

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические машины и электропривод

«Допущен к защите»

Зав. кафедрой _____

Кашева К. У.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 2019 г.

(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Проектирование трансформатора с разветвленной фазой

Выполнил Ахманбет Ж. С.
(Фамилия и инициалы студента) _____ группа

Специальность Электроэнергетика

Научный руководитель: Шидрова Р. М. профессор к.т.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Р.М. « » 2019 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 2019 г.
(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А. А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.А. « » 2019 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т. С. доц. к.т.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Т.С. « » 2019 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Маржибекова М. Б. стар. преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

М.Б. « 13 » 06 2019 г.
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Электроэнергетики и электротехники
Специальность 58071800 - электроэнергетика
Кафедра Электрические машины и электропривод

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент Ахманбет Жан Азаматулы
(фамилия, имя, отчество)
Тема работы Проектирование трансформатора с расщепленной обмоткой.

утверждена приказом ректора № 14 от «26» 10 2018г.

Срок сдачи законченной работы «25» мая 2019г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные
Обзор литературы согласно заданию: по проектированию трансформатора с расщепленной обмоткой. 2) Анализ особенностей применения трансформатора с расщепленной обмоткой. 3) Приведение схем замещения трансформатора с расщепленной обмоткой в энергетической системе. 4) Расчет основных электрических параметров трансформатора. 5) Технико-экономическое обоснование проектируемого трансформатора с расщепленной обмоткой.

Перечень вопросов подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание:

- 1) Анализ трансформаторов с расщепленной обмоткой
- 2) Особенности проектирования трансформатора
- 3) Расчет трансформатора с расщепленной обмоткой
- 4) Особенности расщепленной обмотки
- 5) Технико-экономический показатель.
- 6) Безопасность жизнедеятельности.
- 7) Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1) Отличие ТТ от ТРО рисунок 1.3.
- 2) Размещение обмоток 1.4.
- 3) Условное обозначение трехобмоточного трансформатора. рисунок 1.4.
- 4.) Электрическая схема замещения ТТ вид трехконечная звезда рисунок 1.5
- 5) Схема замещения трансформатора с раздельной обмоткой ВН рисунок 1.6
- 6) Рисунок 2.1 (векторные диаграммы и структура магнитной цепи)
- 7) План монтажа магнитопровода - рисунок 2.2
- 8) Схема выполнения ответвлений в обмотке ВН при ресурсировании напряжении без воздушных ПБВ. - рисунок 2.3.
- 9) Рисунок магнитной системы рисунок 2.4.
- 10) Определение размеров плоской магнитной системы рисунок 2.5.
- 11) Таблица 3.1 - Сравнение параметров и показателей трансформаторов с традиционной выполненной обмоткой

Рекомендуемая основная литература

- Вальдек А.И. - электрические машины СПб. Питер 2008 - 320с
- Лиховицкий Р.М. - расчет трансформаторов 4П-5 издание М-энергоатомиздат 1986. 528с.
- Тенгларук А.И. - расчеты конструкции трансформаторов 4П М-энергоатомиздат 1986. ГОСТ-11677-87 трансформаторы сив. общие технические условия М. издательство стандарт 1985.
- Дель Г.В. об экономической целесообразности применения трансформаторов с раздельной обмоткой.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Жакупов А.А	10.02 - 3.06.19	
Безопасность жизнедеятельности	Саматова Т.С	10.02 - 3.06.19	
Основная часть	Шидерова Р.М.	05.02 - 06.06.19	

Аннотация

В дипломной работе были произведены расчёты силового трансформатора ТД-16000/35, проведены вычисления, также проведен сравнительный анализ его мощности аналога и класса напряжения для того чтобы определить разницу с другими трансформаторами. ТД16000/35 с расщепленной обмоткой рассмотрено влияния расщепления обмотки на основные параметры и показатели трансформаторов. Также анализ показывает, что расщепление обмотки вызывает увеличение размеров и массы трансформатора, но значительно уменьшает ток короткого замыкания.

Аңдатпа

Жұмыс өткізілді есептеу күштік трансформатор ТД-16000/35, сондай-ақ орындалған, оның салыстырмалы талдау ұқсас қуаты және кернеу класы бойынша трансформатормен ТРД-16000/35, бірақ расщепленной оралатын анықтау үшін әсер ету ыдырату орамасының негізгі параметрлері және көрсеткіштері трансформаторлар. Анықталғаны, расщепление-мотки айтарлықтай азайтады тұйықталу, бірақ тудырады ұлғайту мөлшерін және массасын трансформатордың, сондай-ақ теріс әсер етеді мағынада пайдалы әсер коэффициентін арттырады шығындар.

Annotation

The calculation of the power transformer TD-16000/35, as well as a comparative analysis of its analog power and voltage class with the transformer TRD-16000/35, but to determine the split winding of the transformer, the main parameters and parameters of the winding ATP-16000/35. It is found that the splitting-coils significantly reduces the closure, but causes an increase in the size and weight of the transformer, and also adversely affects the efficiency in the loss value.

Содержание

	Введение.....	8
1	Особенности применения и схемы замещения трансформаторов в электроэнергетических системах.....	10
1.1	Двухобмоточные трансформаторы.....	10
1.2	Трёхобмоточные трансформаторы.....	11
1.3	Двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой.....	15
2	Расчет трансформатора ТД-16000/35.....	20
2.1	Расчёт основных электрических величин и определение изоляционных расстояний.....	20
2.2	Расчёт обмотки НН.....	28
2.3	Расчёт обмотки ВН.....	29
2.2	Расчёт параметров короткого замыкания.....	32
2.5	Расчет напряжения короткого замыкания.....	34
2.6	Расчет магнитной системы.....	36
3	Анализ влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры трансформатора.....	40
3.1	Особенности расчёта трансформатора с расщеплёнными обмотками.....	40
3.2	Анализ влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры трансформатора.....	41
4	Безопасность жизнедеятельности.....	50
	Заключение.....	62
	Список литературы.....	63

Определения, обозначения и сокращения

ВН – высшее напряжение

КЗ – короткое замыкание

КПД – коэффициент полезного действия

ЛЭП – линия электропередач

МП - магнитопровод

НН – низшее напряжение

ПБВ – переключение без возбуждения

РО – регулировочная обмотка

РПН – регулирование под нагрузкой

СН – среднее напряжение

ТРО – трансформатор с расщеплённой обмоткой ТСН - трансформатор собственных нужд

ТТ - трёхобмоточный трансформатор ХХ – холостой ход ЭЭС – электроэнергетическая система.

Введение

В современных сложных электроэнергетических системах (ЭЭС), производящих, передающих, распределяющих и потребляющих электрическую энергию, в большинстве случаев используется не один общий уровень напряжения, а несколько различных уровней для разных участков ЭЭС. Поэтому в таких системах применяются различного вида трансформаторы [3].

Трансформатор – электромагнитное статичное устройство, которое в своей конструкции содержит несколько (две или более) обмотки, индуктивно связанные между собой и применяемое для преобразования переменного тока с одним значением действующего напряжения в переменный ток с другим значениям напряжения той же частоты за счёт явления электромагнитной индукции [10].

Основным видом трансформаторов (наряду с измерительными, сварочными, выпрямительными и т.д.) являются силовые трансформаторы, назначение которых – преобразование электрической энергии в ЭЭС. По способу охлаждения различают силовые трансформаторы масляного и сухого типа. В масляных трансформаторах применяют специальную ёмкость с трансформаторным маслом, в которой размещают сердечник с обмотками. В сухих трансформаторах используется воздушное охлаждение. Масляные трансформаторы имеют ряд преимуществ, так как трансформаторное масло не только лучше охлаждает элементы трансформатора (в сравнении с воздухом), но и выступает в качестве электрической изоляции. Однако масляные трансформаторы являются пожароопасными, из-за наличия в них горючего масла, поэтому в жилых зданиях, бытовых установках и в других случаях, когда необходимо обеспечить соответствующий уровень безопасности, применяют сухие трансформаторы [2].

Силовые трансформаторы классифицируются по числу фаз на однофазные и трёхфазные. По количеству обмоток трансформаторы делятся на двухобмоточные и трёхобмоточные (ТТ). Отдельные фазы ТТ состоят из обмоток высшего напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и низшего напряжения (НН). ТТ широко используют на подстанциях высоковольтных энергетических сетей. В ЭЭС также применяют двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой (ТРО) для питания предприятий от высоковольтных линий электропередач (ЛЭП). В таких трансформаторах одна из обмоток (в большинстве случаев обмотка НН) разделена по мощности на две гальванически не связанные группы [18].

ТРО позволяют увеличить сопротивление КЗ [4]. Однако в научно-технической литературе подробно не рассмотрено влияние расщепления обмоток на остальные технико-экономические показатели и параметры трансформаторов. Исходя из сказанного, целью ВКР является анализ влияния расщепления обмотки двухобмоточных трансформаторов на их основные

технико-экономические показатели и параметры. Для достижения поставленной цели должны быть решены следующие задачи:

- Рассмотреть особенности применения и схемы замещения двухобмоточных и многообмоточных трансформаторов;
- Рассчитать двухобмоточный трансформатор с традиционным выполнением обмоток;
- Сравнить основные технико-экономические показатели и параметры рассчитанного трансформатора с параметрами аналогичного по мощности и классу напряжения трансформатора с расщеплённой обмоткой НН;

На основании сравнения сделать выводы о влиянии расщепления обмотки на характеристики трансформаторов.

1 Особенности применения и схемы замещения трансформаторов в электроэнергетических системах

1.1 Двухобмоточные трансформаторы

Две обмотки состоят из двух обмоток (высокого и низкого напряжения), которые расположены в замкнутой магнитной цепи для изготовления магнитного материала. Электрическая схема двух обмоточных трансформаторов символа показана на рисунке. 1,1

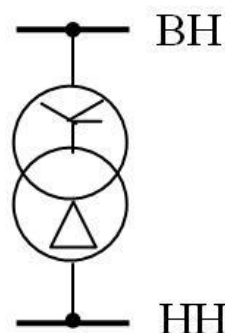


Рисунок 1.1 – Условное обозначение двухобмоточного трансформатора

В двух силовых трансформаторах эквивалентная схема (Z) для G-формы используется для целей расчета, что показано на рисунке 1.2

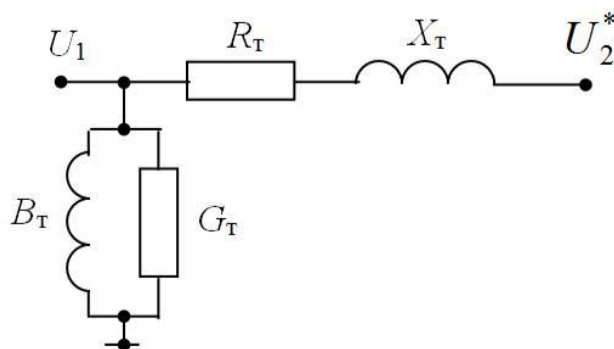


Рисунок 1.2 – Г-образная СЗ двухобмоточного трансформатора

Двухобмоточный трансформатор параметра S_z может быть рассчитан теоретически или определен на основе двух фактов:

- короткого замыкания (КЗ) и холостого хода (ХХ). Активное сопротивление R_T и индуктивное сопротивление X_T измеряется в опыте КЗ, а активную проводимость G_T и индуктивную проводимость B_T ветви намагничивания определяют в опыте ХХ [13].

Паспорта для всех функций трансформеров, основными из них являются:

- номинальная мощность S_H , В А;
- номинальные напряжения обмоток U_{1H} и U_{2H} , В;
- частота питающего напряжения f , Гц;
- напряжение короткого замыкания (в процентах от номинального напряжения первичной обмотки) u_k , %;
- потери короткого замыкания P_k , Вт;
- ток холостого хода (в процентах от номинального тока первичной обмотки) i_0 , %;
- потери холостого хода P_x , Вт.

На основании этих данных параметры СЗ рассчитываются по формулам [2]:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}; R_T = P_k \frac{U_H^2}{S_H^2}; X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}; \quad (1.1)$$

$$Y_T = \frac{i_0}{100} \frac{S_H}{U_H^2}; G_T = \frac{P_x}{U_H^2}; B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2}, \quad (1.2)$$

1.2 Трёхобмоточные трансформаторы

1.2.1 Негативный фактор, вызванный появлением очень большой электрической силы (ЭД) при работе трансформатора это ток короткого замыкания

Высокие значения ЭДУ могут привести к повреждению обмоток, особенно сильно данный фактор проявляется в трансформаторах высокой мощности, рассчитанных на высокие и сверхвысокие напряжения [12].

Для уменьшения значений тока КЗ, в ЭЭС нужно применять токоограничивающие реакторы. Но при этом использование реакторов имеет некоторые недостатки, приводящие к снижению эксплуатационной надежности системы при котором необходимо введения в схему дополнительного элемента, что приводит к повышению цены.

К этому реализации без реакторного способа снижения токов КЗ в ряде случаев наряду с традиционным типом выполнения обмоток ВН и НН также широко применяются ТРО или ТТ. В них снижение тока КЗ обуславливается тем, что обмотки работают на меньшую мощность, чем в двухобмоточных трансформаторах с традиционным выполнением обмоток [11].

Отличие ТТ от ТРО заключается в различном размещении обмоток на магнитопроводе (рисунок 1.3).

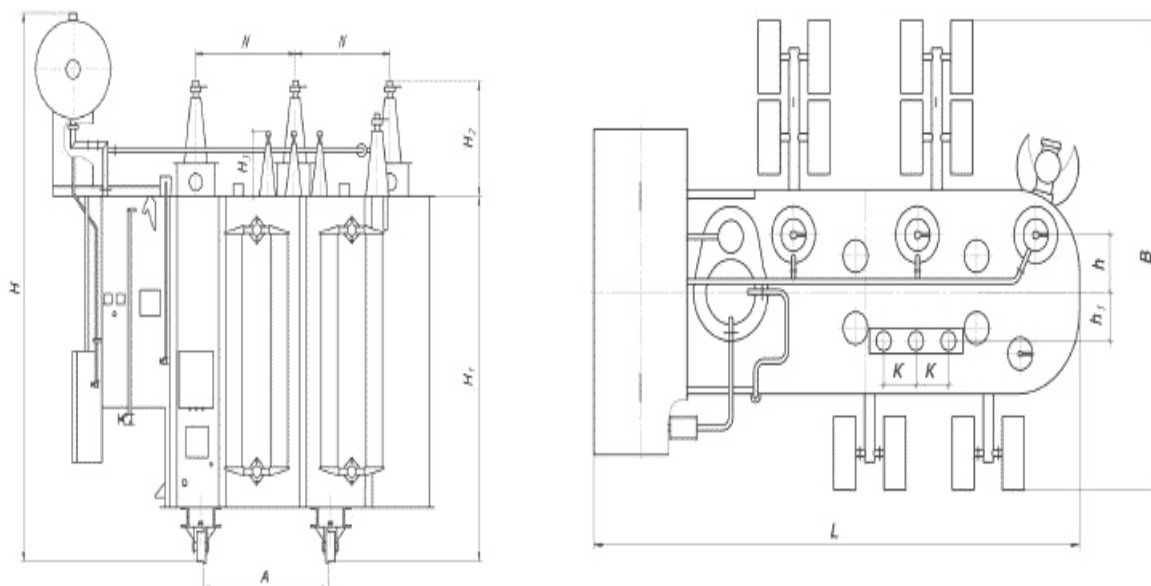
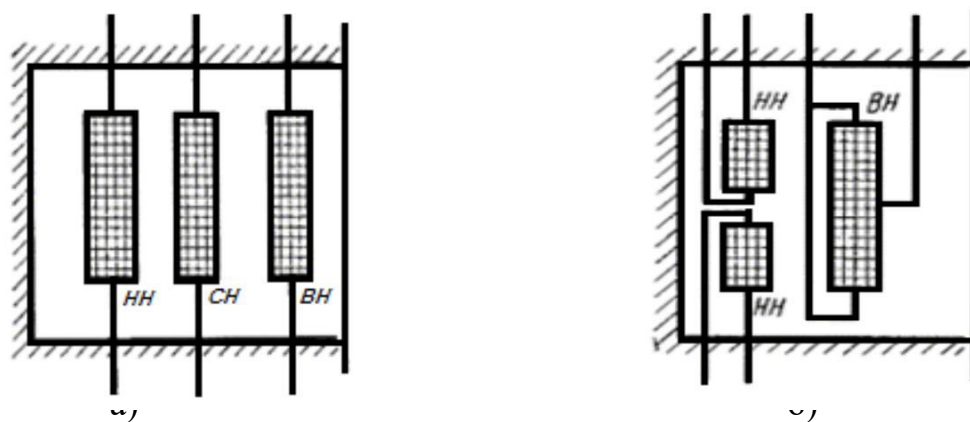


Рисунок 1.3 – ТТ от ТРО

В ТРО номинальные напряжения ветвей равны, а сумма мощности каждой из расщеплённых обмоток равна полной мощности обмотки ВН (в сравнении с ТТ, в котором сумма мощностей обмоток СН и НН всегда превышает мощность обмотки ВН) [6].



а) – в трёхобмоточном трансформаторе; б) – двухобмоточном трансформаторе с расщеплённой обмоткой НН

Рисунок 1.4 – Размещение обмоток

ТТ имеют по три обмотки на каждую фазу, мощности обмоток могут различаться. В этом случае номинальной мощностью ТТ принято считать наибольшую из мощностей обмоток. На эту мощность производится расчёт трансформатора с точки зрения устойчивости к нагреву. Токи, напряжения и сопротивления всех обмоток ТТ пересчитывают к значению числа витков обмотки с максимальной мощностью [1].

ТТ применяются [2]:

а) для соединения мощных высоковольтных ЛЭП между собой, для односто-ронней или реверсивной передачи энергии по соединительным линиям с раз-личным номинальным напряжением. В редких случаях ТТ используется в качестве повышающего. В этом случае первичная обмотка НН присоединяется к генератору, а две вторичные высоковольтные обмотки СН и ВН подсоединяется к ЛЭП с разным напряжением.

При использовании ТТ для обмена энергией между двумя ЛЭП с разным напряжением главным расчётным режимом является режим ВН-СН.

Обычно обмотка НН выполняет вспомогательную функцию. Она может быть использована для подсоединения источника реактивной мощности, для питания близких к подстанции потребителей;

б) на подстанциях высоковольтных распределительных сетей, а также на промышленных предприятиях. К этой группе относят ТТ мощностью от 2500 до 125000 кВ А для сетей с напряжением 35 220 кВ . При эксплуатации только одна обмотка, как правило, ВН нагружается на максимальную мощ-ность. Это делается для того, чтобы ТТ был более универсальным при эксплуатации в случаях, когда используются разные комбинации мощностей обмоток СН и НН, сумма мощностей которых не превышает максимально допустимую для обмотки ВН. Трансформаторы для высоковольтных распределительных сетей и подстанций предприятий, как правило, всегда являются понижающими, то есть в большинстве случаев источник энергии находится на стороне обмотки ВН.

Трансформаторы для подстанций распределительных сетей и промышленных предприятий чаще всего выполняются с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН, для чего предусматривается встроенное в трансформатор устройство РПН и соответствующие РО. Регулирование напряжения выполняется с помощью изменения количества витков РО, присоединенной к обмотке ВН.

1.2.2 Схема замещения и определение её параметров

Условное обозначение ТТ на электрических схемах представлено на рисунке 1.4:

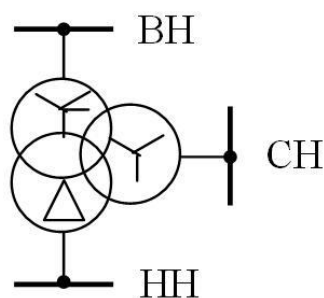


Рисунок 1.4 – Условное обозначение трёхобмоточного трансформатора

Электрическая СЗ ТТ имеет вид трёхконечной звезды (рисунок 1.5).

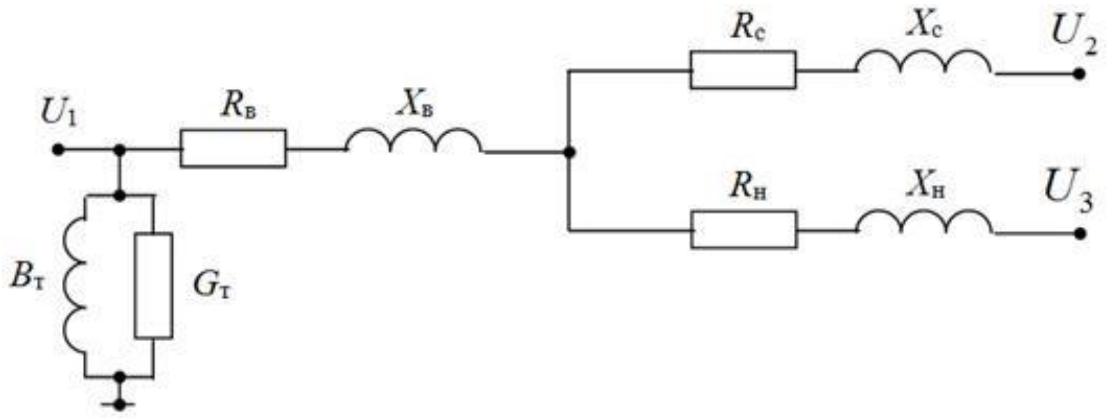


Рисунок 1.5 – СЗ трёхобмоточного трансформатора

Параметры СЗ ТТ определяют аналогично двухобмоточному, однако с небольшими различиями. Проводятся три опыта КЗ: одну из обмоток переводят в режиме ХХ, вторую – в режим КЗ, а к третьей обмотке подводится напряжение КЗ. В результате определяют потери мощности и напряжения КЗ каждой из обмоток ТТ. В большинстве ТТ обмотку СН укладывают концентрический на обмотку НН, а обмотку ВН – на обмотку СН. За счёт такого расположения обмотки СН между двумя другими, её магнитное поле рассеяния компенсируется полями остальных обмоток. Из-за этого напряжение КЗ обмотки СН намного меньше напряжения КЗ для двух других обмоток. Поэтому для расчётных целей напряжение КЗ этой обмотки считается равной нулю. Также проводится опыт ХХ, из которого определяют активную и реактивную проводимости поперечной ветви СЗ [16].

Для теоретического расчёта параметров СЗ ТТ на основании его паспортных данных используют следующие соотношения [2]:

1. Активные и индуктивные проводимости поперечной ветви определяют по тем же формулам, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$Y_T = \frac{i_0}{100} \frac{S_H}{U_H^2}; G_T = \frac{P_x}{U_H^2}; B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2}; \quad (1.3)$$

2. Полные сопротивления Z_B , Z_C и Z_H на сторонах ВН, СН и НН определяют по формулам:

$$Z_B = \frac{U_{K(BC)} + U_{K(BH)} - U_{K(CH)}}{2} \frac{U_H^2}{100S_H},$$

$$Z_C = \frac{U_{K(CH)} + U_{K(BH)} - U_{K(BC)}}{2} \frac{U_H^2}{100S_H},$$

$$Z_H = \frac{U_{K(BH)} + U_{K(CH)} - U_{K(BC)}}{2} \frac{U_H^2}{100S_H}, \quad (1.4)$$

где $U_{K(BC)}$, $U_{K(BH)}$ и $U_{K(CH)}$ - напряжения КЗ между обмотками ВН-СН, ВН-НН и СН-НН соответственно, % от номинального напряжения;

3. Активные сопротивления R_B , R_C и R_H на сторонах ВН, СН и НН при

$$R_B = 0,5 \left(P_{K(BC)} + \frac{P_{K(BH)}}{k_s^2} - \frac{P_{K(CH)}}{k_s^2} \right) \frac{U_H^2}{S_H^2},$$

$$R_C = 0,5 \left(P_{K(BC)} + \frac{P_{K(CH)}}{k_s^2} - \frac{P_{K(BH)}}{k_s^2} \right) \frac{U_H^2}{S_H^2},$$

$$R_H = 0,5 \left(\frac{P_{K(BH)}}{k_s^2} - P_{K(BC)} \right) \frac{U_H^2}{S_H^2}.$$

где k_s – коэффициент, равный отношению номинальной мощности обмотки НН к номинальной мощности трансформатора.

Если у трансформатора известны только максимальные потери КЗ, то при равных мощностях всех обмоток активные сопротивления определяются:

$$R_B = R_C = R_H = P_K \frac{U_H^2}{2S_H^2}, \quad (1.5)$$

а для обмотки, у которой мощность составляет k_s от мощностей двух других обмоток, активные сопротивления вычисляются по формулам:

$$R_B = R_C = P_K \frac{U_H^2}{2S_H^2}, R_H = \frac{1}{k_s} R_B \quad (S_{BH} = S_{CH} = S_H, \text{ а } S_{HH} = k_s S_H); \text{ а}$$

4. Индуктивные сопротивления X_B , X_C и X_H на сторонах ВН, СН и НН определяют по найденным полным и активным сопротивлениям:

$$X_B = \sqrt{Z_B^2 - R_B^2}, X_C = \sqrt{Z_C^2 - R_C^2} \text{ и } X_H = \sqrt{Z_H^2 - R_H^2}.$$

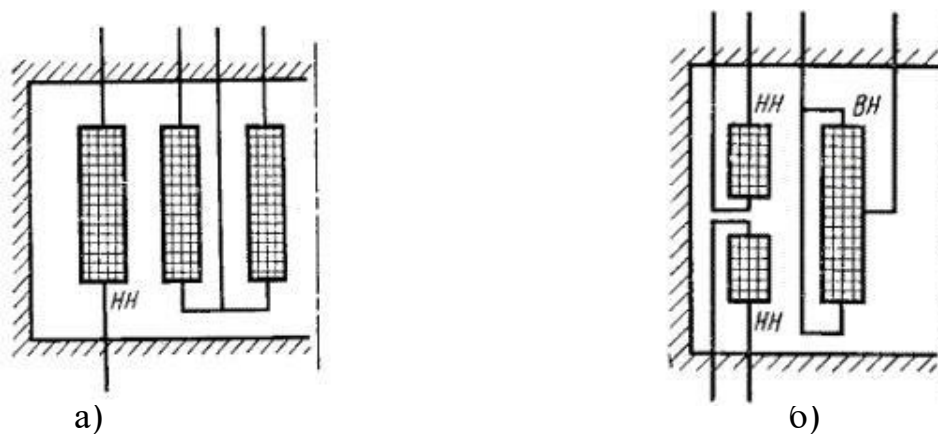
Знак индуктивного сопротивления выбирается таким же, как у полного сопротивления на той же стороне напряжения, определенного по формулам (1.1).

1.3 Двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой

1.3.1 Особенности применения трансформаторов с расщеплённой обмоткой

Двухобмоточные ТРО состоят из двух или более обмоток, гальванически не связанных между собой, которые располагаются симметрично относительно обмотки ВН.

Расщеплённые обмотки выполняются в нескольких вариантах: с соединением между собой внутри магнитной системы трансформатора или для использования в режиме раздельной работы с самостоятельными выводами на крышку кожуха трансформатора (рисунок 1.6) [6].



a – с соединением внутри магнитной системы; *б* – с самостоятельными выводами на крышку кожуха

Рисунок 1.6 – Расположение расщеплённых обмоток

Также ТРО применяют для замены двух менее мощных двухобмоточных трансформаторов, используемых для питания двух линий передачи, для распределения больших мощностей (при этом ограничивается мощность короткого замыкания), для секционирования шин генераторного напряжения на станциях, а также в качестве трансформаторов связи между системами [4].

ТРО применяются для осуществления раздельного питания нагрузок различного рода и снижения влияния нагрузок друг на друга при эксплуатации. Мощность каждой из расщеплённых обмоток обычно равна половине номинальной мощности трансформатора.

Обычно ТРО выпускаются с устройством РПН. Регулирование осуществляется изменением числа витков обмотки ВН. Обмотки ВН в большинстве случаев изготавливаются непрерывного, а обмотки НН – винтового типа. Расщеплённые обмотки стремятся выполнить U-образными так, чтобы отводы начала и конца этих обмоток располагались на торцах обмоток, обращенных к торцам ярем. Регулировочная обмотка (РО) чаще всего выполняется винтовой с числом заходов, равным числу ступеней регулировки РО. Расположение обмоток на стержне остова следующее: НН укладывается непосредственно на стержне, далее располагается обмотка ВН и РО [6].

ТРО применяются [2]:

а) на электростанциях для питания собственных нужд (ТСН); при этом ТРО подключают на генераторное напряжение (от 10,5 до 24 кВ) напрямую к шинам генератора токопроводами. Мощности этих ТРО находятся в пределах от 25000 до 63000 кВА. Обмотки ВН рассчитаны на генераторное напряжение, а обмотка НН расщеплены по высоте, то есть обмотки НН₁ и НН₂ размещены симметрично и имеют мощность половину от номинальной. Нагрузкой таких ТРО обычно служат различные насосные устройства, используемые для собственных нужд электростанций. При этом наблюдаются значительные пусковые токи, превышающие номинальные. Поэтому при проектировании необходимо обеспечить необходимую устойчивость к таким броскам пускового тока. Для регулирования напряжения при последней схеме соединения применяется РПН специального вида с изолированными на полное напряжение фазами. РО в таких схемах должны соединяться к обмотке ВН в рассечку на половину числа витков для того, чтобы уменьшить воздействия (высоковольтные) на контактор и РО. Такое устройство значительно дороже, чем РПН, применяемые для регулирования напряжения в обмотках, соединенных по схеме «звезда»;

б) ТРО применяются как пускорезервные трансформаторы (ТП-Р). Они нужны для обеспечения электрической энергией строительство создаваемой новой электростанции (ЭС), питание ТП-Р осуществляется высоковольтной линией электропередач (ЛЭП), расположенной ближе всего к месту строительства. После окончания строительства эти трансформаторы оставляют в качестве резервных трансформаторов собственных нужд ЭС. Резерв нужен для случаев выхода из строя ТСН или аварийной остановке генератора энергоблока ЭС. Диапазон мощностей ТП-Р располагается в пределах 10000 – 63000 кВА. Напряжение обмотки ВН зависит от напряжения ЛЭП и составляет обычно 110 – 330 кВ, а напряжения обмоток НН₁ и НН₂ такие же как у ТСН. Устройство пускорезервного трансформатора также аналогично с ТСН, но обмотка ВН рассчитывается на большее напряжение и обычно соединяется в звезду. Регулирование напряжение осуществляется по схеме «звезда», то есть РО присоединяется к концу ВН. Нейтральная точка звезды образовывается на контакторе устройства РПН;

в) ТРО применяются для питания подстанций различных промышленных предприятий от высоковольтных ЛЭП с напряжением 10,5 – 220 кВ. Устройство таких трансформаторов аналогично устройству ТСН, однако есть различия в сочетании номинальных напряжений и в диапазонах изменения номинальной мощности (25000 – 160000 кВА).

1.3.2 Схема замещения и определение её параметров

Обозначение на электрических схемах двухобмоточных трансформаторов с расщеплённой обмоткой представлено на рисунке 1.7:

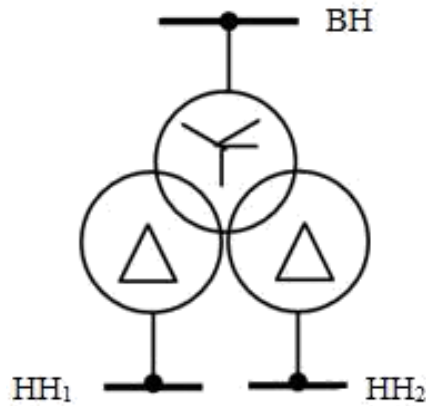


Рисунок 1.7 – Условное обозначение ТРО

Аналогично трёхобмоточному, трансформатор с расщеплённой обмоткой имеет СЗ в виде трёхконечной звезды (рисунок 1.8):

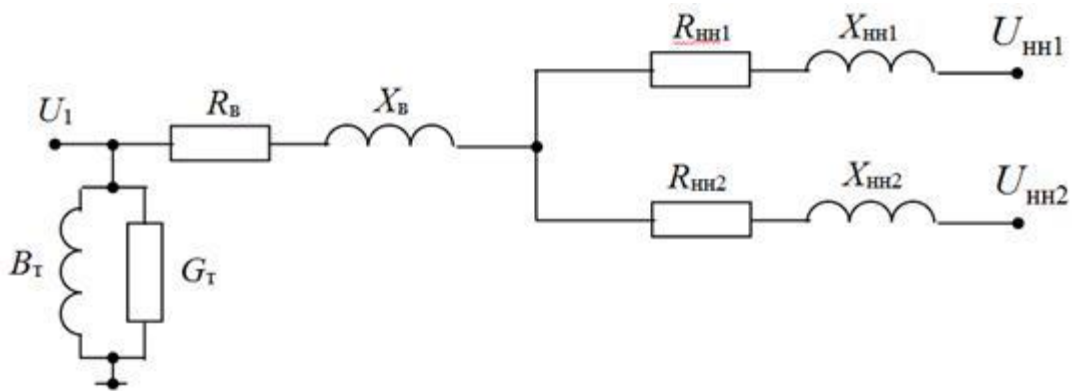


Рисунок 1.8 – СЗ трансформатора с расщеплённой обмоткой НН

У ТРО существуют специфические параметры, такие как [2]:

а) сопротивление расщепления Z_p , которое равно сопротивлению между выводами расщеплённых обмоток:

$$Z_p = Z_{Н1-Н2} = Z_{Н1} + Z_{Н2}. \quad (1.6)$$

С учётом того, что ветви в СЗ одинаковые:

$$Z_{Н1} = Z_{Н2} = \frac{Z_p}{2} = \frac{Z_{Н1-Н2}}{2};$$

б) сквозное сопротивление $Z_{скв} = Z_{В-Н}$ которое определяется как сопротивление между объединёнными выводами расщепленной обмотки НН и выводами обмотки ВН;

в) коэффициент расщепления k_p , который равен отношению сопротивления расщепления к сквозному сопротивлению:

$$k_p = \frac{Z_P}{Z_{CKB}} = \frac{Z_{H1-H2}}{Z_{B-H}}.$$

Параметры СЗ для двухобмоточных трансформаторов с расщеплённой на две обмоткой НН определяются по следующим формулам [2]:

1. Активные и индуктивные проводимости поперечной ветви определяют по тем же формулам, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$Y_T = \frac{i_{xx}}{100 U_{НОМ}^2}; G_T = \frac{P_{xx}}{U_{НОМ}^2}; B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2};$$

Полные сопротивления могут быть определены, например, через сквозное сопротивление и коэффициент расщепления:

$$Z_{B-H} = \frac{U_{K(BH)} U_{BH}^2}{100 S_{НОМ}},$$

$$Z_{H1} = Z_{H2} = Z_{B-H} \frac{k_p}{2},$$

$$Z_B = Z_{B-H} \left(\frac{k_p}{4} \right).$$

В трёхфазных трансформаторах величина коэффициента расщепления находится в пределах $k_p=3,34 \div 3,64$, при отсутствии точного значения, он принимается равным $k_p=3,5$. Для трехфазных групп однофазных трансформаторов значение коэффициента расщепления равно $k_p=4$ учётом этого полные сопротивления ветвей ТРО определяется выражениями:

для трёхфазного трансформатора:

$$Z_{H1} = Z_{H2} = 1,75 \cdot Z_{B-H}, Z_B = 0,125 \cdot Z_{B-H};$$

для трёхфазной группы однофазных трансформаторов:

$$Z_{H1} = Z_{H2} = 2 \cdot Z_{B-H}, Z_B = 0;$$

3) Активные сопротивления ветвей находятся из соотношений:

$$R_B = P_K \frac{U_H^2}{2S_H^2}, R_{H1} = R_{H2} = P_K \frac{U_H^2}{S_H^2};$$

4. Индуктивные сопротивления ветвей определяются по найденным активным и полным сопротивлениям:

$$X_B = \sqrt{Z_B^2 - R_B^2}, X_{H1} = X_{H2} = \sqrt{Z_{H1}^2 - R_{H1}^2} = \sqrt{Z_{H2}^2 - R_{H2}^2}.$$

2 Расчет трансформатора ТД-16000/35

В работе выполнен расчет трехфазного понижающего трансформатора ТД-16000/35. Параметры трансформатора: номинальная мощность $S=16000$ кВ·А; число фаз $m=3$; частота $f=50$ Гц; напряжение обмотки ВН: $U_2=38500 \pm 2 \times 2,5\%$ В; напряжение обмотки НН: $U_1=10500$ В; схема и группа соединения обмоток У/Д-11. Естественное масляное охлаждение с дутьем, длительный характер нагрузки. Установка трансформатора наружная. Устройство ПБВ. Трансформатор должен соответствовать требованиям ГОСТ 11677-85 [8].

Параметры трансформатора: ток ХХ $i_0=0,6\%$; потери ХХ $P_X=21000$ Вт; напряжение КЗ $u_K=8,0\%$ потери КЗ $P_K=90000$ Вт.

2.1 Расчёт основных электрических величин и определение изоляционных расстояний

Расчёт выполнен для трансформатора с шихтованной плоской магнитной системой. Обмотки из алюминиевого провода (концентрические). Расчёт проведён на основании методики, представленной в учебнике Тихомирова П. М. «Расчёт трансформаторов», 1986 [19].

2.1.1 Определение основных электрических величин

Мощность одной фазы, кВ·А

$$S_\phi = \frac{S}{m},$$

где S – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

m – число фаз трансформатора.

Мощность одного стержня, кВ·А.

$$S' = \frac{S}{c},$$

где c – число активных стержней трансформатора.

$$S_\phi = S' \frac{16000}{3} = 5333 \text{ кВ·А.}$$

Номинальный (линейный) ток обмотки ВН и НН, А

$$U \sqrt{10^3} \tag{2.1}$$

В. где U – номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки,

Номинальные токи:
на стороне ВН

$$I_2 = \frac{16000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38500} = 240 \text{ A};$$

на стороне НН

$$I_2 = \frac{16000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10500} = 880 \text{ A}.$$

Фазный ток обмотки одного стержня, А:
при соединении обмоток в звезду

$$I_\phi = I.$$

при соединении обмоток в треугольник

$$I_\phi = \frac{I \cdot 10^3}{\sqrt{3}},$$

где I – номинальный ток, определяемый выражением (2.1).

Фазные токи:

Фазное напряжение, В:

при соединении в звезду

$$U \frac{U_\phi}{\sqrt{3}},$$

при соединении в треугольник

$$U_\phi = U,$$

В. где U – номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки,

2. 1.2 Определение исходных данных расчета

Мощность обмоток одного стержня $S^* = 5333 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Ширина приведенного канала рассеяния

$$a_p = a_{12} + (a_1 + a_2) \sqrt{3};$$

$$(a_1 + a_2) \sqrt[3]{3} = 1,25 \cdot k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2},$$

$$(a_1 + a_2) \sqrt[3]{3} = 1,25 \cdot k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2} = 1,25 \cdot 0,48 \cdot \sqrt[4]{5333} \cdot 10^{-2}$$

$$a_p = 0,03 + 0,0512 = 0,0812 \text{ м.}$$

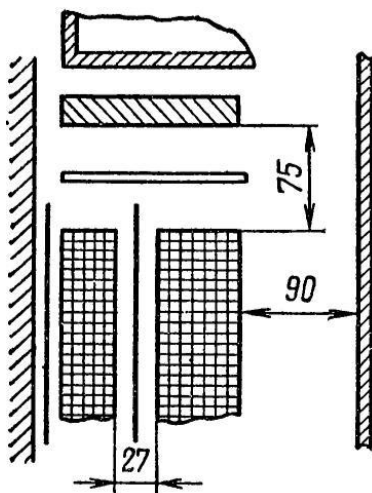


Рисунок 2.1 – Изоляционные расстояния и структура концевой изоляции

Найдём изоляционные расстояния $U_{испл} = 35 \text{ кВ}$ по таблице 4.4 [19]

Активная составляющая напряжения КЗ, %:

$$u_a = \frac{I_{\phi k}}{U_{\phi}} 100 \frac{m I_{\phi} \cdot 10^{-3}}{m I_{\phi} \cdot 10^{-3}} = \frac{P_K}{10S}.$$

$$u_a = \frac{90000}{10 \cdot 16000} = 0,562523$$

Реактивная составляющая, %:

$$u_p = \sqrt{u_K^2 - u_a^2}.$$

$$u_p = \sqrt{8,0^2 - 0,5625^2} = 7,921$$

Перед началом последующего расчёта нужно определить конструктивную схему трансформатора. По §2.3 [19] плоская магнитная система является наиболее подходящей для трансформаторов большой

мощности. Также, исходя из анализа технологической сложности и параметров ХХ, выбрана схема шихтовки МП, представленная на рисунке 2.2.

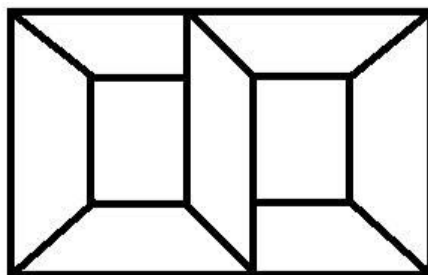


Рисунок 2.2 – План шихтовки магнитопровода

Найдем коэффициент, который учитывает отношение потерь в обмотках к потерям КЗ по таблице 3.6 [19] $k_d=0,82$, а по таблицам 3.4 и 3.5 (с учетом примечаний) [19] определим коэффициенты для алюминиевых обмоток $a=1,06 \cdot 1,40=1,484$ и $b=1,25 \cdot 0,31=0,388$; $k_p=0,95$.

Расстояние между обмоткой ВН и нижним ярмом $l_0''=80$ мм, между верхним ярмом $l_0'=140$ мм для установки прессующих колец.

Материал магнитпровода – холоднокатаная сталь марки 3404, толщиной 0,35 мм. Удельные потери в стали $P_c=1,295$ Вт/кг; $P_y=1,242$ Вт/кг. Удельная намагничивающая мощность $q_c=1,775$ В·А/кг; $q_y=1,655$ В·А/кг; для зазора на косых стыках $q_3''=23500$ В·А/м²; (по данным табл. 8.10, 8.17 [19]).

Индукция внутри стержня по таблице 2.4 [19] $B_c=1,60$ Тл. Сечение стержня выпилено из 14 прямоугольных ступней. Коэффициент заполнения круга по таблице 2.5 [19] $k_{кр}=0,927$, изоляция пластин из устойчивого к нагреву специального покрытия с $k_3=0,97$ (по таблице 2.4 [19]).

Коэффициент заполнения стержней магнитопровода сталью: $k_c=k_{кр}k_3=0,927 \cdot 0,97=0,89919$.

Ярмо магнитпровода состоит из 11 прямоугольных ступней, коэффициент усиления ярма выбран $k_y=1,015$ (по таблице 8.7 [19]). Индукция внутри ярма:

$$B_y = \frac{B_c}{k_y} = \frac{1,60}{1,015} = 1,576 \text{ Тл.}$$

Количество зазоров на прямом стыке 2, на косом – 6. Индукция внутри зазоров:

$$\text{на косом стыке } B_3' = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = \frac{1,60}{\sqrt{2}} = 1,132 \text{ Тл.}$$

$$\text{на прямом стыке } B_3'' = B_c = 1,60 \text{ Тл,}$$

2.1.3 Расчёт основных коэффициентов

Диаметр окружности d , в которую вписано ступенчатое сечение стержня МП:

$$d = 0,5074 \sqrt[4]{\frac{S' \beta a_p k_p}{f u_p B_c^2 k_c^2}} = Ax,$$

где β – параметр, характеризующий основные размеры МП трансформатора, определяющий отношение диаметра обмотки к её высоте;

A – постоянная величина:

$$A = 0,5074 \sqrt[4]{\frac{S' a_p k_p}{f u_p B_c^2 k_c^2}}; \quad (2.2)$$

$$x = \sqrt[4]{\beta}.$$

Параметр β определяет основные размеры магнитопровода, от его выбора зависят многие показатели трансформатора, такие как стоимость, размеры, надёжность и потери. Поэтому выбор оптимального значения является важной и одной из первостепенных задач, решаемых в процессе проектирования и расчёта трансформатора.

Коэффициенты A_1 и A_2 для определения массы стали в стержнях магнитной системы трансформатора, кг:

$$A_1 = 5,663 \cdot 10^4 k_c A^3 a; \quad (2.3)$$

$$A_2 = 3,605 \cdot 10^4 k_c A^2 l_0. \quad (2.4)$$

Коэффициенты B_1 и B_2 для определения полной массы стали двух ярем для магнитной системы трансформатора, кг:

$$B_1 = 2,40 \cdot 10^4 k_c k_{\text{я}} A^3 (a + b + e); \quad (2.5)$$

$$B_2 = 2,40 \cdot 10^4 k_c k_{\text{я}} A^2 (a_{12} + a_{22}), \quad (2.6)$$

где e – постоянный коэффициент, принимаемый для трёхфазных трансформаторов с номинальной мощностью свыше 1000 кВ·А равным $e=0,41$.

Коэффициент C_1 , определяющий массу обмоток трансформатора, кг:

$$C_1 = K_0 \frac{Sa^2}{k_\delta k_c^2 B_c^2 u_a A^2}, \quad (2.7)$$

где K_0 – коэффициент, равный для алюминия $K_{0A} = 1,20 \cdot 10^{-2}$.

Для определения механического растягивающего напряжения в проводе обмотки рассчитаем коэффициент M_A для алюминиевой обмотки, МПа:

$$M_A = 0,152 \cdot 10^{-6} k_{к.з.}^2 k_\delta k_p \frac{P_K}{aA}, \quad (2.8)$$

где $k_{к.з.}$ – коэффициент, определяющий максимальное мгновенное значение тока короткого замыкания, равный:

$$k_{к.з.} = 1,41 \frac{100}{u_K} (1 + e^{-\pi u_a / u_p}). \quad (2.9)$$

По формулам (2.2) определим значения коэффициентов

$$A = 0,5074 \sqrt{\frac{5333 \cdot 0,0812 \cdot 0,95}{50 \cdot 7,98 \cdot 1,6^2 \cdot 0,899^2}} = 0,426;$$

$$A_1 = 5,663 \cdot 10^4 \cdot 0,899 \cdot 0,426^3 \cdot 1,484 = 5809,8 \text{ кг};$$

$$A_2 = 3,605 \cdot 10^4 \cdot 0,899 \cdot 0,426^2 \cdot 0,11 = 646,96 \text{ кг};$$

$$B_1 = 2,40 \cdot 10^4 \cdot 0,899 \cdot 1,015 \cdot 0,426^3 \cdot (1,484 + 0,388 + 0,41) = 3836,5 \text{ кг};$$

$$B_2 = 2,40 \cdot 10^4 \cdot 0,899 \cdot 1,015 \cdot 0,426^2 \cdot (0,03 + 0,03) = 234,93 \text{ кг};$$

$$C_1 = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{16000 \cdot 1,484^2}{0,82 \cdot 0,899^2 \cdot 1,6^2 \cdot 0,5625 \cdot 0,426^2} = 2441,48 \text{ кг};$$

$$M_1 = 0,152 \cdot 10^{-6} \cdot 31,75^2 \cdot 0,82 \cdot 0,95 \cdot \frac{90000}{1,484 \cdot 0,426} = 17,44 \text{ МПа};$$

$$k_{к.з.} = 1,41 \frac{100}{8,0} (1 + e^{-\pi \cdot 0,5625 / 7,98}) = 31,75.$$

Необходимо определить значение x , при котором стоимость активных материалов трансформатора была минимальной. Это значение определяется из решения уравнения

$$x^5 + Bx^4 - Cx - D = 0, \quad (2.10)$$

где коэффициенты уравнения определяются из выражений

$$B = \frac{2}{3} \frac{B_2 + A_2}{B_1}; \quad (2.11)$$

$$C = \frac{A_1}{3B_1}; \quad (2.12)$$

$$D = \frac{2}{3} \frac{C_1}{B_1} k_{0,c} k_{u,p}, \quad (2.13)$$

где $k_{0,c} = 2,56$ определен из таблицы определен из таблицы 3.7;

$k_{u,p} = 1,13$ для алюминиевого провода.

По формулам (2.11) – (2.13) определим коэффициенты, входящие в уравнение (2.10):

$$B = \frac{2}{3} \cdot \frac{(646,96 + 234,93)}{3836,5} = 0,152;$$

$$C = \frac{5809,8}{3 \cdot 3836,5} = 0,501;$$

$$D = \frac{2}{3} \cdot \frac{2441,48}{3836,5} \cdot 2,56 \cdot 1,13 = 1,219.$$

Подставим эти значения в уравнение (2.10):

$$X^5 + 0,152x^4 - 0,501x - 1,219 = 0.$$

Решение данного уравнения, $\beta = 1,435$ соответствует наименьшей стоимости активной части рассчитываемого трансформатора.

Определим предельное значение β , при котором плотность тока J не превышает нормального допустимого значения

$$x_j = 2,7 \cdot \sqrt{\frac{12,75 \cdot C_1}{k_D P_K}} = 2,7 \cdot \sqrt{\frac{12,75 \cdot 2441,48}{0,82 \cdot 90000}} = 1,754;$$

$$B_j = x_j^4 = 1,754^4 = 9,465.$$

Полученное предельное значение B_j значительно больше, чем обычно принимаемые значения данного коэффициента.

С учётом критерия по допустимой плотности тока, а также исходя из расчёта условия минимизации стоимости активной части трансформатора выбираем значение $\beta = 1,6$. По шкале нормализованных диаметров значение d , соответствующее выбранному коэффициенту β , составляет 0,480 м.

2.1.4 Определение основных размеров

Диаметр стержня

$$d = A \cdot \sqrt[4]{\beta} = 0,426 \cdot \sqrt[4]{1,6} = 0,48 \text{ м.}$$

Средний диаметр обмоток НН и ВН

$$d_{12} = a \cdot d = 1,484 \cdot 0,48 = 0,713 \text{ м.}$$

Ориентировочная высота обмоток

$$l = \pi \frac{d_{12}}{\beta} = \pi \frac{0,713}{1,6} = 1,40 \text{ м.}$$

Активное сечение стержня (значение $\Pi_{\phi,c}$ взято по табл. 8.7 [19])

$$\Pi_C = k_s \Pi_{\phi,c} = 0,97 \cdot 1,6889 \cdot 10^{-4} = 0,1635 \text{ м}^2.$$

Предварительное значение напряжения одного витка

$$u_B = 4,44 f \cdot \Pi_C B_C = 4,44 \cdot 50 \cdot 0,1635 \cdot 1,6 = 58,15 \text{ В.}$$

Число витков в обмотке НН

$$w_1 = \frac{U_{\phi 1}}{u_B} = \frac{10500}{58,15} = 180,7; \text{ принимаем } 181 \text{ виток.}$$

Уточнённое значение напряжения одного витка

$$u_B = \frac{U_{\phi 1}}{w_1} = \frac{10500}{181} = 58,05 \text{ В.}$$

Средняя плотность тока в обмотках

$$j_{cp} = 0,463 \cdot k_{д} \frac{P_K u_B}{S d_{12}} 10^4 = 0,463 \cdot 0,82 \frac{90000 \cdot 5,804}{16000 \cdot 0,713} \cdot 10^6 = 1,74 \cdot 10^6 \text{ A/м}^2.$$

2.2 Расчёт обмотки НН

Ориентировочное сечение витка, м²:

$$\Pi'_B = \frac{I_{\phi 1}}{j_{cp}} = \frac{508}{1,74 \cdot 10^6} = 292 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

По таблице 5.8 [19] по мощности $S' = 5333 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, номинальному току на стороне НН $I_1 = 508 \text{ А}$ и напряжению 10,5 кВ выбираем катушечную непрерывную обмотку из алюминиевого провода прямоугольного сечения.

По сечению витка по таблице 5.2 [19] выбираем четыре параллельных провода АПБ сечением 73,1 мм²

$$\text{АПБ} 4 \cdot \frac{5,6 \cdot 13,2}{6,1 \cdot 13,7}, \text{ изоляция } 0,45 \approx 0,5 \text{ мм на две стороны.}$$

Сечение витка

$$\Pi_1 = 4 \cdot 73,1 \cdot 10^{-6} = 292,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2;$$

Плотность тока

$$j_1 = \frac{I_{\phi 1}}{\Pi_1} = \frac{508}{292,4 \cdot 10^{-6}} = 1,74 \cdot 10^6 \text{ A/м}^2.$$

Предварительно определяем число катушек обмотки

$$n_{КАТ1} = \frac{l_1 \cdot 10^3}{b' + h_K} = \frac{1400}{13,7 + 5} = 75,$$

где l_1 - осевой размер обмотки, равный $l_1 = 1,40 \text{ м}$;

b' - поперечный размер провода с изоляцией, мм;

h_K - ширина канала между катушками, принятая предварительно $h_K = 5 \text{ мм}$.

Число витков в катушке ориентировочно

$$w_{КАТ1} = \frac{w_1}{n_{КАТ1}} = \frac{181}{75} = 2,41.$$

Радиальный размер обмотки

$$a_1 = a' \cdot n_{B1} \cdot w_{КАТ1} \cdot 10^{-3} = 6,1 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,073 \text{ м},$$

где $w_{КАТ1}$ - число витков катушки, дополненное до ближайшего большего целого числа;

a' - радиальный размер провода, мм.

Внутренний диаметр обмотки

$$D_1' = d + 2a_{01} \cdot 10^{-3} = 0,48 + 2 \cdot 17,5 \cdot 10^{-3} = 0,515 \text{ м},$$

где d - диаметр стержня, м;

a_{01} - ширина канала между обмотки НН и стержнем, мм.

Наружный диаметр обмотки

$$D_1'' = D_1' + 2a_1 = 0,515 + 2 \cdot 0,073 = 0,661 \text{ м}.$$

Масса металла обмотки

$$G_{01} = 8,47 \cdot 10^3 c D_{1cp} w_1 \Pi_1 = 8,47 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0,588 \cdot 181 \cdot 292,4 \cdot 10^{-6} = 791,0 \text{ кг},$$

где c - число стержней трансформатора;

D_{1cp} - средний диаметр обмотки, м;

$$D_{1cp} = \frac{D_1' + D_1''}{2} = \frac{0,515 + 0,661}{2} = 0,588 \text{ мм}.$$

Масса провода обмотки НН по таблице 5.5 [19]

$$G_{ПРНН} = \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3,3}{100} \right) \cdot 791 = 831 \text{ кг}.$$

2.3 Расчёт обмотки ВН

Схема регулирования ПБВ представлена на рисунке 2.3. Принята схема, у которой все фазы обмотки выведены к общему трёхфазному переключателю.

Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 240 А. Наибольшее напряжение между контактами переключателя в одной фазе:

$$\text{рабочее } \frac{10}{\sqrt{3}} \% U_2, \text{ т.е. } 4440 \text{ В}.$$

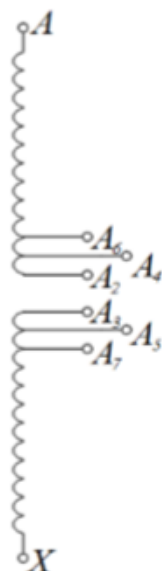


Рисунок 2.3 – Схема выполнения ответвлений в обмотке ВН при регулировании напряжения без возбуждения ПБВ

Для получения на стороне ВН различных напряжений необходимо соединить:

Напряжение, В	Ответвления обмотки		
40 425	$A_2 A_3$	$B_2 B_3$	$C_2 C_3$
39 462,5	$A_3 A_4$	$B_3 B_4$	$C_3 C_4$
38 500	$A_4 A_5$	$B_4 B_5$	$C_4 C_5$
37 537,5	$A_5 A_6$	$B_5 B_6$	$C_5 C_6$
36 575	$A_6 A_7$	$B_6 B_7$	$C_6 C_7$

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении

$$w_{H2} = w_1 \frac{U_{\phi 2}}{U_{\phi 1}} = 181 \cdot \frac{22200}{10500} = 384.$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_p = \frac{\Delta U}{\sqrt{3}u_B} = \frac{38500 \cdot 0,025}{\sqrt{3} \cdot 58,05} = 9,55 \approx 10,$$

где ΔU - напряжение на одной ступени регулирования или разность напряжений двух соседних ответвлений, В;

u_B - напряжение одного витка, В.

Напряжение, В	Ответвления обмотки
40 425	384+2 10=404
39 462,5	384+10=394
38 500	384
37 537,5	384-10=374
36 575	384-2 10=364

Ориентировочная плотность тока

$$J_2' = 2J_{cp} - J_1 = 2 \cdot 1,74 \cdot 10^6 - 1,74 \cdot 10^6 = 1,74 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2.$$

Ориентировочное сечение витка

$$П_2' = \frac{I_2}{J_2' \cdot 10^{-6}} = \frac{240}{1,74 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}} = 138 \text{ мм}^2.$$

По таблице 5.8 [19] выбрана непрерывная катушечная обмотка ($S = 16000$ кВ·А; $I_2 = 240$ А; $U_{H2} = 38500$ В; $П_2'' = 138 \text{ мм}^2$).

По сортаменту алюминиевого провода (таблица 5.2 [19]) выбран провод марки АПБ

$$\text{АПБ2} \cdot \frac{5,0 \cdot 14,0}{5,5 \cdot 14,5} \text{ с сечением } П_2' = 69,1 \text{ мм}^2.$$

Полное сечение витка

$$П_2 = 2 \cdot П_2'' \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 69,1 \cdot 10^{-6} = 138,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Плотность тока

$$J_2 = \frac{I_2}{П_2} = \frac{240}{138,2 \cdot 10^{-6}} = 1,737 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2.$$

Число катушек обмотки ВН

$$n_{КАТ2} = \frac{l_2 \cdot 10^3}{b' + h_K} = \frac{1400}{14,5 + 5} = 68,3 \approx 69,$$

где l_2 - осевой размер обмотки, равный $l_2 = l_1 = 1,40$ м;

b' - поперечный размер провода с изоляцией, мм;

h_K - ширина канала между катушками, принятая предварительно

$h_K = 5$ мм.

Число витков в катушке (ориентировочно)

$$w_{КАТ2} = \frac{w_2}{n_{КАТ2}} = \frac{404}{69} = 5,85.$$

Радиальный размер обмотки

$$a_2 = a' \cdot n_{B2} \cdot w_{КАТ2} \cdot 10^{-3} = 5,5 + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 0,066 \text{ м},$$

где $w_{КАТ2}$ - число витков катушки, дополненное до ближайшего большего целого числа;

a' - радиальный размер провода, мм.

Внутренний диаметр обмотки

$$D_2' = D_1'' + 2a_{12} \cdot 10^{-3} = 0,661 + 2 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 0,721 \text{ м},$$

где D_1'' - наружный диаметр обмотки НН, м;

a_{12} - размер осевого канала между обмотки НН и ВН, мм.

$$D_2'' = D_2' + 2a_2 \cdot 10^{-3} = 0,721 + 2 \cdot 0,066 = 0,853 \text{ м}.$$

Масса провода обмотки

$$G_{02} = 8,47 \cdot 10^3 c D_{2cp} w_2 \Pi_2 = 8,47 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0,787 \cdot 384 \cdot 138,2 \cdot 10^{-6} = 1060,0 \text{ кг},$$

где c - число стержней трансформатора;

D_{2cp} - средний диаметр обмотки, м.

Масса провода обмотки ВН по таблице 5.5 [19].

$$G_{ПРВН} = \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3,3}{100} \right) \cdot 1060 = 1113 \text{ кг}.$$

2.2 Расчёт параметров короткого замыкания

По §7.1 [19] определены потери КЗ. Основные потери КЗ: обмотка НН

$$P_{осн1} = 12,75 \cdot 10^{-12} J_1^2 G_{01} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,74^2 \cdot 10^{12} \cdot 791 = 30534 \text{ Вт}.$$

Добавочные потери в обмотке НН

$$k_D = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \beta_1^2 a^4 n^2 = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,45 \cdot 5,6^4 \cdot 10^{-12} \cdot 3^2 = 1,015,$$

$$\beta_1^2 = \left(\frac{bmk_p}{l} \right)^2 = \left(\frac{13,2 \cdot 10^{-3} \cdot 75 \cdot 0,95}{1,4} \right)^2 = 0,45;$$

где a – размер проводника в направлении, перпендикулярном линиям магнитной индукции поля рассеяния;

b – размер проводника в направлении, параллельном линиям магнитной индукции поля рассеяния;

n – число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния;

m – число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния;

l – общий размер обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния;

$k_p = 0,95$ - коэффициент приведения поля рассеяния (коэффициент Роговского).

обмотка ВН (при номинальном числе витков)

$$P_{\text{осн2}} = 12,75 \cdot 10^{-12} J_2^2 G_{02} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,737^2 \cdot 10^{12} \cdot 1060 = 40777 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери в обмотке ВН

$$k_{\text{д2}} 1 + 0,037 \cdot 10^8 \beta_2^2 a^4 n^2 = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,43 \cdot 5^4 \cdot 10^{-12} \cdot 6^2 = 1,036,$$

$$\text{где } \beta_2^2 = \left(\frac{bmk_p}{l} \right)^2 = \left(\frac{14,0 \cdot 10^{-3} \cdot 69 \cdot 0,95}{1,4} \right)^2 = 0,43.$$

Основные потери в отводах:

отводы НН

Общая длина проводов для соединения в треугольник

$$l_{\text{отв1}} = 14 \cdot l_1 = 14 \cdot 1,4 = 19,6 \text{ м.}$$

Масса металла проводов отводов

$$G_{\text{отв1}} = l_{\text{отв1}} \cdot \Pi_{\text{отв1}} \cdot \gamma_A = 19,6 \cdot 292,4 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 15,47 \text{ кг,}$$

где $\Pi_{\text{отв1}} = \Pi_1$ - сечение отвода.

Основные потери в отводах

$$P_{\text{отв}} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 G_{\text{отв1}} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,74^2 \cdot 10^{12} \cdot 15,47 \cdot 2 = 1194 \text{ Вт.}$$

отводы ВН

$$I_{\text{отв2}} = 7,5 \cdot I_2 = 7,5 \cdot 1,4 = 10,5 \text{ м.}$$

$$G_{\text{отв1}} = I_{\text{отв1}} \cdot \Pi_{\text{отв1}} \cdot \gamma_A = 10,5 \cdot 138,2 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 3,92 \text{ кг,}$$

$$P_{\text{отв}} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 G_{\text{отв1}} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,74^2 \cdot 10^{12} \cdot 3,92 \cdot 2 = 303 \text{ Вт.}$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции определяем приближенно до выяснения размеров бака по таблице 7.1 [19] и формуле:

$$P_6 \approx 10KS = 10 \cdot 0,045 \cdot 16000 = 7200 \text{ Вт.}$$

Полные потери короткого замыкания

$$P_{\text{к.ном}} = P_{\text{очн1}} k_{\text{д1}} + P_{\text{очн2}} k_{\text{д2}} + P_{\text{отв1}} + P_{\text{отв2}} + P_6 = 30534 \cdot 1,015 + 40777 \cdot 1,036 + 1194 + 303 + 7200 = 81934 \text{ Вт,}$$

или $81934 \cdot 100 / 90000 = 91\%$ заданного значения.

2.5 Расчет напряжения короткого замыкания

Активная составляющая

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{81934}{10 \cdot 16000} = 0,512\%.$$

Реактивная составляющая

$$u_p = \frac{7,9f \cdot S' \cdot \beta a_p k_p k_q}{u_B^2} 10^{-1} = \frac{7,9 \cdot 50 \cdot 5333 \cdot 1,55 \cdot 0,08 \cdot 0,96 \cdot 1,012}{58,05^2} 10^{-1} = 7,53\%,$$

где $\beta = \frac{\pi d_{12}}{l} = \frac{\pi \cdot 0,691}{1,4} = 1,55$ - соотношение, определяющее распределение

активных материалов в трансформаторе;

$$a_p = \frac{d_{12} \cdot a_{12} + D_{\text{СП1}} \frac{a_1}{3} + D_{\text{СП2}} \frac{a_2}{3}}{d_{12}} = \frac{0,691 \cdot 0,03 + 0,588 \frac{0,073}{3} + 0,787 \frac{0,066}{3}}{0,691} = 0,08 \text{ м;}$$

где k_p - коэффициент, учитывающий отклонение реального поля рассеяния от идеального параллельного поля, вызванное конечным значением осевого размера обмоток по сравнению с их радиальными размерами,

$$k_p \approx 1 - \sigma(1 - e^{-1\sigma}) = 1 - 0,04(1 - e^{-1\cdot 0,04}) = 0,96;$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi d} = \frac{0,03 + 0,073 + 0,066}{\pi \cdot 1,4} = 0,04;$$

$$k_q \approx 1 + \frac{l x^2}{m a_p k_p} = 1 + \frac{1,4 \cdot 0,0445^2}{3 \cdot 0,08 \cdot 0,96} = 1,012.$$

Напряжение короткого замыкания

$$u_K = \sqrt{u_p^2 + u_a^2} = \sqrt{7,53^2 + 0,512^2} = 7,55\%,$$

или $\frac{7,55 \cdot 100}{8} = 94,4\%$ заданного значения.

Установившийся ток короткого замыкания в обмотке ВН по таблице 7.2 [19] определяется формулой

$$I_{к.у} = \frac{100I_{ном}}{u_K \left(1 + \frac{100S_{НОМ}}{u_K S_K} \right)} = \frac{100 \cdot 240}{7,55 \left(\frac{100 \cdot 16000}{7,55 \cdot 2500 \cdot 10^3} \right)} = 2930 \text{ А.}$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания

$$i_{k \max} = \sqrt{2} \cdot k_{\max} \cdot I_{к.у} = 2,55 \cdot 2930 = 7472 \text{ А,}$$

где по таблице 7.2 [19] при $\frac{u_p}{u_a} = \frac{7,53}{0,512} = 14,7$ определен $\sqrt{2} \cdot k_{\max} = 2,55$.

Температура обмотки через $t_k = 5$ с после возникновения короткого замыкания

$$\sigma = \frac{670 \cdot t_k}{5,5 \left(\frac{u_k}{J \cdot 10^{-6}} \right)^2 - t_k} + \vartheta_H = \frac{670 \cdot 5}{5,5 \left(\frac{7,55}{1,74} \right)^2 - 5} + 90 = 134,0^\circ \text{C,}$$

где $\vartheta_H = 90^\circ \text{C}$ - начальная температура обмотки.

Время достижения предельно допустимой температуры для алюминиевой обмотки (200°C)

$$t_{k200} = 0,79 \left(\frac{u_K}{J \cdot 10^{-6}} \right)^2 = 0,79 \left(\frac{7,55}{1,74} \right)^2 = 13,2 \text{ с.}$$

2.6 Расчет магнитной системы

Расчет магнитопровода заключается в определении количества ступней в сечении ярма и стержня, размеров стальных пакетов (ширины и толщины), расстояния между ближайшими стержнями, сечений (полных и активных) стержней и ярм, а также полной массы стали магнитопровода и его частей. После этого определяется потери и ток ХХ.

2.6.1 Определение размеров и массы магнитной системы

На рисунке 2.4 представлена конструкция выбранной магнитной системы трансформатора. Магнитопровод шихтованный, с двумя «полукосыми» (комбинированными) стыками на центральном стержне и четырьмя косыми стыками.

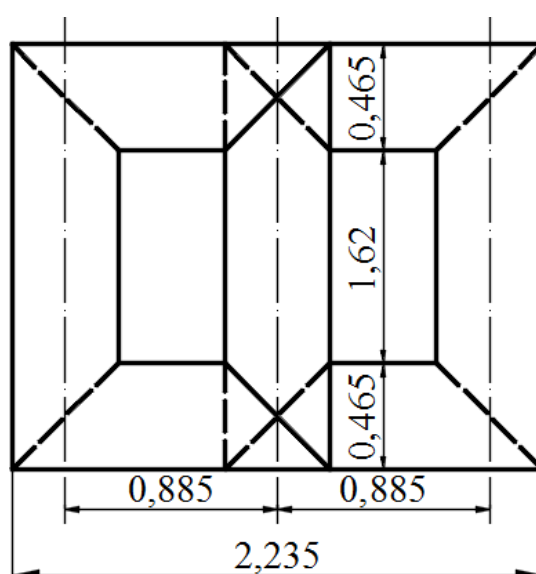


Рисунок 2.4 – Размеры магнитной системы

По таблице 8.5 [19] выбираем сечение стержня с 14 ступенями без прессующей пластины (размеры также взяты из таблицы). Сечение ярма совпадает с сечением стержня, ярмо состоит из 11 ступеней.

Полное сечение стержня (по таблице 8.7 [19])

$$P_{\phi,c} = 1688,9 \text{ см}^2$$

Активное сечение стержня

$$P_c = k_z \cdot P_{\phi,c} = 0,97 \cdot 1688,9 = 1638 \text{ см}^2.$$

Длина стержня при наличии нажимного кольца

$$l_c = [l + (l'_0 + l''_0)] \cdot 10^{-3} = (1400 + 80 + 140) \cdot 10^{-3} = 1,62 \text{ м,}$$

где l'_0 и l''_0 - расстояния от обмотки до верхнего и нижнего ярма (рисунок 2.5).

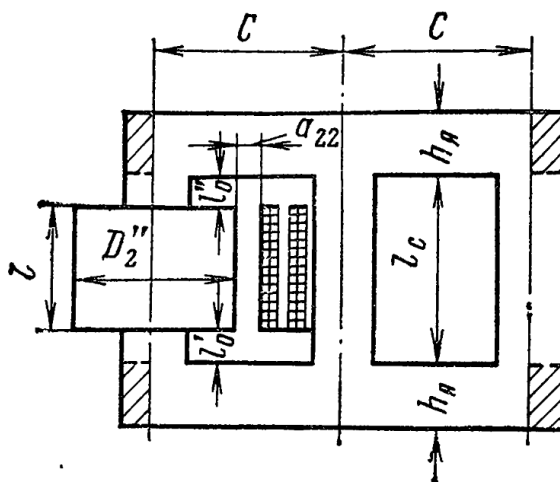


Рисунок 2.5 – К определению размеров плоской магнитной системы

Расстояние между осями соседних стержней

$$C = D_2'' + a_{22} = 0,853 + 0,03 = 0,885 \text{ м.}$$

Объем угла по таблице 8.7 [19]

$$V_y = 68274 \text{ см}^3.$$

Масса стали

$$G_y = k_3 V_y \gamma_{СТ} \cdot 10^6 = 0,97 \cdot 68274 \cdot 7650 \cdot 10^{-6} = 506 \text{ кг,}$$

где $\gamma_{СТ} = 7650 \text{ кг/м}^3$ – плотность холоднокатаной стали, применяемой в трансформаторе.

Масса стали стержней в пределах окна магнитопровода

$$G'_c = c \Pi_c l_c \gamma_{СТ} = 3 \cdot 1638 \cdot 10^{-4} \cdot 1,62 \cdot 7650 = 6120 \text{ кг,}$$

где $c=3$ – число активных стержней.

Масса стали в местах стыка пакетов стержня и ярма

$$G''_c = (c \Pi_c a_{1яc} \gamma_{СТ} \cdot 10^{-3} - G_y) = 3 \cdot (1638 \cdot 10^{-4} \cdot 0,465 \cdot 7650 - 506) = 231 \text{ кг,}$$

где $a_{1я} = 0,465$ мм – ширина стыкуемого пакета стержня и ярма в половине сечения стержня.

Масса стали стержней

$$G_C = G_C'' + G_C' = 6120 + 231 = 6351 \text{ кг.}$$

Масса стали в частях ярм, заштированных между осями крайних стержней

$$G_{я}' = 2(c-1) \cdot C \cdot P_{я} \cdot \gamma_{CT} = 2 \cdot (3-1) \cdot 0,885 \cdot 1665 \cdot 10^{-4} \cdot 7650 = 4509 \text{ кг.}$$

Масса стали стали в частях ярм, заштрихованных на рисунке 2.5

$$G_{я}'' = 4G_y / 2 = 2G_y = 2 \cdot 506 = 1012 \text{ кг.}$$

Полная масса двух ярм

$$G_{я} = G_{я}' + G_{я}'' = 4509 + 1012 = 5521 \text{ кг.}$$

Полная масса стали трансформатора

$$G_{CT} = G_C + G_{я} = 6351 + 5521 = 11872 \text{ кг.}$$

2.6.2 Расчет потерь и тока холостого хода

Магнитная система шихтуется из электротехнической тонколистовой рулонной холоднокатаной текстурованной стали марки 3404 толщиной 0,35 мм.

Индукция в стержне

$$B_C = \frac{u_B}{4,44f \cdot P_C} = \frac{58,05}{4,44 \cdot 50 \cdot 1638 \cdot 10^{-4}} = 1,605 \text{ Тл.}$$

Индукция в ярме

$$B_{я} = \frac{u_B}{4,44f \cdot P_{я}} = \frac{58,05}{4,44 \cdot 50 \cdot 1665 \cdot 10^{-4}} = 1,58 \text{ Тл.}$$

По таблице 8.10 [19] находим удельное потери:

при $B_C = 1,605 \text{ Тл}$ $P_C = 1,605 \text{ Вт/кг}$; $p_{3,c} = 649 \text{ Вт/м}^2$ (шихтовка в одну пластину);

при $B_{\text{я}} = 1,58 \text{ Тл}$ $p_{\text{я}} = 1,251 \text{ Вт/кг}$;

при $B_3 = 1,605/\sqrt{2} = 1,13 \text{ Тл}$ $p_3 = 337 \text{ Вт/м}^2$.

Потери холостого хода

$$P_X = \left[k_{\text{п,р}} k_{\text{п,з}} \left(p_c G_C + p_{\text{я}} G'_{\text{я}} - 4 p_{\text{я}} G_y + \frac{p_c + p_{\text{я}}}{2} k_{\text{п,у}} k_{\text{п,л}} G_y \right) + \sum p_3 n_3 \Pi_3 \right] \cdot k_{\text{п,я}} k_{\text{п,л}} k_{\text{п,ш}} \quad (2.14)$$

По тексту главы 8 и таблицы 8.13 [19] находим коэффициенты для стали 3404 толщиной 0,35 мм при наличии отжига $k_{\text{п,я}} = 1,0$; $k_{\text{п,р}} = 1,05$; $k_{\text{п,з}} = 1,0$; $k_{\text{п,л}} = 1,0$; $k_{\text{п,ш}} = 1,09$; $k_{\text{п,л}} = 1,04$; $k_{\text{п,у}} = 9,38$. Число косых зазоров - 5, прямых - 1.

С учетом этих коэффициентов по формуле (2.14) находим потери ХХ трансформатора:

$$P_X = [1,05 \cdot 1,0 (1,31 \cdot 6351 + 1,251 \cdot 4509 - 4 \cdot 1,251 \cdot 506 + \frac{1,31 + 13251}{2} 9,38 \cdot 1,0 \cdot 506) + 649 \cdot 1 \cdot 1638 \cdot 10^{-4} + 337 \cdot 5 \cdot 1638 \sqrt{2} \cdot 10^{-4}] \cdot 1,0 \cdot 1,04 \cdot 1,09 = 21400 \text{ Вт}.$$

Потери ХХ $P_X = 21400 \text{ Вт}$, или $21400 \cdot 100/21000 = 101,9\%$ заданного значения.

3 Анализ влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры трансформатора

3.1 Особенности расчёта трансформатора с расщеплёнными обмотками

Расчёт силовых трансформаторов с расщеплёнными обмотками имеет ряд особенностей по сравнению с классическим методом, использованным в данной работе для полного расчёта силового понижающего трёхфазного трансформатора ТД-16000/35.

Наличие расщепления обмотки НН по мощности на две гальванически не связанные между собой группы влияет на проектирование не только непосредственно расщепляемой обмотки, но и на проектирование остальных основных частей трансформатора: обмотки ВН и магнитопровода. Таким образом, расщепление обмотки отражается практически на всех этапах расчёта трансформатора.

Номинальные и фазные токи на стороне НН в ТРО рассчитываются для каждой из групп расщеплённой обмотки. В таких трансформаторах суммарная мощность обмоток НН равна мощности обмотки ВН, в большинстве случаев каждая из групп расщеплённой обмотки рассчитывается на мощность, равную

половине номинальной мощности трансформатора. Вследствие этого номинальный ток на стороне НН, а также фазные токи групп оказывается в два раза меньшими, чем в аналогичном трансформаторе, но с традиционным выполнением обмоток.

Расщеплённая обмотка имеет свои особенности строения: в большинстве случаев она собирается из двух симметричных групп левой и правой на-мотки. Ширина канала между группами выполняется увеличенной. Также увеличенным выполняется канал между стержнем и обмоткой НН, так как в этом канале укладываются внутренние отводы расщеплённой обмотки. Из-за этого возрастает внутренний, а следовательно, и наружный диаметр обмотки

НН, что приводит к повышению массы провода обмотки НН. Полная масса провода обмотки НН, рассчитывается как удвоенная масса проводов одной группы.

Особенность строения обмотки ВН состоит в том, что она также выполняется из двух ветвей, расположенных параллельно и симметрично, для работы обмотки НН (расщеплённой) на индивидуальную нагрузку. Аналогично обмотке НН, масса провода обмотки ВН рассчитывается отдельно для каждой группы, а после вычисляется полная масса провода обмотки ВН.

Конструкция магнитопровода ТРО отличается от конструкции для аналогичного трансформатора с традиционным выполнением обмоток. При расчёте сечений стержней, ярм и углов магнитопровода ТРО необходимо учитывать увеличенные диаметры, а также повышенную массу обмоток.

3.2 Анализ влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры трансформатора

Для определения влияния расщепления обмотки трансформатора на основные технико-экономические показатели и параметры произведён расчёт трансформатора ТД-16000/35 с традиционным выполнением обмоток. Для сравнения выбран трансформатор той же мощности и класса напряжения ТРД-16000/35 с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Расчёт последнего приведён в книге Тихомирова П. М. «Расчёт трансформаторов», 1986 г. [19].

На основании расчёта проведено сравнение основных технико-экономических показателей и параметров трансформатора. Результаты сравнения сведены в таблицу 3.1. В таблице указаны только те параметры и показатели, которые оказались различными у сравниваемых трансформаторов.

На основании таблицы 3.1 были выявлены следующие изменения в показателях и параметрах трансформатора при наличии в нём расщепления обмотки НН:

Фазный ток на стороне НН для ТРО в два раза меньше, чем в трансформаторе с традиционным выполнением обмоток. Это связано с тем, что мощность, на которую работают расщеплённые обмотки в два раза

меньше полной мощности трансформатора. Следствием этого является то, что сечение витка обмотки НН также уменьшается в два раза.

Таблица 3.1 – Сравнение параметров и показателей трансформаторов с традиционным выполнением обмоток и с расщеплённой обмоткой НН

Показатель	ТД- 16000/35	ТРД- 16000/35
Номинальный (линейный) ток на стороне НН I_l , А	880	440
Фазный ток на стороне НН $I_{\phi l}$, А	508	254
Ширина изоляции между стержнем и обмоткой НН a_{0l} , мм	17,5	40
Сечение витка отмотки НН S_1 , 10^{-6} м ²	292	148,56
Число катушек обмотки НН $n_{кам1}$	75	90
Число витков в катушке обмотки НН $w_{кам1}$	2,41	4,02
Радиальный размер обмотки НН a_1 , мм	0,073	0,072
Внутренний диаметр обмотки НН D'_1 , м	0,515	0,56
Наружный диаметр обмотки НН D''_1 , м	0,661	0,704
Масса провода обмотки НН $G_{прНН}$, кг	831	906
Сечение витка обмотки ВН, S_2 , 10^{-6} м ²	138,2	65,78
Число катушек обмотки ВН $n_{кам2}$	69	108
Число витков в катушке обмотки ВН $w_{кам2}$	5,85	7,75
Радиальный размер обмотки ВН a_2 , мм	0,066	0,077
Внутренний диаметр обмотки ВН D'_2 , м	0,721	0,764
Наружный диаметр обмотки ВН D''_2 , м	0,853	0,918
Масса провода обмотки ВН $G_{прВН}$, кг	1113	1200
Основные потери КЗ в обмотке НН $P_{очн1}$, Вт	30534	32230
Основные потери КЗ в обмотке ВН $P_{очн2}$, Вт	40777	45700
Основные потери в отводах НН $P_{отв1}$, Вт	1194	585
Основные потери в отводах ВН $P_{отв2}$, Вт	303	160
Полные потери КЗ P_k , Вт	81934	92425
Напряжение КЗ u_k , %	7,55	8,05
Установившийся ток КЗ в обмотке ВН I_k , А	2930	1490
Мгновенное наибольшее значение тока КЗ I_{kmax} , А	7471	3800
Расстояние между осями ближних стержней C , м	0,885	0,95
Масса стали двух ярм $G_я$, кг	5521	5852
Полная намагничивающая мощность $G_{см}$, кг	11872	12203
Потери ХХ трансформера P_x , Вт	21400	22050
Полная намагничивающая мощность Q_x , В А	80800	98000
Относительное значение тока ХХ i_0 , %	0,505	0,613
Ток ХХ (для обмотки НН) I_x , А	2,57	3,12
КПД трансформатора η , %	99,36	99,29

Несмотря на то, что в ТРО сечение витка обмотки ниже, внутренний, радиальный, а также внешний диаметр обмотки НН возрастает. Это связано с тем, что в ТРО используется большее количество катушек обмотки и число витков в каждой отдельной катушке. Вместе с ростом диаметра провода растёт толщина применяемой изоляции. Как отмечалось ранее, в ТРО толщину канала между обмоткой НН и стержнем также выполняют увеличенной для размещения в нём выводов расщеплённой обмотки. Итогом повышений данных размеров обмотки является увеличение общей массы расщеплённой обмотки НН по сравнению с массой традиционно выполняемой обмотки. Увеличение массы провода обмотки НН составило:

$$\frac{G_{\text{ПР НН ТРО}} - G_{\text{ПР НН}}}{G_{\text{ПР НН ТРО}}} \cdot 100 = \frac{906 - 831}{906} \cdot 100 = 8,3\%.$$

Обмотка ВН в ТРО также выполняется в виде двух параллельных ветвей, обеспечивающих работу групп расщепляемых обмоток на свою нагрузку. Следствием этого является (аналогично предыдущему пункту) уменьшение в два раза сечения провода, повышение диаметров обмотки ВН, а также увеличение общей массы провода обмотки ВН. Увеличение массы провода обмотки ВН составило:

$$\frac{G_{\text{ПР НН ТРО}} - G_{\text{ПР НН}}}{G_{\text{ПР НН ТРО}}} \cdot 100 = \frac{1200 - 1113}{1200} \cdot 100 = 7,3\%.$$

На основании соотношения

$$P_{\text{осн}} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot J^2 G_A$$

и принимая во внимание то, что плотности токов в обмотках НН J для обоих трансформаторов одинаковы, но, вследствие повышенной массы металла обмотки НН G_A в ТРО, в нём возрастают основные потери КЗ $P_{\text{осн}}$, вызываемые рабочим током обмоток. Несмотря на то, что остальные виды потерь (такие, как потери в отводах, добавочные потери и т. д.) в ТРО не отличаются от потерь в трансформаторах с традиционным выполнением обмоток, в ТРО увеличиваются полные потери КЗ, так как наибольший процент этих потерь составляют именно основные потери, обусловленные рабочим током обмоток. Увеличение потерь КЗ в рассматриваемых трансформаторах большой мощности:

$$\frac{P_{\text{К тpo}} - P_{\text{К}}}{P_{\text{К тpo}}} \cdot 100 = \frac{92425 - 81934}{92425} \cdot 100 = 11,4\%.$$

Напряжение КЗ в трансформаторах с традиционным выполнением обмоток оказалось меньшим, чем в ТРО:

$$\frac{u_{к_{тпо}} - u_K}{u_{к_{тпо}}} \cdot 100 = \frac{8,05 - 7,55}{8,05} \cdot 100 = 6,2\%.$$

Повышение напряжения короткого замыкания в ТРО связано непосредственно с увеличением потерь КЗ. Одним из основных преимуществ расщеплённой обмотки трансформатора является снижение тока короткого замыкания. В рассмотренных трансформаторах это снижение оказалось существенным:

$$\frac{I_K(ТД - 16000/35)}{I_K(ТРД - 16000/35)} = \frac{2930}{1490} = 1,97.$$

Уменьшение тока КЗ в два раза объясняется тем, что в ТРО обмотка расщеплена на две гальванически не связанные группы, каждая из которых работает на мощность, равную половине номинальной мощности трансформатора. Из-за повышения радиальных размеров расщепляемых обмоток также увеличиваются размеры магнитопровода. В частности, из-за увеличенных расстояний между стержнем и расщепляемой обмоткой и большего наружного диаметра этой обмотки возрастает расстояние между стержнями трансформатора. Таким образом, в ТРО имеет место увеличение массы не только обмоток, но и массы стали магнитной системы. Большое влияние следует уделять этому в трансформаторах большой мощности, так как в них разница в массе оказывается достаточно большой. В сравниваемых трансформаторах увеличение массы магнитопровода ТРО составило

$$\frac{G_{ст\ ТРО} - G_{ст}}{G_{ст\ ТРО}} \cdot 100 = \frac{12203 - 11872}{12203} \cdot 100 = 2,7\%.$$

Связанные с повышением массы магнитопровода трансформатора потери ХХ ТРО также увеличились:

$$\frac{P_{Х\ ТРО} - P_X}{P_{Х\ ТРО}} \cdot 100 = \frac{22050 - 21400}{22050} \cdot 100 = 2,9\%.$$

Увеличение потерь холостого хода в сравниваемых трансформаторах большой мощности оказалось небольшим, следовательно, в трансформаторах малой и средней мощности ростом потерь ХХ можно пренебречь. КПД трансформатора при наличии расщепления обмотки НН оказался меньшим, чем в аналогичном трансформаторе, но с классическим выполнением обмоток.

КПД трансформатора с традиционным выполнением обмоток высок (99,4 % в рассчитанном трансформаторе). При наличии расщеплённой обмотки у трансформатора того же класса по мощности и по напряжению КПД снизился всего лишь на одну десятую долю процента (99,3 % у ТРО). Выполнение расщепления обмотки в трансформаторах приводит к ухудшению надежности всей установки вследствие повышения сложности устройства трансформатора, увеличению габаритных размеров и общей массы трансформатора, повышению потерь КЗ и ХХ, небольшому уменьшению КПД трансформатора. Однако расщепление обмотки значительно снижает ток короткого замыкания, что является одним из основных критериев при выборе варианта выполнения обмотки при проектировании трансформаторов большой мощности.

В связи с поставленной в ВКР целью по анализу влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры в данном разделе производится экономическое обоснование данного проекта. Для этого решаются следующие задачи: Расчёт себестоимость разработки проекта; Обоснование экономической полезности разработки дипломного проекта. 4.2 Расчёт себестоимости проекта Перед началом калькуляции себестоимости разработки проекта необходимо оценить оплату труда исполнителей. Для этого проводится оценка трудоёмкости работ по разработке проекта. Оценка трудоёмкости представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Трудоёмкость работ

Наименование работ	Трудоёмкость, чел./дни	
	Руководитель	Исполнитель
Разработка технического задания	1	2
Изучение научно-технической литературы по теме ВКР	-	16
Расчет трансформатора ТД-16000/35	-	22
Проведение сравнительного анализа трансформаторов	-	8
Проведение анализа влияния расщепления обмотки на основные технико-экономические показатели и параметры трансформатора	2	8
Составление технической документации	1	9
Сдача проекта	1	1
Итого	5	66

Из таблицы видно, что трудоёмкость исполнителя превышает трудоёмкость руководителя в 13,2 раза. Калькуляция себестоимости разработки проекта осуществляется по следующим статьям:

- материалы (с учетом транспортно-заготовительных расходов);

- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата;
- отчисления на социальные нужды;
- специальное программное обеспечение;
- издержки на амортизацию ПК и оргтехники;
- накладные расходы. Калькуляция расходов по статье «Материалы» представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Калькуляция расходов по статье «Материалы»

Материалы	Кол-во	Цена, тенге	Сумма,тенге	Удельный вес,%
Бумага для офисной техники SvetoCopy, пачка	1	1260	1260	6,8
Картридж HP 123 F6V17AE	2	5940	11880	64,3
USB-накопитель SANDISK Cruzer Ultra Flair 16 Гб,шт.	1	2640	2640	14,3
Канцелярские товары			2700	14,6
Итого			18480	100
Транспортно-заготовительные расходы (10%)			184,00	
Всего:			18400	100

По табл. 4.2 видно, что больше половины (64,3 %) стоимости материалов составляет картридж HP 123 F6V17AE. Заработная плата (основная и дополнительная) исполнителей рассчитывается на основании следующих данных: трудоёмкость работ по разработке проекта руководителя Три исполнителя Ти (данные из табл. 4.1);

дневная ставка руководителя р Д 600,00 тенге. (по данным анализа рынка труда):

дневная ставка исполнителя и Д 450,00 тенге. (по данным анализа рынка труда):

процент дополнительной заработной платы д 14 % (в соответствии с методическими указаниями находится в пределах 10 – 15 %);

процент отчислений на социальные нужды соц 30 % (по принятому значению на 01.01.2017);

процент накладных расходов $\alpha_{нр} = 34\%$ (по среднерыночным данным).

Расходы по статье «Основная заработная плата» $C_{осн зп}$, тенге.:

$$C_{осн зп} = \sum_i T_i \cdot D_i,$$

$$C_{осн зп} = 5\ 600,00 + 66\ 450,00 = 196200 \text{ тенге}$$

Статья «Дополнительная заработная плата» состоит из выплат, которые предусмотрены законодательством РФ за непроработанное время, а также оплата отпусков, заработная плата несовершеннолетним лицам и т.п. Расходы на дополнительную заработную плату $C_{доп зп}$, тенге.

$$C_{доп зп} = C_{осн зп} \cdot \frac{\alpha_d}{100},$$

$$C_{доп зп} = 32700,00 \cdot \frac{14}{100} = 27468 \text{ тг}$$

Статья «Отчисления на социальные нужды» состоит из отчислений на социальное и медицинское страхование, на пенсионное обеспечение, а также отчислений в фонд социального страхования от несчастных случаев. Расходы на социальные нужды $C_{соц}$, тенге.

$$C_{соц} = (C_{осн зп} + C_{доп зп}) \cdot \frac{\alpha_{соц}}{100},$$

$$C_{соц} = (32700,00 + 27468,00) \cdot \frac{30}{100} = 67100,4 \text{ тг}.$$

К статье «Накладные расходы» относятся расходы на хозяйственное обслуживание и расходы на управление. Накладные расходы $C_{НР}$, тенге.

$$C_{НР} = (C_{осн зп} + C_{доп зп}) \cdot \frac{\alpha_{НР}}{100},$$

$$C_{НР} = (32700,00 + 27468,00) \cdot \frac{34}{100} = 76047,12 \text{ тг}.$$

Амортизационные отчисления по i -средству, которое используется в разработке ВКР A_i вкр, тенге.

$$A_{iВВК} = A_i \cdot \frac{T_{i ВКР}}{12},$$

где A_i – стоимость i -го средства, руб.; T_i вкр – время использования i -го средства, мес. При выполнении ВКР использовалось специальное программное обеспечение (ПО), стоимость которого представлена в таблице 4.3.

На основании таблицы 4.3 можно рассчитать величину амортизационных отчислений по специальному ПО $A_{по вкр}$, тенге:

$$A_{\text{ПО ВКР}} = 18290,00 \cdot \frac{1}{12} = 9145,00 \text{ тг.}$$

Таблица 4.3 – Стоимость специального ПО

Специальное ПО	Единица измерения	Количество	Цена, тенге	Сумма, тенге
MS Windows 10	шт	1	82800	82800
Microsoft Office 2007	шт	1	26940	26940
Всего:				109740

Также необходимо учитывать амортизацию оборудования, использованного для разработки проекта. Величина амортизационных отчислений определяется линейным методом по нормам амортизации. Амортизационные отчисления за год по *i*-средству A_i , тенге:

$$A_i = A_{\text{П}i} \cdot \frac{\alpha_{ai}}{100},$$

где $A_{\text{П}i}$ – первоначальная стоимость *i*-средства, тенге.; α_i – годовая норма амортизации *i*-средства, %. В таблице 4.4 представлена первоначальная стоимость оборудования, использованного при разработке проекта.

Таблица 4.4 – Первоначальная стоимость оборудования

Оборудование	Единица измерения	Количество	Цена, тенге	Сумма, тенге
МФУ HP DeskJet 2130	шт	1	11940	11940
Ноутбук HP 15-AF155U	шт	1	89940	89940
Всего:				101880

Амортизационные отчисления за год по оборудованию $A_{\text{об}}$, тенге:

$$A_{\text{об}} = 16980,00 \cdot \frac{20}{100} = 20376 \text{ тг}$$

Амортизационные отчисления по оборудованию, использованному при разработке проекта $A_{\text{об вкр}}$, тенге:

$$A_{\text{обвкр}} = 3396,00 \cdot \frac{1}{12} = 1698 \text{ тг}$$

Рассчитанные статьи калькуляции сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Калькуляции себестоимости разработки проекта

Статья затрат	Сумма,тг	Удельный вес, %
Материалы	20328	5,1
Основная заработная плата	196200	48,8
Дополнительная заработная плата	27468	6,8
Отчисления на социальные нужды	11834,40	17,7
Накладные расходы	12674,52	18,9
Расходы на амортизацию специального ПО	1524,17	2,3
Расходы на амортизацию оборудования	283,00	0,4
Итого себестоимость	66982,09	100

Из таблицы видно, что основную долю (48,8 %) себестоимости разработки проекта составляет статья «Основная заработная плата». На статью «Расходы на амортизацию оборудования» приходится самая маленькая доля (0,4 %).

4.3 Обоснование целесообразности разработки проекта Для оценки экономической целесообразности проекта, выполненного в дипломного проекта, сделана попытка проведения сравнительного анализа преимуществ при внедрении разработки на предприятии, производящем высоковольтные силовые трансформаторы. Для этого произведена экспертная оценка по нескольким критериям. Все критерии однонаправлены и приведены в сравнительный вид по трехбалльной системе. Максимальная оценка в три балла, считается самой хорошей, минимальная оценка – один балл. Результаты экспертной оценки сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Экспертная оценка преимуществ использования разработки

Критерий оценки	Использование разработки	Отказ от разработки
Наглядность результатов	3	1
Простота расчета	2	1
Объективность принятия решения	3	1
ИТОГО	8	3

По таблице видно, что применение разработки даёт выигрыш по всем критериям оценивания. Итоговая разница в балльной системе составляет 5 баллов.

4 Безопасность жизнедеятельности

Защитные заземления являются составной частью большинства электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли.

4.1 Расчет заземляющих устройств

Основу заземляющего устройства составляют заземлители, т.е. металлические элементы, находящиеся непосредственно в грунте, и заземляющие провода (спуски), доступные для осмотра. Основными характеристиками заземляющего устройства является сопротивление растеканию тока промышленной частоты и сопротивление растеканию импульсных токов грозового разряда. Величина нормированного сопротивления растеканию тока промышленной частоты находится в пределах 0,5-25 Ом. Исследования показывают, что характер распределения тока в почве зависит от его частоты, удельного сопротивления грунта, линейных размеров и взаимного расположения заземлителей. При расчётах заземления используют формулы, определяющие величину сопротивления растеканию тока применительно к заданной форме заземлителя.

Электрический ток, растекаясь в почве в момент поражения установки грозовым разрядом при пробое изоляции токоведущих частей, создаёт вдоль своего пути падение напряжения, которому соответствуют определённые потенциалы на поверхности земли. При этом точки поверхности, расположенные на расстоянии 20 м и более от заземлителя или места замыкания на землю, практически имеют нулевой потенциал.

Наивысшим или полным потенциалом будут обладать все точки, имеющие металлическую связь с заземлителем. Отношение полного потенциала к величине тока, протекающего через заземлитель, определяет собой сопротивление растекания тока данного заземления:

$$R_3 = \frac{U_{\text{п}}}{I_3}, \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

где $U_{\text{п}}$ - полный потенциал, кВ; I_3 - ток в заземлителе, кА.

Полный потенциал и характеристика распределения напряжения по радиусу от оси заземлителя определяют собой важные величины с точки зрения безопасности обслуживающего персонала:

- шаговое напряжение, под которым подразумевают ту наибольшую разность потенциалов, которую имеют ступни человека, оказавшегося на расстоянии 0,8 м друг от друга по радиусу от центра заземлителя;

- напряжение прикосновения, т.е. наибольшее напряжение между поверхностью заземлённого аппарата (к которому в момент разряда может прикасаться человек) и и точками поверхности земли на расстоянии 0,8 м.

Расчёт заземляющего устройства носит поверочный характер в том случае, когда схема заземления задана или носит чисто расчётный характер, когда по заданной величине нормированного сопротивления создаётся его схема. Во всех случаях при расчёте необходимой величиной является удельное сопротивление грунта, причём наиболее желательными являются результаты непосредственных измерений. Величины удельных сопротивлений подвержены сезонным изменениям, причём наибольшее влияние оказывают влажность, температура, степень промерзания, наличие солей.

Чем глубже расположен заземлитель, тем стабильнее оказывается сопротивление грунта и лучше условия для растекания тока, поэтому заземлители располагают так, чтобы верхняя кромка вертикальных заземлителей или уровень горизонтальных находились на глубине 0,5-1,0 м от поверхности, а ниже – от 3 до 20 м. Чтобы исключить вероятность повышения удельного сопротивления, в расчётах используется удельное сопротивление, полученное непосредственным измерением на данном участке, умноженное на коэффициент сезонности, учитывающий возможность высыхания грунта:

$$\rho_{\text{РАС}} = \rho_{\text{ИЗМ}} \cdot \psi, \text{ Ом} \cdot \text{ м}, \quad (4.2)$$

где $\rho_{\text{ИЗМ}}$ - удельное сопротивление грунта, полученное непосредственным измерением на данном участке, Ом·см; ψ - коэффициент сезонности, учитывающий возможность высыхания грунта.

Приближённое значение коэффициента сезонности принимается 1,4-1,8 для горизонтальных заземлителей, уложенных на глубине 0,5 м, и 1,2-1,4 для вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, причём, если во время измерения удельного сопротивления земля сухая, то принимается меньшее значение, а если почва влажная – большая величина.

2.2 Определение сопротивления заземления в импульсном режиме

Горизонтальный четырёхлучевой заземлитель, предназначенный для заземления трубчатого разрядника на подходе к распределительной подстанции, выполнен из стального прута диаметром 1 см. Длина каждого луча 6 м, глубина заложения 0,5 м. Определить сопротивление заземления в импульсном режиме, если удельное сопротивление грунта, измеренное в сухую погоду, оказалось 9000 Ом·см. Ток молнии 75 кА. Коэффициент возможного увеличения сопротивления принят в соответствии с руководящими указаниями равным 1,4. Ввод тока в заземлитель осуществляется в центральную часть.

Расчёт производится в рекомендованной последовательности. В соответствии с (2.2) определяется расчётная величина удельного сопротивления грунта:

$$\rho_{\text{РАС}} = 9000 \cdot 1,4 = 12600 \text{ Ом} \cdot \text{см.}$$

Определяется сопротивление каждого луча заземлителя:

$$R_{\text{Т.Т}} = \frac{2,3 \cdot \rho_{\text{РАС}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \lg \frac{l^2}{dt}, \text{ Ом,} \quad (4.3)$$

где $\rho_{\text{РАС}}$ - расчётная величина удельного сопротивления грунта; l – длина луча, см.

$$R_{\text{Т.Т}} = \frac{2,3 \cdot 12600}{2 \cdot 3,14 \cdot 600} \cdot \lg \frac{600^2}{50} = 29,667 \text{ Ом.}$$

По заданной величине импульсного тока определяется ток, стекающий с каждого луча:

$$I = \frac{I_{\text{М}}}{n} = \frac{75}{4} = 18,75 \text{ кА.} \quad (4.4)$$

Для заданного тока и по величине расчётного удельного сопротивления примем значение импульсного коэффициента $\alpha = 0,32$, найденного путём интерполяции. Определяется импульсное сопротивление каждого луча:

$$R_{\text{Г.И}} = R_{\text{Т.Т}} \cdot \alpha, \text{ Ом,} \quad (4.5)$$

-где $R_{\text{Т.Т}}$ - сопротивление каждого луча заземлителя, Ом.

$$R_{\text{Г.И}} = 29,667 \cdot 0,32 = 9,493 \text{ Ом.}$$

Принимается коэффициент использования $\eta = 0,45$ и определяется общее импульсное сопротивление всего заземлителя:

$$R_{\text{И.СИСТ}} = \frac{R_{\text{Г.И}}}{n \cdot \eta}, \text{ Ом,} \quad (4.6)$$

- где $R_{\text{Г.И}}$ - импульсное сопротивление каждого луча, Ом.

$$R_{\text{И.СИСТ}} = \frac{9,493}{4 \cdot 0,45} = 5,274 \text{ Ом.}$$

4.2 Разработка молниезащиты

Стержневым молниеотводом называется конструкция в виде вертикального установленного решетчатого шпиля, трубы или стержня. Стержневой молниеотвод как средство грозозащиты был предложен В.Франклином в 1749 году. Современные молниеотводы стандартных типов имеют высоту до 40 метров. В некоторых случаях для создания нестандартных молниеотводов в качестве несущих конструкций используются заводские трубы, опоры линий электропередачи или металлические порталы открытых распределительных устройств.

Молниеотвод должен иметь надёжную связь с землёй с сопротивлением 5-25 Ом растеканию импульсного тока. Защитное свойство стержневых молниеотводов заключается в том, что они ориентируют на себя лидер формирующегося грозового разряда. Разряд происходит обязательно в вершину молниеотвода, если он формируется в некоторой области, расположенной над молниеотводом. Эта область имеет вид расширяющегося вверх конуса и называется зоной 100%-го поражения. Опытными данными установлено, что высота ориентировки молнии H зависит от высоты молниеотвода h . Для молниеотводов высотой до 30 метров:

$$H = 20 \cdot h, \text{ м.} \quad (4.7)$$

а для молниеотводов высотой более 30 метров $H=600\text{м}$ принято считать, что вершина конуса зоны 100%-го поражения располагается симметрично оси молниеотвода на высоте защищаемого объекта h_x , а радиус его на высоте ориентировки:

$$r_x = 3,5 \cdot h_a, \text{ м,} \quad (4.8)$$

- где h_a - активная часть молниеотвода, соответствующая его превышению над высотой защищаемого объекта h_x :

$$h_a = h - h_x, \text{ м.} \quad (4.9)$$

Кроме указанной зоны, защитное действие стержневого молниеотвода характеризуется зоной защиты, т.е. пространством, попадание разрядов молний в которое исключается. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода имеет вид шатра, расширяющегося книзу (рис. 1.1). Для расчёта радиуса защиты в любой точке защитной зоны, в том числе и на уровне высоты защищаемого объекта, используется формула:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \text{ м}, \quad (4.10)$$

где p – поправочный коэффициент, равный 1 для молниеотводов высотой меньше 30 метров и равный $5,5/\sqrt{h}$ для более высоких молниеотводов.

В том случае, когда для защиты протяжённых объектов используется несколько молниеотводов, целесообразно, чтобы зоны их 100%-го поражения смыкались над объектом или даже перекрывали друг друга, исключая вертикальный прорыв молнии на объект защиты (рис. 1.2). Расстояние (S) между осями молниеотводов должно быть равно или меньше величины, определяемой из зависимости:

$$S = 7 \cdot h_a, \text{ м}. \quad (4.11)$$

Зона защиты двух и четырёх стержневых молниеотводов в плане на уровне высоты защищаемого объекта имеет очертания, приведённые на рис. 1.3, а, б.

Показанный на рисунке радиус защиты определяется так же, как и для одиночного молниеотвода, а наименьшая ширина зоны защиты $2b_x$ определяется по специальным кривым. Следует иметь в виду, что при молниеотводах высотой до 30 метров, расположенных на расстоянии $S \geq 7h_a$, наименьшая ширина зоны защиты равна нулю.

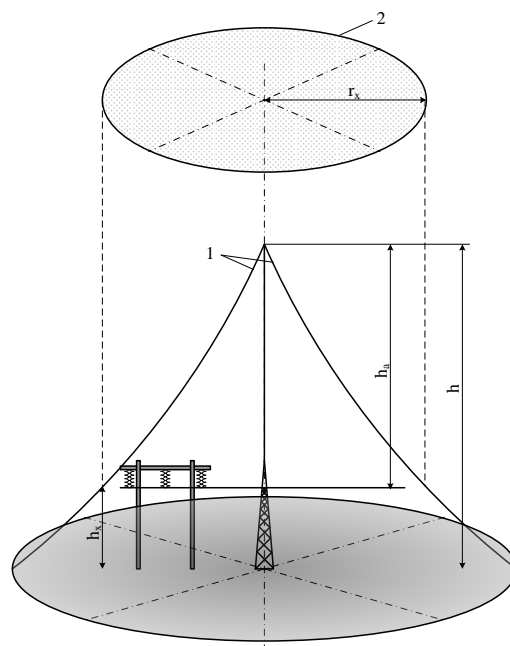
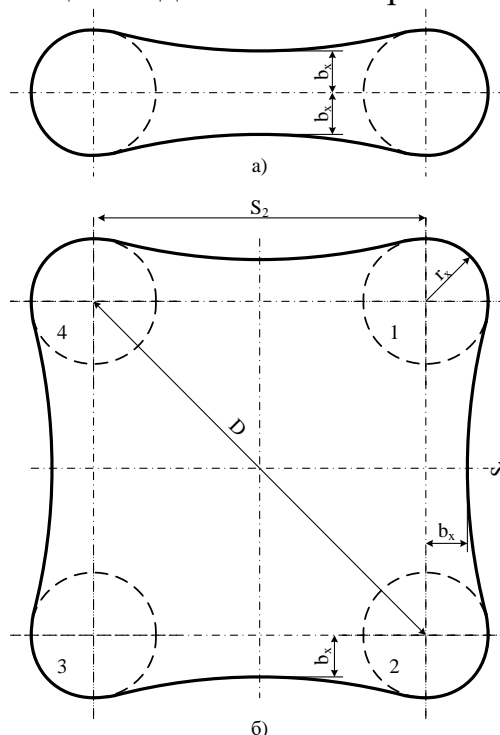


Рисунок 4.2 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода



а) – для двух молниеотводов; б) – для четырёх молниеотводов
Рисунок 4.4 – Графическое изображение защитной зоны

При наличии трёх и четырёх молниеотводов очертания защитной зоны имеют вид, подобный рис. 4.4 б. Радиусы защиты определяются в этом случае так же, как и для одиночных молниеотводов. Размер b_x определяется по кривым для каждой пары молниеотводов. Диагональ четырёхугольника или диаметр окружности, проходящей через вершины треугольника, образованного тремя молниеотводами, по условиям защищённости всей площади должны удовлетворять зависимости для молниеотводов высотой меньше 30 м:

$$D \leq 8 \cdot h_a; \quad (4.12)$$

для молниеотводов высотой более 30 м:

$$D \leq 8 \cdot h_a \frac{5,5}{\sqrt{h}}. \quad (4.13)$$

При установке отдельно стоящих молниеотводов необходимо соблюдать определённые расстояния по воздуху между молниеотводом и защищаемым объектом. Это требование исходит из того, что в момент поражения молниеотвода молнией на нём создаётся высокий потенциал, который может привести к обратному разряду с молниеотвода на объект. Потенциал на молниеотводе в момент разряда определяется зависимостью:

$$U = I_M \cdot R_{э.и}, \text{кВ}, \quad (4.14)$$

- где $R_{э.и}$ - импульсное сопротивление заземления молниеотвода 5 – 25 Ом; I_M - ток молнии в хорошо заземлённом объекте, кА.

Более точно потенциал на молниеотводе можно определить с учётом индуктивности молниеотвода:

$$U = I_M \cdot R_{э.и} + L_0 \cdot a \cdot h_x, \text{кВ}, \quad (4.15)$$

где a – крутизна фронта волны тока, кА/мкс; h_x - точка молниеотвода на высоте объекта, м; L_0 - удельная индуктивность молниеотвода, мкГн/м.

Для расчёта минимального допустимого приближения объекта к молниеотводу можно исходить из зависимости:

$$S_B = \frac{U}{E_B}, \text{м}, \quad (4.16)$$

где E_B – допустимая импульсная напряжённость электрического поля в воздухе, принимаемая 500 кВ/м.

Руководящие указания по защите от перенапряжений рекомендуют расстояние до молниеотвода принимать равным:

$$S_a \geq 0,3 \cdot R_{э.и} + 0,1 \cdot h_x, \text{м}. \quad (4.17)$$

Эта зависимость справедлива при токе молнии, равным 150 кА, крутизне тока 32 кА/мксек и индуктивности молниеотвода 1,5 мкГн/м. Независимо от результатов расчёта, расстояние между объектом и молниеотводом должно быть не менее 5 м.

4.3 Определение высоты и места расположения молниеотвода

Стержневой молниеотвод предназначен для защиты здания подстанции шириной 10 м, длиной 85 м и высотой 17 м. Необходимо определить высоту и место расположения молниеотвода с учётом его допустимого приближения к объекту защиты, если в соответствии с руководящими указаниями по защите от перенапряжения ток молнии равен 50 кА, индуктивность молниеотвода – 1,5 мкГн и усреднённая крутизна фронта косоугольной волны тока - 34 кА/мксек, сопротивление заземления молниеотвода в импульсном режиме 50 Ом. Расчёт высоты молниеотвода производится так, чтобы с одной стороны его общая высота и радиус защиты на высоте объекта были наименьшими, а с

другой стороны исключилась вероятность вторичных перекрытий с молниеотвода на объект.

$$U = 50 \cdot 50 + 1,5 \cdot 34 \cdot 17 = 3367 \text{ кВ.}$$

Это же расстояние определяется по зависимости (1.800a):

$$S_B \geq 0,3 \cdot 50 + 0,1 \cdot 17 = 16,7 \text{ м.}$$

То расстояние, которое оказалось большим, принимается за расчётное. Радиус защитной зоны определяется выражением:

$$r_x = \sqrt{(S_B + a)^2 + \left(\frac{b}{2}\right)^2} = \sqrt{(16,7 + 10)^2 + \left(\frac{85}{2}\right)^2} = 50,191 \text{ м.} \quad (4.18)$$

Предположив, что высота молниеотвода будет больше 30 м, и используя зависимость (1.4), где $p = 5,5/\sqrt{h}$, получается:

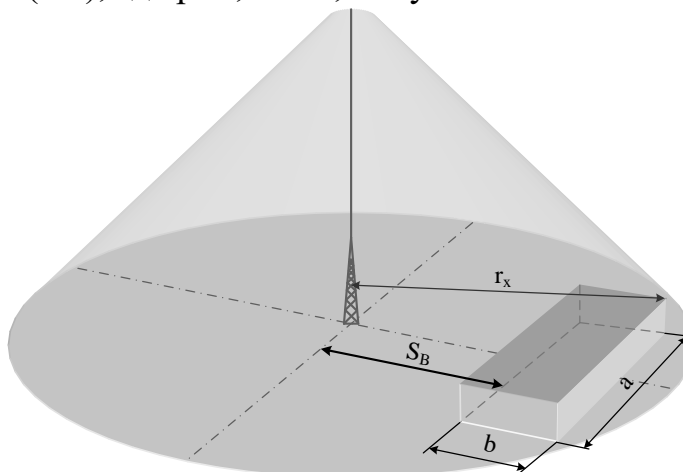


Рисунок 4.5 – Схема установки молниеотвода

Решив уравнение, получим $h = 78,469$ м. Введя в расчётную формулу полученную величину, убедимся, что молниеотвод действительно защищает здание:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (78,469 - 17) \cdot 78,469}{78,469 + 17} \cdot \frac{5,5}{\sqrt{78,469}} = 50,191 \text{ м.}$$

Исходя из полученных результатов, можно сделать предложение об установке не одного, а нескольких молниеотводов. Но для этого необходимо учесть экономические затраты на реализацию этого предложения и технические условия расположения необходимого количества молниеотводов. В итоге, сравнив расчёты, можно получить наиболее выгодный вариант.

4.4 Расчет заземляющих устройств

Основу заземляющего устройства составляют заземлители, т.е. металлические элементы, находящиеся непосредственно в грунте, и заземляющие провода (спуски), доступные для осмотра. Основными характеристиками заземляющего устройства является сопротивление растеканию тока промышленной частоты и сопротивление растеканию импульсных токов грозового разряда. Величина нормированного сопротивления растеканию тока промышленной частоты находится в пределах 0,5-25 Ом. Исследования показывают, что характер распределения тока в почве зависит от его частоты, удельного сопротивления грунта, линейных размеров и взаимного расположения заземлителей. При расчётах заземления используют формулы, определяющие величину сопротивления растеканию тока применительно к заданной форме заземлителя.

Электрический ток, растекаясь в почве в момент поражения установки грозным разрядом при пробое изоляции токоведущих частей, создаёт вдоль своего пути падение напряжения, которому соответствуют определённые потенциалы на поверхности земли. При этом точки поверхности, расположенные на расстоянии 20 м и более от заземлителя или места замыкания на землю, практически имеют нулевой потенциал.

Наивысшим или полным потенциалом будут обладать все точки, имеющие металлическую связь с заземлителем. Отношение полного потенциала к величине тока, протекающего через заземлитель, определяет собой сопротивление растекания тока данного заземления:

$$R_3 = \frac{U_{\text{п}}}{I_3}, \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $U_{\text{п}}$ - полный потенциал, кВ; I_3 - ток в заземлителе, кА.

Полный потенциал и характеристика распределения напряжения по радиусу от оси заземлителя определяют собой важные величины с точки зрения безопасности обслуживающего персонала:

- шаговое напряжение, под которым подразумевают ту наибольшую разность потенциалов, которую имеют ступни человека, оказавшегося на расстоянии 0,8 м друг от друга по радиусу от центра заземлителя;

- напряжение прикосновения, т.е. наибольшее напряжение между поверхностью заземлённого аппарата (к которому в момент разряда может прикасаться человек) и и точками поверхности земли на расстоянии 0,8 м.

Расчёт заземляющего устройства носит поворочный характер в том случае, когда схема заземления задана или носит чисто расчётный характер, когда по заданной величине нормированного сопротивления создаётся его

схема. Во всех случаях при расчёте необходимой величиной является удельное сопротивление грунта, причём наиболее желательными являются результаты непосредственных измерений. Величины удельных сопротивлений подвержены сезонным изменениям, причём наибольшее влияние оказывают влажность, температура, степень промерзания, наличие солей.

Чем глубже расположен заземлитель, тем стабильнее оказывается сопротивление грунта и лучше условия для растекания тока, поэтому заземлители располагают так, чтобы верхняя кромка вертикальных заземлителей или уровень горизонтальных находились на глубине 0,5-1,0 м от поверхности, а ниже – от 3 до 20 м. Чтобы исключить вероятность повышения удельного сопротивления, в расчётах используется удельное сопротивление, полученное непосредственным измерением на данном участке, умноженное на коэффициент сезонности, учитывающий возможность высыхания грунта:

$$\rho_{\text{РАС}} = \rho_{\text{ИЗМ}} \cdot \psi, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (4.20)$$

- где $\rho_{\text{ИЗМ}}$ - удельное сопротивление грунта, полученное непосредственным измерением на данном участке, Ом·см; ψ - коэффициент сезонности, учитывающий возможность высыхания грунта.

Приближённое значение коэффициента сезонности принимается 1,4-1,8 для горизонтальных заземлителей, уложенных на глубине 0,5 м, и 1,2-1,4 для вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, причём, если во время измерения удельного сопротивления земля сухая, то принимается меньшее значение, а если почва влажная – большая величина.

Заключение

В работе рассмотрены особенности применения и расчёта силовых многообмоточных трансформаторов в ЭЭС. Приведены схемы замещения и методики определения их параметров: теоретически на основании паспортных данных и практически опытным путём.

Цель дипломной работы: проведение анализа влияния расщепления обмотки силовых двухобмоточных трансформаторов на их основные технико-экономические показатели и параметры. В работе выполнен расчёт силового понижающего двухобмоточного трансформатора ТД-16000/35. Произведено определение основных электрических параметров, рассчитаны основные размеры трансформатора, произведён расчёт обмоток НН и ВН, параметров КЗ и магнитной системы трансформатора. Проведён сравнительный анализ основных технико-экономических показателей и параметров рассчитанного трансформатора с аналогичным по мощности и классу напряжения трансформатором ТРД-16000/35, но с расщеплённой обмоткой НН. В результате анализа установлено, что расщепление обмотки приводит к увеличению сопротивления КЗ. Ток КЗ в ТРО уменьшился в два раза по сравнению с током КЗ трансформатора с традиционным выполнением обмоток. Установлено, что, при прочих равных условиях, трансформаторы с традиционным выполнением обмоток имеют меньшие габаритные размеры и массу, что положительно сказывается на их себестоимости. Увеличение массы стали магнитной системы ТРО составило 2,7 %. По результатам сравнения установлено, что расщепление обмотки трансформатора увеличивает потери КЗ. В сравниваемых трансформаторах повышение потерь короткого замыкания составило 2,9 %. Потери ХХ в ТРО обмоткой также возросли на 11,4 %.

Связанное с увеличением потерь КЗ напряжение короткого замыкания в ТРО возросло на 6,2 %. На основании анализа можно сделать вывод, что выполнение расщепления обмотки в трансформаторах влечёт за собой ухудшение ряда техникоэкономических показателей и параметров. Таким образом, расщепление обмоток целесообразно применять в силовых трансформаторах большой мощности, так как в них величина тока КЗ достигает больших значений (несколько тыс. А). Поэтому в трансформаторах большой мощности снижение тока КЗ является достаточным основанием для использования в них расщеплённой обмотки. Для определения экономической целесообразности проекта, а также подсчёта затрат на выполнение данной работы проведено экономическое обоснование ВКР. Рассчитанная себестоимость выполнения проекта составила 66982,09 тенге

Список используемых источников

- 1 Андреева Е. Г. Введение в электромеханику. Трансформаторы: учеб. пособие/ Е. Г. Андреева, Н. С. Морозова; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2015. – 88 с.: ил.
- 2 Бики М. А. Проектирование силовых трансформаторов. Расчеты основных параметров. – М.: «Знак», 2013. – 612 с.: ил.
- 3 Быстрицкий Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов: Учебное пособие для сред. проф. образования/ Г.Ф.Быстрицкий, Б.И.Кудрин. — М.: Издательский центр «Академия», 2003. — 176 с.
- 4 Встовский А. Л. Проектирование трансформаторов/ А. Л. Встовский, С. А. Встовский, Л. Ф. Силин и др. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 120 с.
- 5 Вольдек А. И. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы: Учебник для вузов/ А. И. Вольдек, В. В. Попов – СПб.: Питер, 2008. – 320 с.: ил.
- 6 Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2016. – 648 с.
- 7 Гончарук А. И. Расчёт и конструирование трансформаторов: Учеб. для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 256 с.: ил.
- 8 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 38 с.
- 9 ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 29 с.
- 10 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 27 с. 64
- 11 Дель Г. В. Об экономической целесообразности применения трансформаторов с расщеплённой обмоткой/ Дель Г. В, В. П. Краснов, И. Д. Кутявин// Известия Томского ордена трудового красного знамени политехнического института имени С. М. Кирова. – 1966. – том 145. – с. 84-90.
- 12 Дель Г. В. О снижении электродинамических усилий (ЭДУ) в обмотках трансформаторов/ Г. В. Дель, В. П. Краснов, И. Д. Кутявин// Известия Томского ордена трудового красного знамени политехнического института имени С. М. Кирова. 1966– том 152. – с. 40-45.
- 13 Забудский Е. И. Электрические машины. Ч. 1. Трансформаторы. Учебное пособие для вузов. – Москва: МГАУ, 2002. – 167 с.

14 Кацман М. М. Электрические машины: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования. – 12-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 496 с.

15 Кислицын А. Л. Трансформаторы. Учебное пособие по курсу «Электромеханика». – Ульяновск: УлГТУ, 2001. – 76 с.

16 Петров Г. Н. Электрические машины. В 3-х частях. Ч. 1. Введение. Трансформаторы. Учебник для вузов. – М.: «Энергия», 1974. – 240 с.: ил.

17 Силовые трансформаторы. Справочная книга/ Под редакцией С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.

18 Татаров Е.И. Электропитающие системы и электрические сети: комплекс учебно-методических материалов. – Нижний Новгород, 2013. – 117 с.

19 Тихомиров П. М. Расчёт трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 528 с.: ил.

20 Хныков А. И. Теория и расчёт трансформаторов источников вторичного электропитания. – М.: СОЛОН-Пресс, 2004. – 128 с.: ил.

21 Veeman D. Industrial power systems handbook. – New York: McGrawHill, 1955. – 971 с.: ил. 65

22 Daniels A. R. Introduction to Electrical Machines. – London: Macmillan, 1976. – 187 с.: ил.