

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**  
**Некоммерческое акционерное общество**  
**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ им.**  
**ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

Кафедра «Электрических машин и электропривода»

**«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой**

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: Проектирование грозоупорного трансформатора

Выполнил (а) Нурдаулет Ж.Б. гр. ЭЭ(ЭАТК)-16-7  
(Фамилия и инициалы студента) группа

специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Научный руководитель Шидерова Р. М. проф., к.т.н.  
амилия и инициалы, ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Рецензент: Шыныбай Ж. С. доктор PhD  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Консультанты:**

**по экономической части:**

доцент Тузелбаев Б.И.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**по безопасности жизнедеятельности:**

ст.пр. Мананбаева С.Е.

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Алматы 2020 г.**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**  
Некоммерческое акционерное общество  
**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ им.  
ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

Институт ИЭЭЭТ  
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
Кафедра «Электрических машин и электропривода»

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломной работы

Студент Нурдаулет Жанибек Бериккулы  
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы: Проектирование грозоупорного трансформатора

утверждена приказом ректора № 147 от «11» ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной работы «28» мая 2020 г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов:

1. Тип трансформатора: Грозоупорный трансформатор
2. Полная мощность 25000 кВа, Число фаз: m=3
3. Напряжения: ВН U<sub>3</sub>=110000 В 2x2,5%, СН U<sub>2</sub>=38500 В 2x2,5%, НН U<sub>1</sub>=0-11.

Краткое содержание:

1. Электромагнитный расчет
2. Расчет тепла
3. Обоснование выбора В
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Введение
2. Актуальность
3. Влияние грозовых разрядов
4. Защита от грозовых разрядов
5. Расчет обмоток
6. Расчет изоляции проводника

7. Модель пуска

8. Результат моделирования

Рекомендуемая основная литература

1. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – Издательство МЭИ, 2000.
2. Толмачев В.Д., Соловьев С.В. Молниезащита. – М.:МИЭЭ,2005.
3. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. - Москва: Машиностроение, 2003.
4. Непрокин В.И., Рыбаков Л.М. К вопросу диагностирования изоляции силовых трансформаторов, эксплуатируемых в России. // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 31. - СПб:ПЭИПК, 2008. С. 433 - 439.
5. Барсуков В.К., Фокеев А.Е. Исследование работы силового трансформатора при несинусоидальной форме тока в нагрузке // Сборник трудов МНТК «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов», ТГУ Тольятти 2009г.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	Шидерова Р.М.	13.01-10.06	
Экономическая часть	Тузелбаев Б.И.	30.03-20.05	
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е.	17.02-9.06	

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломной работы

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
	1. Электромагнитный расчет	13.02.2020	
	2. Теоретическая подготовка. Расчет тепла.	3.03.2020	
	3. Обоснование выбора $\beta$	17.04.2020	
	4. Расчет изоляции проводника	24.04.2020	
	5. Экономический расчет	20.05.2020	
	6. Безопасность жизнедеятельности	09.06.2020	
	7. Полный анализ результатов	10.06.2020	
	8. Оформление пояснительной записки и графического материала	10.06.2020	

Дата выдачи задания « 13 » января 2019 г.  
 Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Оржанова Ж.К.  
 (подпись) (Фамилия и инициалы)  
 Руководитель \_\_\_\_\_ Шидерова Р.М.  
 (подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению  
 \_\_\_\_\_ Нурдаулет Ж.Б.  
 (подпись студента) (Фамилия и инициалы)

## Аңдатпа

Дипломдық жұмыс найзағай өткізбейтін трансформатордың құрастыруында орындалған. Найзағайдан қорғайтын трансформатор құрастырумен тығызбайланысты. Есептеудің алғашқы кезеңдерінде найзағайға төзімді трансформатордың негізгі құрылымдық сұлбасын таңдау керек, сонымен қатар есептеу кезінде оның жеке бөліктерінің - магниттік жүйенің, орамалардың, оқшаулағыш бөлшектердің, иілімдердің және т.б. құрылымын таңдау қажет.

Трансформаторларды таңдаудың техникалық-экономикалық негіздемесі есептелді және бизнес-жоспар құрастырылды. Дипломдық жобада трансформаторды таңдаудың негізі және оның қоршаған ортаға әсері келтірілген.

Нәтижесінде өмір қауіпсіздігінің көрсеткіштері қарастырылды, найзағайға төзімді трансформатор жанған кезде өрттің ауданы анықталды, өрт қаупі - маймен толтырылған электр жабдықтары.

## **Аннотация**

Дипломная работа выполнена на тему проектирование грозоупорного трансформатора. Расчет грозоупорного трансформатора тесно связан с конструированием. На самых первых стадиях расчета необходимо произвести выбор основной конструктивной схемы грозоупорного трансформатора, а также в ходе расчета выбирать конструкции его отдельных частей – магнитной системы, обмоток, изоляционных деталей, отводов и т.д.

Были рассчитаны технико-экономическое обоснование выбора силовых трансформаторов и составлен бизнес план. Также в дипломной работе представлена основа выбора трансформатора и его влияние на окружающую среду.

В результате рассмотрены показатели безопасности жизнедеятельности произведено определение площади пожара при возгорании грозоупорного трансформатора, также определена пожарная опасность маслонеполненной электрической аппаратуры.

## **Annotation**

The thesis was performed on the design of a lightning proof transformer. The design of a lightning proof transformer is closely related to design. During the first stages, the basic structural schemes of lightning-electric transformers should be selected, as well as in the process of calculating the design of it is individual parts – the magnetic system, windings, insulation parts, bends, etc.

The feasibility study for the selection of power transformers was calculated and a business plan was drawn up. Also in the thesis presents the basic for choosing a transformer and its impact on the environment.

As a result, life safety indicators are considered, the area of the fire is determined when a lightning-proof transformer is ignited, the fire hazard is oil-filled electrical equipment.

## Содержание

Введение.....	10
1. Грозоупорный трансформатор.....	11
1.1 Влияние грозových разрядов.....	11
1.2 Защита от грозových разрядов.....	14
1.3 Необходимое значение для расчета грозоупорного трансформатора	17
2 Электромагнитный расчет.....	17
Определение основных электрических	
2.1 величин.....	17
2.2 Определение основных параметров трансформатора.....	20
2.3 Расчет обмоток СН.....	21
2.4 Расчет обмоток НН.....	24
2.5 Расчет обмоток ВН.....	26
2.6 Расчет потерь короткого замыкания.....	31
2.7 Плотность теплового потока на поверхности обмоток.....	32
2.8 Потеря мощности.....	33
2.9 Потери на стенках бака и элементах конструкции.....	34
2.10 Расчет напряжения короткого замыкания.....	37
2.11 Расчет механических сил и тока при коротком замыкании.....	40
2.12 Расчет температуры обмоток при коротком замыкании.....	43
2.13 Расчет магнитной системы.....	44
2.14 Расчет потерь при коротком замыкании.....	46
3 Расчет тепла.....	48
3.1 Определение поступления температуры в обмотках.....	48
3.2 Выбор основных размеров бака.....	50
3.3 Расчет повышения температуры масла и обмотки.....	53
3.4 Определение веса (доли) масла.....	53
4 Обоснование выбора $\beta$ .....	54
4.1 Основы выбора и его влияние на параметры трансформатора.....	54
5 Расчет изоляции проводника.....	57
5.1 Общие сведения.....	57
5.2 Конструкция проводниковой изоляции.....	58
5.3 Задание на расчет изоляции проводников.....	60
5.4 Определение длины (конца) воздушных и масляных концов.....	60
5.5 Расчет токопроводящего стержня.....	61
5.6 Расчет размеров внутренней изоляции.....	62
5.7 Определение толщины фарфоровой крышки.....	64
5.8 Тепловой расчет.....	65
5.9 Оценка срока службы изоляции.....	70
6 Безопасность жизнедеятельности.....	74
6.1 Анализ условий труда.....	74
Определение площади пожара при возгорании силового	
6.2 трансформатора ТДТГ – 25000 /10.....	80



Экономическая часть. Грозоупорный трансформатор, оценка эффективности	
7	работы..... 83
7.1	Описание зоны..... 83
7.2	Бизнес план..... 84
7.3	Цель бизнес плана..... 84
7.4	Методика понесенных затрат..... 84
7.5	Расчет потерь в варианте 1..... 85
7.6	Расчет потерь в варианте 2..... 87
	Заключение..... 90
	Список использованной литературы..... 91

## **Введение**

В дипломном проекте представлен расчет грозоупорного трансформатора ТДТГ-25000/110. Данный трансформатор спроектирован для Актауских подстанций. Подстанция обеспечивает электроэнергией город Актау и близкие районы. Необходимость проектирования трансформатора обусловлена недостатком мощности в этих районах и ростом потребления электроэнергии. Для проектирования грозоупорного трансформатора в последние годы используются современные метрологические установки, измененные в метрологические параметры. В данном проекте представлена экономическая основа выбора грозоупорного трансформатора и его влияние на окружающую среду.

В расчетной части трансформатора представлена основа трансформатора, установка обмоток, общий вид трансформатора.

# 1. Грозоупорный трансформатор

## 1.1 Воздействие атмосферных (грозовых) разрядов

Схема расположения светильников представлена на рисунке 1.1. Из этих импульсов определяют начальный и последний период. Начальный период проходит очень быстро, даже время подъема напряжения измеряется микросекундом от нуля до максимума. Эта часть кривой называется фронтом волны (изменение) (рис.1.1).

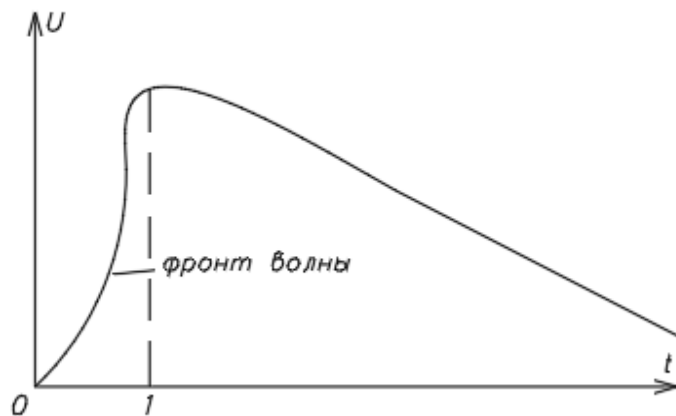


Рисунок 1.1-волна напряжения, характеризующаяся апериодическим импульсом

Скорость процесса очень высока в начальный период, когда короткий фронт достигает трансформатора, в результате их высокого индуктивного сопротивления ток не проходит через ветви обмотки, все будет течь вдоль емкостной цепи обмотки. Другими словами, если предположить, что начальный пусковой момент очень вертикальный (прямоугольный), его волна в обмотках трансформатора состоит из обмоток, состоящих из отдельных независимых ветвей, емкость  $K$  и  $C$  (рисунок 1.2) можно рассматривать как цепь.

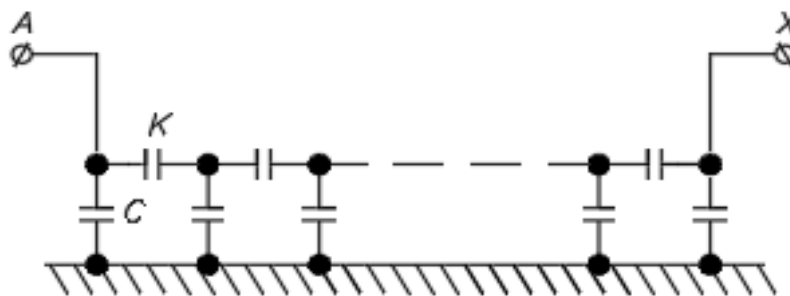
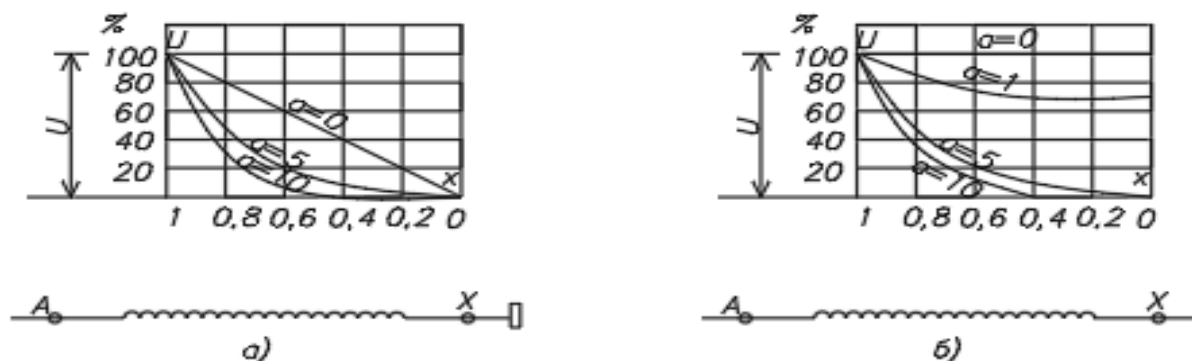


Рисунок 1.2-емкостная цепь обмотки

По первичной обмотки напряжения на емкости цепи распределение при этом зависит от коэффициента, где  $C$  – горизонтальная емкость, то есть вместимость между заземленными частями и обмотками, а  $K$  – пума (горизонтальная) продольная емкость, т. е. между отдельными элементами кучной изоляции обмоток емкость (рисунок 1.3). Происходит в обычных трансформаторах. емкости упаковки при таких значениях распределение напряжения по цепям не зависит от равновесия (плоской), а от того, что концы обмотки заземлены.



а - конец упаковки заземлен, б - конец упаковки не заземлен.

Рисунок 1.3 - Начальное распределение напряжения на емкостной обмотке

На рисунке 1.3 показана емкость обмоток при различных значениях. а-кривые напряжения по первичной цепи, распространение указанных, б - кончик обмотки при не заземлении,  $U$  - амплитуда фронта волны напряжения,  $x$  - расстояние рассматриваемого элемента от конца обмотки до полной длины обмотки.

Из кривой на рисунке 1.3 видно, что в начальный период, когда он подвергается воздействию вертикальных фронтальных волн, часто возникают опасные напряжения для изоляции первичных обмоток. Опасные напряжения возникают без присутствия первой обмотки, в случае внезапного падения напряжения, в результате которого волна обрывается, когда линии рядом с трансформатором закрыты. Тип волны во время резки показан на рисунке 1.4.

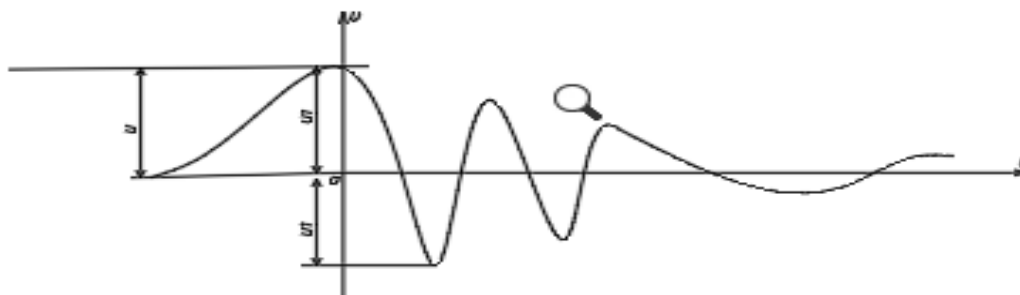


Рисунок 1.4 - Срез волны импульса напряжения

$U_1+U_2$ -под воздействием фронтальной волны возникает новое распределение потенциалов, и в этом случае явление сдвига волны считается опасным.

$U_2$  - значение обратного пика зависит от того, насколько удален трансформатор. Поэтому  $U_1+U_2$  будет больше амплитуды  $U$ . Поэтому в простом трансформаторе во время начального (емкостного) распределения большое напряжение возникает в первичных обмотках обмотки. Из-за индуктивности обмотки начальное распределение напряжения передается в окончательное распределение после серии колебаний процесса, которая включает в себя не только мощность отдельных элементов обмотки, но и их индуктивность. Таким образом, мы рассматриваем цепь обмоток трансформатора в процессе перехода как цепь, состоящую из самоиндукции  $L$  и емкостных элементов  $C$  и  $K$ .

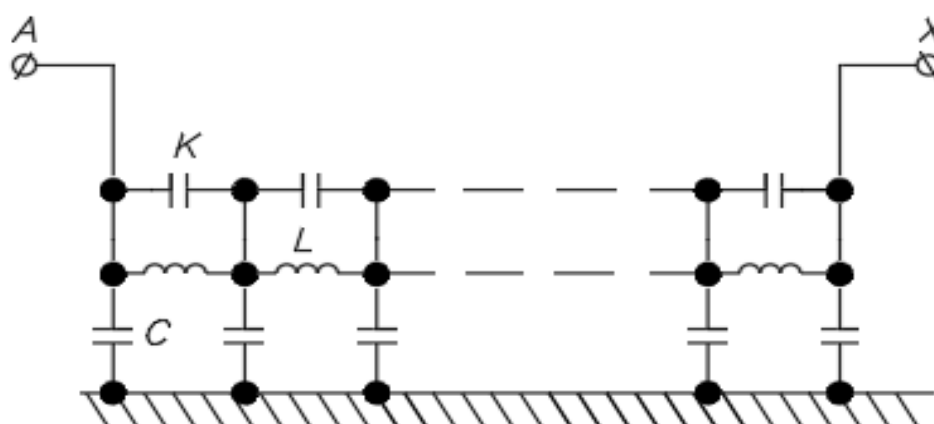
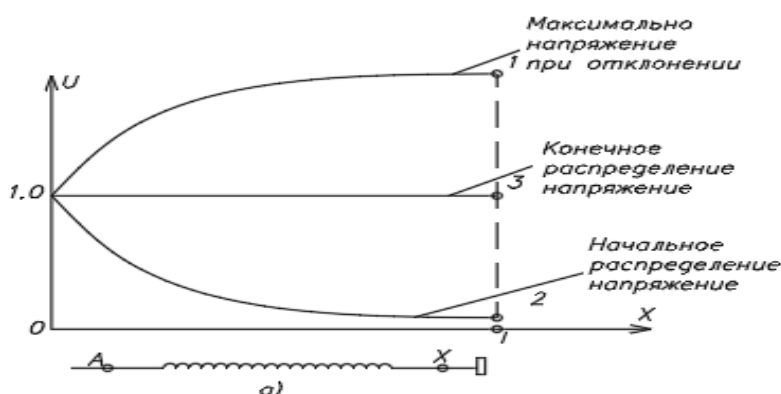
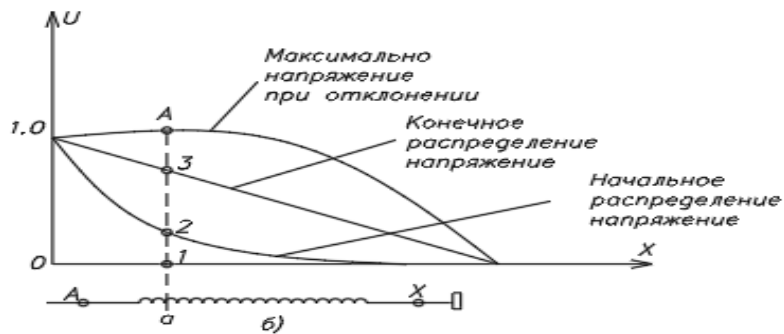


Рисунок 1.5 - Принципиальная схема, состоящая из емкости и индуктивности

Во время этих смещений потенциалы отдельных точек обмотки могут быть больше амплитуды волны и могут многократно вводить рабочие напряжения в этих точках (рис. 1.6, а, б).





а - для изолированных нейтральных обмоток; б - для заземленных нейтральных обмоток.

Рисунок 1.6 - Начальные и конечные кривые распределения напряжения. Напряжение между отдельными точками (обмотками) обмотки (градиенты импульсов) также увеличивается и может быть во много раз больше, чем в нормальном режиме. В результате трансформатор может иметь зазор, и изоляция может закрыться.

## 1.2 Защита от грозовых разрядов

Для надежной работы трансформатора требуется учитывать два условия:

- 1) Наблюдение за не влиянием на обмотку амплитудных волн, не превышающих установленного предела для класса изоляции обмотки;
- 2) Снижение избыточного напряжения между обмотками и ветвями обмотки путем корректировки начального распределения напряжения у обмотки и приближения его с последними тиражами и стремление к снижению колебаний при переходных процессах.

Для выполнения первого условия используются различные устройства, т.е. так называемые внешние средства защиты: 1) заземляющие канаты (тросы) для защиты от прямых ударов молнии; 2) разрядники для уменьшения амплитуды волнового фронта; 3) дроссельные обмотки и т. Д. Для уменьшения кручения волнового фронта.

Для выполнения второго условия используется емкостная защита или емкостное заполнение (емкостное кольцо обмоток, экранированные ветви обмоток, экран емкостной защиты обмоток, специальные меры и т. Д.).

В классе напряжений до 35 кВ градиенты импульсов невелики, поэтому необходимо использовать специальные средства защиты от атмосферных перенапряжений, поэтому для первичных обмоток и обмоток РВ и АРВ достаточна изоляция провода толщиной 0,45 мм и телефонная бумага с обеих сторон. Провода на напряжение 110 кВ имеют усиленную изоляцию 1,35 мм. Кроме того, бытовые трансформаторы с напряжением 110 кВ и входной обмоткой имеют дополнительную изоляцию, которая завернута в полузакрытый шнур из бумаги, упакованный в радиальном размере, полностью завернутый в ленту (кабель). Однако при номинальном

напряжении 110 кВ и высоком усилении только продольная изоляция обмотки недостаточна, так что, например, при увеличении размера изоляции емкость в масляных каналах между входными обмотками уменьшается, а импульсное напряжение (импульсный градиент) уменьшается.

Следовательно, трансформаторы класса изоляции 110 кВ и выше используют разные части обмоток для защиты изоляции обмоток или для обеспечения большой продольной емкости, что приводит к изменениям электрической емкости и, таким образом, для получения изначально равномерного распределения напряжения по обмотке.

Изменение емкости катушек осуществляется путем добавления экранированных катушек или емкостных колец, которые создают дополнительную емкость. Различная мощность экранированной обмотки достигается за счет экранированных частей и разного расстояния между ними.

Емкостное кольцо используется для уменьшения высоких градиентов между первым рулоном рулона. Эти кольца, как отсоединенная шайба, представляют собой электростатический экран, который корректирует электрическое поле на концах катушек по мере приближения к конечной кривой распространения. В то же время наблюдается снижение максимальных напряжений, возникающих между концами обмоток (рис. 1.7). Кроме того, емкостное кольцо обмотки выполнено с закругленными краями, чтобы обеспечить коррекцию электрического поля на краю обмотки.

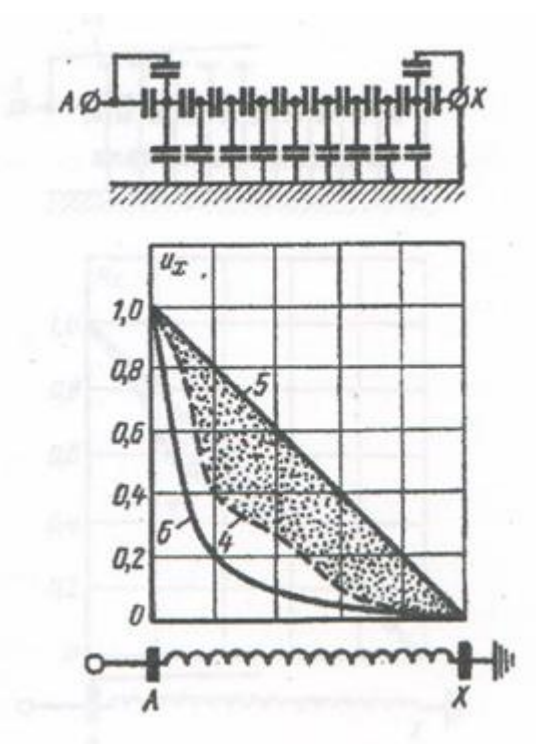


Рисунок 1.7 - Распределение напряжения обмотки с концами емкостного кольца

Дальнейшее приближение начального и конечного распределений напряжения можно получить, используя дополнительные электростатические экраны в виде отсоединенных, изолированных металлических колец,

соединенных линейным (линейным) концом и содержащих несколько первичных обмоток обмотки. Также, как показано на рисунке 1.8, потенциал первых обмоток обмотки, подключенной к экрану через конденсатор, и начальное распределение напряжения значительно скорректированы.

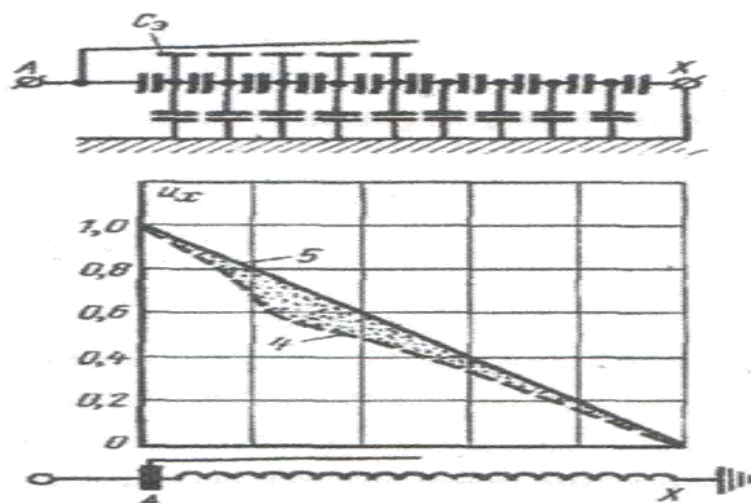


Рисунок 1.8 - Распределение напряжения в обмотке с электростатическим экраном вокруг первой обмотки

Градации изоляции используется для защиты входной обмотки, в то время как разная емкость входной обмотки достигает изоляции входной обмотки с различной толщиной и разными размерами масляного канала между обмотками, даже если в первой обмотке он составляет 6-8-10 мм, постепенно 12-14 Увеличивается до -16 мм.

В результате изоляция трансформаторов может надежно противостоять эффектам перенапряжения с учетом внешней защиты. Такие трансформаторы называются грозоупорными.

### 1.3 Исходные данные для расчета грозоупорного трансформатора

Рассчитать трехфазный грозоупорный трансформатор со следующими значениями:

Полная мощность  $S=25000$  кВА

Количество фаз  $m=3$

Напряжения:

ВН  $U_3=110\ 000$  В  $2 \times 2,5\%$

СН  $U_2=38500$  В  $2 \times 2,5\%$

НН  $U_1=6600$  В;

Группа соединений и схема  $Y_0/Y_0/ = \Delta-0-11$ .

Способ охлаждения - естественное масляное с дутьем.

Характер нагрузки – длительная.

Установка - наружная.

Порядок расположения обмоток от стержня наружу: СН-НН-ВН

Напряжение короткого замыкания:



ВН – СН  $U_{к32}=15\%$

ВН – НН  $U_{к31}=11,5\%$

СН – НН  $U_{к21}=5\%$ .

Потери короткого замыкания при любом из указанных режимов не более  $P_{к}=135000$  Вт; при работе на обмотках СН – НН не превышает 110000 Вт.

Потери холостого хода не более  $P_{к}=30000$  Вт

Ток холостого хода не более  $i_0= 1,5\%$ .

## 2 Электромагнитный расчет

### 2.1 Определение основных электрических величин

Мощность одной фазы и одного стержня

$$S_{\phi} = S' = \frac{S}{c} = \frac{25000}{3} = 8333 \text{кВа} \quad (1)$$

Где:  $c$  - количество активных стержней трансформатора;

$S$  – Номинальная мощность трансформатора, кВА.

Номинальные токи:

$$\text{На стороне ВН: } I_2 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{25000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110000} = 105 \text{А} \quad (2)$$

$$\text{На стороне СН: } I_2 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{25000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38500} = 300 \text{А} \quad (3)$$

$$\text{На стороне НН: } I_3 = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{25000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6600} = 1750 \text{А} \quad (4)$$

Фазовый ток одной обмотки стержня определяется из следующего выражения когда обмотка подключена звездой:

$$I_{\phi} = I; \quad (5)$$

когда обмотка подключена треугольником:

$$I_{\phi} = \frac{I}{\sqrt{3}}; \quad (6)$$

ВН  $I_{\phi 3} = 105 \text{А};$

СН  $I_{\phi 2} = 300 \text{А};$

$$\text{НН } I_{\phi 1} = \frac{1750}{\sqrt{3}} = 1010 \text{ A};$$

Фазовое напряжение трехфазного трансформатора определяется следующим путем:  
когда обмотка подключена звездой:

$$U_{\phi} = \frac{U}{\sqrt{3}}; \quad (7)$$

когда обмотка подключена треугольником:

$$\begin{aligned} U_{\phi} &= U; & (8) \\ \text{ВН } U_{\phi} &= \frac{110000}{\sqrt{3}} = 63510 \text{ В}; \\ \text{СН } U_{\phi} &= \frac{38500}{\sqrt{3}} = 22230 \text{ В}; \\ \text{НН } U_{\phi} &= 6600 \text{ В}. \end{aligned}$$

Испытательное напряжение обмоток:

$$\begin{aligned} \text{ВН } U_{исп3} &= 200 \text{ кВ}; \\ \text{СН } U_{исп2} &= 85 \text{ кВ}; \\ \text{НН } U_{исп1} &= 25 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Мощность одной фазы и одного стержня:

$$S_{\phi} = S' = \frac{S}{3} = \frac{25000}{3} = 8333 \text{ кВа} \quad (9)$$

Ширина приведенного канала рассеяния трансформатора:

$$a_p = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{3} \quad (10)$$

Первый разъем определяется испытательным напряжением в соответствии с таблицей 4.5 [1] для  $U_{исп2} = 85 \text{ кВ}$   $a_{12} = 36 \text{ мм} = 0.036 \text{ м}$  будет.

Второй разъем - это заданная ширина двух обмоток, которую мы определяем по следующей формуле:

$$\frac{a_1 + a_2 \sqrt{k} \cdot 4}{3} \text{ S}; \quad (11)$$

где  $k$  - зависит от мощности трансформатора, обмотки металла, напряжения обмотки ВН и уровня потерь при коротком замыкании

можно определить из таблицы 3.3 в соответствии с трансформатором  $k_p=0,95$ .

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = 0,46 \cdot \sqrt[4]{8333} \cdot 10^{-2} = 0,0417 \text{ м} \quad (12)$$

$$a_p = 0,036 + 0,0417 = 0,0777 \text{ м}$$

Мы берем приведенный коэффициент идеального поля рассеяния для реального поля.  $k_p=0,95$ .

Частота  $f=50 \text{ Гц}$ .

Напряжение активных компонентов короткого напряжения для обмоток СН и НН:

$$u_a = \frac{P_k \cdot 10000}{10 \cdot 5 \cdot 10 \cdot 25000} = 0,5\% \quad (13)$$

Реактивные компоненты:

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{6^2 - 0,5^2} = 5,98\%. \quad (14)$$

Мы выбираем изолированную текстурированную сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм (с кратким описанием ниже). Согласно Таблице 2.4 [1], когда коэффициент прироста зерновых составляет  $k_c$

Выберем индукцию в стержне как  $B_c=1,54$  Тл. Индукция в зерновых  $B_z=1,54$  Тл. Количество отверстий в магнитной системе составляет четыре в непрямом соединении и три в прямом соединении. Индукция в отверстиях в прямом соединении составляет  $B_z'' = B_c = 1,56 \text{ Тл}$ , в непрямом соединении  $B = B_c / \sqrt{2} = 1,56 / \sqrt{2} = 1,1 \text{ Тл}$ . По таблице 8.10 [1] удельный расход стали в стержне и в зерне  $p_c = 1,207 \text{ Вт/кг}$ ;  $p_z = 1,168 \text{ Вт/кг}$ ;  $q_c = 1,575 \text{ ВА/кг}$ ;  $q_z = 1,486 \text{ ВА/кг}$ ; для отверстия в точке прямого контакта  $q_z'' = 20700 \text{ ВА} / \text{м}^2$ , для отверстия в боковом суставе  $q_z' = 2500 \text{ ВА} / \text{м}^2$ .

В соответствии с таблицей [1] мы предполагаем, что число шагов при резке стержня равно 14, уплотняя зерно стальным полукольцом (бандажом) и бревном зерна без стержня (штифта), соединяющего две части зерна и стержень напрямую (без отверстий); Вытягивая нижнюю и верхнюю канавки с помощью пластины из нержавеющей стали, расположенной в верхней части ограничительного пакета стержня. 2.5 Согласно таблице [1] коэффициент заполнения на срезе стержня  $k_{кр} = 0,914$ . 2.5 Промежуточная поверхность теплоизоляции двухстороннего термостойкого покрытия и однослойного лакирования по данным таблицы [1], общий коэффициент заполнения  $k_z = 0,93$ ; общий коэффициент заполнения:

$$k_c = k_{кр} \cdot k_z = 0,914 \cdot 0,93 = 0,853. \quad (15)$$

Выбираем расстояние изоляции.

Между стержнем и обмоткой СН:

Согласно таблице [1]  $a_{02} = 30\text{мм}(U_{исп2}) = 85\text{кВ}$

Согласно таблице [1] Между обмотками НН и СН:  $a_{21} = 36\text{мм}(U_{исп2} = 85\text{кВ})$

Согласно таблице [1] Между обмотками НН и ВН:  $a_{13} = 50\text{мм}(U_{исп3} = 200\text{кВ})$ ;

Расстояние между соседними стержнями и обмоткой ВН  $a_{33} = 60\text{мм}$ ;

Расстояние от нижнего зерна до обмотки ВН  $l_0 = 80\text{мм}$ ;

Расстояние от верхнего зерна до обмотки ВН при наличии прижимного (весового) кольца  $l'' = 90 + 50 + 100 = 240\text{мм} = 0,24\text{м}$ .

$$l_0 = \frac{l' + l}{2} = \frac{0,08 + 0,24}{2} = 0,16\text{мм}. \quad (16)$$

## 2.2 Определение основных параметров трансформатора

Расчет основных размеров трансформатора начинается с определения диаметра стержня

$$d = 0,16 \cdot \sqrt[4]{\frac{S' \cdot \beta \cdot a_p \cdot k_p}{f \cdot u_p \cdot B_c^2 \cdot k_c^2}} = \sqrt[4]{\frac{8333 \cdot 0,0777 \cdot 1,6 \cdot 0,95}{50 \cdot 5,98 \cdot 1,56^2 \cdot 0,853^2}} = 0,56\text{ м} \quad (17)$$

Средний диаметр обмоток СН и НН

$$d_{21} = d + 2 \cdot a_{02} \cdot 2 \cdot a_2 + a_{21} = 0,56 + 2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,046 + 0,036 = 0,748\text{м}; \quad (18)$$

$$\text{где } a_1 \approx k_1 \cdot \frac{a_1 + a_2}{3} = 1,1 \cdot 0,0417 \approx 0,046\text{ м} \quad (19)$$

Для трансформаторов напряжением 110 кВ коэффициент  $k_1$  равен 1,05-1,1

Приблизительная высота посылки

$$l = \frac{\pi \cdot d_{12}}{\beta} = \frac{3,14 \cdot 0,748}{1,6} = 0,146\text{ м}. \quad (20)$$

Активная резка стержня:

$$P_c = k_3 \cdot P_{\text{фс}} = 0,93 \cdot 2258,9 \cdot 10^{-4} = 0,21\text{ м}^2; \quad (21)$$

Электропривод источника одной обмотки:

$$u_B = 4,44 \cdot f \cdot B_c \cdot \Pi_c = 4,44 \cdot 50 \cdot 1,56 \cdot 0,21 = 72,7B. \quad (22)$$

Количество витков в обмотке НН:

$$\omega_1 = \frac{U_{\phi 1}}{u_B} = \frac{6600}{72,7} = 91,6; \text{ принимаем } w_I = 92$$

Выяснение напряжение одного витка:

$$u_B = \frac{U_{\phi 1}}{\omega_1} = \frac{6600}{92} = 71,7B \quad (23)$$

Средняя плотность тока в обмотке:

$$J_{cp} = 0,746 \cdot k_d \cdot \frac{P_k \cdot u_B}{S \cdot d_{12}} \cdot 10^4 = 0,746 \cdot 0,82 \cdot \frac{110000 \cdot 71,7}{25000 \cdot 0,748} \cdot 10^4 = 3,07 \cdot 10^6 A / мм^2 \quad (24)$$

где  $k_d$  - 0.82 коэффициент, полученный согласно Таблице 3.6 [1]

### 2.3 Расчет обмотки СН

Мощность по таблице [1]  $S' = 6667кВА$ , номинальный ток  $I_2 = 300A$ . На основании этих данных мы выбираем прямоугольную катушку с непрерывной спиралью из медной проволоки.

Количество отводов в отводе для регулирования напряжения.

$$W_{H2} = \frac{U_{\phi 2}}{u_e} = \frac{22230}{71,7} = 310; \quad (25)$$

$$W_{p2} = \frac{0,025 \cdot U_{\phi 2}}{u_e} = \frac{0,025 \cdot 22230}{71,7} = 7,74 \approx 8; \quad (26)$$

Таблица - 2.1

Сетевое напряжение, В	Фазное напряжение, В	Количество обмотков
40460	23345	326
39455	22770	318
38450	22190	310
37440	21615	304
36445	21035	298

Ориентировочное сечение витка:

$$P_2' = \frac{I_{\phi 2}}{J_{cp}} = \frac{300}{3,07 \cdot 10^6} = 97,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2;$$

(27)

$$P_2' = 30,8 \text{ мм}^2; n_{\phi 2} = 3$$

(28)

Выбираем три провода нарезанные по графику, ОП.

$$n_{\phi 2} \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = 3 \times \frac{11,2 \times 2,8}{11,7 \times 3,3} \quad (29)$$

Полная резка обмотки:

$$P_2 = n_{\phi 1} \cdot P_1; n_{\phi 2} = 3 \cdot 30,8 \cdot 10^{-6} = 92,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2. \quad (30)$$

Плотность тока:

$$J_2 = \frac{I_{\phi 2}}{P_2} = \frac{300}{92,4 \cdot 10^{-6}} = 3,25 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (31)$$

В соответствии с таблицей 4.10 [1] мы изготавливаем две верхние и две нижние обмотки фазной обмотки с одинаковым проводом с изоляцией толщиной 1,4 мм с обеих сторон.

$$3 \times \frac{11,2 \times 2,8}{11,7 \times 3,3}$$

Расстояние между верхней и нижней катушками двух концов канала составляет 7 мм, а остальных - 6 мм.

Мы выбираем схему регулирования напряжения в соответствии с рисунком 4.10 г [1], вместо разрыва обмотки в масляном канале, в соответствии с рисунком 4.10 а [1] мы выбираем изоляцию таким образом, чтобы было не менее  $h_{кр} = 12 \text{ мм}$ .

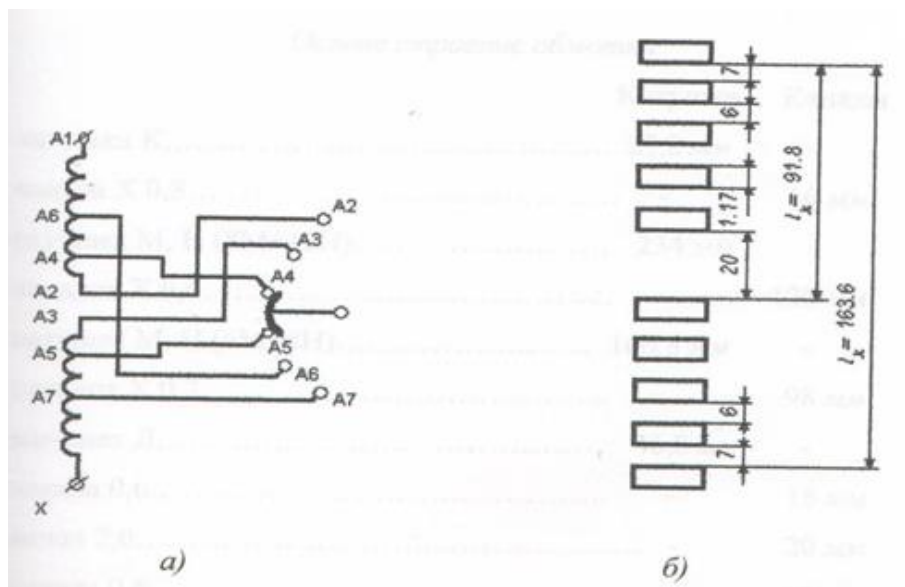
Определим количество витков заранее:

$$n_{k2} \approx \frac{l_2 \cdot 10^3}{b' + h_k} = \frac{1,46 \cdot 10^3}{11,7 + 6} = 84; \quad (32)$$

где  $h_{кр}$  - размер канала. Колеблется в диапазоне от 4 до 6 мм при напряжении 35 кВ.

Количество витков в обмотке (приблизительно)

$$W_6 = \frac{W_1}{n_{k2}} = \frac{326}{84} = 3,9 \approx 4; \quad (33)$$



а - схема регулирования напряжения в обмотке СН; б - размер зоны разрыва в середине высоты обмотки СН ( $u_k - l_x$  мало при расчете и  $l_x$  велико при расчете механической силы на обмотке в случае короткого замыкания).

Рисунок 2.1 -ТДТГ - трансформатор 25000/110

Мы можем предположить следующую структуру обмотки СН, определив размер обмотки СН по размеру обмотки ТС и зная предварительное распределение ветвей в обмотках обмотки.

Обмотка СН обернут в 18-рельсовый цилиндр 570x582x1540 мм шириной 40 мм.

Общая высота

$$l_2 = 2 \cdot (25,2 + 234 + 166,8 + 46,8) + 0,95 \cdot (2 \cdot (16 + 120 + 98 + 18) + 2) \cdot 10^{-3} = 144 \text{ мм};$$

Внутренний диаметр обмоток:

$$D_2' = d + 2 \cdot a_{02} = 0,56 + 2 \cdot 0,03 = 0,62 \text{ м}. \quad (34)$$

Внешний диаметр обмоток:

$$D_2'' = D_2' + 2 \cdot a_2 = 0,62 + 2 \cdot 0,046 = 0,712 \text{ м.}$$

(35)

Масса металла обмотки:

$$G_{\text{м2}} = 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{2\text{cp}}; W_2 \cdot \Pi_2 = 28 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot \left( \frac{0,62 + 0,712}{2} \right) \cdot 326 \cdot 92,4 \cdot 10^{-6} = 1685 \text{ кг.}$$

(36)

Таблица 2.2 - Накладная конструкция обмотки

	Обмотки	Каналы
2 обмотки К	25,2 м	-
2 канал X 0,8	-	16 мм
20 обмотки М,Н (8М+12Н)	234 мм	-
20 каналы X 0,6	-	120 мм
14 обмотки М,Н (6М+8Н)	166,8 мм	-
14 каналы X 0,7	-	98 мм
4 обмотки Л	46,8 мм	-
3 каналы 0,6	-	18 мм
1 канал 2,0	-	20 мм
3 каналы 0,6	-	18 мм
4 обмотки Л	46,8 мм	-
14 каналы X 0,7	-	98 мм
14 обмотки М,Н (6М+8Н)	166,8 мм	-
20 каналы X 0,6	-	120 мм
20 обмотки М,Н (12М+8Н)	234 мм	-
2 каналы X 0,8	-	16 мм
2 обмотки К	25,2 мм	-

Масса проволоки согласно таблице 2.2

$$G_{\text{свм}} = 1,02 \cdot 1685 = 1719 \text{ кг.}$$

Электрические потери в обмотке

$$P_{\text{эл1}} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J_2^2 \cdot G_{\text{м1}} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot (3,25 \cdot 10^{-6}) \cdot 1685 = 42710 \text{ Вт.}$$

Учитывая необходимость регулируемых результатов разветвления от обмотки СН, при испытательном напряжении  $U_{\text{исн2}}=85\text{кВ}$  трансформаторной



мощности  $S=25000$  кВА, согласно Таблице 4-5 [1], мы выбираем канал  $a_{21}$  40 для главных обмоток М и N обмотки 40 (39 мм для выходных обмоток К)

Расположение остатков  $D''=720$  мм СН толщиной 20 мм цилиндр между обмотками СН и НН составляет  $760 \times 772 \times 1560$  мм.

### 2.3 Расчет НН обмоток

Из таблицы 2.8 [1] мы выбираем винтовую обмотку из прямоугольного провода. Количество обмоток  $W_1=92$ . Расчетная плотность тока

$$J = 2 \cdot J_{op} - J_2 = 2 \cdot 3,07 \cdot 10^6 - 3,25 \cdot 10^6 = 2,89 \cdot 10^6. \quad (37)$$

Приблизительная высота обмотки:

$$h_{e2} \approx \frac{l_2 \cdot 10^3}{W_1 + 4} - h_{k1} = \frac{1,44 \cdot 10^3}{92 + 4} - 5 = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м} < 0,0155 \text{ м}; \quad (38)$$

где  $h_{k1}$  - размер приращения масляного канала между ветвями.

Мы также выбираем одну общую транспозицию и две группы одношнекового винта  $h_{e1} < 0,0105 \text{ м}$ .

Приближенная резка винта:

$$P_1' = \frac{I_{\phi 1}}{J_1} = \frac{1010}{2,89 \cdot 10^6} = 349,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2; \quad (39)$$

Из таблицы 2.2

$$P_1'' = 23,3 \text{ мм}^2 \quad n_{e2} = 15$$

$$n_{e2} \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = 3 \times \frac{11,2 \times 2,8}{11,7 \times 3,3}. \quad (40)$$

Полная нарезка обмотки:

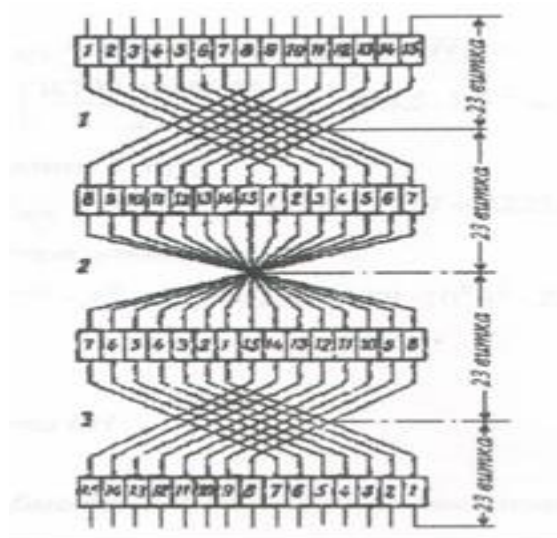
$$P_1 = n_{e1} \cdot P_1'' \cdot 10^{-6} = 15 \cdot 23,3 \cdot 10^{-6} = 349,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2. \quad (41)$$

Плотность тока:

$$J_1 = \frac{I_{\phi 1}}{П_1} = \frac{1010}{349,5 \cdot 10^{-6}} = 2,89 \cdot 10^6 \text{ A/м}^2. \quad (42)$$

Обмотка возвращается в цилиндр размером 760x772x1540 мм с 18 рельсами шириной 50 мм между витками.

Надстройка пакета - 92 витка левого витка с тремя транспозициями: 1) группа за витком 23; 2) общий после крена 46; 3) группа после 69-го броска. Радиальные каналы - десять каналов по 16 мм посередине высоты витка (от 41 витки до 51 витка); остальные 77 каналов на 5 мм.



1 и 3 групповые транспозиции, 2 общие транспозиции.

Рисунок 2.2 - Транспозиционная схема проводов в обмотке НН

Высота обмотки для одноходовой обмотки1:

$$l_1 = b' \cdot (W_1 + 4) + k \cdot h_k \cdot (W_1 + 3) = (9 \cdot (92 + 4) + 0,95 \cdot (10 \cdot 16 + 89 \cdot 0,05)) \cdot 10^3 = 1,44 \text{ м}; \quad (43)$$

Радиальный размер обмотки:

$$a_1 = \kappa_1 \cdot a' \cdot n_{\phi 1} \cdot 10^3 = 1,03 \cdot 3,3 \cdot 15 \cdot 10^{-3} = 0,051 \text{ м}; \quad (44)$$

Средний диаметр обмоток НН и СН:

$$d_{12} = D_2'' + a_{21} = 0,712 + 0,04 = 0,752\text{м};$$

(45)

Внутренний диаметр:

$$D_1' = D_2'' + 2 \cdot a_{21} = 0,712 + 2 \cdot 0,04 = 0,792\text{м};$$

(46)

Внешний диаметр:

$$D_1'' = D_1' + 2 \cdot a_1 = 0,792 + 2 \cdot 0,051 = 0,894\text{м} \quad (47)$$

Масса металла обмотки:

$$G_{\text{м1}} = 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{1\text{ср}}; W_2 \cdot \Pi_2 = 28 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot \left( \frac{0,792 + 0,894}{2} \right) \cdot 92 \cdot 349,5 \cdot 10^{-6} = 2277\text{кг}.$$

Масса проволоки:

$$G_{\text{пр1}} = 1,02 \cdot G_{\text{М1}} = 1,02 \cdot 2277 = 2323\text{кг};$$

(48)

Электрические потери в обмотке:

$$P_{\text{эл.1}} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 \cdot G_{\text{М1}} = 2,4 \cdot (2,89 \cdot 10^6)^2 \cdot 2277 = 45640\text{Вт};$$

(49)

## 2.4 Расчет обмотки ВН

Обмотка ВН изолирована от обмотки НН двумя цилиндрами воздухопровода 50 мм из электроизоляционного картона толщиной 6 мм в сочетании с двумя угловыми шайбами. Радиальная структура верхнего канала между ВН и НН имеет канал - 10 мм, цилиндр - 6 мм, канал - 14 мм, цилиндр - 6 мм, канал - 14 мм, всего 50 мм.

В нижней и верхней частях рулона канал увеличивается до 60 мм. Для защиты от скачков напряжения в начале и конце каждой фазы ВН установлены емкостное кольцо и экранированная катушка.

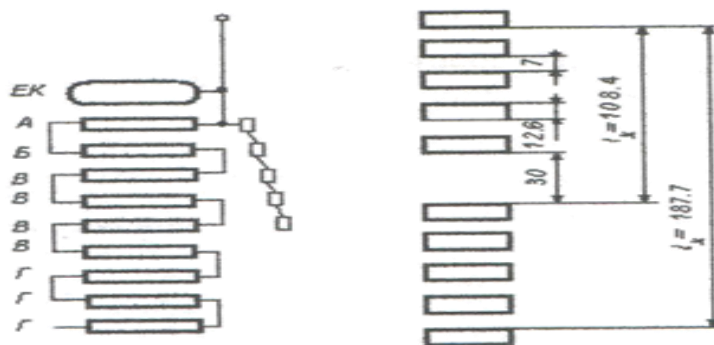
В соответствии с таблицей [1] для основной части выбираем спиральную катушку (виток) обмотки из прямоугольной медной проволоки.

Верхняя и нижняя катушки каждой фазы обмотки выполнены в виде отдельных спиральных катушек.

Количество обмоток для разветвления для регулируемого напряжения

$$W_{н3} = \frac{U_{\phi3}}{u_e} = \frac{63510}{71,7} = 886; \quad (50)$$

$$W_{p3} = \frac{0,025 \cdot U_{\phi3}}{u_e} = \frac{0,025 \cdot 63510}{71,7} = 22; \quad (51)$$



а - схема подключения экранированных обмоток; б - размер зоны разрыва в середине высоты крена ВН

Рисунок 2.3 - Трансформатор ТДТГ 25000/110

Сетевое напряжение, В	Фазное напряжение, В	Количество обмоток
115500	66680	930
112750	65100	908
110000	63510	886
107250	61920	864
104500	60340	842

Средняя плотность тока для обмоток ВН и НН

$$J_{cp} = 0,746 \cdot \kappa_{\phi} \cdot \frac{P \cdot u \cdot 10^4}{S \cdot d_{13}} = 0,746 \cdot 0,82 \cdot \frac{135000 \cdot 71,7 \cdot 10^4}{25000 \cdot 0,944} = 3,41 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2 \quad (52)$$

где  $d_{13} = D_1'' + a_{13} = 0,894 + 0,05 = 0,944 \text{ м};$  (53)

Приблизительная резка

$$P_3 = \frac{I_{\phi 3}}{J_{cp}} = \frac{105}{3,14 \cdot 10^6} = 30,79 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2;$$

(54)

Из таблицы 5.2 [1] мы выбираем прямоугольный медный провод. Когда изоляция с обеих сторон составляет 1,4 мм для основных обмоток

$$\frac{11,2 \times 2,8}{12,6 \times 4,2};$$

Резка обмоток  $P_3 = 30,8 \text{ мм}^2$ ;

Плотность тока

$$J_1 = \frac{I_{\phi 3}}{P_3 \cdot 10^{-6}} = \frac{105}{30,8 \cdot 10^{-6}} = 2,89 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

(55)

Когда изоляция с обеих сторон составляет 1,4 мм для входных обмоток

$$\frac{14,0 \times 3,35}{15,4 \times 4,75};$$

Верхняя и нижняя входные обмотки каждой фазы обмоток имеют дополнительную изоляцию: 1-я - 3,0 мм, 2-я - 1,5 мм. Емкость кольца имеет следующие размеры: шайба из электрокартона 8 мм; металлический корпус  $2 \times 4,5 = 1 \text{ мм}$ ; внешняя изоляция из линейной бумаги  $2 \times 4,5 = 9 \text{ мм}$ ; всего 18 мм.

Мы предварительно выбираем размер приращеня канала 8 мм. Приблизительное количество обмотки:

$$n_{k3} \approx \frac{l_3 \cdot 10^3 - 2 \cdot h_{k1}}{b' + h_k} = \frac{1,44 \cdot 10^3 - 2 \cdot 18}{12,6 + 8} \approx 64. \quad (56)$$

После предварительного распределения элементов в пакете и зная размеры пакетов ВН и СН, мы выбираем структуру следующего пакета ВН.

Осевая структура обмотки ВН

	Обмотки	Каналы
Кольцо емкости .....	18 мм	-
1 канал X 0,8.....	-	8 мм
1 обмотка А.....	21,4 мм	-
1 канал X 1,0.....	-	10 мм
1 обмотка Б.....	18,4 мм	-

1	канал X 1,0.....	-	10 мм
4	обмотки В.....	50,4 мм	-
4	канал X 1,2.....	-	48 мм
6	обмотки Г.....	75,6 мм	-
6	канал X 0,7.....	-	42 мм
6	обмотки Д.....	75,6 мм	-
6	канал X 0,7.....	-	42 мм
10	обмотки Г.....	126 мм	-
10	обмотки X 0,7.....	-	100 мм
4	обмотки Д (регулируемый).....	50,4 мм	-
3	канал X 0,7.....	-	21 мм
1	канал X 1,5.....	-	15 мм

Всего 32 обмотки

Общая высота:

$$\frac{1}{2}l_3 = (435.8 + 0.95 \cdot 296) \cdot 10^{-3} = 0.72 \text{ м.}$$

(57)

$$l_3 = 2 \cdot 0.72 = 1,44 \text{ м.}$$

Инкрементная структура нижней половины обмотки повторяет инкрементную структуру, показанную в обратном порядке.

Внешняя изоляция обмотки ИЭ: барьерный масляный канал  $a_{33} = 60 \text{ мм}$  от электроизолированного картона (с твердой бумагой) на 6 мм от обмотки ВН соседней фазы. 140 мм от нижней части катушки  $l_0 = 80 \text{ мм}$  от верхней части катушки от стального уплотнительного кольца с учетом необходимого ответвления конца катушки ТС; а сверху зерно с кольцом  $l'' = 240 \text{ мм}$ .

Приблизительное количество витков в обмотке:

$$W_{op} = \frac{w_2}{n_{k2}} = \frac{930}{64} \approx 14.$$

(58)

Радиальный размер обмотки:

$$a_3 = a \cdot W_{op} \cdot 10^{-3} = 4.2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} = 0.06 \text{ м.}$$

(59)

Средний диаметр СН и ВН:

$$d_{23} = D_2'' + a_{21} + a_1 + a_{13} = 0.712 + 0.04 + 0.051 + 0.05 = 0.853 \text{ м.}$$

(60)

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_3' = d_{13} + a_{13} = 0.944 + 0.05 = 0.994 \text{ м.}$$

(61)

Внешний диаметр обмотки:

$$D_3'' = D_3' + 2a_3 = 0.944 + 2 \cdot 0.06 = 1.114 \text{ м.}$$

(62)

Масса металла обмотки:

(63)

$$G_{M3} = 28 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{3op} \cdot W_3 \cdot \Pi_3 = 28 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot \left( \frac{0.994 + 1.114}{2} \right) \cdot 930 \cdot 30.8 \cdot 10^{-6} = 2536 \text{ кг.}$$

Вес проволоки:

$$G_{мед3} = 1.02 \cdot G_{M3} = 1.02 \cdot 2536 = 2587 \text{ кг.}$$

(64)

Электрические потери обмотки:

$$P_{эл3} = 2.4 \cdot 10^{-12} \cdot J_3^2 \cdot G_{M3} = 2.4 \cdot 10^{-12} \cdot 2536 = 70770 \text{ Вт.}$$

(65)

## 2.6 Расчет потерь при коротком замыкании

При расчете обмотки определялись электрические потери в обмотках НН, СН и ВН.

Определение дополнительных потерь:

$$P_{\delta} = (\kappa_{\delta} - 1) \cdot P_{нег} \quad (66)$$

Определение дополнительных затрат в обмотках приводит к расчету коэффициентов основных электрических затрат на обмотку. Определяем коэффициенты дополнительных потерь.

Обмотка НН:

$$K_{к2} = 1 + 0.095 \cdot 10^8 \cdot \beta_2^2 \cdot a^4 \cdot n^2;$$

(67)

где  $n$  - количество проводников в обмотке магнитной индукции рассеивающего поля, направленных перпендикулярно линии;  $a$  - размер проводника, перпендикулярного линии магнитной индукции поля рассеяния;

$$\beta_2 = \frac{b_2 \cdot m_2}{l_2 \cdot 10} \cdot K_{p12} = \frac{11,2 \cdot 84}{1,44 \cdot 10^3} \cdot 0,97 = 0,634; \quad (68)$$

$b$  - размер проводника, параллельного линии магнитной индукции поля рассеяния;

$m$  - размер намоточного проводника, параллельного линии магнитной индукции поля рассеяния;

$K_{n12} \approx 1 - \sigma \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma}}\right)$  - уменьшенный коэффициент рассеяния;

$$\sigma = \frac{a_1 + a_{12} + a_2}{\pi \cdot l} = \frac{0,051 + 0,04 + 0,046}{3,14 \cdot 1,44} = 0,03; \quad (69)$$

$$K_{n12} \approx 1 - 0,03 \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{0,02}}\right) = 0,97;$$

То

$$K_{д2} = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot 0,634^2 \cdot 2,8^4 \cdot 10^{-12} \cdot 12^2 = 1,034;$$

$$P_{к2} = (K_{к2} - 1) \cdot P_{э2} = (1,034 - 1) \cdot 42710 = 1,034; \quad (70)$$

$$K_{к1} = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot \beta_1^2 \cdot a_1^4 \cdot n_1^2 = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot 0,28^4 \cdot 10^{-12} \cdot 15^2 = 1,036; \quad (71)$$

Где:

$$\beta_1 = \frac{b_1 \cdot m_1}{b_1 \cdot 10^3} \cdot K_{p12} = \frac{8,5 \cdot 92}{1,44 \cdot 10^3} \cdot 0,97 = 0,527; \quad (72)$$

Коэффициент дополнительных затрат из-за несовершенства транспозиции:

$$K_{кТ1} = 1 + 0,53 \cdot 10^{-2} \cdot \beta_1^2 \cdot \left(\frac{f}{p}\right)^2 \cdot a^4 \cdot (n^4 - 20 \cdot n^2 + 64)$$

$$= 1 + 0,53 \cdot 10^{-2} \cdot 0,527^2 \cdot \left(\frac{50}{0,02135}\right)^2 \cdot 2,8^4 \cdot 10^{-12} \cdot (15^4 - 20 \cdot 15^2 + 64) = 1,023;$$

$$P_{к1} = (K_{к1} \cdot K_{кТ1} - 1) P_{э1} = (1,036 \cdot 1,023 - 1) \cdot 45640 = 2730 \text{ Вт}. \quad (73)$$

При работе в обмотках токонепроницаемых НН трансформатора, обмотках СН и ВН образуются потери вихревого тока:



$$P_{K1} = (K_{K1} - 1)P_{\Sigma 1} = (1,023 - 1) \cdot 45640 = 1050 \text{ Вт} \quad (74)$$

Обмотка ВН

$$K_{K3} = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot \beta_3^2 \cdot a^4 \cdot n^2 = 1 + 0,095 \cdot 10^8 \cdot 0,47^2 \cdot 2,8^4 \cdot 10^{-12} \cdot 14^2 = 1,025;$$

Где:

$$\sigma = \frac{a_1 + a_{12} + a_2 + a_{13} + a_3}{\pi \cdot l} = \frac{0,051 + 0,04 + 0,05 + 0,06}{3,14 \cdot 1,44} = 0,055; \quad (75)$$

$$K_{p23} \approx 1 - 0,055 \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{0,055}}\right) = 0,945$$

$$\beta_3 = \frac{b_3 \cdot m_3}{l_3 \cdot 10^3} \cdot K_{p23} = \frac{11,2 \cdot 64}{1,44 \cdot 10^3} \cdot 0,945 = 0,47; \quad (76)$$

$$P_{K3} = (K_{K3} - 1) \cdot P_{\Sigma 3} = (1,025 - 1) \cdot 70770 = 1770 \text{ Вт}. \quad (77)$$

## 2.7 Плотность теплового потока на верхних поверхностях обмотки

Обмотка СН:

$$q_2 = \frac{107 \cdot J_1 \cdot I_{\Phi 2} \cdot W_{k2} \cdot k_{k2} \cdot 10^{-10}}{K_3 \cdot (b + a_2)} = \frac{107 \cdot 3,25 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 4 \cdot 1,004}{0,656 \cdot (0,0117 + 0,046)} = 1107 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}. \quad (78)$$

где:

$$K_3 = 1 - \frac{n_p \cdot b_{np}}{\pi \cdot D_{2op}} = 1 - \frac{18 \cdot 0,04}{3,14 \cdot 0,666} = 0,65 - \text{с изоляционными деталями и т. д.}$$

фактор, учитывающий покрытие частей верхней поверхности обмотки;

$n_p$  - количество рейок (таблички)

$b_{np}$  - ширина нашивки между обмотки.

Обмотка НН:

$$q_1 = \frac{107 \cdot J_1 \cdot I_{\Phi 1} \cdot W_{k1} \cdot K_{д1} \cdot K_{дТ1} \cdot 10^{-10}}{K_3 \cdot (b + a_1)} = \frac{107 \cdot 2,89 \cdot 10^6 \cdot 1010 \cdot 1 \cdot 1,036 \cdot 1,023 \cdot 10^{-10}}{0,66 \cdot (0,09 + 0,051)} = 836 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}. \quad (79)$$

где:

$$k_3 = 1 - \frac{n_p \cdot b_{ж}}{\pi \cdot D_{1ор}} = 1 - \frac{18 \cdot 0,05}{3,14 \cdot 0,843} = 0,66;$$

(80)

Обмотка ВН:

$$q_3 = \frac{107 \cdot J_3 \cdot I_{\phi 3} \cdot W_{k3} \cdot K_{д3} \cdot 10^{-10}}{k_3 \cdot (b + a_3)} = \frac{1,07 \cdot 3,41 \cdot 10^6 \cdot 105 \cdot 14 \cdot 1,025 \cdot 10^{-10}}{k_3 \cdot (b + a_3)} = 1052 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

(81)

Где:

$$k_3 = 1 - \frac{n_p \cdot b_{ж}}{\pi \cdot D_{3ор}} = 1 - \frac{18 \cdot 0,05}{3,14 \cdot 1,054} = 0,73.$$

(82)

## 2.8 Потеря мощности

$$P_{ш} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot J^2 \cdot G_{отв.};$$

(83)

Можно сказать, что нарезка реза равна нарезке обмотки:

$$\Pi_p \approx \Pi_o;$$

Общая длина провода для подключения в виде звездой:

$$l_{п} \approx 7,5 \cdot l;$$

Подключение треугольником:

$$l_{п} \approx 14 \cdot l;$$

Вес металла из проволоки можно найти по следующей формуле:

$$G_{ш} = l_{ш} \cdot \Pi_{ш} \cdot l \cdot \gamma;$$

(84)

Где  $\gamma$ - плотность выходного металла:  $V_m = \frac{8900 \text{кг}}{\text{м}^3};$

Обмотка СН:

$$\begin{aligned} l_{ш} &\approx 7,5 \cdot 1,44 = 10,8 \text{ м}; \\ G_{ш1} &= 10,8 \cdot 92,4 \cdot 8900 \cdot 10^{-6} = 8,88 \text{ кг}; \\ G_{ш2} &= 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot (3,25 \cdot 10^6)^2 \cdot 8,88 \approx 230 \text{ Вт}; \end{aligned}$$

Обмотка НН:

$$\begin{aligned} l_{ш2} &\approx 1,4 \cdot 1,44 = 20,16 \text{ м}; \\ G_{ш1} &= 20,16 \cdot 349,5 \cdot 8900 \cdot 10^{-6} = 62,7 \text{ кг}; \end{aligned}$$

$$G_{ш2} = 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot (2,89 \cdot 10^6)^2 \cdot 62,7 \approx 1260 \text{ Вт};$$

Обмотка ВН:

$$\begin{aligned} l_{ш2} &\approx 7,5 \cdot 1,44 = 10,8 \text{ м}; \\ G_{ш1} &= 10,8 \cdot 30,8 \cdot 8900 \cdot 10^{-6} = 2,96 \text{ кг}; \\ G_{ш2} &= 2,4 \cdot 10^{-12} \cdot (3,41 \cdot 10^6)^2 \cdot 2,96 \approx 80 \text{ Вт}; \end{aligned}$$

## 2.9 Затраты на стенки резервуара и элементы конструкции

Расчет производится после определения размера резервуара. Расстояние между осями соседних стержней:

$$C = D_3'' + a_{33} = 1,114 + 0,06 \approx 1,18 \text{ м}; \quad (85)$$

Для трехфазного трансформатора примерное напряжение класса обмоток ВН 110 кВ является следующим:

Длина бака:

$$A = 2 \cdot D_3'' + a_{33} + 0,8\text{м} = 2 \cdot 1,18 + 1,114 + 0,8\text{м} = 4,3 \text{ м}; \quad (86)$$

Ширина бака:

$$B = D_3''' + 0,8\text{м} = 1,114 + 0,8 \approx 1,9\text{м}; \quad (87)$$

Периметр бака:

$$P_6 = 2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B = 2 \cdot (4,3 - 1,9) + 3,14 \cdot 1,9 = 10,77 \text{ м}. \quad (88)$$

Средний радиус бака:

$$R = \frac{A+B-2 \cdot C}{4} = \frac{4,3+1,9-2 \cdot 1,18}{4} = 0,96\text{м}. \quad (89)$$

Обмотки НС-ВН:

$$P_{623} = \frac{k \cdot u_{p23}^2 \cdot (\Pi_c \cdot B_c)^2 \cdot l^3 \cdot 10^4}{p_6 \cdot [l + 2 \cdot (R - r_{23})]^2} = \frac{1,5 \cdot 16,35^2 \cdot (0,21 \cdot 1,56)^2 \cdot 1,44^3 \cdot 10^{-4}}{10,77 \cdot [1,44 + 2 \cdot (0,96 - 0,4265)]^2} = 18980 \text{ Вт}; \quad (90)$$

Где:  $k = 2,2$ ;  $k = 11,5$   $u_k < 11,5\%$ ;

$$r_{23} = \frac{d_{23}}{2} = \frac{0,853}{2} = 0,4265 \text{ м}; \quad (91)$$

Обмотки ВН-НН:

$$P_{613} = \frac{k \cdot u_{p13}^2 \cdot (\Pi_M \cdot B_c)^2 \cdot l^3 \cdot 10^4}{p_6 \cdot [l + 2 \cdot (R - r_{13})]^2} = \frac{2,2 \cdot 9,2^2 (0,21 \cdot 1,56)^2 \cdot 1,44^3 \cdot 10^4}{10,77 \cdot [1,44 + 2 \cdot (0,96 - 0,4272)]^2} = 9500 \text{ Вт.} \quad (92)$$

$$\text{Где: } r_{13} = \frac{d_{13}}{2} = \frac{0,944}{2} = 0,472 \text{ м;} \quad (93)$$

Обмотки СН-НН:

$$P_{612} = \frac{k \cdot u_{p23}^2 \cdot (\Pi_C \cdot B_c)^2 \cdot l^3 \cdot 10^4}{p_6 \cdot [l + 2 \cdot (R - r_{12})]^2} = \frac{2,2 \cdot 6,26^2 (0,21 \cdot 1,56)^2 \cdot 1,44^3 \cdot 10^4}{10,77 \cdot [1,44 + 2 \cdot (0,96 - 0,376)]^2} = 2600 \text{ Вт;} \quad (94)$$

$$\text{где: } r_{12} = \frac{d_{12}}{2} = \frac{0,752}{2} = 0,376 \text{ м;} \quad (95)$$

Общие потери от короткого замыкания приведены в таблице 2.1 для трех случаев 100% в обмотках ВН и СН, НН и ВН, СН и ВН, а вес обмоток приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.1 - Потери от короткого замыкания в трансформаторе, Вт.

Обмотка	Потери	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ВН	Электр.	70770	70770	-
	Доп.	1770	1770	-
	Выходах.	80	80	-
СН	Электр.	42710	-	-
	Доп.	1450	-	-
	Выходах.	230	-	-
НН	Электр.	-	45640	45640
	Доп.	1050	2730	2730
	Выходах.	-	1260	1260
Бак и запчасти		18980	9500	2600
Итого		137000	131700	96620

Таблица 2.2 - Масса меди в обмотках трансформатора

Обмотка	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	Всего
Масса меди, кг	2536	1685	2277	6498
Масса проводка.	2587	1719	2323	6629

## 2.10 Расчет напряжения короткого замыкания

На рисунке 2.4 показаны основные размеры обмотки, необходимые для расчета реактивного сопротивления напряжения короткого замыкания.

Обмотки СН-ВН:

$$U_{p23} = \frac{7,92 \cdot f \cdot S\beta \cdot a_p \cdot k_{p23} \cdot k_{q23} \cdot 10^4}{u_b^2} \cdot 10^{-1} = \frac{7,92 \cdot 50 \cdot 6667 \cdot 1,86 \cdot 0,178 \cdot 0,945 \cdot 1,015}{71,7^2} \cdot 10^{-1} = 1635\%; \quad (96)$$

где  $f=50 \text{ Гц}$

$B$ - коэффициент, определяющий распределение активных материалов в трансформаторе;

$$B = \frac{\pi \cdot d_{23}}{1} = \frac{3,14 \cdot 0,853}{1,44} = 1,86; \quad (97)$$

$a_p$  - ширина уменьшенного канала рассеяния;

$$a_{23} = a_{12} + a_1 + a_{13} = 0,04 + 0,051 + 0,05 = 0,141 \text{ м.} \quad (98)$$

$$a_p = \frac{d_{23} \cdot a_{23} + D_{20p} \cdot \frac{a_3}{3}}{d_{23}} = \frac{0,853 \cdot 0,141 + 0,666 \cdot \frac{0,046}{4} + 1,054 \cdot \frac{0,046}{3}}{0,853} = 0,178 \text{ м;} \quad (99)$$

$k_{q23}$  - когда коэффициент определяется путем аппроксимации иллюзии в выражении

$$k_{q23} = 1 + \frac{l \cdot x^2}{m \cdot a_p \cdot 10^4} = 1 + \frac{1,44 \cdot 7,53^2}{3 \cdot 0,178 \cdot 10^4} = 1,015; \quad (100)$$

где  $m=3$ .

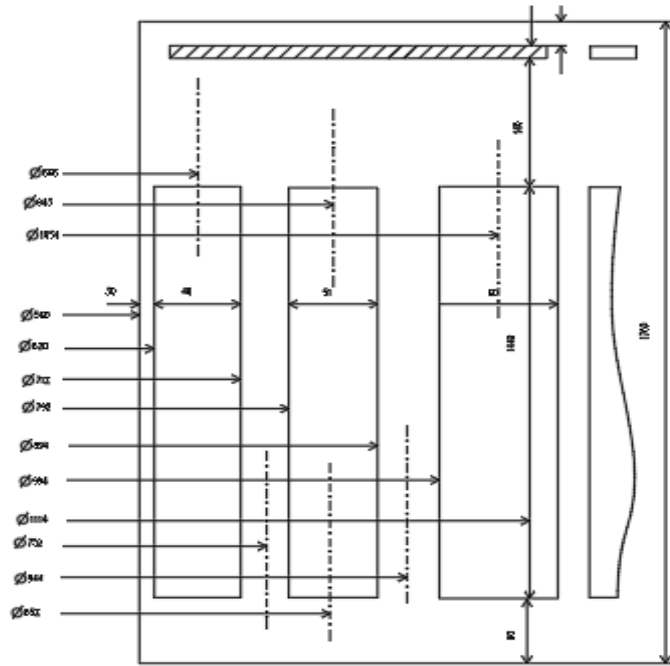


Рисунок 2.4 - Основные размеры обмоток трансформатора ТДТГ 25 000/110

2.3 б для ВН обмотки - согласно рисунку

$$l_x = 30 + 4 \cdot 7 + 4 \cdot 12,6 = 108,4 \text{ мм};$$

$$x = \frac{l_x}{l \cdot 10^3} = \frac{108,4}{1,44 \cdot 10^3} \cdot 100 = 7,53; \quad (101)$$

Обмотки НН-ВН:

$$u_{p13} = \frac{7,92 \cdot f \cdot S' \cdot \beta \cdot a_p \cdot k_{p13} \cdot k_{q13} \cdot 10^4}{u_B^2} \cdot 10^{-1} = \frac{7,92 \cdot 50 \cdot 6667 \cdot 2,06 \cdot 0,0875 \cdot 0,964 \cdot 1,031 \cdot 10^{-1}}{71^2} = 9,2\%. \quad (102)$$

где:

$$\beta = \frac{\pi \cdot d_{13}}{1} = \frac{3,14 \cdot 0,944}{1,44} = 2,06; \quad (103)$$

$$a_{13} = 50 \text{ мм};$$

$$a_p = \frac{d_{23} \cdot a_{23} + D_{20p} \cdot \frac{a_3}{3} D_{30p} \cdot \frac{a_3}{3}}{d_{23}} = \frac{0,944 \cdot 0,051 + 0,843 \cdot \frac{0,051}{3} + 1,054 \cdot \frac{0,06}{3}}{0,853} = 0,0875 \text{ м}; \quad (104)$$

$$\sigma = \frac{a_1 + a_{13} + a_3}{\pi \cdot l} = \frac{0,051 \cdot 0,05 + 0,06}{3,14 \cdot 1,44} = 0,036; \quad (105)$$

$$k_{p13} = 1 - 0,036 \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{0,026}}\right) = 0,964; \quad (106)$$

$$k_{q13} = 1 + \frac{l \cdot x^2}{m \cdot a_p \cdot 10^4} = 1 + \frac{1,44 \cdot 7,53^2}{3 \cdot 0,0875 \cdot 10^4} 1,031; \quad (107)$$

Обмотки НН-СН:

$$u_{p12} = \frac{7,92 \cdot f \cdot S' \cdot \beta \cdot a_p \cdot k_{p12} \cdot k_{q12} \cdot 1,031}{u_B^2} \cdot 10^{-1} = \frac{7,92 \cdot 50 \cdot 6667 \cdot 1,64 \cdot 0,0726 \cdot 0,97 \cdot 1,027 \cdot 10^{-1}}{71,7^2} = 6,26\%.$$

(108)

где

$$\beta = \frac{\pi \cdot d_{12}}{1} = \frac{3,14 \cdot 0,752}{1,44} = 1,64, \quad (109)$$

$$a_p = \frac{d_{12} \cdot a_{12} + D_{10p} \cdot \frac{a_1}{3} + D_{20p} \cdot \frac{a_2}{3}}{d_{23}} = \frac{0,752 \cdot 40 + 0,843 \cdot \frac{0,051}{3} + 0,666 \cdot \frac{0,046}{3}}{0,752} = 0,0726 \text{ м}; \quad (110)$$

$$k_{q12} = 1 + \frac{l \cdot x^2}{m \cdot a_p \cdot 10^4} = 1 + \frac{1,44 \cdot 6,4^2}{3 \cdot 0,0726 \cdot 10^4} 1,027; \quad (111)$$

для обмотки СН в соответствии с рисунком 2.1, б;

$$x = \frac{20 + 3 \cdot 6 + 7 + 4 \cdot 11,7}{1,44 \cdot 10^3} \cdot 100 = 6,4. \quad (112)$$

Активные компоненты напряжения короткого замыкания:  
Обмотки ВН-СН:

$$u_{a23} = \frac{P_{k23}}{10 \cdot S_H} = \frac{137000}{10 \cdot 25000} = 0,68\% \quad (113)$$

Обмотки НН-ВН:

$$u_{a13} = \frac{P_{k13}}{10 \cdot S_H} = \frac{137000}{10 \cdot 25000} = 0,66\%$$

Обмотки НН-СН:

$$u_{a12} = \frac{P_{k12}}{10 \cdot S_H} = \frac{96620}{10 \cdot 25000} = 0,48\%$$

Напряжение короткого замыкания:  
Обмотки СН-ВН:

$$u_{k23} \approx u_{p23} = 16,35\%;$$

Обмотки НН-ВН:  $u_{k13} \approx u_{p13} = 9,2\%$ ;

Обмотки НН-СН:

$$u_{k12} = \sqrt{u_{p12}^2 + u_{a12}^2} = \sqrt{6,26^2 + 0,48^2} = 6, \quad (114)$$

## 2.11 Расчет механических сил и тока в случае короткого замыкания

Максимальный ток короткого замыкания в обмотках СН и НН в случае короткого замыкания в обмотке СН (НН - первая обмотка) (и в обмотке ВН в случае короткого замыкания в этой обмотке. Стационарный ток короткого замыкания.

$$\begin{aligned} \text{ВН:} \quad I_{T.03} &= I_{T3} \cdot \frac{100}{u_{t13}} = 105 \cdot \frac{100}{9,2} = 1140\text{А}; \\ \text{СН:} \quad I_{T.02} &= I_{T2} \cdot \frac{100}{u_{t12}} = 300 \cdot \frac{100}{6,28} = 4780\text{А}; \\ \text{НН:} \quad I_{T.01} &= I_{T1} \cdot \frac{100}{u_{t12}} = 1010 \cdot \frac{100}{9,2} = 1680\text{А}; \end{aligned} \quad (115)$$

Максимальное мгновенное значение:

ВН:

$$i_{T.Л.3} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_a}{u_p}}\right) \cdot I_{T.03} = \sqrt{2} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\pi \cdot 0,66}{9,2}}\right) \cdot 1140 = 2890\text{А} \quad (116)$$

СН:

$$i_{T.Л.2} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_a}{u_p}}\right) \cdot I_{T.01} = \sqrt{2} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\pi \cdot 0,48}{6,28}}\right) \cdot 4780 = 12240\text{А};$$

НН:

$$i_{T.Л.1} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi \cdot u_a}{u_p}}\right) \cdot I_{T.01} = \sqrt{2} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\pi \cdot 0,48}{6,28}}\right) \cdot 1680 = 40510\text{А};$$

Радиальные силы

ВН:

$$F_{p3} = 0,628 \cdot (i_{T.Л.3} \cdot W_3)^2 \cdot \beta \cdot k_{p13} \cdot 10^{-6} = 0,628 \cdot (2890 \cdot 886)^2 \cdot 2,06 \cdot 0,964 \cdot 10^{-6} = 817 \text{ НК}; \quad (117)$$



СН:

$$F_{p2} = 0,628 \cdot (i_{Т.Л.2} \cdot W_2)^2 \cdot \beta \cdot k_{p12} \cdot 10^{-6} \\ = 0,628 \cdot (12040 \cdot 310)^2 \cdot 1,64 \cdot 0,97 \cdot 10^{-6} = 13920 \text{ нК};$$

НН:

$$F_{p1} = F_{p2} = 13920 \text{ нК}.$$

Напряжения ВН, взрывающиеся (отключаемые) в обмотках из радиальных сил

$$\text{СН } \sigma_{p3} = \frac{F_{p3} \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \pi \cdot W_3 \cdot \Pi_3} = \frac{8176 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 3,14 \cdot 886 \cdot 30,8 \cdot 10^{-6}} = 48 \text{ МПа}; \quad (118)$$

$$\text{НН } \sigma_{p2} = \frac{F_{p2} \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \pi \cdot W_2 \cdot \Pi_2} = \frac{13920 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 3,14 \cdot 310 \cdot 92,4 \cdot 10^{-6}} = 78 \text{ МПа};$$

$$\text{ВН } \sigma_1 = \frac{F_{p1} \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \pi \cdot W_1 \cdot \Pi_1} = \frac{13920 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 3,14 \cdot 92 \cdot 349,5 \cdot 10^{-6}} = 66 \text{ МПа}.$$

Где  $\Pi$ - площадь поперечного сечения одной обмотки.

Для трансформаторов с мощностью более 6300 кВА условное статическое напряжение по механической прочности допускается в диапазоне 100-150 МПа.

Чтобы определить инкрементальные силы, возникающие в обмотке, рассмотрим два случая короткого замыкания при питании НН, а именно обмотку ВН и обмотку СН

1 СН и ВН обмотки. Осевые силы показаны на рисунке 7.11 с и имеют две составляющие:

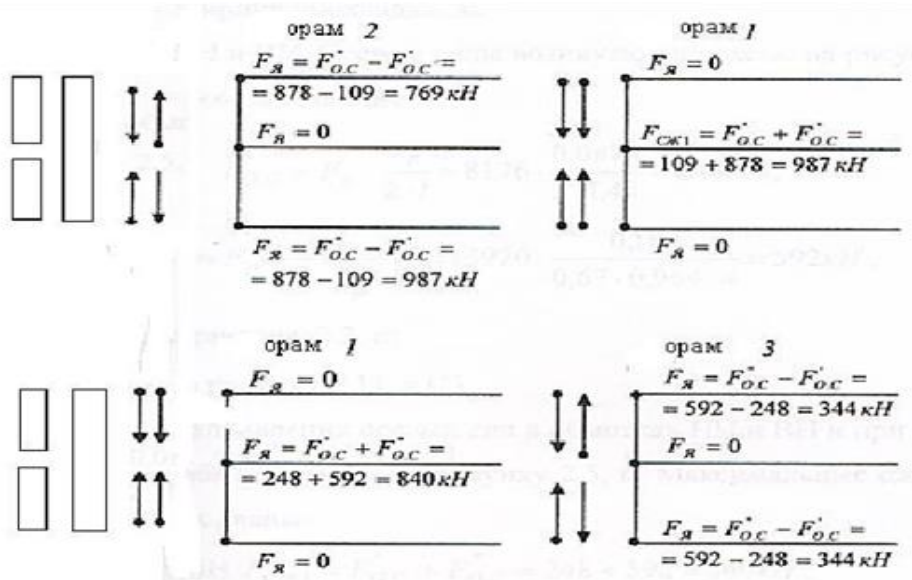
$$F'_k = F_p \cdot \frac{a_p}{2 \cdot l} = 13920 \cdot \frac{0,0726}{2 \cdot 1,44} = 109 \text{ кН}, \quad (119)$$

$$F''_k = F_p \cdot \frac{l_x}{l'' \cdot k_p \cdot m} = 13920 \cdot \frac{0,164}{0,67 \cdot 0,97 \cdot 4} = 878 \text{ кН}. \quad (120)$$

где  $l'' = \frac{B-d}{2} = \frac{1,9-0,56}{2} = 0,67 \text{ м}$ . уменьшенная средняя длина горизонтальной индукционной линии;

$l_x$  - согласно рисунку 2.1;

$m$  - согласно рисунку 7.11;



а - СН и НН обмотки; б - обмотки ВН и НН.

Рисунок 2.5 - Распределение инкрементных сил в обмотке трансформатора ТДТГ 20000/110

Направление и величина сил в обмотках НН и ВН показаны на рисунке 2.5, а. Максимальные сжимающие силы на обмотках

$$F_c = F_o' + F_o'' = 109 + 878 = 987 \text{ кН}; \quad (121)$$

$$F_c = F_o'' + F_o' = 878 - 109 = 769 \text{ кН};$$

Сжатие напряжения на метках между ветвями обмоток НН и на метках между обмотками обмоток НН:

$$\sigma_{c1} = \frac{F_{c1} \cdot 10^{-6}}{n \cdot a \cdot b} = \frac{987 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 0,051 \cdot 0,05} = 21 \text{ МПа}; \quad (122)$$

$$\sigma_{c2} = \frac{F_{c2} \cdot 10^{-6}}{n \cdot a \cdot b} = \frac{769 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 0,046 \cdot 0,04} = 23 \text{ МПа};$$

2 Обмотки ВН и НН. Инкрементные силы появляются на схеме 7-11 в [1] и имеют две составляющие:

$$F = F \cdot \frac{a_p}{2 \cdot l} = 8176 \cdot \frac{0,0875}{2 \cdot 1,44} = 248 \text{ кН}; \quad (123)$$

$$F = F \cdot \frac{l_x}{l'' \cdot k_p \cdot m} = 13920 \cdot \frac{0,187}{0,67 \cdot 0,964 \cdot 4} = 592 \text{ кН}. \quad (124)$$

Направление и величина дополнительных сил в обмотках ВН и НН и короткого замыкания в обмотках ВН показаны на рисунке 2.5, б. Максимальные сжимающие силы на обмотке составляют:

$$\text{НН} \quad F_{\text{провод}} = F' + F'' = 248 + 592 = 840 \text{ кН} \quad (125)$$

Напряжение сжатия между ветвями обмотки ВН и между накладками обмоток НН

$$\sigma_{\text{провод}} = \frac{F_{\text{провод}} \cdot 10^{-6}}{n \cdot a \cdot b} = \frac{840 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 0.051 \cdot 0.05} = 18 \text{ МПа} \quad (126)$$

$$\sigma_{\text{провод}} = \frac{F_{\text{провод}} \cdot 10^{-6}}{n \cdot a \cdot b} = \frac{344 \cdot 10^{-6}}{18 \cdot 0.06 \cdot 0.05} = 6 \text{ МПа}$$

Для трансформаторов мощностью более 6300 кВА необходимо соблюдать неравенство напряжения сжатия  $\sigma_{\text{сж}} \leq 35 - 40 \text{ МПа}$ . Как видно из расчета, сжимающее напряжение между всеми обмотками и ответвлениями находится в допустимом диапазоне.

## 2.12 Расчет температуры обмоток в случае короткого замыкания

Мы находим время, когда температура обмотки достигает  $250^{\circ}$ .

$$\text{НН} \quad t_{k1} = 2.5 \cdot \left( \frac{u_k}{J_1 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 2.5 \cdot \left( \frac{6.28}{2.89} \right)^2 = 11.8 \text{ с} \quad (127)$$

$$\text{СН} \quad t_{k2} = 2.5 \cdot \left( \frac{u_k}{J_2 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 2.5 \cdot \left( \frac{6.28}{3.25} \right)^2 = 9.3 \text{ с}$$

$$\text{ВН} \quad t_{k3} = 2.5 \cdot \left( \frac{u_k}{J_3 \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 2.5 \cdot \left( \frac{9.2}{3.41} \right)^2 = 18.2 \text{ с}$$

Температура обмотки через 5 с после возникновения короткого замыкания

$$\text{НН} \quad \vartheta_{k1} = \frac{670 \cdot t_{k1}}{\left( \frac{u_k}{J_1 \cdot 10^{-6}} \right)^2} + \vartheta_H = \frac{670 \cdot 5}{\left( \frac{6.28}{2.89} \right)^2} + 90^{\circ} = 152^{\circ} \text{ C} \quad (128)$$

$$\text{СН} \quad \vartheta_{k2} = \frac{670 \cdot t_{k2}}{\left( \frac{u_k}{J_2 \cdot 10^{-6}} \right)^2} + \vartheta_H = \frac{670 \cdot 5}{\left( \frac{6.28}{3.25} \right)^2} + 90^{\circ} = 170^{\circ} \text{ C}$$

$$\text{ВН} \quad \vartheta_{k3} = \frac{670 \cdot t_{k3}}{\left( \frac{u_k}{J_3 \cdot 10^{-6}} \right)^2} + \vartheta_H = \frac{670 \cdot 5}{\left( \frac{9.2}{3.41} \right)^2} + 90^{\circ} = 130^{\circ} \text{ C}$$

## 2.13 Расчет магнитной системы

Мы выбираем трехфазный стержень с тремя узлами и четырьмя соединениями, собранными на крышке (закрытой) по схеме на рисунке 2.6 б. Стержень запечатан стеклянной повязкой, а прутки запечатаны прутком и стальной половинной повязкой. Верхняя и нижняя канавки соединены стальными пластинами (плитами), расположенными в верхней части стержня.

Нарезка стержней - от 14 ступеней (ступеней), размеры пакетов -8,5 [1] - согласно таблице. Нарезка зерновых повторяет нарезку стержня, зерновые имеют 13 ступеней, последние три пакета зерновых соединены с кормом толщиной 29 мм и шириной пластины 325 мм. Стержень и паз имеют два продольных (продольных) канала по 6 мм. Резка прутьев и круп 2,6

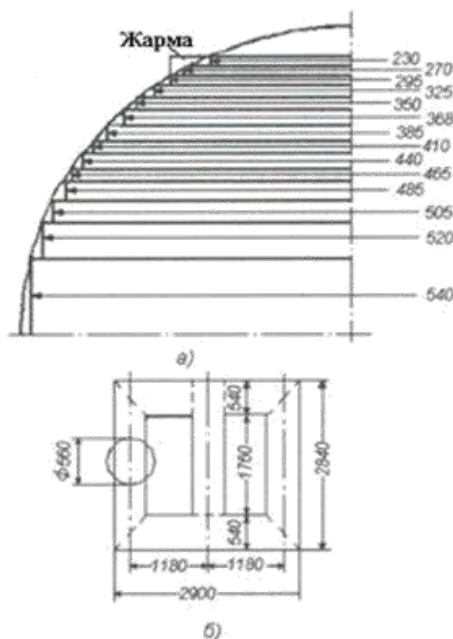
Полный разрез

$$P_{\phi.c} = 2 \cdot 11,29 = 2258,6 \text{ см}^2 ;$$

Активная резка

$$P_c = P_{\phi.c} \cdot k_z \cdot 10^{-4} = 2258,6 \cdot 0,93 \cdot 10^{-4} = 0,21 \text{ м}^2 . \quad (129)$$

Как и в случае со стержнем, общий срез и размеры в пакетах зерновых № 1-11 имеют одинаковые размеры.



а) резка (обрезка) пластин и стержня; б – основные размеры стержня.

Рисунок 2.6-параметры магнитной системы трансформатора

### Обрезка стержня

Пакет	Ширина	Толщина	Резка	Пакет	Ширина	Толщина	Резка
1	54	7,4	399,6	10	35	0,7	24,5
2	52	2,4	124,8	11	32,5	1,0	32,5
3	50,5	1,7	85,8	12	29,5	1,0	29,5
4	48,5	1,9	92,1	13	27	0,7	18,9
5	46,5	1,6	74,4	14	23	1,0	23
6	44	1,7	74,8	канал		0,6	
7	41	1,8	73,8	всего		25,5	1129,3
8	38,5	1,2	46,2				
9	36,8	0,8	29,4				

Пакет №	Ширина, см	Толщина, см	Резка, см
1-11	54-32,5	22,8	1057,9
12	Всего	25,5	1135,7

Полный разрез:

$$P_{\phi.я} = 2 \cdot 11,35 = 2271,4 \text{ см}^2$$

Активная резка:

$$P_{я} = P_{\phi.я} \cdot \kappa \cdot 10^{-4} = 2271,4 \cdot 0,93 \cdot 10^{-4} = 0,21124 \text{ м}^2 \quad (130)$$

Ширина пластин:

$$b_{я} = 2 \cdot 0,255 = 0,51 \text{ см}$$

Длина стержня при наличии нажимного кольца

$$c = l + l_0' + l'' = 1,44 + 0,08 + 0,24 = 1,76 \text{ м} \quad (131)$$

Расстояние между осями соседних (смежных) стержней

$$C = D_3'' + a_{33} = 1,144 + 0,06 \approx 1,18 \text{ м} \quad (132)$$

При резке стержня для многоступенчатого поперечного сечения пластиновых в плоской магнитной системе вес стали с одним n-ступенчатым углом равен кг:

$$C_y = 2 \cdot k_3 \cdot \gamma_{\text{бол}} \cdot 10^{-9} \cdot (a_{1я} \cdot a_{1с} \cdot b_{1с} + \dots + a_{ня} \cdot a_{нс} \cdot b_{нс}) \quad (134)$$

Здесь  $\gamma_{\text{бол}}$  - плотность трансформаторной стали, кг / м<sup>3</sup> (плотность марки стали, используемой в силовых трансформаторах: холоднокатаная 7650 кг / м<sup>3</sup>, горячекатаная 7550 кг / м<sup>3</sup>);

$a_{1ж}$ ,  $a_{1с}$  и др. - ширина узловатых пакетов с пластинами и стержнем, мм;  
 $b_{1с}$ ,  $b_{2с}$  и т. д. - толщина стержневых пакетов, мм.

Вес стали в стержне:

$$G_{\text{жар}} = G_{\text{жар}}' + 2 \cdot G_y = 2 \cdot (c - 1) \cdot C \cdot \Pi_y \cdot \gamma_{\text{бол}} + 2 \cdot G_y = 2 \cdot (3 - 1) \cdot 1,18 \cdot 0,21124 \cdot 7650 + 2 \cdot 762 = 7626 + 1524 = 9150 \text{ кг} \quad (135)$$

Общий вес трансформаторной стали

$$G_{\text{бол}} = G_c' + 2 \cdot G_{\text{жс}} = 880 + 9150 = 17950 \quad (136)$$

## 2.14 Расчет потерь при коротком замыкании

Магнитная система выполнена из электротехнической стали марки 34 с тонким листовым покрытием толщиной 0,35 мм.

Индукция в стержне:

$$B_c = \frac{u_6}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_c} = \frac{71,7}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,21} = 1,54 \text{ Тл} \quad (137)$$

Индукция в пластине:

$$B_y = \frac{u_6}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_y} = \frac{71,7}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,21124} = 1,53 \text{ Тл} \quad (138)$$

Собственные расходы 8.4. [1] найти по таблице.

При  $B_c = 1,54 \text{ Тл}$   $p_c = 1,168 \text{ Вт/кг}$ ;  $p_{3.c} = 600 \text{ Вт/м}^2$

При  $B_n = 1,53 \text{ Тл}$   $p_n = 1,16 \text{ Вт/кг}$ ;  $p_{3.n} = 592 \text{ Вт/м}^2$

При  $B_3 = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = \frac{1,54}{\sqrt{2}} = 1,1 \text{ Тл}$   $p_3 = 320 \text{ Вт/м}^2$ .

На косвенном перекрестке

$$\Pi_{3\text{кос}} = \sqrt{2} \cdot \Pi_c = \sqrt{2} \cdot 0,21 = 0,297 \text{ м}^2 \quad (139)$$

Потери холостого хода

$$P_X = [k_{n,p} \cdot k_{n,z} \cdot (p_C \cdot G_C + p_{Я} \cdot G'_{Я} - 4 \cdot p_{Я} \cdot G_V + \frac{P_C + P_{Я}}{2} \cdot k_{n,y} \cdot G_V) + \Sigma p_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3] \cdot k_{n,y} \cdot k_{n,n} \cdot k_{n,u} \quad (140)$$

где  $k_{\phi} = 4$  - для трехфазных трансформаторов;

$k_{кос}$  - количество углов у косвенного перехода;

$k_{пр}$  - количество углов при прямом контакте;

$n_3$  - количество немагнитных отверстий этого типа соединения

Согласно таблице 8.13 [1] и тексту раздела 8 находим значение коэффициента.

$$k_{n,y} = 1,0; k_{n,u} = 1,3; k_{n,n} = 1,3; k_{n,z} \cdot k_{n,p} = 1,0;$$

$$Q_X = [k_{m,p} \cdot k_{m,z} \cdot (q_C \cdot G_C + q_{Я} \cdot G'_{Я} - 4 \cdot q_{Я} \cdot G_V + \frac{q_C + q_{Я}}{2} \cdot k_{m,y} \cdot k_{m,nl} \cdot G_V) + \Sigma p_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3] \cdot k_{m,y} \cdot k_{m,n} \cdot k_{m,u} = [1,18 \cdot 1,0 \cdot (1,486 \cdot 8800 + 1,447 \cdot 7626 - 4 \cdot 1,447 \cdot 762 + \frac{1,486 + 1,447}{2} \cdot 42 \cdot 1,19 \cdot 762) + 4 \cdot 2500 \cdot 0,297 + 1 \cdot 19320 \cdot 0,21 + 2 \cdot 18640 \cdot 0,21124] \cdot 1,0 \cdot 1,06 \cdot 1,09 = 11568000 \text{ ВА} \quad (141)$$

Количество боковых отверстий - 4, количество прямых отверстий в штоке - 1; в пластинах - 2 (согласно рисунку 2.6).

Согласно таблице 8.17 [1] находим удельную мощность намагничивания:

$$\text{При } B_c = 1,54 \text{ Тл } q_c = 1,486 \text{ ВА/кг}; q_{3,c} = 19320 \text{ ВА/м}^2$$

$$\text{При } B_n = 1,53 \text{ Тл } q_n = 1,447 \text{ ВА/кг}; q_{3,n} = 18640 \text{ ВА/м}^2$$

$$\text{При } B_3 = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = \frac{1,54}{\sqrt{2}} = 1,1 \text{ Тл} \quad q_3 = 2500 \text{ ВА/м}^2 \quad (142)$$

Мы принимаем текст раздела [1] и коэффициенты:

$$k_{m,p} = 1,18, k_{m,z} = 1,0, k_{m,y} = 42, k_{m,nl} = 1,19, k_{m,y} = 1,0, k_{m,n} = 1,06, k_{m,u} = 1,09$$

Реактивные компоненты тока холостого хода

$$i_{0p} = \frac{Q_x}{10 \cdot S} = \frac{115860}{10 \cdot 25000} = 0,58\% \quad (143)$$

Активные компоненты

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10 \cdot S} = \frac{26000}{10 \cdot 25000} = 0.13\% \quad (144)$$

Ток холостого хода

$$i_0 = \sqrt{i_{0a}^2 + i_{0p}^2} = \sqrt{0.58^2 + 0.13^2} = 0.6\% \quad (145)$$

Ток холостого хода для НН

$$i_{0a} = \frac{I_{1H} \cdot i_0}{100} = \frac{1750 \cdot 0.6}{100} = 10.5A \quad (146)$$

Коэффициент полезного действия трансформатора:

$$\text{ВН-СН} \quad \eta_{32} = \left( 1 - \frac{137000 + 26000}{25000 \cdot 10^3 + 137000 + 26000} \right) \cdot 100\% = 99,19\% \quad (147)$$

$$\text{ВН-НН} \quad \eta_{31} = \left( 1 - \frac{137000 + 26000}{25000 \cdot 10^3 + 137000 + 26000} \right) \cdot 100\% = 99,22\%$$

$$\text{СН-НН} \quad \eta_{20} = \left( 1 - \frac{96620 + 26000}{25000 \cdot 10^3 + 96620 + 26000} \right) \cdot 100\% = 99,39\%$$

### 3 Тепловой расчет грозоупорного ТДТГ - 20 000/110 трансформаторов

#### 3.1 Определить перепад температуры в обмотке

Внутреннее падение:

$$\theta_0 = \frac{q \cdot \delta}{\lambda_{uz}} \quad (148)$$

где  $q$ - плотность теплового потока на верхних поверхностях обмотки;  
 $\delta$  - толщина изоляции на одной стороне провода, м;  
 $a_0$ -теплопроводность проволоки, определенная для разных материалов согласно Таблице 9.1,(Вт/м·С<sup>0</sup>)

$$\text{Обмотка ВН: } \theta_{03} = \frac{1052 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 4,3^0 C$$

$$\text{Обмотка СН: } \theta_{03} = \frac{1107 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 1,6^0 C$$

$$\text{Обмотка НН: } \theta_{03} = \frac{836 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 1,2^0 C$$



Падение (падение) на верхние поверхности обмотки

$$\theta_{0,m} = \kappa \cdot \kappa_{12} \cdot \kappa_3 \cdot 0,35 \cdot q^{0,6} \quad (149)$$

Где  $\kappa_1$ -коэффициент, зависящий от системы охлаждения, учитывающий скорость движения масла внутри упаковки, для охлаждения выдувного масла  $\kappa_1=0,9$ .

$\kappa_2$ -Коэффициент, учитывающий сложность конвекции масла в каналах внутренних обмоток СН и НН, составляет  $\kappa_2=1,1$  для внутренних обмоток СН и НН,  $\kappa_2=1,0$  для наружных обмоток ВН.

$\kappa_3$ -коэффициент, учитывающий влияние относительной ширины (высоты) горизонтальных масляных каналов на конвекцию масла, согласно Таблице 9.3 [1], в зависимости от отношения высоты к глубине канала (ширине рулона) для ВН при  $h_k/a=0,008/0,03=0,27$   $\kappa_3=0,8$ ; для СН при  $h_k/a=0,006/0,46=0,13$   $\kappa_3=0,9$ ; для НН при  $h_k/a=0,005/0,051=0,1$   $\kappa_3=1,0$ .

$$\text{Обмотка ВН } \theta_{0,m3} = 0,9 \cdot 1,0 \cdot 0,8 \cdot 0,35 \cdot 1052^{0,6} = 16,4^0 C$$

$$\text{Обмотка СН } \theta_{0,m2} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,35 \cdot 1107^{0,6} = 20,9^0 C$$

$$\text{Обмотка НН } \theta_{0,m1} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,0 \cdot 0,35 \cdot 836^{0,6} = 19,6^0 C$$

Полное падение температуры в обмотке

$$\theta_{0,мор} = \theta_0 + \theta_{0,m} \quad (150)$$

$$\text{Обмотка ВН: } \theta_{0,мор1} = 4,3 + 16,4 = 20,7^0 C$$

$$\text{Обмотка СН: } \theta_{0,мор2} = 1,6 + 20,9 = 22,5^0 C$$

$$\text{Обмотка НН: } \theta_{0,мор3} = 1,2 + 19,6 = 20,8^0 C$$

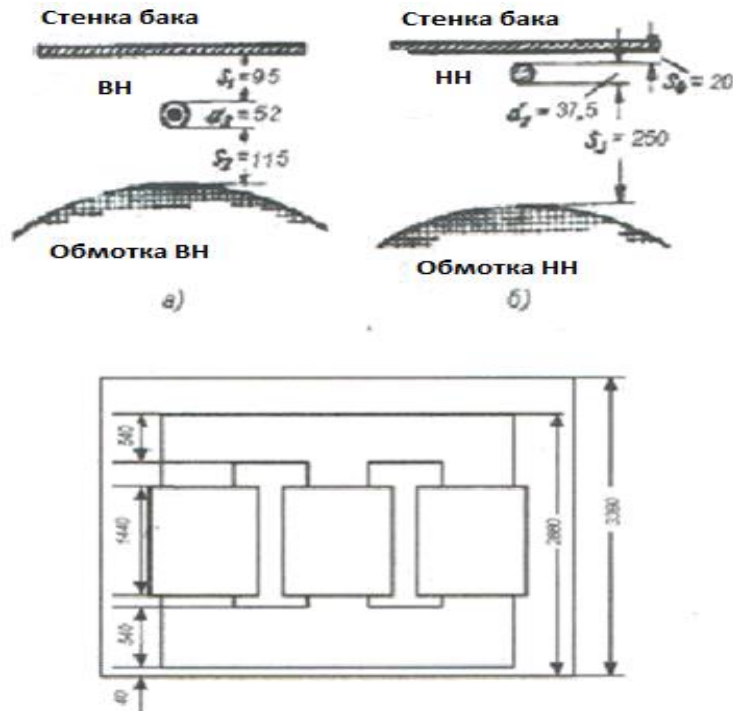
### 3.2 Выбор основных размеров резервуара

Мы выбираем плоский масляный бак с охладителем на капоте, который вентилируется отдельным вентилятором.

Ширина резервуара выбирается в зависимости от состояния изоляции на выходе, в зависимости от стенки резервуара (рис. 3.1, рис. В) и внешней обмотки ВН. Согласно Таблице 4.11, смеситель ВН имеет диаметр стержня 12 мм, одна сторона которого изолирована 20 мм проволокой. Общая толщина

выводов  $d_3=12+2 \times 20=52$  мм. Расстояние до плоской стенки резервуара,  $S_1 > 95$  мм; Расстояние крана до уплотнительной балки ярмы  $S_2=115$  м. Общее расстояние от обмотки ВН до стенки резервуара

$$s_1 + s_2 + d_3 = 9,5 + 115 + 52 = 262 \text{ мм} \quad (151)$$



а и б - определить основное расстояние от обмотки ВН до стенки;  
в - размещение активной части трансформатора в баке; Рисунок 3.1.

ТДТГ - трансформатор 25000/110

Выход НН - гибкая медная проволока с бумажной изоляцией на ток 1010 А, только открытый провод диаметром 28,9 мм, сечение 400 мм<sup>2</sup>, толщина односторонней изоляции 3 мм, наружный диаметр  $d_3=37,5$  м. Расстояние между краном и обмоткой ВН составляет 4,12 [1] (разворот 200 кВ, кран  $U_{мест}$  25 кВ - «до 85 кВ») согласно таблице b-3 мм, равно  $S_1 > 250$  мм. Согласно Таблице 4.11 [1], расстояние от крана до стенки резервуара составляет  $S_4 > 20$  мм. Общее расстояние от обмотки ВН до стенки резервуара

$$s_3 + s_4 + d_1 = 250 + 20 + 37,5 = 307,5 \text{ мм.}$$

При размещении трансформатора в середине резервуара и размещении обмотки ВН - минимальная ширина резервуара  $c = 0,31$  м (рисунок 3.1 а)

$$B = 1,12 + 2 \cdot 0,31 = 1,74.$$

Минимальная ширина бака:

$$2 \cdot C + D_3'' + 2 \cdot c = 2 \cdot 1,18 + 1,12 + 2 \cdot 0,31 = 4,1 \text{ м}$$

Чтобы поместить нулевой вход на большую ось крышки, увеличьте с 2 с до 0,82 м, в этом случае  $A=0,43$ .

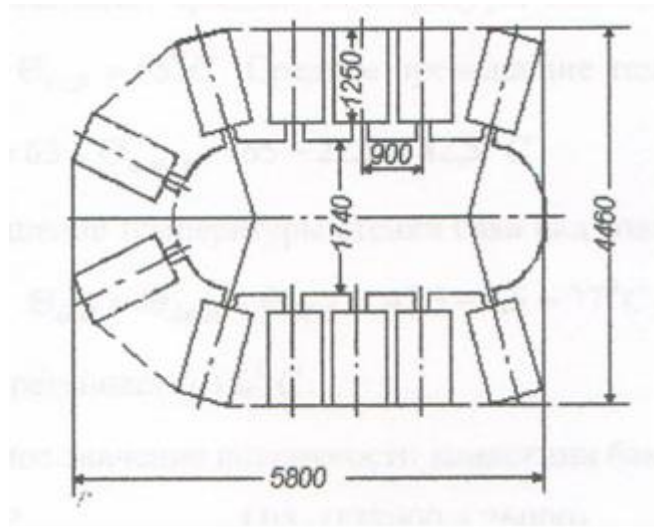


Рисунок 3.2 - Размещение кулера в баке трансформатора

Высота активной части:

$$H_{a.б} = l_c + 2h + n = 1,76 + 2 \cdot 0,54 + 0,04 = 2,88 \text{ м.} \quad (152)$$

Где  $n$  - толщина нижнего пластинного покрытия

Расстояние от верхней части трансформатора до крышки бака:

$$H_{ж.к} = 500 \text{ мм}$$

Глубина резервуара:

$$H_{б} = H_{a.б.} + H_{ж.к.} = 2,88 + 0,5 = 3,38 \text{ м.} \quad (153)$$

Периметр резервуара:

$$p_{б} = 2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B = 2 \cdot (4,3 - 1,74) + 3,14 \cdot 1,74 = 10,58 \text{ м} \quad (154)$$

Верхняя часть плоского резервуара:

$$P_{пл.ч} = H_{б} \cdot P_{б} = 3,38 \cdot 10,58 = 35,8 = 35,8 \text{ м}^2 \quad (155)$$

Верхняя поверхность отражения:

$$P_{ш} = \kappa \cdot P_{пл.ч} = 1,8 \cdot 35,8 = 64,4 \text{ м}^2 \quad (156)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий отношение периметра верхней поверхности отражения к верхней поверхности плоской части резервуара и радиатора примерно  $1,5/2,0$  для установленного бака.

Видно, что средняя температура превышает температуру нагреваемой катушки  $\theta_{0,в} = 65$  °С.  $\theta_{0,в} = 65 - 22,5 = 42,5$  °С. среднее повышение температуры масла из воздуха. Среднее повышение температуры стенки резервуара из воздуха, среднее повышение температуры масла.

$$\theta_{б.в.} = \theta_{м.в.} = 42,5 - 5,5 = 37^\circ\text{С.}$$

Ориентировочная величина верхней поверхности резервуара конвекции:

$$P_K = \frac{1,05 \sum P_{-1,12} \cdot \Pi_{III}}{2,5 \cdot \theta_{б.в.}^{1,25}} = \frac{1,05 \cdot (137000 + 26000)}{2,5 \cdot 37^{1,25}} = 678 \text{ м}^2 \quad (157)$$

В этой формуле  $\sum P = P_K + P_x$ ,  $P_K$  выбирается из трех значений для условий нагрузки обмоток ВН и СН.

Верхняя поверхность соединения конденсатора должна составлять  $678 \text{ м}^2$ , включая конвекцию плоских стенок, в том числе  $642 \text{ м}^2$  кулеров. Расстояние между осями охлаждающих клапанов:

$$A \leq H - 0,34 = 3,38 - 0,34 = 3,04 \text{ м}$$

не должно превышать.

Верхняя поверхность конвекции одного охладителя при продувке

$$P_{K,cal} = 34,35 \cdot 2,24 + 1,32 \cdot 1,6 = 79 \text{ м}^2$$

12 охлаждающий бак верхняя поверхность конвекции:

$$P_K = P_{ТЕГ.К.} + 0,5 P_{K,КР} + 12 P_{K,САЛ} = 35,8 + 0,5 \cdot 7,5 + 12 \cdot 79 = 988 \text{ м}^2$$

Верхняя поверхность отражения (рис. 3.2).

$$\text{периметр } P_{ш} = 2 \cdot (5,8 + 4,46) = 20,52 \text{ м}^2$$

$$\text{верхняя поверхность } \Pi_{ш} = p_{ш} \cdot H_{б} = 20,52 \cdot 3,38 = 70 \text{ м}^2$$

### 3.3 Рассчитать повышение температуры масла и обмотки

Средняя температура подъема стенок резервуара выше температуры воздуха:

$$\theta_{\delta, \delta} = \left[ \frac{\kappa \cdot (P_X + P_K)}{2,8 \cdot \Pi_H + 2,5 \cdot \Pi_K} \right]^{0,8} = \left[ \frac{1,05 \cdot (26000 + 137000)}{2,8 \cdot 70 + 2,5 \cdot 988} \right]^{0,8} = 28^{\circ} C. \quad (158)$$

Превышение температуры масла выше температуры стенки:

$$\theta_{M, \delta} = \kappa_1 \cdot 0,165 \cdot \left[ \frac{\kappa \cdot (P_X + P_K)}{\sum \Pi_K} \right]^{0,6} = 0,9 \cdot 0,165 \cdot \left[ \frac{1,05 \cdot (26000 + 137000)}{35,8 + 4,15 + 12 \cdot 34,35 + 12 \cdot 1,32} \right]^{0,6} = 5,1^{\circ} C.$$

Где  $\sum \Pi_K$  – сумма верхних поверхностей конвекции гладких частей колпачка, волны, гладких частей трубы, исключая коэффициенты ухудшения или улучшения конвекции;

$\kappa_1$  – коэффициент, равный 0,9 для охлаждения продувкой и 1,0 для естественного охлаждения масла.

Превышение температуры масла на верхних поверхностях воздуха:

$$\Theta_{M, A.B} = \sigma \cdot (\Theta_{B.B} + \Theta_{M, B}) = 1,2 \cdot (28 + 5,1) = 40^{\circ} C < 55^{\circ} C.$$

Предполагается, что коэффициент  $\delta$  равен 1,2 для бака радиатора и трубчатого бака.

Чрезмерная температура воздуха в обмотке:

$$\text{ВН } \Theta_{O, A3} = \Theta_{O.M, CP3} + \Theta_{B.B} + \Theta_{\delta, B} = 20,7 + 5,1 = 53,8^{\circ} C < 65^{\circ} C$$

$$\text{СН } \Theta_{O, A2} = \Theta_{O.M, CP2} + \Theta_{\delta, \delta} = 22,5 + 28 + 5,1 = 55,6^{\circ} C < 65^{\circ} C$$

$$\text{НН } \Theta_{O, A1} = \Theta_{O.M, CP1} + \Theta_{\delta, \delta} + \Theta_{M, \delta} = 20,8 + 28 + 5,1 = 53,9^{\circ} C < 65^{\circ} C$$

### 3.4 Определение веса (доли) масла

Объем активной части:

$$V_{a, \delta} = \frac{1,2(G_{\text{жэл}} + G_{\text{ж}})}{5,8} = \frac{1,2 \cdot (6612 + 17950)}{5800} = 5,1 \text{ м}^3 \quad (159)$$

Количество масла в баке  $V_{a, \delta} = 23,1 - 5,1 = 18 \text{ м}^3$  ;

Вес масла в баке:

$$G_{M, \delta} = 900 \cdot 18 = 16200, \text{ кг};$$

Объем масла кондиционеров:  $G_{M, K} = 12 \cdot 393 = 4716, \text{ кг};$

Общий объем масла:  $G_M = G_{M, \delta} + G_{M, o} = 16200 + 4716 = 20916, \text{ кг}.$

## 4. Обоснование выбора $\beta$

### 4.1 Обоснование выбора $\beta$ и его влияние на параметры трансформатора

Значение  $\beta$  определяет соотношение между высотой и диаметром обмотки:

$$\beta = \frac{\pi \cdot d}{l} \quad (160)$$

Значение  $\beta$  теперь может меняться в интервалах, и даже в диапазоне от 1 до 3,5 может меняться сразу в серии, доступной в масляных трансформаторах. В то же время  $\beta$  соответствует относительно большим - широким и низким, высоким и узким трансформаторам при низких значениях.  $\beta$  - оптимальное значение расчета данные, а также задание - при получении определенных параметров, минимальной стоимости трансформатора, ремонтных работ, деталей его эксплуатации и т. д. будет зависеть от обстоятельств.

Для обмоток НН и СН:

$$a = 1,45; b_3 = 0,35; b_1 = 0,25;$$

$$k_m = 1,41 \cdot \frac{100}{u_k} \cdot (1 + e^{-\frac{\pi u_k}{u_\phi}}) = 1,41 \cdot \frac{100}{6,0} \cdot (1 + e^{-\frac{0,5}{5,98}}) = 45,1$$

Расчет основных коэффициентов:

$$A = 0,507 \cdot \frac{S' \cdot a_p \cdot k_p}{f \cdot u \cdot B^2 \cdot k^2} = 0,507 \cdot \frac{6667 \cdot 0,0777 \cdot 0,95}{50 \cdot 5,98 \cdot 1,56^2 \cdot 0,853^2} = 0,4978$$

$$A = 5,633 \cdot 10^4 \cdot k^p \cdot A^c \cdot a = 5,633 \cdot 10^4 \cdot 0,853 \cdot 0,4978^5 \cdot 1,45 = 8640, \text{ кг.}$$

$$A = 3,605 \cdot 10^4 \cdot k^c \cdot A^2 = 3,605 \cdot 10^4 \cdot 0,853 \cdot 0,4978^2 \cdot 0,16 = 1219, \text{ кг.}$$

$$B = 2,4 \cdot 10^4 \cdot k^c \cdot k^s \cdot A^3 \cdot (a + b + b + e) =$$

$$= 2,4 \cdot 10^4 \cdot 0,853 \cdot 1,01 \cdot 0,4978^3 \cdot (1,45 + 0,35 + 0,25 + 0,41) = 6274, \text{ кг.}$$

$$B_2 = 2,4 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_\alpha \cdot A^2 \cdot (a_{21} + 2 \cdot a_{13} + a_{33}) =$$

$$= 2,4 \cdot 10^4 \cdot 0,8533 \cdot 1,01 \cdot 0,4978^2 \cdot (0,036 + 2 \cdot 0,05 + 0,06) = 1004, \text{ кг.}$$

$$C_1 = K_0 \cdot \frac{S \cdot a^2}{k_D \cdot k_c^2 \cdot B^2 \cdot u_a \cdot A^2} =$$

$$= 2,46 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{20000 \cdot 1,45^2}{0,87 \cdot 0,853^2 \cdot 1,56^2 \cdot 0,5 \cdot 0,1078^2} = 5750, \text{ кг.}$$

$$M = 0,244 \cdot 10^{-6} \cdot k^2 \cdot \kappa \cdot \kappa \cdot \frac{p_{\kappa}}{a \cdot A} =$$

$$= 0,244 \cdot 10^{-6} \cdot 45,1^2 \cdot 0,82 \cdot 0,95 \cdot \frac{1,45 \cdot 0,4978}{100000} = 53,56, \text{ МПа.}$$

Для аппроксимации тока холостого хода необходимо сначала рассчитать площадь среза стержня  $P_c$  и вес стержня  $G_y$  для одного «угла».

$$G_b = 0,492 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_{ж} \cdot A^3 \cdot x^3 = 0,492 \cdot 10^4 \cdot 0,853 \cdot 1,01 \cdot 0,4978^3 \cdot x^3 = 523x^3$$

$$P_c = 0,785 \cdot \kappa_c \cdot A^2 \cdot x^2 = 0,785 \cdot 0,4978^2 \cdot x^2 = 0,166x^2$$

На прямой стыке  $P_3'' = P_c = 0,166x^2$  на косвенном перекрестке  $P_3'' = P_c / \sqrt{2} = 0,1174x^2$  площадь отверстия.

Потери холостого хода:

$$P_{б.ж.} = K_{П. Д. P_c} (G_c + 0,5 \cdot k_{Т. Б} G_B) + K_{П. Д. P_{ж}} (G_{ж} - 6 \cdot G_b + 0,5 \cdot k_{Т. Б} G_y) = 1,2 \cdot 1,207 \cdot (G_c + 0,5 \cdot 10,18 \cdot G_B) + 1,2 \cdot 1,168 \cdot (G_{ж} - 6 \cdot G_b + 0,5 \cdot 10,18 \cdot G_y) = 1,448 \cdot G_c + 8,54 \cdot G_B + 1,402 \cdot G_{ж}$$

Магнитная сила:

$$Q_x = k_{Т. Д} \cdot k_{Т. Д}'' \cdot q_c (G_c + 0,5 \cdot k_{Т. y} k_{Т. y} k_{Т. ПЛ} G_y) + k_{Т. Д} \cdot k_{Т. Д}'' \cdot q_y (G_y - 6 \cdot G_b + 0,5 \cdot k_{Т. y} k_{Т. ПЛ} G_y) + k_{Т. Д} \cdot$$

$$\cdot \sum q_{3n3} П = 1,2 \cdot 1,15 \cdot 1,575 \cdot (G_c + 0,5 \cdot 42,1 \cdot 1,25 \cdot G_B) + 1,2 \cdot 1,07 \cdot 1,486 (G_{ж} - 6 \cdot G_b + 0,5 \cdot 42,1 \cdot 1,25 G_B) + 1,07 \cdot 2500 \cdot 4 \cdot 0,1174x^2 + 1,07 \cdot 20700 \cdot 3 \cdot 0,166x^2 = 2,425 \cdot G_c + 95,95 \cdot G_B + 1,908 \cdot G_{ж} + 12286x^2$$

Ниже приведены расчеты с определением  $G_{ст}, P_x, i_0$  массы меди НН и СН  $G_0$ , средней плотности тока  $J$  для этих обмоток, стоимости стали  $G_{акт}$  и активных материалов для этих обмоток, растягивающего напряжения  $q_p$  для коротких замыканий  $qr$  4,5 для пяти различных значений  $B$ . приведены в таблице.

$G_0$  $G_{\text{акт}}$   
 $\sigma_p$  $\beta$ 

Таблица 4.1

<b>В</b>	<b>1,2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>	<b>2,1</b>	<b>2,4</b>
$x = \frac{1}{\beta}$	1,046	1,107	1,158	1,204	1,245
$x^2 = \frac{1}{\beta^2}$	1,095	1,225	1,342	1,449	1,549
$x^3 = \frac{1}{\beta^3}$	1,146	1,355	1,554	1,744	1,928
$A_1 / x = 8640 / x$	8 255	7 807	7 459	7 177	6 942
$A_2 \cdot x^2 = 1219 \cdot x^2$	1 335	1 493	1 635	1 766	1 888
$G = \frac{A}{c} + A \cdot x^2$	9 590	9 300	9 095	8 945	8 830
$B_1 \cdot x^3 = 6274 \cdot x^3$	7 193	8 504	9 750	10 945	12 098
$B_2 \cdot x^2 = 1004 \cdot x^2$	1 100	1 230	1 347	1 455	1 555
$C_{\text{я}} = B_1 \cdot x^3 + B_2 \cdot x^2$	8 293	9 734	11 097	12 400	13 653
$G_{CT} = G_c + G_{\text{я}}$	17 884	19 034	20 192	21 344	22 483
$G_y = 523 \cdot x^3$	600	709	813	912	1008
$P_x$	26 961	28 661	30 376	32 084	33 775
$\Pi_c = 0,166 \cdot x^2$	0,1818	0,2033	0,223	0,2406	0,2572
$Q_x$	110 070	124 190	137 690	150 690	163 260
$i = \frac{Q}{10 \cdot S}$	0,55	0,62	0,69	0,75	0,82
$G = \frac{C_1}{x^2} = \frac{5750}{x^2}$	52 490	46 950	42 860	39 680	37 120
$1,03 \cdot G_0$	54 065	48 357	44 144	40 870	38 230
$G_{\text{жсан}} = 1,03 \cdot 1,03 \cdot G_0$	55 690	49 810	45 470	42 095	39 375
$K_{o.k} \cdot G_{np} = 3,06 \cdot G_{\text{жсан}}$	17 040	15 240	13 910	12 880	12 050
$C_{a.б} = G + K_{o.k} \cdot G_{\text{жсан}}$	22 290	19 940	18 200	16 850	15 760
$J = \sqrt{\frac{0,86 \cdot 100000}{2,4 \cdot G_0}} \times 10^6$	$2,61 \times 10^6$	$2,76 \times 10^6$	$2,89 \times 10^6$	$3 \times 10^6$	$3,11 \times 10^6$
$T_{\text{жсан}} = M \cdot x^3 = 53,56 \cdot x^3$	61	72,6	83,2	93,4	103,3

На рисунках 4.1, 4.2 и 4.3 показаны зависимости.

$$P_x = f(\beta); i_o = f(\beta); C_{a.б.} = f(\beta); \quad (161)$$

Согласно этим графикам  $P_x \leq 30000$  Вт. и  $i_o \leq 1,0\%$  выбираем  $\beta = 1,6$ . Это значение  $\beta$  означает, что стоимость активных частей близка к минимальной.



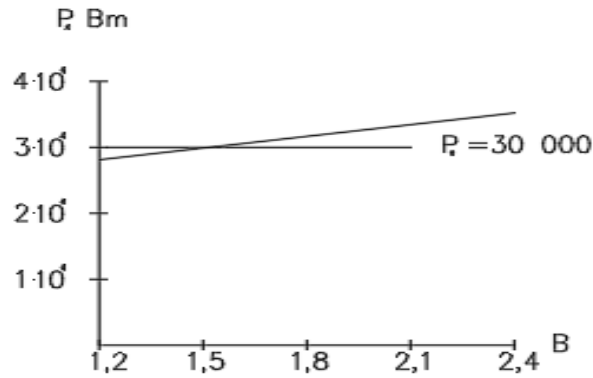


Рисунок 4.1-потери холостого хода ТДТГ-25000/110 для трансформатора  $\beta$

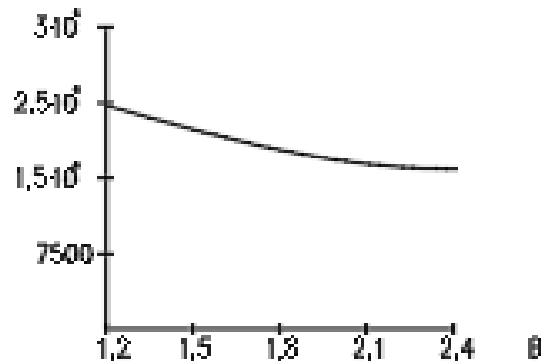


Рисунок 4.2-потери активной части при изменении

## 5 Расчет изоляции проводников (вводных)

### 5.1 Общие сведения

Изоляции - это конструкции, предназначенные для электрической изоляции и механического крепления проводников различного потенциала, которые подразделяются на линейные (линейные) и метизы в соответствии с их назначением. Линейный (линейный) относится к изоляции, которая предпочтительна для работы на электростанциях и линиях электропередач. Линейная (линейная) изоляция делится на штырь (штырь) и ложная (подвеска). Штыревые изоляторы устанавливаются в линиях электропередачи с номинальным напряжением до 35 кВ. Подвесные изоляторы используются для напряжений 35 кВ и выше.

Аппаратная изоляция используется для работы на электрооборудовании. Аппаратные изоляторы включают в себя опоры и проводники. Поддерживаемые изоляторы необходимы для защиты отдельных частей

электрооборудования под напряжением. Проводящая изоляция используется для прохода и крепления электрических машин, стен и крышек (поверхностей) аппарата, охватывающих здания и части, где ток протекает через стенку 54. Непроницаемая изоляция имеет внутреннюю изоляцию с жидкими, твердыми, газообразными диэлектрическими материалами, или их смесь называется изоляционной изоляцией.

Все линейные изоляторы подвержены загрязнению и смачиванию (демпфированию), что приводит к падению напряжения. Наличие загрязнений из-за очень высокого смачивания снижает напряжение закрытия изоляции. Загрязнение особенно сильное, что способствует образованию электролитов, когда изоляция влажная до напряжения замыкания. Такое загрязнение включает пыль от цементного завода и отходы химического производства, соли морских отложений и т. Д. применяется. Для особо сильно загрязненных участков изоляция оборудования выполнена с усиленной изоляцией, большой длиной и улучшенными верхними поверхностями.

Характерными особенностями работы изоляторов являются влияние больших механических нагрузок на них. Например, в линиях электропередачи она влияет на изоляцию при прокладке проводов и достигает нескольких десятков киловатт. При проектировании изоляции необходимо указывать рабочую или разрушающую механическую нагрузку.

Согласно правилам электроустановок разрушающая механическая нагрузка на изоляцию должна быть в 3 раза выше ее рабочей нагрузки. Изоляция может подвергаться перенапряжениям и рабочим напряжениям во время ремонтных работ. Во время этого столкновения изоляция закрывается и прокалывается. Поэтому высокое напряжение устанавливается для всех типов изоляции, то есть изоляция может выдерживать переменный ток 50 Гц и без покрытия на сухих и чистых поверхностях. Это напряжение называется сопротивлением (сопротивлением) изоляции  $U_k$  в сухом состоянии. Помимо изоляции  $U_k$ , напряжение  $U_{ж}$  нормируется на изоляцию. Испытание под дождем проводится путем равномерного повышения частоты напряжения 50 Гц  $U_{ж}$  (медленно, медленно). Напряжение длится 1 мин и направлено под углом  $45^\circ$  к горизонту, интенсивность осадков влияет на изолятор 3 мм / мин.

Атмосферное перенапряжение выполняется с помощью волны отсечки и стандартного (1,2 / 50 мкс) теста импульсного напряжения.

Немного нормальные напряжения должны быть выше, чем  $U_{ж1}$  при 50 Гц для внутренней изоляции проводящей изоляции. Минимальные нормальные напряжения в  $U_{ж}$  должны составлять не менее следующего соотношения: 1,2 для жидкости, 1,3 для полужидкой и гибкой, 1,6 для твердой изоляции.

## 5.2 Конструкция проводниковой изоляции

Обязательными элементами проводящей изоляции являются: токопроводящий стержень, средний диск (плоский щит) и внутренняя изоляция. Токопроводящий стержень используется для питания электрического устройства с проводящим изолятором. Механическое соединение отдельных секций изолятора с помощью среднего диска и их прикрепление к стенке аппарата. Он имеет потенциал настенного монтажа устройства на центральном диске. Нижний и верхний диск: закрывает внутреннюю полость изолятора, проводник находится в центре стержня, служит для установки дополнительной конструкции изолятора. является основным элементом, обеспечивающим электроизоляцию от среднего диска. Помимо основных элементов, вход имеет дополнительные элементы, обеспечивающие его нормальную работу. Например, пружины используются для растяжения заполненного маслом неизолирующего расширителя, проводящего стержня, токонесущего стержня и так далее. шинный крепеж.

В таблице 5.1 показано номинальное напряжение, используемое конкретным типом изолятора.

Область применения изоляторов проектируется (приблизительно) и может изменяться в зависимости от улучшения конструктивного исполнения материала и качества материала.

Сфера применения нижних изоляторов определяется экономической концепцией. Действительно, трудно представить дорогую масляную изоляцию с достаточно сложной конструкцией для напряжения 6-10 кВ, в которой фарфоровая изоляция хорошо работает в воздушном пространстве.

Таблица 5.1 - Номинальное напряжение, используемое конкретным типом изолятора

Проводимость изоляторы (вход)	Предел $U_n$ , кВ	Напряжение причины ограничения
Сплошные твердые  С диэлектриком (конденсаторная без ограждения)	0-35	Поверхность на среднем диске разряд
Воздушный фарфоровый изоляция	0-35	Токопроводящий корона в стержне
Блокатор масла	35-750	-
Твердый диэлектрик  конденсаторные и конденсаторные окружен	35-750	Термическая нестабильность
Бумажно-жирная		

(последовательно с конденсатором с окружен)	110-750	-
---	---------	---

Основные объемные размеры проводящей изоляции определяются длиной проводящего стержня, воздушно-масляной фарфоровой крышкой и длиной внутренней изоляции.

### 5.3 Задачи по расчету проводящей изоляции

Чтобы подать напряжение на трансформатор, необходимо рассчитать основные размеры проводящей изоляции с напряжением 110 кВ, током конденсатора 105А и изоляцией из бакелитовой бумаги. Срок службы внутреннего изолятора должен составлять не менее 50 лет с вероятностью необратимого срабатывания  $P(\tau) = 0,99$ . Сила, действующая на изолятор, составляет  $F = 5$  кН. Температура окружающей среды показана в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Температура окружающей среды

Интервал температуры, °С	-40 ÷ -20	-20 ÷ -0	0 ÷ +20	+20 ÷ +40
Среднее значение температуры в диапазоне 40°С	-30	-10	+10	+30
Продолжение температурного воздействия $t_i$ , °С	$5 \times 10^6$	$9.5 \times 10^6$	$11 \times 10^6$	$6 \times 10^6$

Амплитуда перенапряжения основана на следующем законе: математическая забота  $U = 250$  кВ и стандартное отклонение  $\sigma = 40$  кВ. Количество перенапряжений составляет  $10^6$  в год, а длительность одного перенапряжения составляет 0,005 с.

### 5.4 Определите длину воздушных и масляных наконечников (концов)

Сопротивление напряжению сухой изоляции для этой изоляции:

$$U_c = 295 \text{ кВ}$$

Сопротивление напряжению изоляции под дождем:

$$U_d = 115 \text{ кВ}$$

Предполагая, что напряжение замыкания чистой и сухой поверхности равно  $U_3=1,1 \times U_c$  расстояние между электродами

$$I_c = \frac{U_{ж}-20}{335} = \frac{1,1 \cdot 295 - 20}{335} = 0,91 \text{ м}; \quad (162)$$

Когда поверхность изоляции подвергается воздействию дождя, длина изоляции составляет:

$$I_d = \frac{U_{ж}-20}{205} = \frac{215-20}{205} = 0,95 \text{ м}; \quad (163)$$

Мы выбираем максимальную длину воздушного конца как:  $I_a = 0,95 \text{ м}$ ;  
Длина масляного конца (кончик):

$$I_m = \frac{U_{ж}}{E_{p.e}} = \frac{295}{800} = 0,37 \text{ м}; \quad (164)$$

Где  $E_{p.e}$  - максимальная напряженность поля в сухом состоянии, принимает в диапазоне 650- 900 кВ / м.

### 5.5 Рассчитать диаметр стержня проводника

Радиус токонесущего стержня определяется допустимой (максимальной) плотностью тока:

$$r_{ст} = \sqrt{\frac{I_{ном}}{\pi \cdot J'}}; \quad (165)$$

Где  $I_{ном}$ -номинальный ток проводящего изолятора;

Значение максимальной плотности тока  $J$  принимает значение в диапазоне 0,5-2 А/мм<sup>2</sup>.

$$r_{ст} = \sqrt{\frac{100}{\pi \cdot 0,5}} = 8,17 \text{ м}; \quad (166)$$

Если  $z=4$  будет, то поле при условии перфорации изоляции допустимое (пороговое) значение напряжения  $E_{гд}=10$  В/м и средняя толщина слоя составляет 2 мм. При отсутствии условия поверхностного разряда мы определяем значение  $E_{гд}$  при рабочем напряжении. Поверхностное напряжение коронного разряда в металлической оболочке:

$$U_T = k_{п} \cdot \sqrt{\Delta_c} = 5,1 \cdot \sqrt{0,2} = 2,28 \text{ кВ}; \quad (167)$$

Где  $\Delta_c$ - средняя толщина слоя изоляции;

$K_n$ -- коэффициент, зависящий от характера упаковки и окружающего диэлектрика.

Средняя напряженность радиального поля

$$E_{rp} = \frac{U_k}{\Delta_c} = \frac{2,28 \cdot 10^3}{2 \cdot 10^3} = 1,14 \cdot \frac{10^6 \text{В}}{\text{м}} = \frac{1,14 \text{В}}{\text{м}}; \quad (168)$$

Допустимое (максимальное) поверхностное натяжение поля в радиальном направлении при номинальном напряжении:

$$E_{rk} = E_{rp} \cdot \frac{U_o}{U_H} \cdot \sqrt{3} = 1,14 \cdot \frac{2,25 \cdot 10^3}{110} \cdot \sqrt{3} = 8,14 \frac{\text{МВ}}{\text{м}}; \quad (169)$$

Где  $U_o = 1,1 \cdot U_k = 325$  кВ; - расчетные напряжения.

Для следующих расчетов возьмем  $E_{rk} = 5,84 \frac{\text{МВ}}{\text{м}}$ ; при отсутствии поверхностного коронного разряда при рабочем напряжении.

Радиус токопроводящего стержня при допустимых условиях напряженности радиального поля:

$$r_{ст} = \frac{U_o}{2 \cdot E_{rk}} \cdot \frac{1+z}{z \cdot \ln z} = \frac{3,25 \cdot 10^3}{2 \cdot 5,84 \cdot 10^6} \cdot \frac{1+4}{4 \cdot \ln 4} + 25,1 \cdot 10^{-3} \text{м} = 25,1 \text{ мм};$$

$$r_{ст} = 26 \text{ мм}; \quad (170)$$

Стержень проводника имеет форму трубки, внутренний радиус которой равен следующей величине:

$$r_{вт} = \sqrt{r_{ст}^2 - \frac{I_{ном}}{\pi \cdot j}} = \sqrt{26^2 - \frac{105}{\pi \cdot 0,5}} = 24 \text{ мм}; \quad (171)$$

Поперечное сечение трубопровода выглядит следующим образом:

$$S = \pi \cdot (r_{ст}^2 - r_{вт}^2) = \pi \cdot (26^2 - 24^2) = 314 \text{ мм}^2 \quad (172)$$

## 5.6 Рассчитать размеры внутренней изоляции

Внутренний радиус изоляции:

$$r_{\phi} = z \cdot r_c = 4 \cdot 26 = 104 \text{ мм}; \quad (177)$$

Длина фланцевого слоя:

$$l_{\phi} = 0,75 \frac{l_b + l_d}{z-1} = 0,75 \cdot \frac{0,95 + 0,37}{4-1} = 0,33 \text{ м}; \quad (178)$$

Длина стержневого слоя:

$$l_c = z \cdot l_\phi = 4 \cdot 0,33 = 1,32 \text{ м}; \quad (179)$$

Количество слоев изоляции (упаковка):

$$n = 0,75 \cdot \frac{r_\phi + r_{\text{ст}}}{\Delta_c} = \frac{104 - 26}{2} = 39 \quad (180)$$

Указанная длина плеч между кожухами:

$$l_n = 0,75 \cdot \frac{l_c + l_\phi}{n} = \frac{1,32 + 0,37}{39} = 0,02538 \text{ м}; \quad (181)$$

Если предположить, что длина плеча округлена до 0,03 м, то фактическое количество сгибов равно  $n = 33$ .

$$\frac{x^2 - l_\phi^2}{l_{\text{ст}}^2 - l_\phi^2} = \frac{\ln \frac{r}{r_\phi}}{\ln \frac{r_\phi}{r_{\text{ст}}}}; \quad (182)$$

$$x = l_i \quad r = r_i$$

Все радиусы корпусов определяются по следующей формуле:

Падение напряжения в каждом слое при номинальном (рабочем) напряжении:

$$\Delta U_i = U_0 \cdot \left( \frac{\ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}{l_i} \right) \cdot \frac{1}{\sum_1^n \frac{\ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}{l_i}}; \quad (183)$$

Падение напряжения на каждом слое во время работы:

$$\Delta U_{\text{ж}} = U_{\text{ж}} \cdot \left( \frac{\ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}{l_i} \right) \cdot \frac{1}{\sum_1^n \frac{\ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}{l_i}}; \quad (184)$$

При расчете рабочего напряжения:  $U_{\text{ж}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} \sqrt{3}$  учитывает напряжение, которое может увеличиться в сети.

Индукционная напряженность осевого поля

$$E_{ai} = \frac{\Delta U_i}{l_n}; \quad (185)$$

При расчете рабочего напряжения определяем радиальные поля:

$$E_{ri} = \frac{\Delta U_i}{r_{i+1} \cdot \ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}; \quad (186)$$

Рабочее напряжение радиального поля:

$$E_{riж} = \frac{\Delta U_{iж}}{r_{i+1} \cdot \ln \frac{r_i}{r_{i+1}}}; \quad (187)$$

Напряжение, при котором коронный разряд происходит на краю (конце) слоя

$$U_{t,i} = k_n \cdot \sqrt{r_i - r_{i+1}} \quad (188)$$

Емкость в каждом слое изоляции:

$$C_i = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \frac{1}{\ln \frac{r_i}{r_{i+1}} \cdot \frac{1}{l_i}}; \quad (189)$$

### 5.7 Определить толщину фарфоровой шины

Толщина фарфоровой стенки  $\Delta\phi = 30$  мм. Предположим, что внутренний радиус фарфоровой шины равен 6 мм плюс радиус фланца кожуха.

В это время

$$d = 2 \cdot (r_\phi + 6) = 2 \cdot (100 + 6) = 220 \text{ мм.} \quad (190)$$

$$D = d + 2 \cdot \Delta\phi = 220 + 2 \cdot 30 = 280 \text{ мм.} \quad (191)$$

Гибкий момент сопротивления изоляции

$$W = \frac{2 \cdot \pi \cdot (D^4 - d^4)}{64 \cdot D} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (0,28^4 - 0,22^4)}{64 \cdot 0,28} = 1,33 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (192)$$

$$x = l_B + 1,1 \cdot l_B = 0,95 + 1,1 \cdot 0,95 = 1,045 \text{ м.} \quad (193)$$

с учетом изгибающего момента

$$M_{ил} = P_{ил} \cdot x = 5 \cdot 10^3 \cdot 1,045 = 5225 \text{ Н} \cdot \text{м.} \quad (194)$$

Механическое напряжение при резке



$$M_{иil} = \frac{M_{иil}}{W} = \frac{5225}{1,33 \cdot 10^{-3}} = 3,93 \cdot 10^6 \frac{Н}{м^2} = 3,93 \text{ МПа.} \quad (195)$$

Фарфоровая резка шин (резка)

$$S = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (0,28^2 - 0,22^2) = 0,0236 \text{ м}^2. \quad (196)$$

10 [8] – находим  $\sigma_u = 7,5 \text{ МПа}$ . на рисунке. Так как  $\sigma_{иil} < \sigma_u$ , То ширина фарфоровой шины равна 30 мм.

## 5.8 Расчет тепла

Температура  $t = 30^\circ\text{C}$ . Рассеяние тепла в теплопроводящем стержне длиной 1 м

$$q_c = I^2 \cdot p_{20} \cdot \frac{1}{314} \cdot [1 + a \cdot (t - 20)] = 105^2 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{314} \cdot [1 + 0,04 \cdot (30 - 200)] = 0,628 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}. \quad (197)$$

Для бумажно-бакелитовой изоляции температурная зависимость примерно равна:

$$\text{tg}\delta_{34} = 0,03 \cdot e^{0,02 \cdot (t-20)} = 0,03 \cdot e^{0,02 \cdot (30-20)} = 0,0366. \quad (198)$$

Во-первых, рассеяние тепла в изоляционном слое рассчитывается по стержню:

$$q_{33} = \frac{\Delta U_{33p}^2 \cdot \omega \cdot C_{33} \cdot \text{tg}\delta_{34}}{l_{33}} = \frac{(2,096 \cdot 10^3)^2 \cdot 314 \cdot 53,97 \cdot 10^{-10} \cdot 0,0366}{1,29} = 0,211 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}. \quad (199)$$

Падение температуры в первом слое утепления:

$$\Delta t_{33} = \left( q_c + \frac{q_{33}}{2} \right) \cdot \frac{\ln \frac{r_{33}}{r_{24}}}{2 \cdot \pi \cdot \alpha} = \left( 0,628 + \frac{0,211}{2} \right) \cdot \frac{0,06644}{2 \cdot \pi \cdot 0,17} = 0,05^\circ\text{C}. \quad (200)$$

Где  $a=0,17 \text{ Вт/м}^0\text{C}$ - теплопроводность бумажно-бакелитовой изоляции.

Падение температуры во втором слое утепления:

$$\Delta t_{32} = \left( q_c + q_{33} + \frac{q_{32}}{2} \right) \cdot \frac{\ln \frac{r_{32}}{r_{33}}}{2 \cdot \pi \cdot \alpha} = \left( 0,628 + 0,211 + \frac{0,216}{2} \right) \cdot \frac{0,06492}{2 \cdot \pi \cdot 0,17} = 0,06^\circ\text{C}. \quad (201)$$

$$q_{32} = \frac{\Delta U_{32p}^2 \cdot \omega \cdot C_{32} \cdot \text{tg}\delta_{33}}{l_{33}} = \frac{(2,097 \cdot 10^3)^2 \cdot 314 \cdot 53,96 \cdot 10^{-10} \cdot 0,0366}{1,26} = 0,211 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}; \quad (202)$$

Таблица 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$i$	, т/м	,	Вт	, Вт/м	,	Вт	, Вт/м	,	Вт
33	0.628	30	0.81	0.7	60	0.9	0.471	-35	0.608
32	0.211	29.95	0.266	0.386	59.88	0.497	0.058	-35.07	0.074
31	0.221	29.83	0.272	0.403	59.58	0.496	0.06	-35.23	0.074
30	0.227	29.76	0.272	0.411	59.4	0.494	0.062	-35.31	0.074
29	0.232	29.68	0.271	0.42	59.2	0.492	0.063	-35.39	0.074
28	0.238	29.59	0.271	0.43	58.98	0.49	0.065	-35.47	0.074
27	0.244	29.49	0.271	0.44	58.74	0.488	0.066	-35.55	0.074
26	0.25	29.38	0.27	0.45	58.49	0.486	0.068	-35.64	0.074
25	0.257	29.26	0.27	0.461	58.22	0.484	0.07	-35.72	0.074
24	0.264	29.13	0.269	0.472	57.94	0.482	0.072	-35.81	0.074
23	0.271	28.99	0.268	0.484	57.64	0.479	0.074	-35.9	0.073
22	0.279	28.84	0.268	0.496	57.33	0.477	0.076	-35.98	0.073
21	0.287	28.68	0.267	0.51	57	0.474	0.079	-36.08	0.073
20	0.29	28.51	0.266	0.523	56.66	0.471	0.081	-36.17	0.073
19	0.305	28.34	0.265	0.538	56.31	0.468	0.084	-36.26	0.073
18	0.315	28.16	0.265	0.553	55.95	0.465	0.087	-36.35	0.073
17	0.326	27.97	0.264	0.571	55.58	0.462	0.09	-36.44	0.073
16	0.338	27.78	0.264	0.588	55.21	0.459	0.093	-36.54	0.073
15	0.35	27.58	0.262	0.608	54.82	0.456	0.09	-36.63	0.073
14	0.363	27.37	0.261	0.629	54.43	0.453	0.101	-36.72	0.073
13	0.371	27.05	0.26	0.651	54.03	0.449	0.105	-36.81	0.073
12	0.387	26.82	0.259	0.677	53.63	0.447	0.11	-36.9	0.073
11	0.404	26.58	0.258	0.704	53.23	0.443	0.115	-36.99	0.073
10	0.422	26.35	0.257	0.734	52.82	0.44	0.121	-37.08	0.072
9	0.443	26.11	0.256	0.767	52.41	0.437	0.127	-37.17	0.072
8	0.466	25.86	0.255	0.804	52	0.434	0.134	-37.36	0.072
7	0.492	25.62	0.255	0.846	51.59	0.431	0.142	-37.34	0.072
6	0.521	25.38	0.253	0.893	51.19	0.429	0.151	-37.43	0.072
5	0.554	25.13	0.253	0.947	50.79	0.426	0.161	-37.51	0.072
4	0.592	24.88	0.252	1.009	50.39	0.424	0.173	-37.59	0.072
3	0.638	24.64	0.251	1.081	50.01	0.422	0.186	-37.67	0.073
2	0.689	24.4	0.25	1.166	49.63	0.420	0.202	-37.75	0.073
1	0.75	24.16	0.249	1.266	49.26	0.418	0.22	-37.83	0.073
			9.47		$\Sigma$	16.09		$\Sigma$	3.02

$$t_{33} = t_c - \Delta t_{33} = 30 - 0,05 = 29,95^\circ\text{C}. \quad (203)$$

$$tg\delta_{33} = 0,03 \cdot e^{0,02 \cdot (t-20)} = 0,03 \cdot e^{0,02 \cdot (29,95-20)} = 0,0366.$$

Соответственно, мы рассчитываем падение температуры (падение) для всех слоев изоляции, расчеты приведены в таблице 5.3.

Падение температуры (падение) в фарфоровых шинах:

$$\Delta t_{\phi} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \ln \frac{D}{d} = \frac{9,47}{2 \cdot \pi \cdot 0,95 \cdot 1} \cdot \ln \frac{0,28}{0,22} = 0,44^{\circ}\text{C}. \quad (204)$$

Определяем перепад температуры поверхности фарфоровой шины, когда изоляция расположена вертикально в окружающей среде. Измеренный размер равен концу длины воздуха изоляции. Текущее падение температуры:  $\Delta t_{31} = 10^{\circ}\text{C}$ . Тогда температура окружающей среды равно:

$$t_{o1} = t_1 - \Delta t_{\phi} - \Delta t_{31} = 24,16 - 0,44 - 10 = 13,7^{\circ}\text{C}. \quad (205)$$

При такой температуре :

Коэффициент кинематический вязкость среды (воздуха):

$$\nu = 14,5 \cdot \frac{10^{-6} \text{ м}^2}{\text{с}}.$$

Коэффициент теплопроводности:

$$-\lambda = 2,55 \cdot \frac{10^{-2} \text{ Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}};$$

Число Прандтля:  $-P_{rc} = 0,705$ .

Температурный коэффициент объемного расширения среды:

$$-\beta = \frac{1}{273} = \frac{1}{^{\circ}\text{C}};$$

Число Прандтля:  $P_{rc} = 0,7$  [6]. Число Прандтля описывает теплофизические характеристики жидкостей и газов. Число Грассоффа Gr, характеризующее интенсивное движение жидкости или газа при свободном конвективном теплообмене:

$$G_{rc} = g \cdot \beta \cdot \frac{l_B^3}{\nu^2} \cdot \Delta t_{31} = 9,81 \cdot \frac{1}{273} \cdot \frac{0,95^3}{(14,5 \cdot 10^{-6})^2} \cdot 10 = 1,46 \cdot 10^9. \quad (206)$$

Определяет характер воздушного потока по величине:

$$G_{rc} \cdot P_{rc} = 1,46 \cdot 10^9 \cdot 0,705 = 1,03 \cdot 10^9. \quad (207)$$

Кроме того  $G_{rc} \cdot P_{rc} > 10^9$ , число Нуссельта, характеризующее интенсивность конвективного теплообмена, составляет:

$$N_{uc} = 0,15 \cdot (G_{rc} \cdot P_{rc})^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_{ж}}{Pr_c}\right)^{0,25} = 0,15 \cdot (1,03 \cdot 10^9)^{0,33} \cdot \left(\frac{0,705}{0,7}\right)^{0,25} = 141,6. \quad (208)$$

Коэффициент теплопередачи воздуха:

$$a_k = \frac{N_{uc} \cdot \lambda}{l_B} = \frac{141,6 \cdot 2,55 \cdot 10^{-2}}{0,95} = 3,8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}; \quad (209)$$

Верхняя поверхность фарфоровой шины:

$$S = \pi \cdot D \cdot l_B = \pi \cdot 0,28 \cdot 0,95 = 0,836 \text{ м}^2. \quad (210)$$

Разница температур от фарфоровой стены до окружающей среды:

$$\Delta t_{n1} = \frac{Q}{a_k \cdot S} = \frac{9,47}{3,8 \cdot 0,836} = 2,98 \text{ °C}. \quad (211)$$

Падение температуры:  $\Delta t_{32} = 3 \text{ °C}$ . Температура окружающей среды:

$$t_{o2} = t_1 - \Delta t_{\phi} - \Delta t_{32} = 24,16 - 0,44 - 4 = 20,7 \text{ °C}. \quad (212)$$

Коэффициент кинематической вязкости среды (воздуха):

$$\nu = 15,15 \cdot \frac{10^{-6} \text{ м}^2}{\text{с}};$$

коэффициент теплопроводности:

$$\lambda = 2,6 \cdot \frac{10^{-2} \text{ Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}};$$

температурный коэффициент объемного расширения среды:

$$\beta = \frac{1}{273} = \frac{1}{\text{°C}};$$

Число Прандтля при температуре стенки:  $Pr_c = 0,7$ ; [6].

Число Грасгоф :

$$G_{rc} = g \cdot \beta \cdot \frac{l_B^3}{\nu^2} \cdot \Delta t_{32} = 9,81 \cdot \frac{1}{273} \cdot \frac{0,95^3}{(15,15 \cdot 10^{-6})^2} \cdot 3 = 4 \cdot 10^9. \quad (213)$$

Определяет характер воздушного потока по полученному значению:

$$G_{rc} \cdot P_{rc} = 4 \cdot 10^9 \cdot 0,705 = 2,8 \cdot 10^8.$$

Если значение  $G_{rc} \cdot P_{rc}$  между  $10^3 \div 10^9$ , то тогда число Нуссельта равно:

$$N_{uc} = 0,76 \cdot (G_{rc} \cdot P_{rc})^{0,25} \cdot \left(\frac{Pr_{ж}}{Pr_c}\right)^{0,25} = 0,76 \cdot (2,08 \cdot 10^8)^{0,25} \cdot \left(\frac{0,7}{0,7}\right)^{0,25} = 98,3.$$

Коэффициент теплопередачи воздуха:

$$a_k = \frac{N_{uc} \cdot \lambda}{l_B} = \frac{98,3 \cdot 2,6 \cdot 10^{-2}}{0,95} = 2,69 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}; \quad (214)$$

Разница температур от фарфоровой стены до окружающей среды:

$$\Delta t_{n2} = \frac{Q}{a_k \cdot S} = \frac{9,47}{2,69 \cdot 0,836} = 4,21 \text{°C}; \quad (215)$$

Построив зависимость  $\Delta t_3$  от  $\Delta t_n$ , находим  $\Delta t = 4.2$  (по рисунку 5.1).

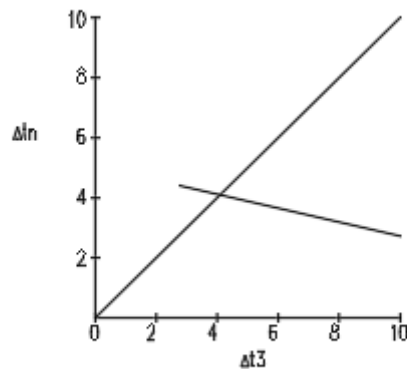


Рисунок 5.1 - Определение разницы температур от фарфоровой стены до окружающей среды

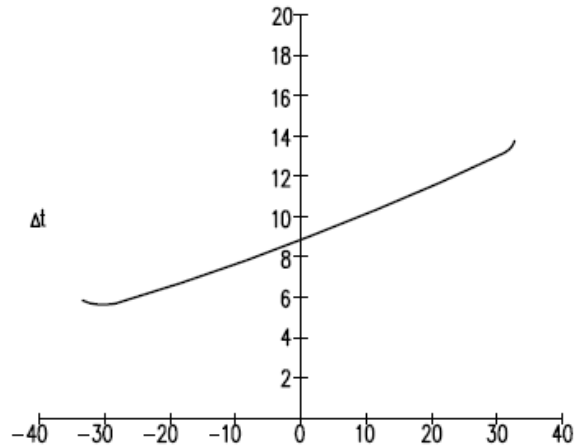


Рисунок 5.2 - Зависимость разности температур стержня от суммы температуры окружающей среды

Температура окружающей среды:

$$t_o = t_1 - \Delta t = 24,16 - 4,2 = 19,86^\circ\text{C}; \quad (216)$$

Соответственно, мы рассчитываем падение температуры (падение) для всех слоев изоляции, расчеты приведены в таблице 5.4.

Пусть температура токонесущего стержня составляет  $-35^\circ\text{C}$  и  $60^\circ\text{C}$ , соответственно, произведите расчеты, результаты которых приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Падение температуры для всех слоев изоляции

$t_c$ ,	$t_1$ ,	$\Delta t_{\phi}$	$\Delta t$	$t_0$ ,
+60	+49,26	0,72	6,5	+42,04
+30	+23,25	0,442	4,55	+18,26
-35	-37,83	0,17	2,0	-40,0

## 5.9 Оценка срока службы изоляции

Вероятность необратимой эксплуатации одного слоя утеплителя:

$$P_k(\tau) = [P(\tau)]^{\frac{1}{n}} = [0,99]^{\frac{1}{33}} = 0,999696. \quad (217)$$

Приравниваем полученное значение  $P_k(r)$  к  $F(y)$ . Расчет изоляции загружен на 33 этаже.

Параметры уравнения "искривленной жизни" приведены в таблице 5.5.

Таблица-5.5

$D \cdot 10^{19}, \text{Дж}$	$A \cdot 10^{27} \text{Дж} \cdot \text{м/В}$	$b, ^\circ\text{C}$	$g^*$	$p$	$v \cdot 10^{-7} \text{м}^3$
5,5	4	0,001	5	0,15	2

Мы предполагаем, что механическое напряжение в изоляции примерно равно нулю. Площадь малого электрода:

$$S = 2 \cdot \pi \cdot r_{34} \cdot l_{33} = 2 \cdot \pi \cdot 0,026 \cdot 1,29 = 0,211 \text{м}^2. \quad (218)$$

Толщина изоляции:

$$l = r_{33} - r_{34} = 0,02779 - 0,026 - 0,00179 \text{ м}. \quad (219)$$

Коэффициент неоднородности электрического поля:

$$\eta \frac{l}{r_{34} \cdot \ln \frac{r_{33}}{r_{34}}} = \frac{0,00179}{0,026 \cdot 0,06644} = 1,036. \quad (220)$$

Неоднородное электрическое поле является функцией распределения максимальных значений возбуждения:

$$F(y) = (1 - e^{-1,67 \cdot y \cdot \ln 1,3p})^{l \cdot S} / \eta \cdot v_0 y = (1 - e^{-1,67 \cdot y \cdot \ln 1,2 \cdot 0,15})^{0,00179 \cdot \frac{0,211}{1,026} \cdot y \cdot 2 \cdot 10^{-7}} \quad (221)$$

Мы находим  $Y = 5,91$ .

Коэффициент, учитывающий увеличение неоднородности поля:

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{g}{1 + (g - 1) \cdot \frac{1}{y^2 - 1} \cdot \left[ \frac{y}{\sqrt{y^2 - 1}} \cdot \ln(y + \sqrt{y^2 - 1}) \right]} \\ &= \frac{5}{1 + (5 - 1) \cdot \frac{1}{5,91^2 - 1} \cdot \left[ \frac{5,91}{\sqrt{5,91^2 - 1}} \cdot \ln(5,91 + \sqrt{5,91^2 - 1}) \right]} \\ &= 4,25. \end{aligned}$$

Таблица 5.6

$T_i, K$	248,7	269,7	293,4	317,2
$t_i, c$	$5 \cdot 10^6$	$9.5 \cdot 10^6$	$11 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^6$

Таблица 5.7

$j$	$U_j, \text{кВ}$	$U_{jop}, \text{кВ}$	$F(U_j)$	$\Delta F(U_j)$	$\eta \cdot E_j \cdot 10^{-4}, \text{В/м}$	$\tau_i / \tau_j \cdot 10^8$
1	130	110	0,0013	0,0013	1,91	0,021
2	170	150	0,0228	0,0215	2,6	0,341
3	210	190	0,1587	0,1359	3,3	2,155
4	250	230	0,5	0,3413	3,99	5,41
5	290	270	0,8413	0,3413	4,69	5,41
6	330	310	0,9772	0,1359	5,38	2,155
7	370	350	0,9987	0,0215	6,08	0,341
8	410	390	0,99997	0,00127	6,77	0,0201
9	450	430	1,0	0,00003	7,47	0,0005

$$\eta E_j = \frac{U_{jop}}{U_o} \cdot E_{rip}; \quad (222)$$

Где  $E_{rip} = 1,21 \cdot \frac{10^6 \text{В}}{\text{м}}$  взято из таблицы 5.2.

Относительное (относительное) время действия:

$$\frac{\tau_j}{\tau_i} = \frac{N_{\tau_j}}{t_r} \cdot \Delta F(U_j) = \frac{10^3 \cdot 0,005}{31,5 \cdot 10^6} \Delta F(U_j); \quad (223)$$

Где  $N$ - количество годовых перенапряжений;

$\tau_i$  - длительность одного перенапряжения;

$\tau_j$  - длина года, с.

Мы рассчитываем время до возвращения по следующей формуле:

$$\tau \left\{ \sum_{j=1}^{i=4} \frac{\tau_j}{\tau_i} \cdot (q_j + \sum_{j=1}^{j=9} \frac{l}{\tau_i} \cdot q_{ij}) \right\} = 1; \quad (224)$$

Таблица 5.8 - Результаты расчетов

$j$	$q_i = \tau_i / \tau_j$ для $T_j$			
	248,7	269,7	293,4	317,2
0	$1,53 \cdot 10^{-15}$	$1,78 \cdot 10^{-13}$	$1,65 \cdot 10^{-11}$	$8,06 \cdot 10^{-10}$
1	$1,3 \cdot 10^{-24}$	$1,4 \cdot 10^{-22}$	$1,1 \cdot 10^{-20}$	$4,9 \cdot 10^{-19}$
2	$2,4 \cdot 10^{-21}$	$3,3 \cdot 10^{-19}$	$8,3 \cdot 10^{-18}$	$2,7 \cdot 10^{-16}$
3	$1,3 \cdot 10^{-18}$	$1,57 \cdot 10^{-17}$	$2,1 \cdot 10^{-15}$	$4,6 \cdot 10^{-14}$
4	$1,8 \cdot 10^{-16}$	$5,5 \cdot 10^{-15}$	$1,47 \cdot 10^{-13}$	$2,44 \cdot 10^{-12}$
5	$8,51 \cdot 10^{-15}$	$1,82 \cdot 10^{-13}$	$3,52 \cdot 10^{-12}$	$4,33 \cdot 10^{-11}$
6	$1,18 \cdot 10^{-13}$	$1,86 \cdot 10^{-12}$	$2,6 \cdot 10^{-11}$	$2,5 \cdot 10^{-10}$
7	$5,66 \cdot 10^{-13}$	$6,53 \cdot 10^{-12}$	$6,96 \cdot 10^{-11}$	$5,52 \cdot 10^{-10}$
8	$7,94 \cdot 10^{-13}$	$6,99 \cdot 10^{-12}$	$5,69 \cdot 10^{-11}$	$3,39 \cdot 10^{-10}$
9	$4,42 \cdot 10^{-13}$	$2,82 \cdot 10^{-12}$	$1,77 \cdot 10^{-11}$	$0,86 \cdot 10^{-10}$



Время изоляции, чтобы остановиться:

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{1}{\sum_1^4 \frac{\tau_i}{\tau_{\Pi}} (q_i + \sum_{j=1}^{j=9} \frac{\tau_j}{\tau_i} \cdot q_{ij})} & (225) \\ &= \left\{ \frac{5 \cdot 10^6}{31,5 \cdot 10^6} \cdot 19,09 \cdot 10^{-13} + \frac{5 \cdot 10^6}{31,5 \cdot 10^6} \cdot 18,6 \cdot 10^{-12} + \frac{5 \cdot 10^6}{31,5 \cdot 10^6} \cdot 25,99 \cdot 10^{-11} + \frac{5 \cdot 10^6}{31,5 \cdot 10^6} \cdot 20,49 \cdot 10^{-10} \right\}^{-1} = 2,05 \cdot 10^9 c \\ &= 65,2 \text{ в год;} \end{aligned}$$

Таким образом, срок службы изолятора составляет 50 лет при вероятности отказа 0,99. Мы оцениваем вероятность отказа, когда воздушный конец изоляции достигает результата ее закрытия. Амплитудное значение математической обработки замыкания:

$$U_{ж} = \sqrt{2} \cdot U_{ж} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot U_c = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 295 = 460 \text{ кВ.} \quad (226)$$

Предполагая коэффициент вариации 0,04, мы определяем стандартное отклонение:

$$\sigma = 0,04 \cdot U_{ж} = 0,04 \cdot 460 = 18,4 \text{ кВ.} \quad (227)$$

Численное интегрирование изоляции при одном перенапряжении с шагом 2 кВ по прямоугольной формуле определяется по следующей формуле:

$$P = \int_0^{\infty} \varphi(U_{ж}) dU_{ж} \cdot \int_0^{U_{ж}} f(U_T) dU_T \quad (228)$$

Где  $Q(U_{ж})$  –  $U_{ж}$  функция распределения вероятности амплитуды перенапряжения при напряжении. Устанавливая:

$$\begin{aligned} P &= \int_0^{\infty} \varphi(U_{ж}) dU_{ж} \cdot \int_0^{U_{ж}} f(U_T) dU_T = & (229) \\ &= \int_0^{\infty} \int_0^U \varphi(U) f(dU_{ж}) dU dU_{ж} = \int_0^U f(U_{ж}) dU_{ж} \int_{U_{ж}}^{\infty} \varphi(U) dU = \int_0^U [1 \\ &- Q(U_{ж})] f(dU_{ж}) dU_{ж} = \sum_{i=1}^{i=n} [1 - Q(U_{ж})] f(dU_{ж}) \Delta U_{ж}; \end{aligned}$$

числовые значения замыкания, мы получаем:  $P = 4,2 \cdot 10^{-6}$ . Вероятность 65,2 года работы при отсутствии закрытия:

$$P_{\text{ж}}(65,2) = (1 - P)^{T \cdot N} = (1 - 4,2 \cdot 10^{-6})^{65,2 \cdot 1000} = 0,77.$$

Вероятность замыкания на дугу:

$$Q_{\text{д}} = 1,6 \cdot \frac{U_{\text{ж}}}{l_0} - 0,06 = 1,6 \cdot \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot l_{\text{и}}} - 0,06 = 1,6 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 95} - 0,06 = 1,0.$$

Разрушение дуги изолятора:  $Q_{\text{к}} = 0,05$ . Тогда вероятность повреждения изоляции в результате замыкания:

$$Q(65,2) = (1 - P_{\text{ж}}) \cdot Q_{\text{д}} \cdot Q_{\text{б}} = (1 - 0,77) \cdot 1,0 \cdot 0,05 = 0,115.$$

Вероятность необратимой эксплуатации фарфоровых шин:

$$P_{\text{шина}}(65,2) = 1 - Q(65,2) = 1 - 0,115 = 0,885.$$

Вероятность необратимой работы изолятора:

$$P_{\text{о}}(65,2) = P_{\text{шина}}(65,2) \cdot P_{\text{вн}}(65,2) = 0,885 \cdot 0,99 = 0,885.$$

## 6 Безопасность жизнедеятельности

### 6.1 Анализ условий труда

Разработанный грозоупорный трехобмоточный трансформатор используется на подстанции в Актауской области. Электростанция снабжает Актау электроэнергией.

Поскольку подстанция находится на открытом воздухе, рекомендуется классифицировать ее как одну из самых опасных стоянок, так как из-за изменения климата могут возникнуть экстремальные факторы риска. Признаки крайней опасности: высокая влажность химически активной среды (относительная влажность близка к 100%), с одной стороны, возможность одновременного контакта человека с корпусом устройства вместо земли, а с другой стороны, подключение электрооборудования к металлическому корпусу или токопроводящей части.

На этой подстанции работают 3 человека: 1 человек (старший электрик) электрик IV категории и два электрика III категории. Они выполняют текущий ремонт и техническое обслуживание электрооборудования подстанции, обеспечивают бесперебойную работу подстанции. В ходе своей работы они должны руководствоваться ТСЕ и ТПЕ.

Каждый сотрудник должен строго соблюдать правила безопасности в отношении обслуживаемого оборудования, незамедлительно уведомлять старшее руководство о любых нарушениях этих правил, а также сообщать о дефектах в этом оборудовании, механизмах и оборудовании, которые представляют опасность для людей.

Труд человека, в частности, в автоматизированном и механизированном производстве представляет собой процесс взаимодействия человека и машины. Поэтому можно рассматривать систему «человек - машина».

В современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Размер зоны приложения труда зависит от характера труда и может ограничиваться площадью (пространством), оснащенной технологическим основным и вспомогательным оборудованием, пультом или щитом управления.

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики.

- Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;

- Рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

- Рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и проветрено, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

В тесной связи с технологией производства находится трудовой процесс, требующий определённого нервно-психологического напряжения отдельных органов систем, положение тела при работе и т.д. К санитарно-гигиеническим условиям труда относятся: воздействие на организм человека метеорологического фактора (температуры, влажности, скорость движения воздуха); загрязнения воздуха парами, газами, пылью; воздействие шума, вибрации, электромагнитных излучений, ионизирующей радиации и т.д.

Производственные условия в ряде случаев могут характеризоваться наличием опасных и вредных факторов. Работники службы РЗиА (монтажники, наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;
- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

#### 6.1.1 Разработка технических решений по обеспечению нормативов охраны труда.

Основной задачей расчета освещения является обеспечение комфортной световой среды для труда согласно СНиП РК 2.04-05-2002.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение отвечает следующим требованиям:

- Освещенность на рабочем месте соответствует характеру выполняемой работы по СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;
- Яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства распределяется равномерно;
- Резкие тени на рабочей поверхности отсутствуют;
- Освещение обеспечивает необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;
- Система освещения не является источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также является быть электро- и пожаробезопасной.

Применяем искусственное освещение из-за недостаточности естественного освещения, путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

На подстанции искусственное освещение устанавливаем по типу системы освещения:

- Местное - концентрируется световой поток непосредственно на рабочих местах;
- Общее, которое делится на равномерное и локализованное;
- Комбинированное – совмещение общего и местного освещений.

Искусственное освещение устанавливаем также:

- Аварийное, которое применяется при внезапном отключении рабочего освещения (5% от общего освещения);
- Рабочее – освещение во всех помещениях и на территории, для создания условий нормальной работы;
- Эвакуационное – предусматривается в местах, опасных для прохода людей ( $\geq 0.5$  лк – освещенность в зданиях, 0.2 лк – вне их).

Нормирование искусственного освещения производится в соответствии со СНиП РК 2.04-05-2002, освещенность на рабочих местах нормируем в зависимости от условий выполнения зрительных работ, вида источника света и системы освещения.

Для искусственного освещения помещений следует используем люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 75 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока,

необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 12 м, шириной 6 м, высотой 4,5 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Рассмотрим существующую систему общего освещения лампами ДРЛ. Коэффициенты отражения потолка, стен, пола –  $\rho_{\text{пот}}=70\%$ ,  $\rho_{\text{ст}}=50\%$ ,  $\rho_{\text{пол}}=30\%$ . Количество светильников 10. Расчёт произведём точечным методом.

По этому методу при кругло-симметричных точечных излучателях (лампы накаливания и ДРЛ) принимается, что световой поток лампы (или суммарный световой поток лампы) в каждом светильнике равен 1000лм. Создаваемую таким светильником освещенность называют условной. Величина условной освещенности зависит от светораспределения светильника и геометрических размеров: расстояние от точки до проекции освещающего ее светильника ( $\alpha$ ) и высоты расположения светильника над уровнем освещаемой поверхности ( $h$ ). Световой поток лампы в каждом светильнике определяется:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_{\text{min}} \cdot k_3}{\mu \cdot \sum E} \quad (4.1)$$

где  $\mu$  – коэффициент, учитывающий действие «удаленных» светильников (1,1÷1,2);

$\sum E$  – суммарная условная освещенность в контрольной точке;

$E_{\text{min}}$  – отдельного светильника.

По полученному световому потоку выбираем лампу, поток которой отличается от требуемого в пределах (-10 ÷ +20) %.

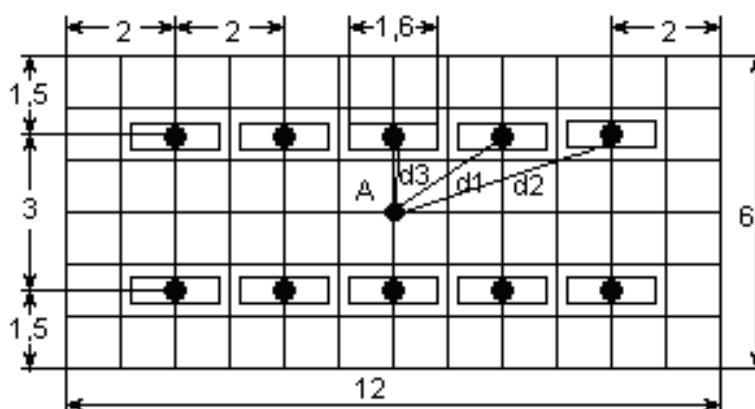


Рисунок 7.1 – Схема расположения светильников

Определим расчетную высоту подвеса:

$$h_{расч.} = H_n - (h_{св.} + h_{п.н.}) \quad (230)$$

$$h_{расч.} = 4,5 - (1,9 + 1) = 1,6 м$$

Расстояние между светильниками (L):

В длину:

$$L_A = \lambda \cdot h_{расч.}, \quad (231)$$

где  $\lambda = 1,25$

$$L_A = 1,25 \cdot 1,6 = 2 м.$$

В ширину:

$$L_B = \lambda \cdot h_{расч.}, \quad (232)$$

где  $\lambda = 1,2$

$$L_B = 1,88 \cdot 1,6 = 3 м.$$

Проверим правильность решения по условию:

$$\frac{L_A}{L_B} \leq 1,5 \quad (234)$$

$$\frac{L_A}{L_B} = 0,66 < 1,5.$$

Рассчитаем параметры для каждого светильника:

$$d_1 = \sqrt{1,5^2 + 2^2} = 2,5;$$

$$d_2 = \sqrt{1,5^2 + 4^2} = 4,272;$$

$$d_3 = \sqrt{0^2 + 1,5^2} = 1,5;$$

$$tg \alpha = \frac{d}{h_{расч.}} \quad (235)$$

$$tg \alpha_1 = \frac{2,5}{1,6} = 1,563; \quad \alpha_1 = 57^\circ;$$

$$tg \alpha_2 = \frac{4,272}{1,6} = 2,67; \quad \alpha_2 = 69^\circ;$$

$$tg \alpha_3 = \frac{1,5}{1,6} = 0,938; \quad \alpha_3 = 43^\circ;$$

По рассчитанному углу определим силу света:

$$I_{\alpha_1} = 90 \text{ кд}; \quad I_{\alpha_2} = 88 \text{ кд}; \quad I_{\alpha_3} = 88 \text{ кд};$$

$$e_{A\Gamma} = \frac{I_{\alpha} \cdot \cos(\alpha)}{R^2}; \quad (236)$$

$$R = \frac{h_{расч}}{\cos(\alpha)}; \quad (237)$$

$$R_1 = \frac{1,6}{\cos(57)} = 1,778;$$

$$e_{AG1} = \frac{90 \cdot \cos(57)}{4,759^2} = 25,619;$$

$$R_2 = \frac{1,6}{\cos(69)} = 1,611;$$

$$e_{AG2} = \frac{88 \cdot \cos(69)}{1,611^2} = 33,683;$$

$$R_3 = \frac{1,6}{\cos(43)} = 2,882;$$

$$e_{AG3} = \frac{88 \cdot \cos(43)}{2,882^2} = 5,881;$$

Суммарная освещенность равна:

$$E_{AG} = \frac{\mu \cdot F_{л}}{1000 \cdot k_s} \cdot \sum e_{AG}; \quad (238)$$

$$E_{AG} = \frac{1,1 \cdot 1350}{1000 \cdot 1,5} \cdot (4 \cdot 25,619 + 4 \cdot 33,683 + 2 \cdot 5,881) = 246,48 \text{лк}.$$

Из расчётов видно что, освещенность на рабочем месте недостаточна, так как она не удовлетворяет условию  $E_{AG} \geq E_H$  где  $E_H = 300 \text{лк}$ .

## 6.2 Определение площади пожара при возгорании силового трансформатора ТДТГ – 25000 /10

### 6.2.1 Пожарная опасность маслонаполненной электрической аппаратуры

Сухие трансформаторы менее пожароопасны, чем масляные: в них горючим материалом является лишь твердая изоляция (бумажно-бакелитовые цилиндры, бумажная и хлопчатобумажная изоляция обмоток, пропитанных лаками, и т. д.).

Пожарная опасность трансформаторов с масляным охлаждением значительно увеличивается из-за большого количества в них трансформаторного масла.

Значительно увеличивает пожарную опасность старение масла, сильно снимающее его изолирующие свойства, т. е. способствующее пробое изоляции, который может привести к образованию в масле мощных искр и дуг.

При повреждениях или возникновении электрической дуги масло, нагреваясь, подвергается термическому разложению (крекингу) на



газообразные составляющие. В таких случаях из масла выделяются метан, водород, этилен, ацетилен и др.

Эти газы в смеси с воздухом образуют взрывоопасные смеси, которые могут взорваться под действием электрических дуг или мощных электрических искр; электрические дуги вызывают также науглероживание масла.

Причины загораний электродвигателей, генераторов и трансформаторов

1. Перегрев от коротких замыканий в обмотках в результате межвиткового пробоя электроизоляции:

- в одной обмотке повышенным напряжением;
- в месте образования микротрещин как заводского брака;
- от старения;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от воздействия локального внешнего или внутреннего перегрева;
- от механического повреждения.

2. Перегрев от коротких замыканий на корпус в результате пробоя электроизоляции обмоток:

- повышенным напряжением;
- от старения электроизоляции;
- пробоя электроизоляции обмоток на корпус от механического повреждения электроизоляции;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от внешнего или внутреннего перегрева.

3. Перегрев от токовой перегрузки обмоток возможен в результате:

- завышения механической нагрузки на валу;
- работы трехфазного двигателя на двух фазах;
- торможения ротора в подшипниках от механического износа и отсутствия смазки;
- повышенного напряжения питания;
- длительной непрерывной работы под максимальной нагрузкой;
- нарушения вентиляции (охлаждения);
- завышенной частоты включения под нагрузку и выключения;
- завышенной частоты реверсирования электродвигателей;
- нарушение режима пуска (отсутствие пусковых гасящих сопротивлений).

4. Перегрев от искрения в контактных кольцах и коллекторе в результате:

- износа контактных колец, коллектора и щеток, приводящего к ослаблению контактов;
- загрязнения, окисления контактных колец, коллектора;
- механического повреждения контактных колец, коллектора и щеток;
- нарушения мест установки токосъемных элементов на коллекторе; ,
- перегрузки на валу (для электродвигателей); <sup>1</sup>
- токовой перегрузки в цепи генератора;

- замыкания пластин коллектора из-за образования токопроводящих мостиков на угольной и медной пыли.

Расчёт площади пожара.

Исходные данные:

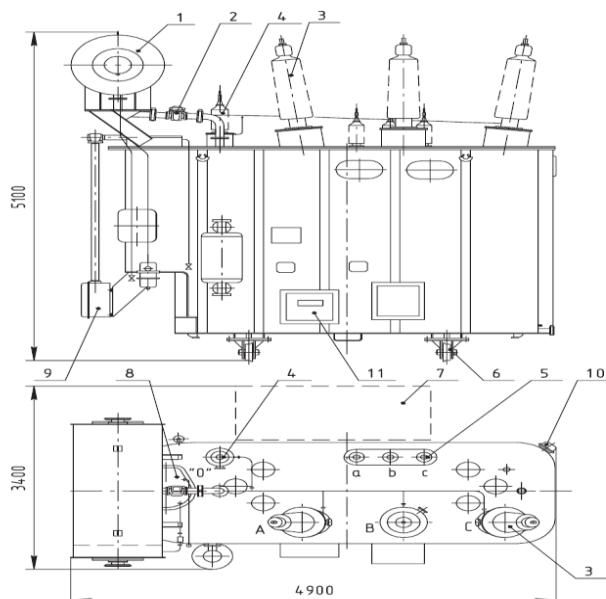


Рисунок 6.2 Трансформатор типа ТДТГ 250000 /10

Полный объём масла ( $V$ ) = 7900 кг.

$$q_i = 7,9 \cdot 10^3 \text{ кг}.$$

Определим количество горючего вещества на единицу площади:

$$q_{M1} = \frac{q_i}{S} \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \quad (239)$$

где  $S$  – площадь трансформатора, принимаем  $S = 3,4 \cdot 4,9 = 16,66 \text{ м}^2$ .

$$q_{M1} = \frac{7,9 \cdot 10^3}{16,66} = 474,189 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2}$$

Количество приведённой пожарной нагрузки найдём по формуле:

$$q_1 = q_{M1} \cdot \frac{Q_{H1}^p}{13,8} \quad (240)$$

где  $Q_{H1}^p$  - теплота сгорания  $i$ - го материала, принимаем  $13,4 \text{ мДж} \cdot \text{кг}^{-1}$ .

$$q_1 = 474,189 \cdot \frac{13,4}{13,8} = 460,444 \text{ мДж} \cdot \text{кг}^{-1}.$$

Вычислим продолжительность начальной стадии пожара по формуле ( $V < 3 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ ):

$$t_{\text{н.с.п.}} = 0,94 \cdot 10^{-2} \cdot t_{\text{н.п.с.}}^{\text{пп}} \cdot \left( \frac{1}{\varphi_{\text{ср}} \cdot Q_{\text{НСР}}^p \cdot u^2} \right)^{\frac{1}{3}}; \quad (241)$$

где  $t_{\text{н.с.п.}}^{\text{пп}}$  - продолжительность начальной стадии пожара, принимаем  $6 \cdot 10^2 \text{ с}$ .

$\varphi_{\text{ср}}$  - средняя скорость выгорания пожарной нагрузки в начальной стадии пожара, определяем по формуле:

$$\varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum q_{\text{Mi}} \cdot \varphi_i}{\sum q_{\text{Mi}}}, \text{кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}; \quad (242)$$

где  $\varphi_i$  - скорость выгорания в начальной стадии пожара;

$$\varphi_{\text{ср}} = \frac{474,189 \cdot 0,0055}{474,189} = 0,0055 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1};$$

$Q_{\text{НСР}}^p$  - средняя теплота сгорания пожарной нагрузки, вычисляем по формуле:

$$Q_{\text{НСР}}^p = \frac{\sum q_{\text{Mi}} \cdot Q_{\text{Hi}}^p}{\sum q_{\text{Mi}}}, \text{МДж} \cdot \text{кг}^{-1} \quad (243)$$

$$Q_{\text{НСР}}^p = \frac{474,189 \cdot 13,4}{474,189} = 13,4 \text{ МДж} \cdot \text{кг}^{-1};$$

$u$  – линейная скорость распространения пламени, принимаем  $1,33 \text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$ .

$$t_{\text{н.с.п.}} = 0,94 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 10^2 \cdot \left( \frac{1}{0,0055 \cdot 13,4 \cdot 1,33^2 \cdot 10^{-2}} \right)^{\frac{1}{3}} = 239,638.$$

Площадь пожара вычисляем по формуле:

$$F_{\text{п}} = \left( \frac{t_i}{t_{\text{н.с.п.}}} \right)^2 \cdot S, \text{м}^2 \quad (244)$$

где  $t_i$  – время локализации пожара, принимаем 20 минут (=1200 с);  
 $S$  – площадь, занимаемая пожарной нагрузкой;

$$F_{II} = \left(\frac{1200}{239,638}\right)^2 \cdot 16,66 = 417,759 \text{ м}^2.$$

Вывод: из расчётов видно что, данный трансформатор подходит по площади пожаротушения для установки на ОРУ нашей подстанции.

## **7 Экономическая часть.Грозоупорный трансформатор оценка эффективности работы**

### **7.1 Описание зоны**

В связи с увеличением потребления электроэнергии в Мангыстауской области возникла необходимость замены трансформатора ТДТН-16000/110 на трансформатор большой мощности. Эта необходимость возникла в связи с высокой интенсивностью развития нефтяной промышленности в регионе.

Актауский нефтяной регион и прилегающий Каспийское море являются основными районами нефтедобычи в Казахстане. Есть 35 млн. тонн нефти было добыто с 12,66 тонн или 36,7%.

В 2005 году добыча нефти составила 21 млн. тонн, в 2010 году - 48 млн. тонн, а к 2020 году страна будет иметь 120 млн. 80 миллионов тонн нефти тонн планируется к производству.

Поэтому основными направлениями экономической деятельности, определяющими уровень потребления электроэнергии в регионе, являются разведка нефти или разработка нефтяных месторождений, добыча, транспортировка и переработка нефти, сфера услуг.

Актау имеет самую старую мощность в Казахстане - 5 миллионов тонн в год. тонн нефти, есть нефтеперерабатывающий завод, который ремонтируется для увеличения глубины добычи нефти. В 2000 году 12,66 млн. тонн нефти в процессе производства, включая все потребности, включая их городскую инфраструктуру 1,86 млрд. кВтч электроэнергии было использовано для муниципальных, административных и коммерческих целей, т. Е. 1 тонна нефти было использовано 147 кВтч; При добыче нефти в 2005 году, включая шельф, 80 млн. Грн. Потребление энергии на тонну нефти составило около 13,8 млрд. кВтч, собственное потребление энергии превысило 172 кВт / ч на тонну нефти.

Можно предположить, что увеличение собственного энергопотребления на 17% связано с повышением комфорта и качества жизни.

Существующие электростанции могут генерировать 4500 млн. кВтч электроэнергии.

- Актауская ТЭЦ - 125 МВт - 1320 млн. кВтч;
- ТЭЦ АНПЗ - 12 МВт -80 млн. кВтч;
- ТСО GTES - 480 МВт -3100 млн. кВтч.

Среднегодовой прирост нефти в этом энергетическом секторе за период до 2005 года составил около 1,2 млн. Долл. США. тонн, среднегодовой рост добычи нефти с 2005 по 2020 годы составит около 6 млн. тонн, в том числе 4 млн. тонн, где в 2010 году было 16,5 млн. тонн, а в 2020 году - 64 млн. тонн производства ожидается.

Если удельное энергопотребление при добыче нефти из поверхностных пластов составляет 100 кВтч на 1 тонну, то спрос на поверхностное электричество в 2010 году составлял около 1,5 млрд кВтч, а в 2020 году может составить 6,4 млрд кВтч.

Эту потребность будут удовлетворять автономные источники энергии, построенные на поверхности.

## **7.2 Бизнес-план**

### **7.3 Цель бизнес-плана**

Целью бизнес-плана является: Выбрать два типа трансформаторов ПС 110/36/6 для подстанции Актау:

Вариант 1 - трехобмоточный грозоупорный трансформатор ТДТГ-110 / 38,5 / 6,6 кВ, 25 000 кВА, потери  $\Delta P = 163$  кВт;

Вариант 2 - трехобмоточный трансформатор ТДТН-110 / 38,5 / 6,6 кВ, 25000 кВА, потери  $\Delta P = 175$  кВт

### **7.4 Метод понесенных расходов**

Мы оцениваем эффективность, используя метод стоимости.

Критерий производительности:

$$Z = I + E_n \cdot K;$$

Где I- сумма годовых расходов;

K- финансовые вложения;

$E_n$  - нормативный коэффициент экономической эффективности

Этот показатель называется «понесенные убытки», а формула  $E_n \cdot K$  - понесенные финансовые вложения.

Соответственно, понесенные затраты представляют собой сумму затрат на производство и понесенных финансовых вложений, а минимум понесенных затрат рассматривается как критерий эффективности того или иного варианта.

Коэффициент рентабельности отражает сумму экономии эксплуатационных затрат (издержек производства), которую вложил каждый тенге.

Соотношение противоположно сроку окупаемости. Как нормативный коэффициент экономической эффективности

Можно использовать: среднюю сумму финансового дохода за определенный период времени; средний дивиденд по акциям и ценным бумагам или как известный показатель; средний банковский процент (по вкладам или кредитам). В энергетическом секторе это соотношение предполагается равным 0,15.

Вы можете сравнить любой из вариантов с помощью этих затрат.

Однако выбор, сделанный методом стоимости, является значением, которое будет отличаться в сравнительных вариантах.

должен быть определен. Если значения  $Z_1$  и  $Z_2$  имеют разницу не менее 10%, то выбор нельзя считать правильным для технико-экономических расчетов из-за типичной точности  $\pm 10\%$  доверительного интервала. Другими словами, если один вариант не превышает 10% по сравнению с другим, то их следует рассматривать как прямые экономические, то есть экономические инструменты затрат, понесенных в этом случае, не работают. Затем вы должны выбрать вариант, используя другие критерии, такие как минимальные инвестиции, минимальный материал, энергия или трудоемкость.

## 7.5 Расчет потерь в варианте 1

Расчет затрат, вариант 1:

Всего финансовых вложений по первому варианту:

$$K_{\Sigma}^1 = K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{ф.1}};$$

Где  $K_{\text{ТР.1}}$  - стоимость трансформатора;

$K_{\text{эо}}$  - стоимость оборудования подстанции;

$K_{\text{ф.1}}$  - затраты на строительство и монтаж.

Стоимость трансформатора ТДТГ-25000/110:

$K_{\text{ТР.1}} = 250\,000$  тысяч тенге Стоимость коммутатора В1:

$$KB1 = 35 \text{ тыс. тенге}$$

$$K_{\text{эо}} = K_{\text{В1}} + K_{\text{ВВ1}} = 35 + 350 = 385 \text{ тыс. тг}$$

Затраты на ввод 110 кВ (РДЗ, КЗ, ОД и РВО):

Общая стоимость электромонтажа:

$$K_{\text{ср.1}} = I_{\text{зпу1}} + I_{\text{м.1}} + I_{\text{пр.1}}$$

Где  $I_{\text{зпу1}}$  - заработная плата установщиков;

$I_{\text{м.1}}$  - стоимость материалов;

$I_{\text{пр.1}}$  - прочие расходы.

Предполагается, что монтажные работы будут выполняться командой из шести человек: Срок работы - 1 месяц.

Слесарь-электрик - III категория - 3 человека с месячной зарплатой 80 000 тенге;

Слесарь-электрик - IV категория - 2 человека с месячной зарплатой 100 000 тенге;

Слесарь-электрик V бригадир - 1 человек с месячной зарплатой 120000+20% - 144000 тенге

Расходы на заработную плату

$$I_{зпм.1} = n \cdot L \cdot \Phi_{са}(1+p) = (3 \cdot 80000 + 2 \cdot 100000 + 14400) \cdot 1 \cdot 1,315 = 767 \text{ тыс.тг}$$

Где n- количество ежемесячных рабочих мест;

L- количество работников;

p = 0,315 - коэффициент отчислений в пенсионные отчисления, социальные налоги и заработная плата.

Расход материалов

$$I_{м.1} = 0,1 \cdot (K_{тр.1} + K_{эо.1}) = 0,1 \cdot (250000 + 385000) = 635000 \text{ тг}$$

Затраты на другие строительные-монтажные работы

$$I_{пр1} = 0,25 \cdot (K_{тр.1} + K_{эо.1}) = 0,25 \cdot (250000 + 385000) = 158750 \text{ 000 тг}$$

Затраты на строительные-монтажные работы

$$K_{см.1} = 767 + 63500 + 158750 = 223017 \text{ тг}$$

Всего финансовых вложений по первому варианту

$$K_{\Sigma 1} = 250000 + 35000 + 223017 = 508017 \text{ тыс.тг}$$

Годовые общие использованные расходы

$$I_{\Sigma 1} = I_{зрс.1} + I_{ао.1} + I_{эп.1} + I_{п.1} + I_{пр.1}$$

Где  $I_{зрс.1}$ - зарплата работника службы;

$I_{ао.1}$ - амортизационные отчисления;

$I_{эп.1}$ - эксплуатационные расходы;

$I_{п.1}$ - стоимость потребления электроэнергии в трансформаторе;

$I_{пр.1}$ - прочие расходы.

Расходы на зарплату обслуживающего персонала.

Обслуживающий персонал включает в себя:

Электрик IV категории - 1 человек с месячной зарплатой 80 000 тенге.

Электрик III категории - 2 человека с месячной зарплатой 50 000 тенге.

$$I_{зп.1} = n \cdot L \cdot \Phi_{зп}(1+p) = 12 \cdot (80000 + 2 \cdot 50000) \cdot 1,315 = 2840000 \text{ тыс.тг/год}$$

Амортизационные отчисления составляют 8% оборудования подстанции

$$I_{\text{Ав.1}} = 0,08 \cdot (K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{ЭО.1}}) = 0,08 \cdot (250000 + 35000) = 228000 \text{ тыс.тг/год}$$

Стоимость текущего ремонта составляет 3% от стоимости подстанции.

$$I_{\text{АР.1}} = 0,03 \cdot (K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{ЭО.1}}) = 0,03 \cdot (250000 + 35000) = 8850 \text{ тыс.тг/год}$$

Стоимость потребления электроэнергии в трансформаторе:

$$I_{\text{П.1}} = C_{\text{ЭТ}} \cdot \Delta W_{\text{ТР}} = 17,96 \cdot 1175000 = 21103000 \text{ тыс.тг/год}$$

Где  $C_{\text{ЭТ}}$  - тариф на электроэнергию = 17,96.

$\Delta W_{\text{ТР}}$  - годовая потребляемая мощность в трансформаторе

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{год}} = 163 \cdot 7200 = 1173600 \text{ кВт·час}$$

Другие ежегодные расходы

$$I_{\text{БШ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{Ав}} + I_{\text{АЖ}} + I_{\text{ЗП}}) = 0,25 \cdot (22800 + 8550 + 2840) = 8547,5$$

В общей сложности общая годовая стоимость первого варианта составляет:

$$I_{\Sigma^1} = I_{\text{ЕА}} + I_{\text{АП}} + I_{\text{АР}} + I_{\text{ПЛ}} + I_{\text{ПРЛ}} = 2840 + 2280 + 855 + 21077 + 8547,5 = 35599,5 \text{ тыс.тг / год}$$

Результат по 1 варианту:

$$Z_1 = I_{\Sigma^1} + E_H \cdot K_{\Sigma^1} = 35599,5 + 0,15 \cdot 508017 = 111802,05 \text{ тыс.тг / год}$$

## 7.6 Расчет потерь в варианте 2

Расчет потерь по варианту 2 Общие финансовые вложения по варианту

1

$$K_{\Sigma}^1 = K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{ЭО.1}} + K_{\Phi};$$

Где  $K_{\text{ТР.1}}$  - стоимость трансформатора;

$K_{\text{ЭО.1}}$  - стоимость электромонтажа подстанции;

$K_{\text{кмш}}$  - затраты на строительство и монтаж.

Стоимость трансформатора ТДТН-20000/110

$K_{\text{ТР}} = 300000$  тыс.тг

Стоимость коммутатора В2

$$K_{\text{В2}} = 55000 \text{ тыс.тг}$$

Входные потери 110 кВ (РДЗ, КЗ, ОД и РВО)

$$K_{\text{ВВ2}} = 350 \text{ тыс.тг}$$

Общая стоимость электромонтажа:



$$K_{\text{Э0}} = K_{\text{В2}} + K_{\text{ВВ2}} = 55 + 350 = 405 \text{ тыс. тенге}$$

Затраты на строительные-монтажные работы:

$$K_{\text{ср2}} = I_{\text{МЕА}} + I_{\text{м.2}} + I_{\text{бш.2}};$$

Где  $I_{\text{МЕА2}}$  - заработная плата установщиков;

$I_{\text{м.2}}$  - стоимость материалов;

$I_{\text{бш.2}}$  - прочие расходы.

Предполагается, что команда из шести человек будет выполнять монтажные работы: срок эксплуатации 1 месяц.

Слесарь-электрик - III категория - 3 человека с месячной зарплатой 80 000 тенге;

Слесарь-электрик - IV категория - 2 человека с месячной зарплатой 110 000 тенге;

Слесарь-электрик V категории - бригадир - 1 человек с месячной зарплатой 125000+20% - 150 000 тенге.

Расходы на заработную плату

$$I_{\text{зп.1}} = n \cdot \text{Л} \cdot \Phi_{\text{зп}} (1+p) = (3 \cdot 80000 + 2 \cdot 110000 + 150000) \cdot 1 \cdot 1,315 = 802 \text{ тыс.тг/год}$$

Расход материалов

$$I_{\text{м.1}} = 0,1 \cdot (K_{\text{ТР.1}} + K_{\text{Э0.1}}) = 0,1 \cdot (300000 + 55000) = 35500 \text{ тыс.тг}$$

Затраты на другие строительные-монтажные работы

$$I_{\text{пр.2}} = 0,25 \cdot (K_{\text{ТР.2}} + K_{\text{Э0.2}}) = 0,25 \cdot (300000 + 55000) = 88750 \text{ тыс.тг}$$

Затраты на строительные-монтажные работы

$$K_{\text{дзм.2}} = 80 + 35500 + 88750 = 125052 \text{ тыс.тг}$$

Второй вариант - общие финансовые вложения

$$K_{\Sigma^1} = 300000 + 55000 + 125052 = 480052 \text{ тыс.тг}$$

Общие годовые эксплуатационные расходы по второму варианту

$$I_{\Sigma^1} = I_{\text{зрс.1}} + I_{\text{ао.1}} + I_{\text{эп.1}} + I_{\text{п.1}} + I_{\text{пр.1}}$$

Расходы на зарплату обслуживающего персонала.

Обслуживающий персонал включает в себя:

Электрика IV категории - 1 человек с месячной зарплатой 90 000 тенге.

Электрик III категории - 2 человека с месячной зарплатой 50 000 тенге.

$$I_{\text{зп.1}} = n \cdot \text{Л} \cdot \Phi_{\text{зп}} (1+p) = 12 \cdot (90000 + 2 \cdot 50000) \cdot 1,315 = 29998200 \text{ тыс.тг/год}$$

Амортизационные отчисления составляют 8% оборудования подстанции

$$I_{\text{Аа.2}} = 0,08 \cdot (K_{\text{ТР.2}} + K_{\text{Э0.2}}) = 0,08 \cdot (300000 + 405000) = 56400 \text{ тыс.тг/год}$$

Стоимость текущего ремонта составляет 3% от стоимости подстанции:

$$I_{\text{стр}2} = 0,08 \cdot (K_{\text{тр}2} + K_{\text{ЭО}2}) = 0,03 \cdot (300000 + 550000) = 10650 \text{ тыс.тг/год}$$

Стоимость потребления электроэнергии в трансформаторе:

$$I_{\text{П}1} = C_{\text{эт}} \cdot \Delta W_{\text{тр}} = 17,96 \cdot 1260000 = 22629 \text{ тыс.тг/год}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{тр}} \cdot T_{\text{год}} = 175 \cdot 7200 = 1260000 \text{ кВт/час}$$

Другие ежегодные расходы

$$I_{\text{пр}} = 0,25 \cdot (I_{\text{АО}} + I_{\text{АРП}} + I_{\text{ЕА}}) = 0,25 \cdot (56400 + 10650 + 2998) = 17512 \text{ тыс.тг/год}$$

В общей сложности общая годовая стоимость первого варианта составляет:

$$I_{\Sigma 2} = I_{\text{ЕА}} + I_{\text{АО}} + I_{\text{АР}} + I_{\text{П}1} + I_{\text{пр}} = 2998 + 5640 + 1065 + 17512 = 49884 \text{ тыс.тг / год}$$

Расходы по варианту 2:

$$Z_2 = I_{\Sigma 2} + E_H + K_{\Sigma 2} = 49844 + 0,15 \cdot 480052 = 121851 \text{ тыс.тг / год}$$

Вывод

При расчете затрат, понесенных при выборе вариантов трансформатора, их состав

- по первому варианту  $Z_1 = 111802,05$  тыс. тенге / год,

- по второму варианту  $Z_2 = 121851,8$  тыс. тенге / год.

Критерием эффективности является то, что минимальная стоимость первого варианта = 111802,05 тыс. Тенге / год-мин. Соответственно, первый вариант является наиболее эффективным вариантом.

## Заключение

При проектировании мы получили трансформаторы со следующими параметрами:

ВН-СН  $u_k=15\%$   $P_k=133\ 000$  кВт

ВН-НН  $u_k=10,9\%$   $P_k=131\ 700$  кВт

СН-НН  $u_k=4,28\%$   $P_k=96\ 620$  кВт

$P_x=26000$  Вт  $i_0=0,5\%$  не превышает указанные значения.

Электромагнитные расчеты показывают, что грозоупорные трансформаторы устойчивы к механическим воздействиям в случае короткого замыкания. Кроме того, повышение температуры обмоток трансформатора в воздухе находится в допустимых пределах ( $53,80\text{C} < 650\text{C}$ ).

Его эффективность была подтверждена во время проектирования, т.е. Грозоупорный трансформатор ТДТГ - 25000/110 был более экономичным во время эксплуатации, чем ТДТН- 25000/110.

Проектированный грозоупорный трансформатор отвечает всем требованиям безопасности жизнедеятельности.

## Список использованной литературы

1. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г.
2. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000.
3. Толмачев В.Д., Соловьев С.В. Молниезащита. – М.: МИЭЭ, 2005.
4. Проектирование электрических машин. Под ред. И.П. Копылова. М.: Высш. школа, 2002.
5. Тяговые электрические машины. Методические указания для выполнения курсовой работы (для студентов специальности 3306 - Электрический транспорт) - Алматы: АИЭС, 2000.
6. Непрокин В.И., Рыбаков Л.М. К вопросу диагностирования изоляции силовых трансформаторов, эксплуатируемых в России. // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 31. - СПб:ПЭИПК, 2008. С. 433 - 439.
7. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / под ред. Ф.Л. Когана. М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 2001.
8. Тубо Ж.-Д., Ломан Т., Райхерт А., Монастырский А.Е.,Николова С.А. Современные проблемы эксплуатации электроэнергетического оборудования. // Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования, Выпуск 2. «Технологии координации изоляции и эксплуатация современных технических средств от перенапряжений в сетях с изолированной и резонансно заземленной нейтралью»: Материалы международной научно-технической конференции, 31 марта - 05 апреля 2003 года. С-Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2003 г. С. 4 - 12.
9. Барсуков В.К., Фокеев А.Е. Исследование работы силового трансформатора при несинусоидальной форме тока в нагрузке // Сборник трудов МНТК «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов», ТГУ Тольятти 2009г.
10. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. - Москва: Машиностроение, 2003.
11. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей МИ 3196-2009. - Л.: Энергия, 2014.
12. Белопольский, И.И. Расчет трансформаторов и дросселей малой мощности / И.И. Белопольский. - М.: Книга по Требованию, 2012.
13. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. Москва: Энергоатомиздат, 1986
14. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. - М.: Изд-во стандартов, 2002.
15. Безопасность жизнедеятельности. Метод, указания к выполнению раздела в дипломных проектах (для студентов -всех по направлению «Теплоэнергетика»). - Алматы: АИЭС, 2001.
16. Безопасность жизнедеятельности. Метод, указания к выполнению раздела в дипломных проектах (для студентов всех по направлению «Электроэнергетика»). - Алматы: АИЭС, 2002.

17. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кноринга. Л.: Энергия, 1976. - 384с.
18. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. «Электрическая часть электростанций и подстанций». Справочник - М. Энергоатомиздат, 1989 г.
19. ГОСТ 12.1.030 - 81 ССБТ. - Электробезопасность.
20. СНиП 2.01.02 - 80. - Противопожарные нормы.
21. Справочная книга по охране труда в машиностроении. Под ред. О.Н. Русака. - Л.: Машиностроение. Ленин. Отделение, 1989. - 541 с.
22. Проектирование электрических машин. Под ред. И.П. Копылова. М.: Высш. школа, 1980.
23. Тяговые электрические машины. Методические указания для выполнения курсовой работы (для студентов специальности 3306 - Электрический транспорт) - Алматы: АИЭС, 1998.
24. Тепловозы типа ТЭ-10М. Руководство по эксплуатации и обслуживанию. М.: Транспорт, 1985.
25. Электрические машины и электрооборудование тепловозов. Под ред. Е.Я. Гаккель. М.: Транспорт, 1974.
26. Осьмаков А.А. Технология и оборудование производства электрических машин. М.: Высш. шк., 1980.
27. Захарченко Д.Д. и др. Тяговые электрические машины и трансформаторы: Учебник для вузов ж.-д. трансп. - М.: Транспорт, 1979.
28. Иоффе А.Б. Тяговые электрические машины., М.-Л.: Энергия, 1965.