k_T I_{ном} t_T$ :

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 16,69^2 \cdot (0,05 + 0,12) = 47,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 35^2 \cdot 3^2 \cdot 3 = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $K_T = 35$  – термический коэффициент (по справочнику);

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$47,35 \leq 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

2. Нагрузка вторичная:  $Z_2 \leq Z_{2ном}$

- При помощи микропроцессорного блока SEPAM 2000 производится наблюдение за работой трансформатора с расщепленной обмоткой НН

$$r_{приб} = \frac{S_{блока}}{I_2^2} = \frac{0,025}{5^2} = 0,001 \text{ Ом}$$

где:  $I_2$  - вторичный номинальный ток;

$S_{блока}$  – мощность, потребляемая микропроцессорным блоком.

$$Z_2 = Z_{2ном} \approx R_2$$

Сопротивление нагрузки фактическое:

$$r_2 = R_{приб} + R_{np} + R_k = 0,001 + 0,1 + 0,056 = 0,157 \text{ Ом}$$

$$R_{np} = R_2 - R_{приб} - 0,1 = 0,4 - 0,157 - 0,1 = 0,143 \text{ Ом}$$

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot I_{пров}}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{0,147} = 2,38 \text{ мм}^2$$

где: сопротивление контактов переходное  $R_k = 0,1$ .

$R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов.

Основа медь провода, подбираем сечение 2,5 мм<sup>2</sup>

ТШЛК – 10 подбираем трансформатор тока [7]

Выбор трансформатора напряжения

1. номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$6 = 6 \text{ кВ}$$

2. вторичной нагрузке

$$S_{\text{блока}} \leq S_{\text{ном}}$$

где:  $S_{\text{блока}}$  – мощность, потребляемая микропроцессорным блоком.

присоединенных трансформатору напряжения.

$$S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{блока}} = 0,025 \text{ ВА}$$

$$0,025 \leq 50 \text{ ВА}$$

Отдаем предпочтение трансформатору напряжения НТМИ – 6 – 66УЗ, [7]

имеющий класс точности 0,5.

Выбор кабельной линии 6 кВ

Параметры выбора кабельной линии:

1. Номинальное напряжение:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$6 = 6 \text{ кВ.}$$

2. По экономической плотности тока определяется сечение жилы кабеля:

Для примера берется расчет кабельной линии для запитки силового трансформатора ТМЗ 1600 кВА от РУ 6 кВ (остальные КЛ выбираются аналогично, по току потребителя.)

$$I_p = \frac{S_{\text{Н.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,8 \text{ А}$$

$$s_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{146,8}{1,4} = 104,86 \text{ мм}^2$$

Принимается сечение жилы кабеля [1], 3х120 мм<sup>2</sup>.  $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$ .

С учетом поправочного коэффициента на количество работающих кабелей, проложенных рядом ( $k = 0,92$  [1]):



$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$

$$146,8 \leq I_{\text{доп}} = k \cdot I = 0,92 \cdot 200 = 184 \text{ А}$$

Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$s_{\text{min}} \leq s = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

где:  $B_K$  – тепловой импульс тока КЗ;

$$C = 98 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2 \text{ [5]}$$

$$B_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 13,28^2 \cdot (0,05 + 0,5) = 96,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$120 \geq \frac{\sqrt{96,99 \cdot 10^6}}{98} = 100,5 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому принимается сечение жилы кабеля 120 мм<sup>2</sup>

Для прокладки в туннеле принимается кабель с пропитанной бумажной изоляцией: АСБГ 3(1х120)

Выбор КРУ 6 кВ

КРУ серии К-63 выпускается Самарским заводом «Электроцит». Данные устройства имеют разные технические характеристики, которые зависят от установленного оборудования в соответствии с пожеланиями заказчика:

- Подбираем фактическое линейное напряжение, кВ частоты тока 50 Гц: 6.0
- Подбираем наивысшее линейное напряжение, кВ: 7.2
- Для цепей ячеек КРУ подбираем наименьший ток, А: 3150
- Для отключения выключателя, находящегося в КРУ, используем номинальный ток, кА: 3 1.5
- Ток термической стойкости, при времени протекания 3 с, кА: 31,5
- В шкафах КРУ главных цепей наименьший ток электродинамической стойкости, кА: 80
- Выбираем степень изоляции согласно ГОСТ 1516.1 – 76 степень «б»: нормальная изоляция

- Изоляции делятся на классы: твердая, комбинированная, воздушная.
- вид кабельный - линейное высоковольтное подсоединение.
- Требуется с двухсторонним обслуживанием
- У ячейки КРУ ступень защищены:
- Высоковольтные ячейки без шинпровода имеют габариты:  
высота 2268; глубина 1450; ширина 750, мм.
- Вес изделия, не более: 600 кг.

#### Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

На подстанции для питания потребителей собственных нужд устанавливаются специальные трансформаторы, в зависимости типа и мощности. Данный трансформатор присоединяется отпайкой к вводу главного трансформатора. Необходимость данного подключения дает возможность управлять выключателем 6 – 10 кВ при полной потере напряжения на шинах 6 – 10 кВ. Питание оперативных цепей переменного тока осуществляется от шин собственных нужд.

В данном случае на ГПП установлены 2 ТСН.

С учетом коэффициента загрузки ( $K = 0,7$ ) [10] и коэффициента одновременности ( $K = 0,85$ ) [10] определяется потребляемая мощность:

$$S = \sum P \cdot K_{загр} \cdot K_{одн} = 0,7 \cdot 222,2 = 155,5 \text{ кВА}$$

Для ГПП выбирается два трансформатора собственных нужд мощностью 160 кВА. (2хТМ-160/6/0,4)

Таблица 4 – Тип потребителей

№ п/п	Тип потребителя подстанции собственных нужд.	Мощность, кВт
1	ТРДНК 40000 трансформатора для охлаждения	2х29,6
2	Шкаф КРУ для надогрева	40х1
3	Релейный шкаф для надогрев	8х1

4	ЗРУ 6 кВ Отопление, освещение, вентиляция	40
5	Маслохозяйство	75
Итого:		222,2

### 8.3 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ

Выбор автоматического выключателя

Параметры выбора автоматического выключателя:

1. Номинальное напряжение:  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$0,4 = 0,4 \text{ кВ.}$$

2. Номинальный ток:  $I_p \leq I_{ном}$

$$I_p = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}$$

$$2309,4 \leq 2500 \text{ А}$$

3. Конструктивное исполнение:

Лучшим по параметрам является выключатель «Электрон» - 2500 со следующими характеристиками:

- Имеет расцепитель нагрузки ругулируемый  $(0,4 - 1) I_n$ ;
- Рабочий ток непрерываемый ток  $I_n = 2500 \text{ А}$ ;
- выключающую свойство – 40 кА.
- Расцепитель настраиваемый КЗ  $(1,5 - 10) I_n$ ;

Выбор кабельной линии 0,4 кВ

Параметры выбора кабельной линии:

1. Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$0,4 = 0,4 \text{ кВ.}$$

2. Длительность допустимого тока:

Для примера берется расчет кабельной линии для запитки электродвигателя технологического насоса  $P_n = 160 \text{ кВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,8$ .

$$I_p = \frac{P_{н.эд}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 289,02 \text{ A}$$

Кабель проходит по взрывопожароопасному цеху, поэтому жилы кабеля изготовлены из меди, кабель до потребителя проложен в полу, в стальной трубе.

Принимается сечение жилы кабеля ( [1] таб. 1.3.6.)  $3 \times 95 \text{ мм}^2$ .  $I_{доп} = 350 \text{ A}$ .

Марка кабеля: ВСБГ – 3(1х95) + (1х35)

Подбор КРУ 0,4 кВ

Для установления в цехах получил Самарский завод «Электроцит». КТП для РУ 0,4 кВ делаются шкафами ШН – 4. А в свою очередь шкафы ШН – 4 комплектуется нужнейшим оборудованием.

## 9 Рассчитываем релейную защиту на ГПП

Виды защит на ГПП:

Продольная дифференциальная защита, срабатывает в случае отключения питания и отключение выключателей ввода.

1. Продольная дифференциальная защита, срабатывает в случае отключения питания и отключение выключателей ввода.
2. Газовая защита трансформатора состоит из двух ступеней: первая ступень с действием на сигнал и вторая ступень - остановки питания вводов ГПП.
3. Продольная дифференциальная защита, срабатывает в случае отключения питающих линий при остановке питания и аварийного отключения вводов.
4. Переключатель ответвлений РПН имеет защиту газовую, которая состоит из двух ступеней: первая ступень - сигнальное оповещение, вторая ступень - на отсутствие источника электроэнергии на ГПП.
5. Токовая защита наивысшая по стороне 110 кВ имеет комбинированный пуск напряжения случайным выдерживанием момента.
6. На водах 6 кВ наивысшая защита токовая срабатывает при введении выключателя случайным тактом по сроку с ускорением.
7. Защита при перегреве масла и от перегрузки способом на звонок.
8. При критическом ступени масла срабатывает защита, оповещением на сигнал.

Предполагается защита релейная:

Для секционных выключателей 6 кВ используется защита максимально токовая случайном фрагментом с ускорением АВР.

Для трансформаторных линий 6/0,4 кВ, применяют МТЗ времени выдержкой; Отсечка токовая мгновенного способа, а также от замыкания на землю с оповещением на звонок.

На линиях уходящиеся 6 кВ: планируется в зависимости от обстановки, рекомендаций линий.

Автоматика ГПП

На ГПП предусматривается следующий объем автоматики:

1. Автоматическое включение секционного выключателя (АВР) 6 кВ при аварийном отключении одного из трансформаторов или одного из вводов 6 кВ.
2. На щитке собственных нужд секционный автомат АВР~380/220В.
3. В трансформаторе управление автоматическое обдувкой.
4. Руководя автоматическим переключением напряжения с использованием регулятора у трансформатора под нагрузкой.
5. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Предусматривает 2 категории:
  - АЧР 1 – быстродействующая (с выдержкой времени не более 0,5с), планируемая для предотвращения снижения частоты.
  - АЧР 2 – проектируемая для роста частоты спустя действия АЧР 1, для устранения торможения частоты на недопустимом низком уровне.

Рассчитываем токи короткого замыкания

$$S_{K \max} = 4000 \text{ МВА}$$

$$S_K = 2000 \text{ МВА}$$

$$S_{K \min} = 1500 \text{ МВА}$$

$$X_{C \max} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \max}} = \frac{115^2}{4000} = 3,30 \text{ Ом}$$

$$X_C = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K} = \frac{115^2}{2000} = 6,61 \text{ Ом}$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \min}} = \frac{115^2}{1500} = 8,82 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Л}} = x_0 \cdot l = 0,18 \cdot 4,5 = 0,81 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{Т.ВН min}} = \frac{U_{\text{кв. min}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{min.ВН}}^2}{S_{\text{mn}}} = \frac{6,1 \cdot 0,125}{100} \cdot \frac{[115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{40} = 1,78 \text{ Ом}$$

$$x_{T.BH} = \frac{U_{кв.ном}}{100} \cdot \frac{U_{.ном}^2}{S_{ми}} = \frac{6,3 \cdot 0,125}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 2,6 Ом$$

$$x_{T.BH \max} = \frac{U_{кв.макс}}{100} \cdot \frac{U_{макс.BH}^2}{S_{ми}} = \frac{6,74 \cdot 0,125}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 3,34 Ом$$

$$x_{T.HH \min} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ми}} = \frac{6,1 \cdot 1,75}{100} \cdot \frac{[115 \cdot 1 - 0,16]^2}{40} = 24,904 Ом$$

$$x_{T.HH} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ми}} = \frac{6,3 \cdot 1,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 36,45 Ом$$

$$x_{T.HH \max} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ми}} = \frac{6,74 \cdot 1,75}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 46,814 Ом$$

$$I_{K.max.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH.min}}{\sqrt{3} \cdot x_{Cmax} + x_{Tmin} + x_{л}} = \frac{115 \cdot 1 - 0,16}{\sqrt{3} \cdot 3,3 + 1,78 + 24,904 + 0,81} = 1,813 кА$$

$$I_{K.max.HH}^{(3)} = I_{K.max.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{BH.min}}{U_{HH}} = 1,813 \cdot \frac{115 \cdot 1 - 0,16}{6,3} = 27,8 кА$$

$$I_{K.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot x_C + x_T + x_{л}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,61 + 2,6 + 36,45 + 0,81} = 1,43 кА$$

$$I_{K.HH}^{(3)} = I_{K.max.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{BH.min}}{U_{HH}} = 1,43 \cdot \frac{115}{6,3} = 26,11 кА$$

$$I_{K.min.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH.max}}{\sqrt{3} \cdot x_{Cmin} + x_{Tmax} + x_{л}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 8,82 + 3,34 + 46,814 + 0,81} = 1,218 кА$$

$$I_{K.min.HH}^{(3)} = I_{K.min.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{BH.max}}{U_{HH}} = 1,218 \cdot \frac{126}{6,3} = 24,36 кА$$

В таблицу 5 укажем рассчитанные токи К.З

Таблица 5 –Рассчитанные токи К.З.

Мощность трансформатора(МВА) и напряжения (кВ)	Системы Мощность К.З.	Ток 3-хфазного КЗ, (А) на шинах НН ГПП, приведенный к	
		115 кВ	6,3 кВ
$S_{T ном} = 63$ МВА	$S_{K max} = 4000$ МВА	1813 А.	27800 А.
$U_{BH} = 115$ кВ	$S_K = 2000$ МВА	1430 А.	26110 А.
$U_{HH} = 6,3$ кВ	$S_{K min} = 1500$ МВА	1218 А.	24360 А.

## Расчет трансформаторов тока на подстанции

В таблице 6 укажем планированные трансформаторы тока

Таблица 6 - трансформаторы тока

Наименование параметра	Расчетная формулы	Трансформатор 40 МВА	
		115 кВ.	6,3 кВ.
1 Типы и схема соединения ТА.	$I_H \geq \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	ТВТ110-I $I_H = 300 \text{ А.}$ $I_{расч} = 201 \text{ А.}$ Соединение $\Delta$	ТШЛК – 10 $I_H = 2000 \text{ А.}$ $I_{расч} = 1835 \text{ А.}$ Соединение $Y$
2 Поверка по электродинамической стойкости	$i_Y \leq i_{дин}$	$i_Y = \kappa_Y \sqrt{2} I_{н.о}$ $i_{дин} = \kappa_{эд} \sqrt{2} I_{ном}$ $i_Y = 20,1 \text{ кА.}$ $I_{дин} = 21,15 \text{ кА}$	$i_Y = \kappa_Y \sqrt{2} I_{н.о}$ $i_{дин} = \kappa_{эд} \sqrt{2} I_{ном}$ $i_Y = 55,08 \text{ кА.}$ $I_{дин} = 56,4 \text{ кА.}$
3 Поверка по термической стойкости	$B_K \leq (\kappa_{тер} \cdot I_{ном})^2 t_{тер}$	$B_K = i_T^2 \cdot t$ $B_K = 41,1$ $\text{кА}^2\text{С} <$ $< 300 \text{ кА}^2\text{С}$	$B_K = i_T^2 \cdot t$ $B_K = 45,35 <$ $33075$
4 Расчетный первичный ток, А.	$I_{расч} = 1,3 \cdot I_{Kmax}^{(3)}$	2379А.	36140 А.
5 Расчетная кратность тока	$m_{расч} = \frac{I_{расч}}{0,8 \cdot I_{ном}}$	9,91	22,59
6 Допустимая нагрузка ТА. Ом.	$Z_{доп}$ (каталог)	10	20



7	$Z_p$	0,001	0,001
Сопrotивление реле защиты, Ом.			
8 Допустимое сопротивление проводов (только один конец), Ом.	$Z_{np} = \frac{Z_{H0} - Z_n - Z_p}{3}$ для ТА в $\Delta$ $Z_{nep} = 0,05$ Ом.	3,316 Ом	-----
	$Z_{np} = \frac{Z_{H0} - Z_n - Z_p}{2}$ для ТА в Y $Z_{nep} = 0,05$ Ом.	-----	9,97 Ом.
9 Метраж проводов только один, м.	$l$	30	20
10 Допустимое сечение проводов	$S_{дон} = \frac{\rho \cdot l}{Z_{np}}$ $\rho_{медь} = 0,0175$	0,15 мм <sup>2</sup>	0,0,35 мм <sup>2</sup>
11 Принято сечение проводов медных, мм <sup>2</sup>	S	2,5 мм <sup>2</sup>	2,5 мм <sup>2</sup>

### Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Проектируется и устанавливается продольная дифференциальная защита вокруг защищаемого трансформатора мощность 6,3 МВА и более.

Планируются коэффициенты трансформации и схемы соединения обмоток силового защищаемого трансформатора тока, что служит дифференциальной защиты для сглаживания токов. Силовые трансформаторы с соединением группой обмоток Y/ $\Delta$  - 11, соединяются со стороны ВН в

треугольник, а со стороны НН в звезду, коэффициенты трансформации по фразе:

$$k_{T\Delta\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H}{5} \quad (13)$$

$$k_{TAY} = \frac{I_H}{5} \quad (14)$$

где  $I_H$  - ток первичный ТА.

В плечах дифференциальной защиты токи вторичные ТА при наименьшем токе находим по формуле:

$$I_H = \frac{k_{CX} \cdot I_H}{k_T} \quad (15)$$

где  $k_{CX}$  - постоянной единицы схемы, ориентировочной формой нарушения, схемами соединения ТА и обмоток трансформатора защищаемого.  $k_{CX} = \sqrt{3}$  для ТА, соединенных в  $\Delta$ ,  $k_{CX} = 1$ , для ТА, соединенных в  $Y$ .

Где проходит наибольший вторичный ток в плече защиты, стороны трансформатора защищаемого, используется как основную в подсчётах.

### Расчет дифференциальной защиты трансформатора с реле типа ДЗТ – 11.

В таблице 7 указываем подсчитанный расчет дифференциальной защиты трансформатора с реле.

Таблица 7 – расчет дифференциальной защиты

Наименование ценности	Название и расчетная формула.	S <sub>н.т</sub> = 63 МВА. Числовые значения для стороны		
		115 кВ.	6,3 кВ	6,3 кВ
1.Первичные токи ТА, соответствующие номинальной(min) мощности трансформатора.	$I_H = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201 А.	1835 А.	1835 А

2. Коэффициенты трансформации и схемы соединения ТА.	$n_T$	300/5 = 60 $\Delta, \kappa_{CX} = \sqrt{3}$	2000/5 = 400 $Y, \kappa_{CX} = 1$	4000/5 = 400 $Y, \kappa_{CX} = 1$
3. Вторичные токи в плечах защиты.	$I_{2H} = \frac{\kappa_{CX} \cdot I_H}{\kappa_T}$	5,79 А.	4,59 А.	4,59 А.
4. Первичный расчетный ток дисбаланса, условно ложностью установки расчетного числа витков реле.	$I_{НБр}^I = (\kappa_{ан} \cdot \kappa_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{Kmax}^{(3)}$	471,38 А.	7228 А.	7228 А.
5. Для уставки реле используем расчетное условие	$I_{с.з.расч}$	Берем самые (макс) из двух значений		
		612,8 А.	9396,4 А.	9396,4 А.
6. Предварительная калибровка чувствительности.	$K_{ч.пр} = \frac{I_{Kmin}^{(2)}}{I_{с.з.расч}}$ $I_{Kmin}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{Kmin}^{(3)}$	2,57	2,57	2,57

7.Сраб отка защит ы на первич ный ток	По задани ю от- стройк и при тах небала нсе тока	$I_{C.31} \geq \kappa_{отс} \cdot I'_{НБ.р}$ $\kappa_{отс} = 1,3$	612,8 А.	9396,4 А.	9396,4 А.
	По задани ю от- стройк и от броска тока намагн ичиван ия	$I_{C.32} \geq \kappa \cdot I_H$ $\kappa = 1,3$	261,3А.	2385,5А	2385,5А.
8. На стороне (ВН) ток срабатывания		$I_{с.осн.р} = \frac{\kappa_{СХ} \cdot I_{C.3.р}}{\kappa_T}$	17,67		
9. Расчетное кол-во витков реле для настройки на основной стороне.		$W_{ос.р} = \frac{F_{C.р}}{I_{с.осн.р}}$ $F_{ср} = 100A \cdot \epsilon$	5,66		

10. Авансом принятое число витков реле на стороне основной	$W_{ос}$	6/5		
11. Подсчитанное кол-во числа витков реле на не основной стороне.	$W_{неосн.p} =$ $= W_{ос} \cdot \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}}$		2,41/2,13	2,41/2,13
12. Предварительно принятое число витков реле для установки на не основной стороне.	$W_{неосн}$		3/2	3/2
13. Часть тока небаланса, вызывающее округлением числа витков реле на стороне не основной	$I_{НБ.p}^{///} =$ $= \left[ \frac{W_{неосн.p} - W_{неосн}}{W_{неосн.p}} \right] \cdot I_{K \max}^{(3)}$	108,91/201,4А.	1272/958,6 А.	1272/958,6 А.

14.Первый расчетный ток небаланса с учетом всех элементов	$I_{НБ.р} = I_{НБ.р}^I + I_{НБ.р}^{III}$	580,29/672,78 А.	10668,4/10355 А.	10668,4/10355 А.
15.Детализация величины тока защиты срабатывания	$I_{С.З} = \frac{F_{ср} \cdot K_T}{W \cdot K_{СХ}}$	578/693,6 А.	13333,3/20000 А.	13333,3/20000 А.
16. Коэффициент отстройки.	$K_{отс} = \frac{I_{С.З}}{I_{НБ.р}}$	0,99/1,03	1,25/1,93	1,25/1,93
17. Коэффициент точности защиты.	$K_{ц} = \frac{I_{К\min}^{(2)}}{I_{С.З}}$	2,73/2,28	1,81/1,21	1,81/1,21

По результатам расчетов таблица 10.3. получилась для основной стороны трансформатора ТРДНК 40000/110/6,3/6,3 коэффициент отстройки защиты  $K_{отс} < 1,3$  (0,99). Поэтому в данном случае для трансформатора можно воспользоваться реле д

### **Расчет дифференциальная токовая защита с реле ДЗТ – 11**

Расчет предполагается подобный расчету реле РНТ – 565, так как имеет с уравнительными и рабочими обмотками, имеется еще и обмотку тормозную, наматывается так же как НТТ.

При внешнем КЗ в реле протекают не уравновешенные максимальные токи, по этому подключается тормозная обмотка со стороны трансформатора силового.

В таблице 8 представлен подсчитанный расчет. Ссылка на «приложение А»

Из расчета, таблица 8, следует, что дифференциальную защиту силового трансформатора ТРДНК – 40000/110/6,3/6,3 следует выполнять используя реле типа ДЗТ – 11, которое обеспечивает необходимый коэффициент чувствительности.

**Расчет токовой защиты, от перегруза и уставки реле обдувки .**

**Реле токовой блокировки напряжения трансформатора.**

На двух обмоточных понижающих трансформаторах максимальная токовая защита располагается со стороны источника питания и когда трансформатор попадает в зону ее действия. По схеме неполной звезды используется двухрелейное производство, в сетях изолированной нейтралью. В дополнении защите токовой в трансформаторах с расщепленной обмоткой НН, предусматривается защита с каждой стороны обмотки НН для селективного отключения.

Планируемый расчет максимальной токовой защиты от перегрузки, реле токовой блокировки регулятора трансформатора и уставка реле обдувки приведен в таблице 9. Ссылка на «приложение Б».

Расчет максимальной токовой защиты на секционных выключателях

**Расчет максимальной токовой защиты на секционных выключателях предоставлен в таблице 10.**

Таблица 10 – расчет максимальной токовой защиты

Параметр наименование	Условный знак, формула расчетная	$S_{T,ном} = 40 \text{ МВА.}$
		6,3 кВ.
1 Схема соединения ТА, коэффициент трансформации	$k_T$	$2000/5 = 400$ $Y, k_{CX} = 1$

Продолжение таблицы 10

<p>2 На вводах 6,3 кВ силового трансформатора расч. первичный ток и срабатывает защита</p>	<p><math>I_{C.3}</math> – защита ввода трансформатора по Таблице № .</p>	<p>6881,25 А.</p>
<p>3 Секционного выключателя согласования с защитой трансформатора срабатывает от первичного расчетного тока, А.</p>	<p><math>I_{C.3} = \kappa_C \cdot I_{C.3}</math> <math>\kappa_C = 0,85</math></p>	<p>5849,1А.</p>
<p>4 Ток уставки реле, А.</p>	<p><math>i_{C.P} = \kappa_{CX} \frac{I_{C.3}}{\kappa_T}</math></p>	<p>14,6 А.</p>
<p>5 Восприимчивость защиты.</p>	<p><math>\kappa_{\mathcal{U}} = \frac{0,87 \cdot I_{K\min}^{(3)}}{I_{C.3}}</math></p>	<p>3,57 &gt; 1,5</p>
<p>6 Тип реле и пределы уставки.</p>		<p>РТ – 40/20 5...20 А.</p>



## Заключение

На производстве «Капролактам-1» происходит внедрение нового менее энергоемкого, а значит эффективного электрооборудования. В частности применение двухскоростных двигателей для вентиляторов градирен на водооборотном цикле, которые в зимнее время потребляют в три раза меньше электроэнергии. Ввод в эксплуатацию новой центрифуги позволяющей заменить три старых образца с экономией электроэнергии в два раза и увеличением выработки продукции на 30%. Кроме того, имеет место:

- ввод в эксплуатацию ЧРП (частотно регулируемого привода) двигателей, что тоже приводит к снижению потребления энергии.

- реконструкция, модернизация и замена устаревшего как физически, так и морально оборудования на новое, что также приводит к снижению электропотребления;

- отключение насосов водооборотного цикла в зимнее время;

- применение менее мощного компрессора(1,7 мВт вместо 4,5 мВт) для перегонки аммиака в зависимости от температурного режима окружающей среды;

- исследование загруженности электродвигателей технологических установок и в случае неоправданного использования мощности, заменяют их на менее мощные и др.

## Список используемой литературы

1. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: учебное пособие для вузов/ Э.А.Киреева - Гриф УМО - М; Кнорус, 2011.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии /Под общей ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов).-8-е изд., испр. и доп. –М.: Издательство МЭИ, 2010.
3. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. - М.: - Кнорус, 2016.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. - М.: НЦ ЭНАС, 2012.
5. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для курсового проектирования./ В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2013.
6. Шлыков, С.В. Потребители электрической энергии: учебное пособие/ С.В. Шлыков; В.А. Шаповалов; Н.А. Шаповалова; ТГУ Электротехнический факультет, кафедра «Электроснабжение и электротехника» ТГУ-Тольятти, 2011.
7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2011.
09. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов. / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 2011.
10. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2009.

11. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/ Е.Ф. Макаров. - М.: «ИД Энергия»,2010.
- 12.Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. - М. : «Высшая школа», 2010.
13. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособ. для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - Энергоатомиздат, 2009.
14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
15. Опалева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Опалева. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009.
16. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко.- М.: Изд. дом МЭИ, 2010.
17. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / Н.И. Овчаренко. - М.: НЦ ЭНАС, 2009.
18. Analysis of the Impact of Increasing Shares of Electric Vehicles on the Integration of RES Generation, Andres Ramos.
19. Janssen M. C. The Smart Grid Drivers. – PAC, June 2010, p. 77
20. Amin S. M., Wollenberg B. F. Toward a Smart Grid. – IEEE P&E Magazine, September/October, 2005.
21. Gellings C. W. Enabling Energy The Smart Grid. Response and Efficiency Demand. – CRC Press, 2010
22. Analysis of short-term dynamic behavior of an electricity market  
Andrés Ramos, Álvaro Baíllo, Santiago López, Michel Rivier, Mariano Ventosa I  
Релейные и микропроцессорные устройства защиты электрооборудования системы электроснабжения: учеб. пособие / под ред. СИ. Гамазина. - Тула: ТГУ, 2009. - 108 с.

«Приложение А»

Таблица 8 - расчет дифференциальной токовой защиты с реле ДЗТ – 11

Наименование величины.	Обозначение и расчетная формула.	S <sub>Н.Т</sub> = 40 МВА. Числовые значения для сторон .		
		115 кВ.	6,3 кВ	6,3 кВ
1. Первичные токи ТА, соответствующие номинальной мощности трансформатора.	$I_H = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201 А.	1835 А.	1835 А
2. Коэффициенты трансформации и схемы соединения ТА.	$n_T$	300/5 = 80 $\Delta, k_{CX} = \sqrt{3}$	2000/5 = 400 Y, $k_{CX} = 1$	2000/5 = 400 Y, $k_{CX} = 1$
3. Вторичные токи в плечах защиты.	$I_{2H} = \frac{k_{CX} \cdot I_H}{k_T}$	5,79 А.	4,59 А.	4,59 А.
4. Сторона, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку.		На сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток.		
5. Минимальный ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания.	$I_{C.3 \min} \geq 1,5 \cdot I_H$	1,5 · 201 = 301,5 А.		

<p>6. Ток срабатывания реле для основной стороны (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты), приведенный к стороне ВН.</p>	$I_{cp.осн} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_{T.ВН}}$	<p>8,69 А.</p>
<p>7. Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны:</p>	$W_{осн.р} = \frac{F_{cp}}{I_{cp.осн}}$	<p>Расчетное: <math>\frac{100}{8,69} = 11,5</math> Принятое: 12</p>
<p>8. Уточненное значение тока срабатывания защиты.</p>	$I_{C.3 min} = \frac{F_{cp} \cdot K_{T.ВН}}{W_{осн} \cdot K_{CX}}$	<p>461,9 А.</p>
<p>9. Число витков обмотки НТТ реле для не основной стороны.</p>	$W_{неосн.р} = \frac{I_{2Н.ВН}}{I_{2Н.НН}} \cdot W_{осн}$	<p>Расчетное: 14,5 Принятое: 15 15</p>
<p>10. Результирующий ток в тормозной обмотке, приведенный к расчетной стороне</p>	$I_{торм} = \left[ \begin{array}{l} I_{торм.НН} - \\ - I_{торм.СН} \times \\ \times \frac{I_{СН.В}}{I_{НН.В}} \end{array} \right]$	<p>1218 А.</p>

<p>10. Результирующий ток в тормозной обмотке, приведенный к расчетной стороне.</p>	$I_{\text{торм}} = \left[ \begin{array}{l} I_{\text{торм.НН}} - \\ - I_{\text{торм.СН}} \times \\ \times \frac{I_{\text{СН.В}}}{I_{\text{НН.В}}} \end{array} \right]$	<p>1218 А.</p>
<p>11. Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей <math>I_{\text{НБ.расч}}</math></p>	$I_{\text{НБ.расч}} = [\kappa_{\text{ан}} \cdot \kappa_{\text{одн}} \times \times \varepsilon \cdot I_{\text{Кmax}}] + [(\Delta U_{\alpha} \times \times \kappa_{\text{ток}\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot \kappa_{\text{ток}\beta}) \times \times I_{\text{Кmax}}] + \left[ \frac{W_{1p} - W_1}{W_{1p}} \times \times \kappa_{\text{ток1}} \pm \frac{W_{11p} - W_{11}}{W_{11p}} \times \times \kappa_{\text{ток11}} \right] \cdot I_{\text{Кmax}}$	<p>366,11 А.</p>
<p>12. Число витков тормозной обмотки НТТ реле.</p>	$W_{\text{т.реле}} = \kappa_{\text{отс}} \times \times \frac{I_{\text{НБ.р}} \cdot W_{\text{раб.р}}}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg}\alpha}$ <p><math>\text{tg}\alpha = 0,87</math></p> <p><math>\kappa_{\text{отс}} = 1,5</math></p>	<p>Расчетное: 6,22 Принятое: 7</p>
<p>13. Чувствительность защиты при отсутствии торможения.</p>	$\kappa_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{С.З}}}$	<p>2,29 &gt; 2</p>
<p>14. Чувствительность защиты, когда имеется торможение</p>		
<p>14.1. Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне ВН.</p>	$i_{\text{р1}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)} \cdot \kappa_{\text{СХ}}}{\kappa_{\text{Т.ВН}}}$	<p>30,55 А.</p>

14.2. Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне НН и тормозной обмотке.	$i_{p1} = i_{T.p} =$ $I_{K\min}^{(2)} \cdot \frac{U_{BH} (1 + \Delta U_{pnn} / 100)}{U_{HH}} \cdot \kappa_{CX}$ $= \frac{\quad}{\kappa_{T.HH}}$	45,83 А.
14.3. Рабочая МДС НТТ реле.	$F_{pab} = \sum_{i=1}^n i_{pi} \cdot W_i$	1054,05А.
14.4. Тормозная МДС НТТ реле.	$F_{торм} = i_{T.p} \cdot W_T$	320,81А.
14.5. Рабочая МДС срабатывания реле в условиях, когда защита находится на грани срабатывания при рассматриваемом КЗ.	$F_{pab.cp}$	330 А.
14.6. Коэффициент чувствительности.	$\kappa_{\chi} = \frac{F_{pab}}{F_{pab.cp}}$	3,19 > 2

«Приложение Б» Таблица 9 - расчет максимальной токовой защиты

Наименование величины.	Обозначение и расчетная формула.	$S_{Н.Т} = 40 \text{ МВА.}$				
		МТЗ на стороне		Защита от перегрева на стороне 6,3 кВ	Реле обдувки на стороне 6,3 кВ	Реле блокировки на стороне 6,3 кВ.
		115 кВ.	6,3 кВ.			
1. Первичные токи ТА, соответствующие номинальной мощности трансформатора.	$I_H = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201 А.	1835 А.			
2. Коэффициенты трансформации и схемы соединения ТА.	$n_T$	300/5 = 60 $\Delta, \kappa_{СХ} = \sqrt{3}$	2000/5 = 400	$Y, \kappa_{СХ} = 1$		
3. Кратность сверхтока нагрузки.	$m_{СН}$	1,4	2,5	-	-	-
5. Ток уставки реле.	$i_{С.Р} = \kappa_{СХ} \frac{I_{СЗ}}{\kappa_T}$	12,2 А.	17,2 А.	6 А.	3,2 А.	9,2 А.
6. Коэффициент чувствительности.	$\kappa_{Ч} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{СЗ}} = \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{СЗ}}$	2,5 > 1,5	3,1 > 1,5	-	-	-



Продолжение таблицы 9

4. Первичный расчетный ток срабатывания защиты.	МТ	$I_{C.3} = \frac{\kappa_H m_{CH}}{\kappa_\theta} I_H$ $\kappa_H = 1,2$ $\kappa_\theta = 0,8$	422,1А.	6881,2 А.	-	-	-
	От перегрузки	$I_{C.3} = \frac{\kappa_H}{\kappa_\theta} I_H$ $\kappa_H = 1,05$ $\kappa_\theta = 0,8$	-	-	2408,4А.	-	-
	Реле обдувки	6,3 кВ $0,7I_{ном}$ 115 кВ $I_{ном}$	-	-	-	1284,5А.	-
	Реле блокировки регулятора	$2I_{ном}$	-	-	-	-	3670А.
6. Тип реле и пределы уставки.		РТ-40/20 5...20А	РТ-40/20 5...20А	РТ-40/20 5...20 А	РТ-40/6 1,5...6А	РТ-40/6 1,5...6А.	-
7. Расчет уставки реле вольт-метровой блокировки МТЗ	Коэффициент трансформации TV	$n_v$	-	$\frac{6000}{100} = 60$	-	-	
	Номинальное остаточное напряжение при самозапуске.	$U_{min}$ $U_{cp} = \frac{U_{min}}{\kappa_\theta \cdot \kappa_H \cdot n_v}$ $\kappa_H = 1,2$ $\kappa_\theta = 1,25$		РН-54/160 40-160 В.			