

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Общая теория электромеханического преобразования энергии
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Повышение надёжности трансформаторного оборудования в эксплуатации»

Студент

А.В. Осипова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

М.Н. Третьякова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель программы к.т.н., профессор В.В. Ермаков

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Содержание

	Стр.
Введение.....	4
1 Анализ особенностей эксплуатации трансформаторного электрооборудования.....	6
1.1 Общие сведения об эксплуатации электрооборудования.....	6
1.2 Эксплуатация трансформаторов.....	6
1.3 Выводы к главе 1.....	9
2 Анализ системы мероприятий по оперативному и техническому обслуживанию силовых трансформаторов.....	10
2.1 Оперативное обслуживание.....	10
2.1.1 Периодичность и документы оперативного обслуживания.....	10
2.1.2 Контроль режимов работы.....	13
2.2 Техническое обслуживание.....	15
2.2.1 Работы по поддержанию и восстановлению свойств трансформаторного масла.....	16
2.2.2 Контроль состояния изоляции.....	20
2.3 Выводы к главе 2.....	23
3 Систематизация данных эксплуатации трансформаторного оборудования ООО «Тольяттинский Трансформатор».....	24
3.1 Сведения о режимах работы силовых трансформаторов ООО «Тольяттинский трансформатор».....	24
3.2 Контроль состояния изоляции силовых трансформаторов.....	35
3.3 Контроль трансформаторного масла.....	37
3.4 Выводы к главе 3.....	39
4 Разработка учебно-методических материалов по эксплуатации трансформаторов.....	40
4.1 Разработка практического задания по оперативному обслуживанию силовых трансформаторов.....	41

4.2 Разработка работы по определению допустимой нагрузки трансформаторов.....	49
4.3 Разработка работы по определению срока службы силового трансформатора.....	66
4.4 Разработка работы по исследованию трансформаторного масла.....	70
4.5 Разработка работы по оценке состояния изоляции.....	79
Заключение.....	88
Список используемых источников.....	89

Введение

В настоящее время в Тольяттинском государственном университете проходит стадию становления профессиональная подготовка бакалавров с применением дистанционных образовательных технологий (ДОТ) [1]. Положительные результаты этой работы распространяются на заочную форму обучения студентов по техническим направлениям и профилям подготовки. На данном этапе начата разработка контентов для дисциплин учебного плана бакалавров, обучаемых по профилю «Электроснабжение». Среди них имеется курс «Эксплуатация систем электроснабжения». Это – специфичная техническая дисциплина, целью которой является ознакомление студентов с особенностями эксплуатации, способами обеспечения надежной и безаварийной работы электроустановок, входящих в состав систем электроснабжения [2]. Достичь указанную цель при использовании ДОТ не просто. Поэтому совершенствование учебно-методических материалов по повышению эффективности усвоения студентами основ грамотной эксплуатации электрооборудования систем электроснабжения является актуальной целью для магистерской работы.

Практические виды заданий при использовании ДОТ потенциально являются основой для формирования заданных учебным планом компетенций и активизации процесса обучения. Наиболее важным учебным средством, входящим в контенты дисциплин, по которым ведется обучение с применением ДОТ, являются учебные задания, проверяемые вручную [1]. На наш взгляд именно эти учебно-методические материалы являются перспективным элементом для активизации обучения по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения» с применением ДОТ, что определяет выбор объекта исследования данной магистерской работы.

Анализ видов электрооборудования, эксплуатацию которых должны изучить студенты в рамках данной дисциплины, позволяет сделать вывод о том, что наиболее распространенным и дорогостоящим элементом систем

электроснабжения являются силовые трансформаторы. Поэтому традиционно вопросам эксплуатации трансформаторного электрооборудования в данном курсе уделяется особое внимание [2]. Этот факт является предпосылкой для выбора объекта и предмета исследования данной магистерской работы.

Таким образом, объектом исследования магистерской работы является учебно-методический материал дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения». Более конкретно - это учебные задания, проверяемые вручную по курсу «Эксплуатация систем электроснабжения» при использовании ДОТ.

Предмет исследования – особенности эксплуатации трансформаторного оборудования.

Цель данной магистерской работы повысить качество обучения по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения», реализуемой с применением ДОТ, за счет совершенствования учебно-методических материалов.

Проблема работы связана с поиском содержания учебно-методических материалов, способного повысить качество обучения по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения», реализуемой с применением ДОТ.

Новизна работы заключается в разработке учебно-методических материалов для контента дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения» по повышению надежности трансформаторного оборудования в эксплуатации.

Практическая значимость – разработанные учебно-методические материалы могут быть использованы в учебном процессе при подготовке бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» с применением ДОТ.

1 Анализ особенностей эксплуатации трансформаторного электрооборудования

1.1 Общие сведения об эксплуатации электрооборудования

Известно, что основной целью правильной эксплуатации является обеспечение надежности работы электрооборудования в течение установленного срока службы с наилучшими технико-экономическими показателями. Объясняется это тем, что отказ электрооборудования системы электроснабжения предприятия чреват серьезными последствиями. Это может представлять собой опасность для жизни людей, вызвать расстройство сложного технологического процесса, привести к массовому недовыпуску продукции или оказать какой-либо другой существенный материальный ущерб [3].

В узком смысле под термином «эксплуатация» понимается стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики, предусмотренные проектом и нормативными документами. Обычно технические характеристики электрооборудования контролируются при проведении оперативного обслуживания. Поддерживаются – путем технического обслуживания. Восстанавливаются – за счет осуществления ремонтов.

1.2 Эксплуатация трансформаторов

Эксплуатация трансформаторов включает в себя оперативное и техническое виды обслуживания, текущие и капитальные ремонты [4].

В рамках оперативного обслуживания осуществляется управление режимами работы трансформаторов, контроль значений параметров, проведение периодических и внеочередных осмотров. Осмотр позволяет своевременно обнаружить и предотвратить угрозу работе трансформатора. В ходе этих осмотров выполняется визуальный контроль состояния трансформатора. При этом проверяется исправность и сохранность наружных

элементов конструкции трансформаторов. Например, проверяется целостность состояния внешней изоляции, выхлопного клапана, уровень масла и отсутствие его течи, цвет масла и силикагеля. Обращается внимание на характер шума, издаваемого при работе трансформатора, поскольку этот звук может сигнализировать о появившихся неисправностях [3, 5].

Назначение большинства перечисленных мероприятий, проводимых в рамках оперативного обслуживания трансформаторов, вполне очевидно и, по нашему мнению, не вызовет затруднений для понимания в ходе самостоятельного изучения у студентов. Однако контроль параметров трансформаторов в ходе их эксплуатации имеет многофункциональное значение.

Например, с помощью измерительных приборов установленных на трансформаторе можно не только выявить перегрузку по току и напряжению, но сделать вывод об электрическом износе данного устройства и оценить оставшийся ресурс.

Контроль уровня масла позволяет обнаружить такие неисправности как, наличие проточки в баке или в системе охлаждения, либо во время обнаружить нехватку масла в баке.

Периодическая проверка температуры масла помогает оперативно обнаружить ее недопустимое увеличение и предотвратить серьезную аварию, так как обычно повышенный нагрев является следствием возникновений внутренних повреждений в трансформаторе.

Контроль цвета индикаторного силикагеля сигнализирует о влажности трансформаторного масла.

Таким образом, перечисленные эксплуатационные мероприятия имеют большое значение для обеспечения надежной работы трансформаторного оборудования. Кроме того, они могут быть использованы для диагностики износа изоляции и оценки остаточного ресурса трансформаторов в целом.

Научиться выполнять такую диагностику и понять для чего в ходе эксплуатации трансформаторов контролируется ряд его параметров, студенты

могли бы при выполнении соответствующих практических заданий. Для разработки таких заданий необходимы реальные данные, характеризующие работу трансформаторов конкретного предприятия.

При осуществлении технического обслуживания трансформаторов основными мероприятиями являются определение сопротивления изоляции и проверка состояния трансформаторного масла [8, 9].

Состояние трансформаторного масла – важное средство диагностики и надежности работы трансформатора. Неслучайно проверки масла проводятся с определенной периодичностью. Частота контроля масла определяется заводскими инструкциями, правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей [6, 7] (ПТЭЭП).

Понять, почему установлены определенные значения количественных показателей трансформаторного масла, приводимые в нормативных документах, а также разобраться, как они связаны с реальным состоянием трансформаторного оборудования, довольно сложно. Выполнение специализированных учебных заданий также могло бы активизировать обучение по этим вопросам. Однако для разработки таких заданий также нужны данные о результатах испытаний трансформаторного масла.

1.3 Выводы к главе 1

Учебные задания по эксплуатации трансформаторного оборудования должны отражать актуальную систему мероприятий по оперативному и техническому обслуживанию силовых трансформаторов. Они должны быть построены так, чтобы в ходе их выполнения, студенты могли охарактеризовать надежность работы трансформаторов, находящихся в эксплуатации на конкретном промышленном предприятии и понять сущность основных оперативных и технических мероприятий.

В соответствие с поставленной целью работы и на основе проведенного анализа сформулируем задачи работы.

Задачи:

1. Выполнить анализ системы мероприятий по оперативному и техническому обслуживанию силовых трансформаторов.
2. Получить и систематизировать данные по эксплуатации трансформаторного оборудования промышленного предприятия.
3. Разработать учебные задания по эксплуатации трансформаторов для контента дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения», реализуемой с применением ДОТ.

2 Анализ системы мероприятий по оперативному и техническому обслуживанию силовых трансформаторов

2.1 Оперативное обслуживание

Согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов [8] в ходе его оперативного обслуживания контролируются нагрузка, уровень напряжения и температуры масла верхних слоев масла, отклонения которых от номинальных должно быть в допустимых стандартами (ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719) пределах. Необходимость в контроле указанных параметров вызывается тем, что повышенная нагрузка или температура охлаждающей среды вызывают ускоренный износ изоляции и создают опасность для выхода его из строя [5].

2.1.1 Периодичность и документы оперативного обслуживания

Контроль основных параметров ведется при проведении периодических осмотров, выполняемых оперативным персоналом. Осмотр силовых трансформаторов понизительных подстанций выполняется 1 раз в сутки. При этом составляется протокол осмотра. В частности при ежедневном контроле трансформатора ТДН-16000/110, установленного на главной понизительной ООО «Тольяттинский трансформатор», оперативным персоналом заполняется бланк осмотра, который имеет вид, представленный на рисунке 2.1.

Распределительные трансформаторы осматриваются 1 раз в месяц. Бланк осмотра таких трансформаторов отличается от ранее рассмотренного варианта тем, что здесь нет устройства регулирования под нагрузкой (РПН) и соответствующей позиции в бланке (рис.2.2). Кроме того, контроль напряжения и нагрузки для подобного типа трансформаторов (например, ТМ-1000/6) ведется только для стороны низкого напряжения (НН) – 0,4кВ.

Анализ данных, вносимых в бланк осмотра, позволяет сделать вывод о том, что в рамках оперативной проверки отдельные неисправности трансформатора выявляются на начальном уровне их развития. Это позволяет

остановить развитие дефектов и предотвратить отказ трансформаторов в дальнейшем.

БЛАНК ОСМОТРА		
_____ ФИО		_____ дата осмотра
_____ подпись		_____ время
Наименование показаний		Показания
Температура окружающей среды, °С		
Температура масла, °С	в баке	в РПН
Уровень масла	в баке	в РПН
Цвет масла	в баке	в РПН
Цвет силикагеля		
Течь масла		
Характер шума трансформатора		
Измерительные приборы	А, кА	
	$V_{\text{вл-110}}$, кВ	
	$V_{\text{с.ш.}}$, кВ	
Примечание: _____		

Рисунок 2.1 – Бланк осмотра главного силового трансформатора на ООО «Тольяттинский трансформатор»

По нашему мнению, для усвоения студентами сути мероприятий данного вида эксплуатационного обслуживания требуется выполнение учебного задания, ориентированного на данный вид практической деятельности обслуживающего персонала.

БЛАНК ОСМОТРА	
Распределительного трансформатора	
_____ ФИО	_____ дата осмотра
_____ подпись	_____ время
Объект осмотра _____	
Наименование показаний	Показания
Температура окружающей среды, °С	
Температура масла, °С	
Уровень масла	
Цвет масла	
Цвет силикагеля	
Течь масла	
Характер шума трансформатора	
Измерительные приборы	А,кА
	V,кВ
Примечание: _____	

Рисунок 2.2 – Бланк осмотра распределительного трансформатора

2.1.2 Контроль режимов работы

Задействованный в системе электроснабжения силовой трансформатор может находиться в одном из следующих режимов.

- а) Номинальный режим.

Это – работа трансформатора с номинальными значениями напряжения, частоты и мощности, соответствующими его паспортным данным. Параметры охлаждающей среды и условия установки должны быть такими, как требует завод-изготовитель.

В номинальном режиме трансформатор может работать длительно.

б) Нормальный режим.

В этом режиме параметры трансформатора могут отклоняться от номинальных, но эти отклонения не должны превышать значений, регламентированных нормативными документами. Согласно действующей инструкции [8] при эксплуатации трансформаторов должен поддерживаться именно этот режим работы[9]. При этом его напряжение, ток и температура верхних слоев масла не должны отклоняться от номинальных значений более, чем допустимо ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719.

Для нормального режима характерно, что температура верхних слоев масла находится в пределах 95°C, если трансформатор имеет систему охлаждения с естественной циркуляцией масла и воздуха (тип М) или с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха (тип Д).

Допустимы повышения напряжения, величина которых стандартизована.

в) Аварийный режим

Это – режим, при котором происходят значительные отклонения параметров от номинальных значений, превышающие нормально-допустимые пределы. Работа в таком режиме не позволительна, потому что влечет за собой серьезные повреждения.

Рассмотрим, какая опасность представляется во время кратковременных аварийных воздействий и длительной перегрузки.

Таблица 2.1 – Опасность во время кратковременных аварийных воздействий и длительной перегрузки

№	Кратковременные аварийные воздействия	Длительные перегрузки
1	Снижение электрической прочности, которое происходит в результате образования пузырей газов у обмоток. При увеличении температуры выше 180°С неизолированных металлических деталей, на поверхности образуются газовые пузыри, которые приводят к разложению масла.	Быстрое старение витковой изоляции, а также уменьшение ее механической прочности ведет к снижению срока службы трансформатора.
2	Снижение надежности обмоток происходит в результате воздействия токов короткого замыкания, в том случае если из-за увеличения температуры временно уменьшается механическая прочность	Быстрому старению подвергаются также другие части изоляции
3	Повреждение ввода происходит вследствие повышения давления во вводах. По такой же причине может произойти утечка масла.	Старение происходит и у уплотнений бака, которые в результате становятся более хрупкими.

Между тем, кратковременная перегрузка при выполнении определенных условий допускается. Они связаны с особенностями изменения состояния изоляции трансформатора. Длительная перегрузка и нарушение установленных

нормативов приводят к снижению надежности изоляции и срока службы трансформатора [10-16, 19-41].

Таким образом, режимы работы имеют четкую связь с эксплуатационным ресурсом трансформатора [11, 12]. Поэтому они в обязательном порядке контролируются при оперативном обслуживании, что должно найти отражение в разрабатываемых учебно-методических материалах.

2.2 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание – важный инструмент для поддержания максимального срока службы силового масляного трансформатора. В ходе мероприятий технического обслуживания можно диагностировать состояние изоляции трансформатора и принять необходимые решения, касающиеся профилактических или ремонтных действий [12].

Техническое обслуживание трансформаторов выполняется согласно графику, утвержденного главным энергетиком предприятия и включает в себя совокупность следующих мероприятий [3]:

1. Сохранение изоляционных характеристик трансформаторного масла в баке, устройстве регулирования напряжения и вводах [13];
2. Восстановление требуемых показателей масла;
3. Добавление масла до нормально допустимого уровня;
4. Контроль изоляции;
5. Проверка состояния контактов;
6. Проверка работоспособности устройств охлаждения, пожаротушения и регулирования;
7. Смазывание и поддержание в исправном состоянии доступных движущихся частей, входящих в состав систем охлаждения и регулирования напряжения.
8. Периодическое опробование резервного вспомогательного оборудования, настройка, проверка и ремонт [3] вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Назначение мероприятий 7 и 8 приведенного списка является очевидным. Мероприятия 1, 2, 3, 4, 5 и 6 имеют под собой серьезное теоретическое обоснование, которое рассмотрим ниже.

2.2.1 Работы по поддержанию и восстановлению свойств трансформаторного масла

Эксплуатация трансформаторного масла – ответственный этап обслуживания. Контроль трансформаторного масла выполняется работником лаборатории 1 раз в 5 лет.

Масло играет роль изолятора и охладителя для частей трансформатора, по которым протекает электрический ток. С его помощью осуществляется защита бумажной изоляции обмоток от быстрого увлажнения, если в бак попадает влага. Изоляционные свойства обуславливаются особым химическим составом этого вещества. Показатели масла трансформатора зависят от того из какого сырья оно изготавливается и от присутствия в нем примесей.

Для каждого трансформатора рекомендуется использовать сертифицированное масло определенной марки.

Показатели масла выявляются при проведении лабораторных испытаний. Объем контролируемых характеристик зависит от вида испытаний. Их всего три.

Во-первых, это – испытание на электрическую прочность. В рамках данного исследования визуально оценивают наличие примесей, присутствие воды, и измеряют величину пробивного напряжения.

Во-вторых, это – сокращенный анализ. При выполнении этого вида испытаний сверх проверки на электрическую прочность, определяют кислотное число, содержание водорастворимых кислот, проверяют цвет масла и температуру вспышки.

В-третьих, это – полный анализ. В него входят все испытания сокращенного анализа плюс следующие измерения. При полном анализе дополнительно определяют $\text{tg}\delta$, делают натровую пробу, проверяют

стабильность против окисления, выполняют численную оценку влагосодержания и механических примесей.

Проба в масляных трансформаторах отбирается из нижнего крана или отверстия пробки предназначенной для отбора проб. Перед этим кран или пробку для отбора проб следует очистить от грязи и пыли. Для лабораторного анализа забирается масло в объеме одного литра в стеклянную банку, имеющую очень плотную пробку. На банку наклеивают данные о том, откуда взята проба, когда и по какой причине. Указывается также фамилия исполнителя. Посуду, используемую для отбора пробы промывают 2 раза отбираемой жидкостью и только потом производят отбор пробы. Сосуд с отобранной пробой нельзя вскрывать пока он не достигнет температуры помещения, в котором проходят испытания, но не менее 30 минут.

Качество масла оценивается по таким нормированным количественным показателям, как кислотное число, вязкость, пробивное напряжение, температура застывания, температура вспышки в закрытом тигле

Важность контроля и допустимые значения указанных выше параметров трансформаторного масла определяется следующими соображениями.

1). Кислотное число.

Оно является основным контролируемым параметром и характеризует степень окисления трансформаторного масла. Кислотное число определяет количество едкого калия в миллиметрах, требующегося для нейтрализации свободных кислот в масле [10]. Этот параметр определяется согласно ГОСТ-5985-79.

Кислотное число в свежем масле не должно превышать 0,01 мг КОН/г, а в дальнейшем 0,25 мг КОН/г. Чем меньше кислотное число, тем меньше вероятность старения трансформаторного масла. Если кислотное число превысит более чем 0,5 мг КОН/г, то в масле произойдут серьезные изменения, в результате чего появляется риск дальнейшей эксплуатации, что приводит к замене трансформаторного масла.

2). Температура вспышки в закрытом тигле.

Температура, при которой происходит воспламенение в результате возникновения паров, находящихся над поверхностью нагретой жидкостью при наличии воздуха. Температура вспышки определяется согласно ГОСТ 6356-75, в котором нормированный показатель не ниже 125 °С. Если температура вспышки ниже нормированного показателя, то результатом может быть находящиеся в масле вещества, которые легко воспламеняются из-за ошибки ремонтного персонала, а также из-за процессов, происходящих внутри оборудования, обусловленных повреждениями, влекущими местный нагрев и разложение масла.

3). Тангенс угла диэлектрических потерь.

Определяется согласно ГОСТ 6581-75, в котором предельно допустимое значение при 90 °С составляет не более 15%. С помощью определения $\text{tg}\delta$ можно выявить изменения свойств трансформаторного масла, даже если загрязнения незначительны. Превышение предельно допустимого значения, говорит о наличии загрязнений превышающие электропроводимость (коллоидные образования, растворимые металлоорганические соединения, т.е. мыла и смолистые вещества), либо о растворение в масле различных веществ используемые при изготовлении оборудования.

4). Влагосодержание.

Определяется согласно ASTM D 1533-00. Предельные значения влагосодержания представлены в таблице 2.2. Если влагосодержание превышает нормированное значение, что говорит о потери герметичности, а также о сильном старении трансформаторного масла. Влагосодержание определяется по количеству водорода выделяемого при взаимодействии масла с гидридом кальция [13 - 15].

Таблица 2.2 – Предельные значения влагосодержания

Номинальное напряжение, кВ	$35 \geq U_n$	$35 < U_n \leq 70$	$70 < U_n \leq 150$	$U_n > 150$
----------------------------	---------------	--------------------	---------------------	-------------

Продолжение таблицы 2.2

Значение влагосодержания в масле, г/т	40	35	30	25
---	----	----	----	----

5). Пробивное напряжение.

Определяется согласно ГОСТ 6581-75. Предельно допустимые значения пробивного напряжения представлены в таблице 2.3. Если пробивное напряжение ниже предельно допустимого значения, то это говорит о том, что в масле присутствуют влага и/или различные примеси.

Таблица 2.3 – Предельные значения пробивного напряжения трансформаторного масла [16]

Номинальное напряжение трансформатора	Предельно допустимое значение показателя качества
До 15 кВ включительно	20
До 35 кВ включительно	25
От 110 до 150 кВ включительно	35
От 220 до 500 кВ включительно	45
750 кВ	55

6). Содержание механических примесей. Определяются согласно ГОСТ 6370 – 83. Если в масле присутствуют механические примеси, результатом этого является поврежденная изоляция и другие элементов активной части трансформатора, а также следствием доливки загрязненного масла ремонтным персоналом.

7). Содержание водорастворимых кислот. Определяется согласно ГОСТ 6307 – 75. Присутствие таких кислот говорит о глубоком разложении масла.

Показатели масла становятся хуже при увеличении температуры, а также при появлении в его составе кислорода, так как при этом создается повышенная

напряженность. Кроме того, при контактировании масла с другими материалами, с токопроводящими или изоляционными частями в его составе появляются примеси, которые негативно сказываются на диэлектрических свойствах масла.

Соприкасаясь с воздухом, масло забирает из него кислород и влагу. Это негативно влияет на его электрическую прочность. Вернуть требуемые качества удастся путем удаления влаги. Для этого используются разные методы. Например, сушка, фильтрование и центрифугирование.

Учитывая важность мероприятий по контролю масла. Одну из работ посвятим этому вопросу.

2.2.2 Контроль состояния изоляции

Надежность работы силовых трансформаторов, как было отмечено выше, зависит от состояния внутренней изоляции. В процессе эксплуатации на внутреннюю изоляцию трансформаторов непрерывно воздействуют электрические, тепловые и механические [15 - 17, 19-26] нагрузки, которые вызывают в износ изоляционных материалов и масла, что приводит к постепенному ухудшению свойств изоляции.

Под старением изоляции понимается ухудшение ее первоначальных свойств. Изоляционный материал теряет свои качества по электрической и механической прочности. С изоляцией, которая утратила свои качества, трансформатор становится уязвимым к КЗ и скачкам напряжения, когда к обмоткам трансформатора прикладываются чрезмерные электродинамические усилия. Снижение диэлектрической прочности изоляции завершается пробоем.

Многочисленные исследования показали, что в большинстве случаев (около 70%) причиной отказов является нарушение работы его изоляционной системы, при этом более 25% отказов приходится на долю главной изоляции [18, 21-22, 26-41]. Для выявления развивающихся дефектов и не допустить внезапных пробоев электрической изоляции, ее свойства в процессе эксплуатации периодически проверяют. Проводят периодический контроль и

испытания изоляции, а также в случае необходимости производится ремонт. Это позволяет поддерживать необходимую степень надежности электрооборудования во время его эксплуатации [6].

Контроль изоляции трансформатора проводится путем замера сопротивления изоляции ремонтным персоналом при текущем ремонте 1 раз в год. Сопротивление изоляции измеряется с помощью мегаомметров. При нормальном состоянии сопротивление должно быть не менее 450 Мом.

О состоянии изоляции можно также судить по такому параметру как коэффициент абсорбции.

Метод абсорбции базируются на таких явлениях как электропроводимость и электрическая поляризация, возникающие в диэлектриках под действием электрического поля [16].

Электрическая поляризация связана с ориентацией связанных зарядов в диэлектрике и накоплением зарядов на границе раздела диэлектриков в неоднородной изоляции. Электропроводность носит примесный характер. Чем больше в изоляции загрязняющих примесей, тем выше ее электропроводность и ниже электрическая прочность [16]. Косвенными показателями степени загрязнения и общим состоянием изоляции способствует проводимость изоляции и ее величина – сопротивление.

По току абсорбции можно судить о состоянии изоляции и степени ее старения. Так как ток через изоляцию с момента подачи на нее постоянного напряжения со временем уменьшается, стремясь к установившемуся значению, то сопротивление в процессе измерения с течением времени возрастает, стремясь к установившемуся значению [16].

Состояние изоляции оценивают с помощью коэффициента абсорбции, который определяется по формуле (2.1)

$$K_{аб} = \frac{i_{15}}{i_{60}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (2.1)$$

где: i_{15} – ток, измеренный через 15с с момента приложения напряжения;

i_{60} – ток, измеренный через 60с с момента приложения напряжения;

R_{60} – сопротивление изоляции, измеренное через 60с после приложения напряжения;

R_{15} – сопротивление изоляции, измеренное через 15с после приложения напряжения;

Если $K_{аб} > 1,3$, то изоляция считается сухой при $t=10-20^{\circ}\text{C}$.

$K_{аб} < 1,3$, то изоляция считается увлажненной и ее необходимо сушить.

В процессе эксплуатации происходит старение электрической изоляции, и коэффициент абсорбции снижается.

Температура, при которой замеряют сопротивление изоляции, должна быть не менее 10°C .

Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на напряжение 2,5 кВ, а для [18] небольших трансформаторов применяются мегаомметры на напряжений 1кВ. Перед тем как начать измерения сопротивления изоляции – испытуемую обмотку заземляют не менее чем на 2 минуты [15 - 17].

2.3 Выводы к главе 2

1. Основным эксплуатационным мероприятием оперативного обслуживания силовых трансформаторов является внешний осмотр. По его результатам оформляется протокол осмотра. Учитывая, что сведения из бланка осмотра являются весьма важными для характеристики текущего состояния силового трансформатора, то этому следует посвятить одно из учебных заданий.

2. Длительная работа силовых трансформаторов допускается в нормальных режимах, характеризующихся отклонениями параметров от номинальных значений в установленных стандартами и инструкциями пределах. Проверка параметров работающего трансформатора на соответствие нормативам выполняется по определенной методике, для освоения которой планируется разработать специальное учебное задание.

3. Основными мероприятиями технического обслуживания являются контроль состояния изоляции и масла. Эти мероприятия также должны стать предметом учебно-методических разработок.

3 Систематизация данных эксплуатации трансформаторного оборудования ООО «Тольяттинский Трансформатор»

3.1 Сведения о режимах работы силовых трансформаторов ООО «Тольяттинский трансформатор»

Разработка практических заданий должна опираться на реальных материалах, получаемых в ходе оперативного и технического обслуживания действующих трансформаторов. Используем в качестве исходных данных сведения, полученные при эксплуатации силовых трансформаторов на ООО «Тольяттинский трансформатор».

Электроснабжение этого предприятия осуществляется через главную понизительную подстанцию. Схема электроснабжения ООО «Тольяттинский трансформатор» включает в себя силовой масляный трансформатор марки ТДН-16000/110кВ. От него энергия передается на распределительные трансформаторы: ТМ-1000/6кВ, ТМЗ-1000/6кВ, ТМГ-1000/6кВ, ТМЗ-1600/6кВ, ТМ-1600/6кВ, а также уходит в испытательный центр.

Режимы работы трансформаторов ООО «Тольяттинский трансформатор» контролируются с помощью специального программного обеспечения – «Пирамида АРМ». Данная программа обрабатывает сведения, получаемые с измерительных приборов всех элементов энергосистемы предприятия. В частности с ее помощью осуществляется сбор и хранение информации о потребляемой электроэнергии, о величине токов и напряжений в точках подключения низковольтного электрооборудования всего завода.

Одной из главных функций «Пирамида АРМ» является контроль подключенной нагрузки. Это мероприятие входит в состав оперативного обслуживания трансформаторов.

Поэтому для получения реальных сведений по нагрузке трансформаторов, задействованных в системе электроснабжения ООО «Тольяттинский трансформатор», обратимся к программному обеспечению «Пирамида АРМ».

1) Запуск программы осуществляется двойным щелчком мыши по ярлыку, имеющему следующий вид (рис. 3.1).



Рисунок 3.1 – Ярлык программы «Пирамида АРМ»

После запуска программы на экране появляется основное окно. В верхнем меню панели управления располагается ярлык «Универсальные формы» (рис. 3.2). Команда по формированию нужных отчетных документов запускается одним щелчком мыши по указанному значку.

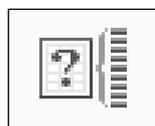


Рисунок 3.2 – Универсальные формы

2) Выбор интервала сбора данных и вида контролируемого параметра нагрузки осуществляется после выполнения команды «Универсальные формы», когда на экране появляются соответствующие окна.

Здесь имеется возможность выбрать дату начала и окончания периода контроля нагрузки трансформатора (рис.3.3).

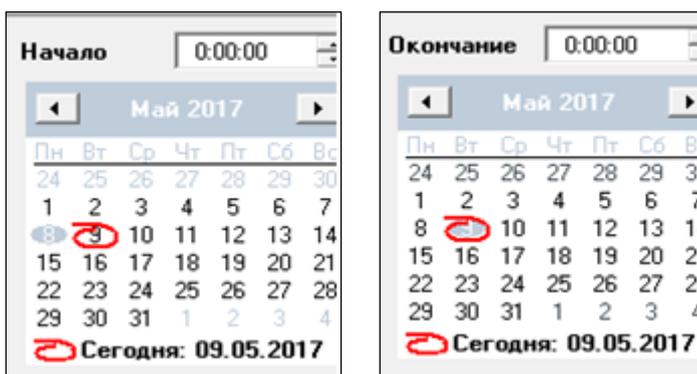


Рисунок 3.3 – Выбор периода времени для контроля нагрузки трансформатора

Кроме того, можно задать тип отчета, т.е. выбрать вид параметра (мощность, напряжение или ток), по которому будут выводиться сведения за контролируемый период времени. Для этого в левом углу экрана программы выбирается из списка отчетов папка «Типовые отчеты» и двойным щелчком мыши запускается нужная команда. В нашем случае – это «Отчет по мощности» (рис.3.4), так как нам требуются данные о характере изменения нагрузки.

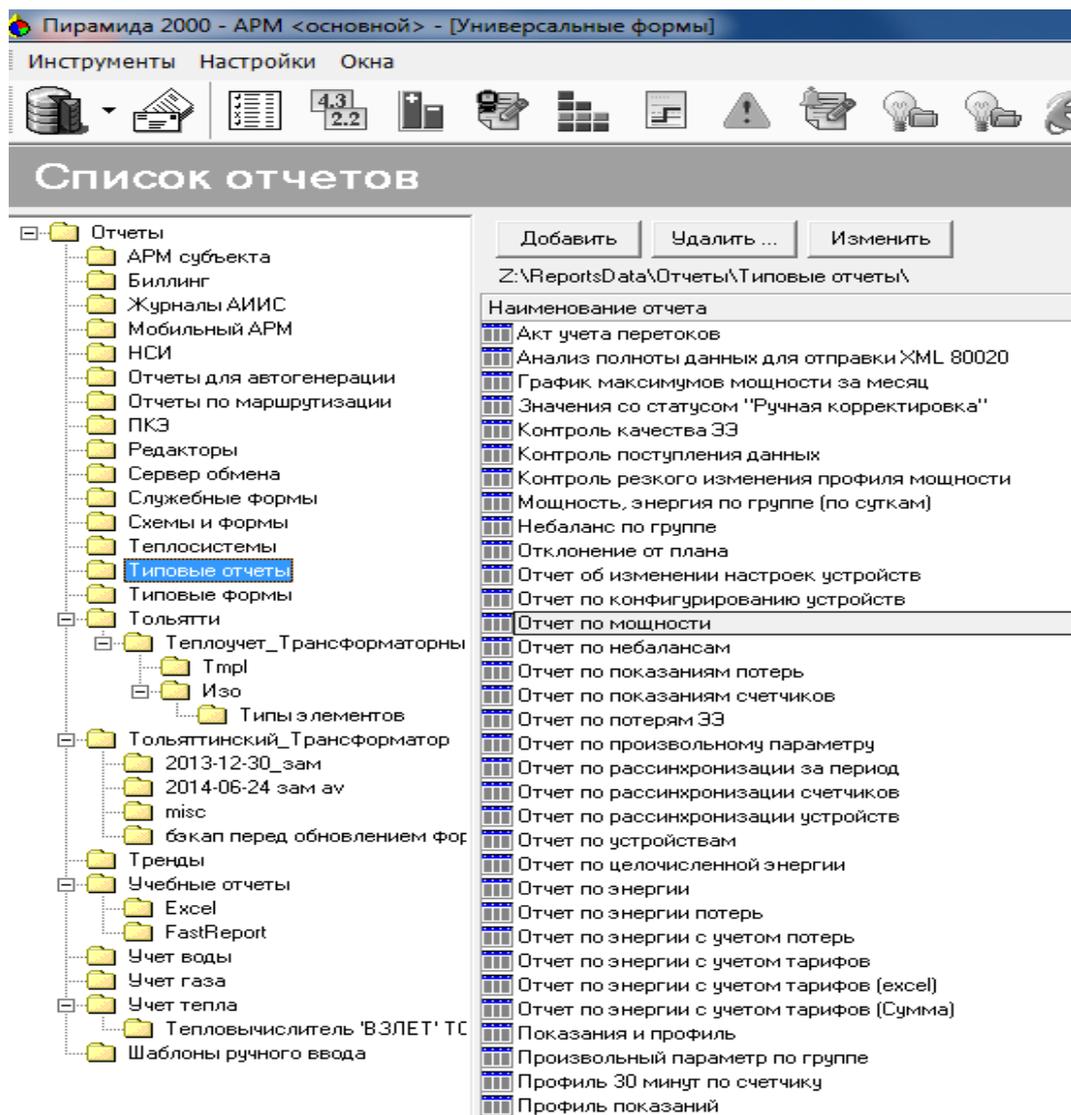


Рисунок 3.4 – Выбор отчета

3) Выбор трансформатора осуществляем на следующем этапе работы программы. В окне команды «Выбор элементов» выбираем папку «ЭлектроУчет». При ее открытии появляется список имеющихся на

предприятию трансформаторных подстанций, в котором галочкой помечаем интересующий нас трансформатор (рис. 3.5).

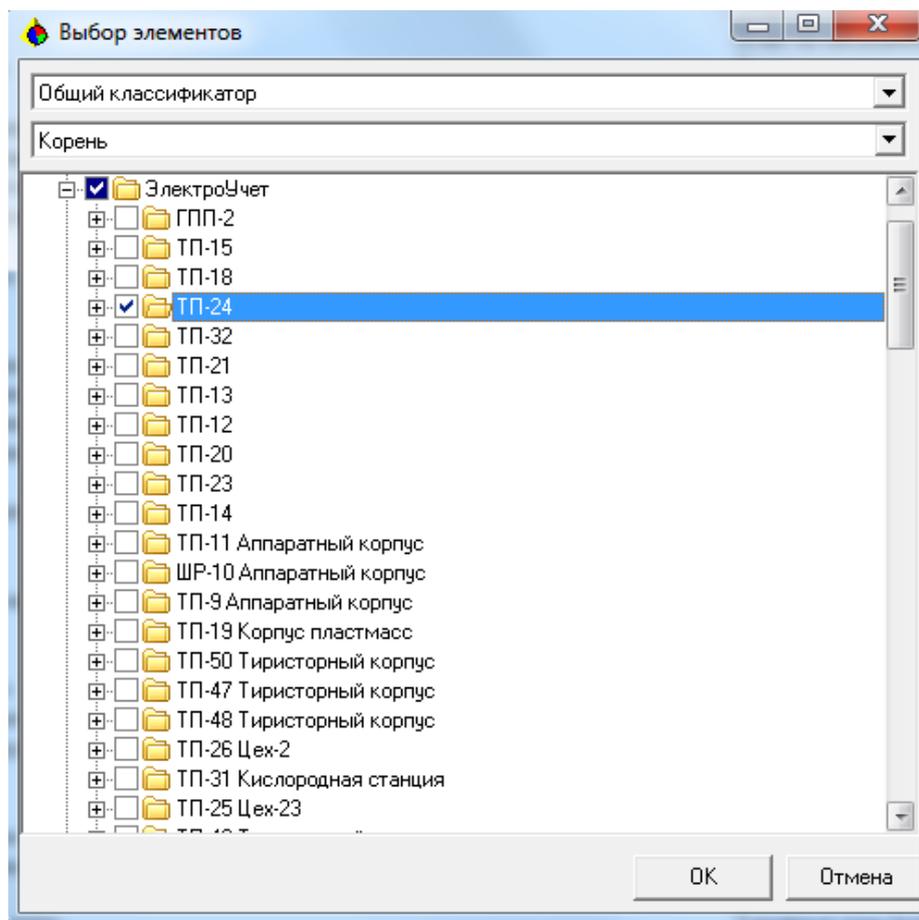


Рисунок 3.5 – Окно «выбор элементов»

4) После выбора трансформатора и запуска программы получаем требующиеся для дальнейшей работы графики нагрузки трансформаторов, находящихся на территории ООО «Тольяттинский трансформатор», которые представлены на рисунках 3.6 – 3.12.

Полученные сведения об изменениях нагрузки будут основой при разработке соответствующих учебных заданий.

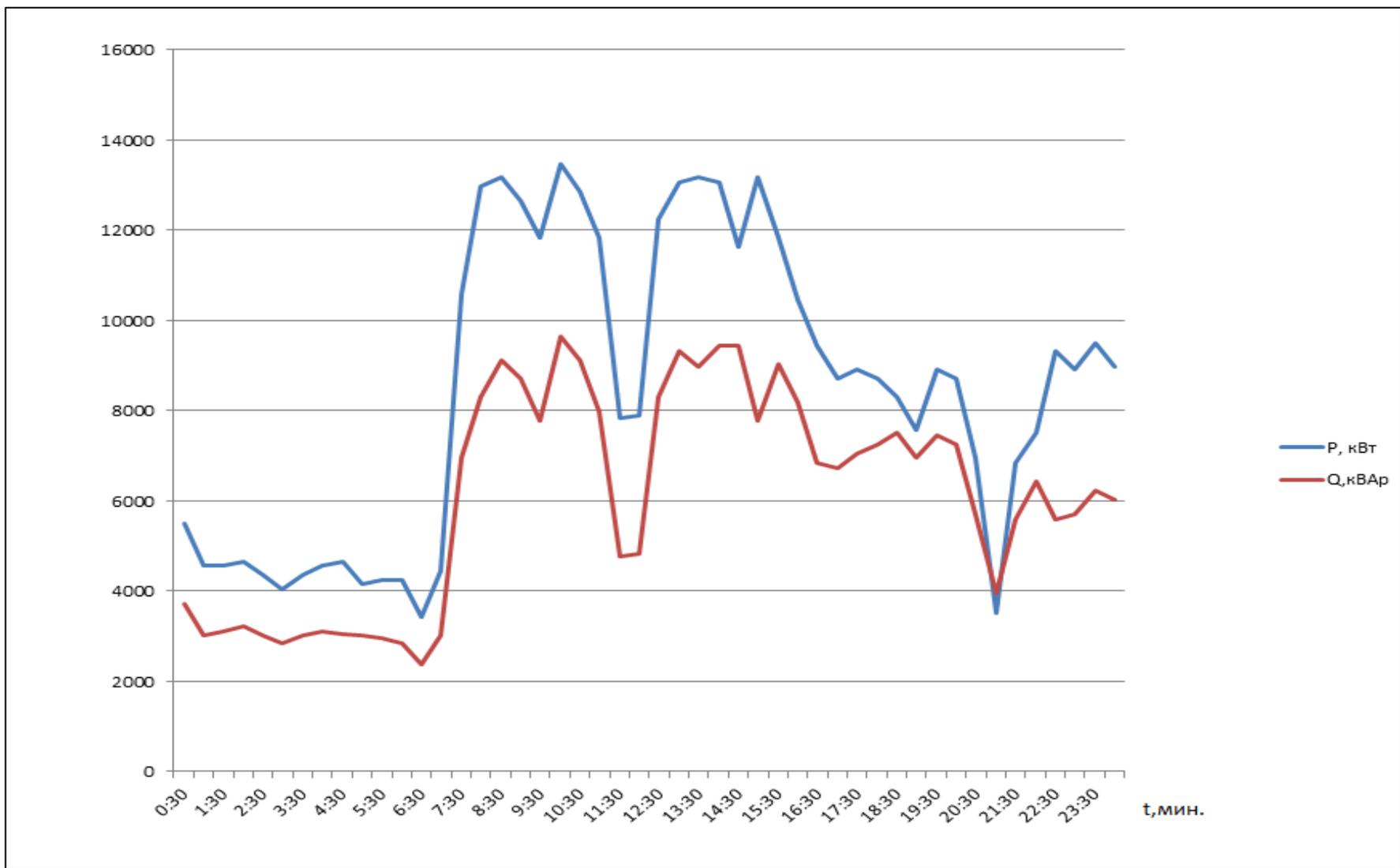


Рисунок 3.6 – График нагрузки силового трансформатора ТДН-16000/110кВ

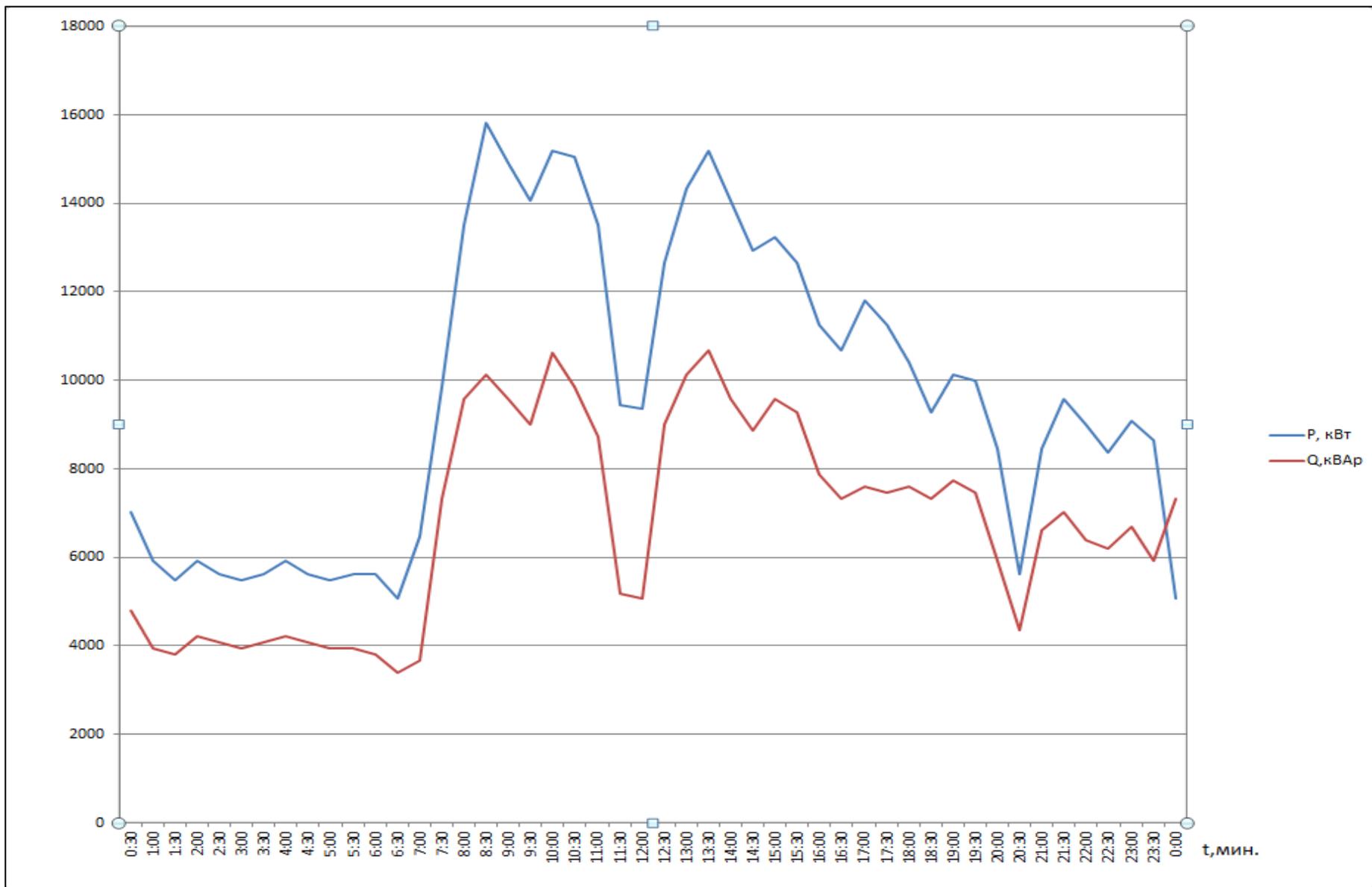


Рисунок 3.7 – График нагрузки силового трансформатора ТДН-16000/110кВ с включением агрегата

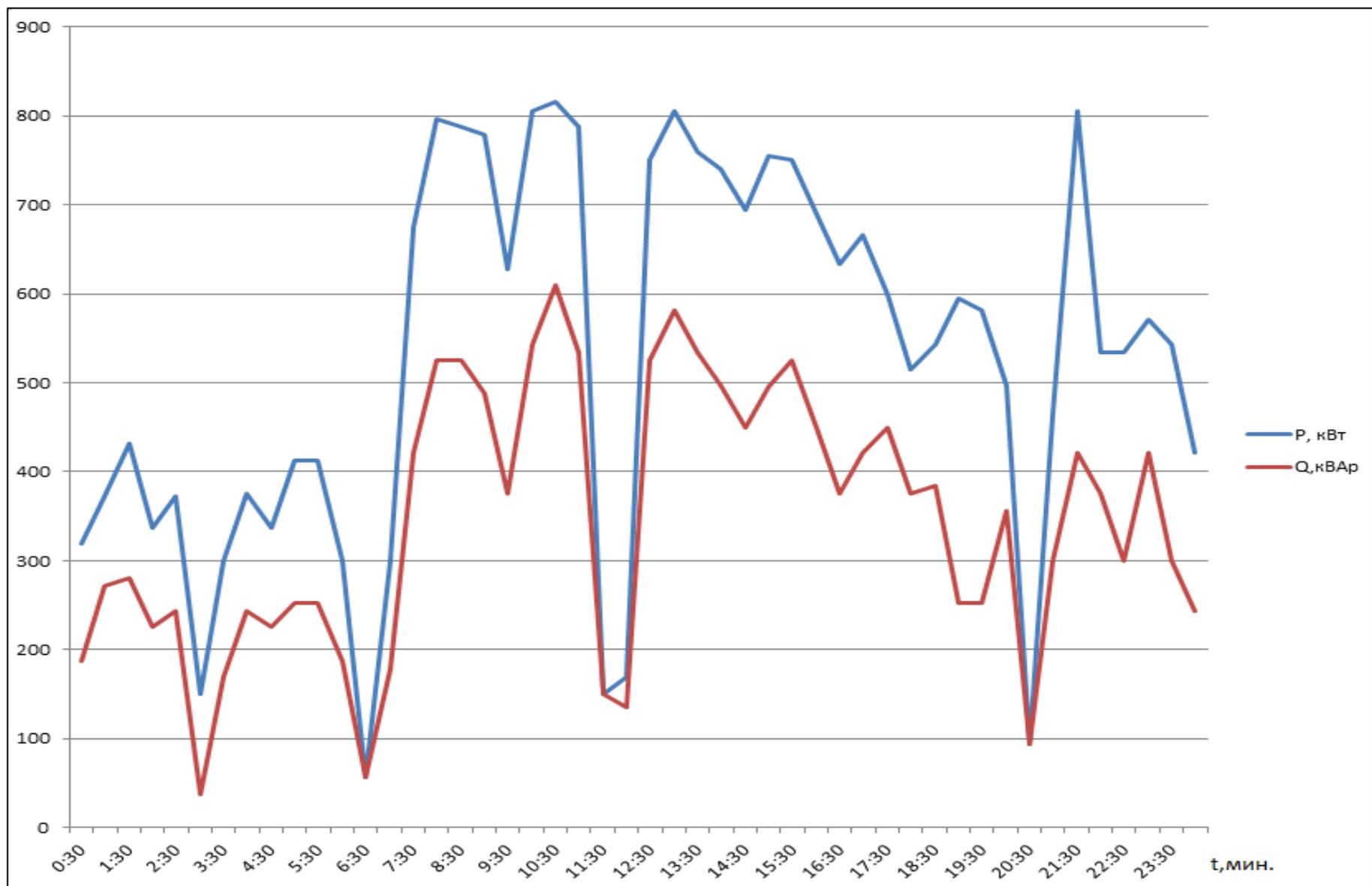


Рисунок 3.8 – График нагрузки распределительного трансформатора ТМЗ-1000/6кВ

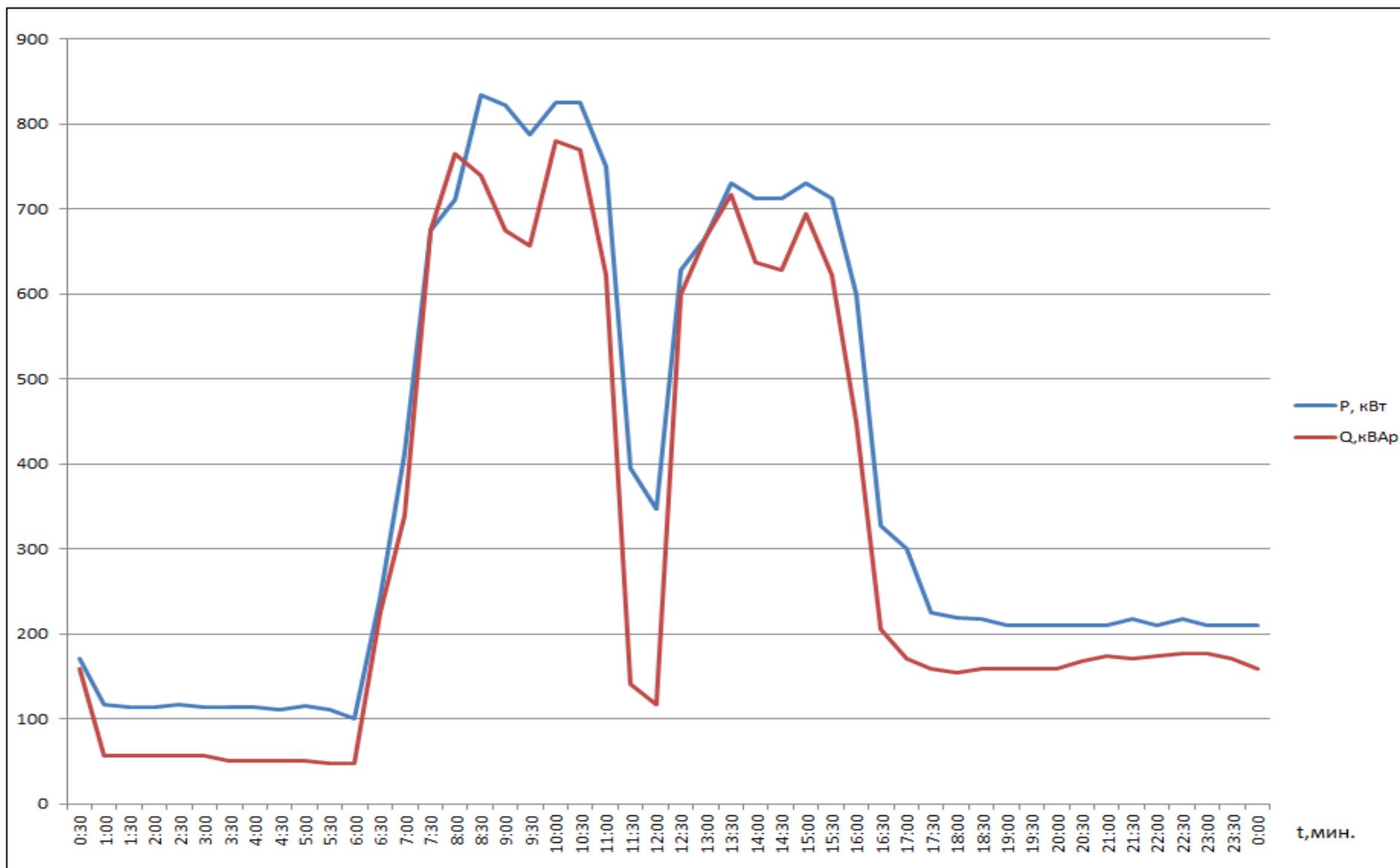


Рисунок 3.9 – График нагрузки распределительного трансформатора ТМ-1000/6кВ

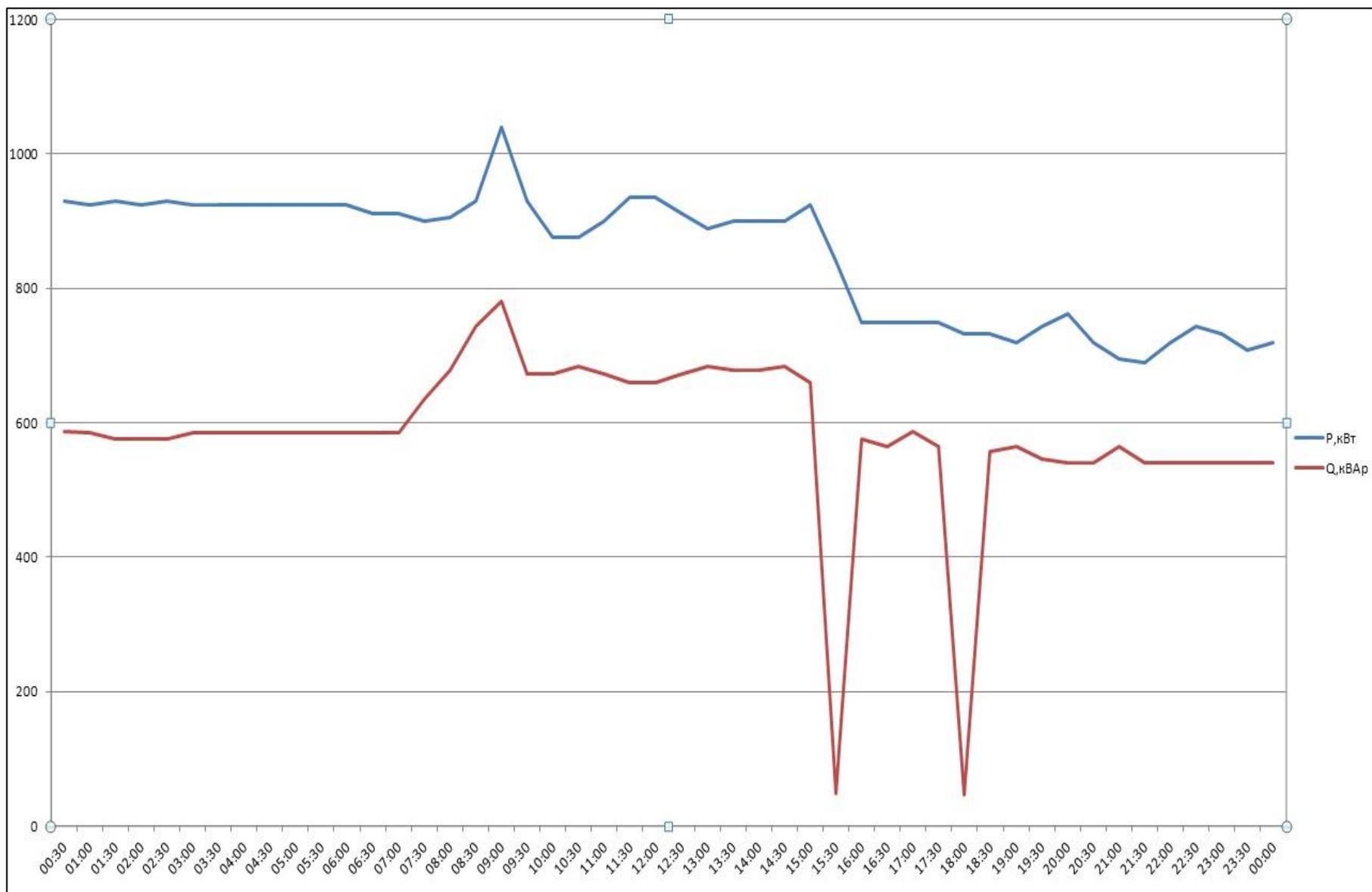


Рисунок 3.10 – График нагрузки распределительного трансформатора ТМГ-1000/6кВ

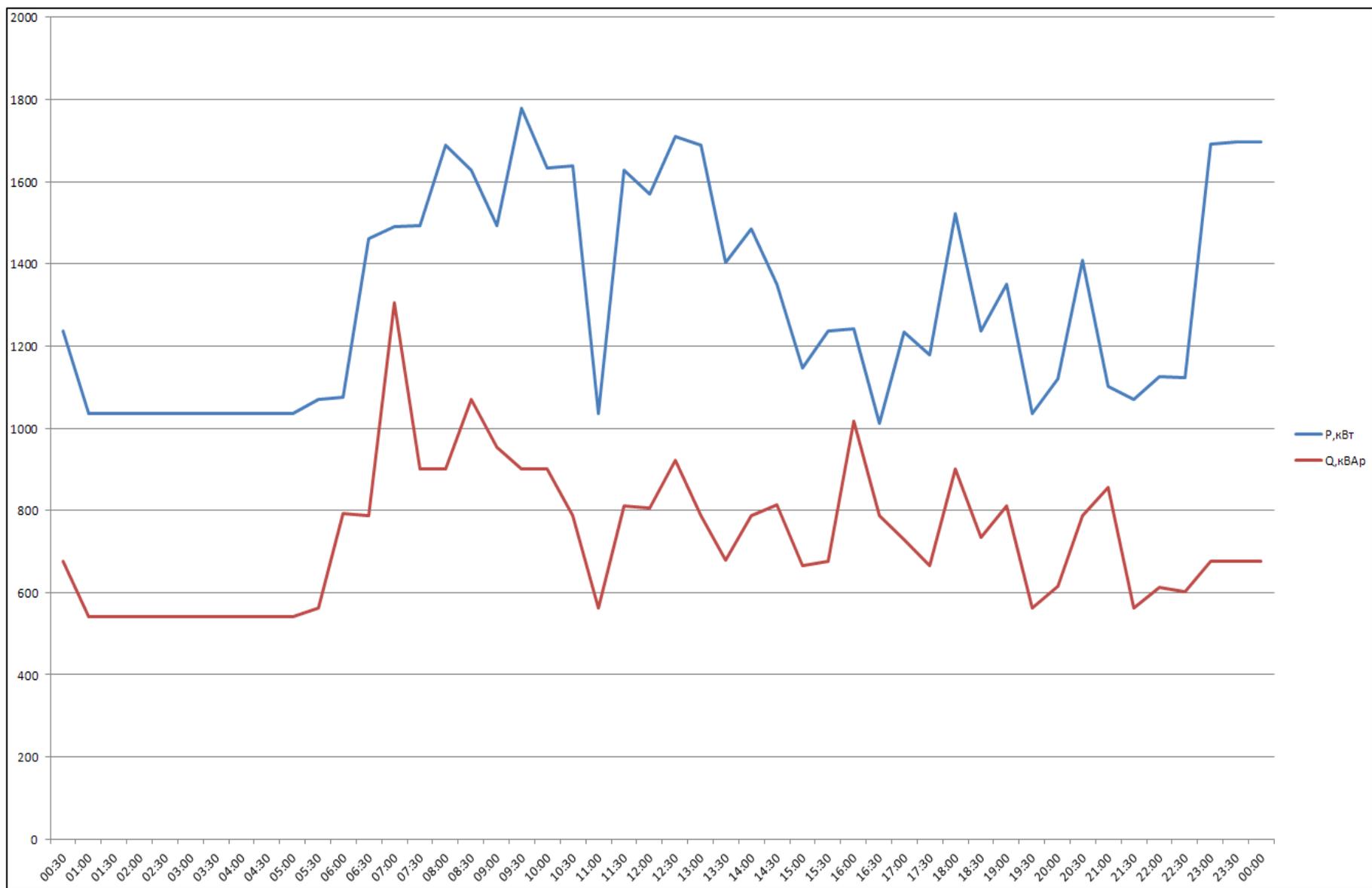


Рисунок 3.11 – График нагрузки распределительного трансформатора ТМЗ-1600/6кВ

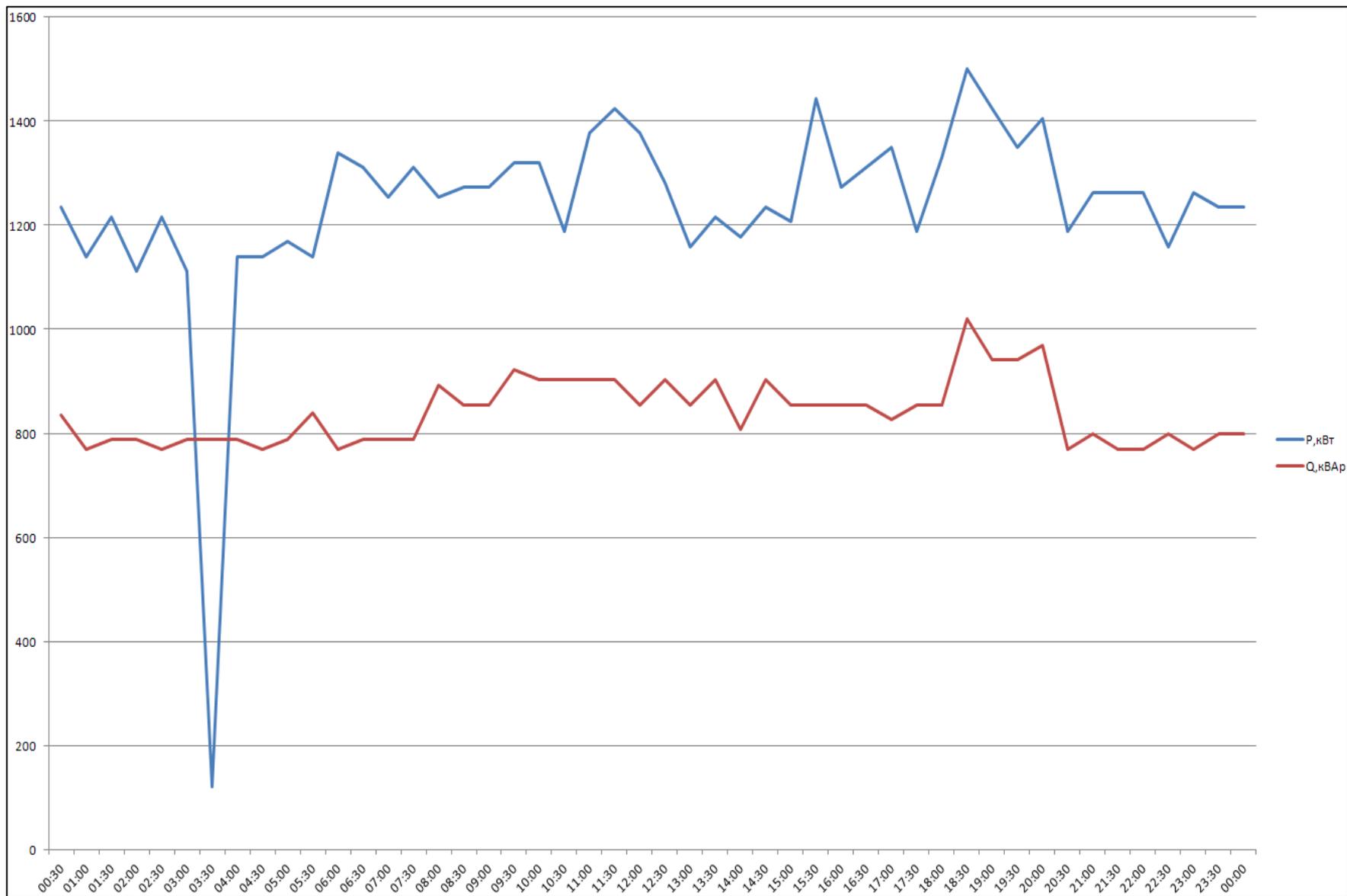


Рисунок 3.12 – График нагрузки распределительного трансформатора ТМ-1600/6кВ

3.2 Контроль состояния изоляции силовых трансформаторов

Для разработки практико-ориентированных заданий по контролю исправности изоляции проанализируем действия эксплуатационного персонала по обслуживанию трансформаторов, входящих в систему электроснабжения ООО «Гольяттинский трансформатор».

Замер сопротивления обмоток изоляции выполняется работником входящим, в состав электротехнической лаборатории имеющим группу по электробезопасности не ниже III [17].

Исправность изоляции обмоток силовых трансформаторов производится с помощью специального прибора, а именно мегаомметра ЭСО-202/2Г (рис.3.13), при условии что температура окружающего воздуха находится в пределах от - 30 до + 50 °С и относительная влажность составляет 90% при температуре + 30 °С.



Рисунок 3.13 – Мегаомметр ЭСО 202/2г.

Замер сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора: осуществляется в следующей последовательности:

- 1) Проверяем, что оборудование находится в отключенном состоянии и заземлено;
- 2) Отсоединяем высоковольтный и низковольтные выводы трансформатора, а также нулевой провод;
- 3) Подсоединяем мегаомметр к обмоткам трансформатора;
- 4) Проверяем прибор на его работоспособность;
- 5) Измерения выполняем в диэлектрических перчатках между каждой обмоткой трансформатора и землей и между обмотками при отсоединённых и заземленных на корпус остальных обмоток (рис.3.13).

При измерении сопротивления, ручку мегаомметра вращаем с постоянной частотой около 130 оборотов в минуту.

Замеры фиксируем с начала вращения рукоятки на 15с и на 60с. Заносим снятые показания в протокол испытания (рис.3.14).

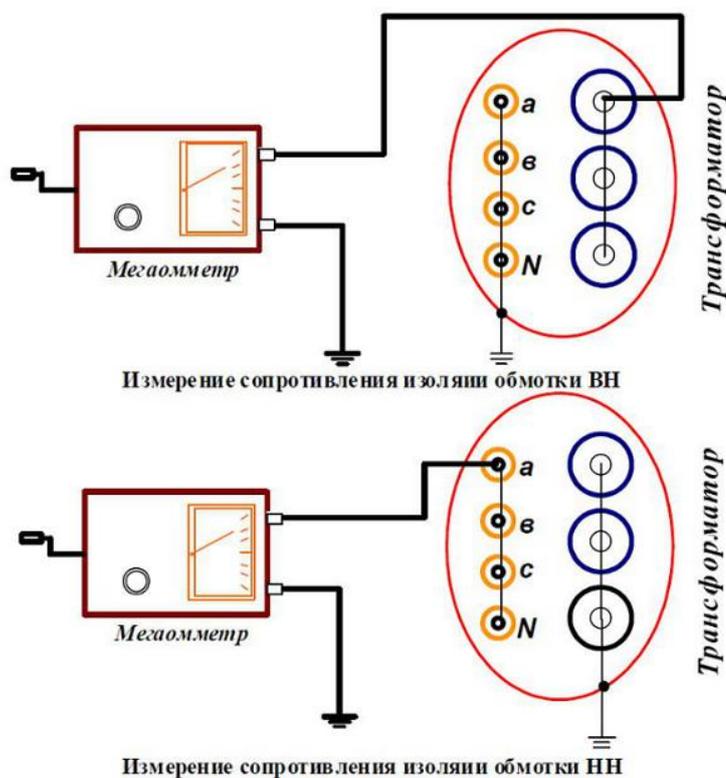


Рисунок 3.14 – схема измерения сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора

Протокол № 55 от 02.04.2008г
измерение сопротивления обмоток и изоляции

Объект анализа: Силовой трансформатор

Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22

Цель проведения испытаний: Контроль

Паспортные данные трансформатора

Тип	Мощность кВа	Номинальное напряжение (кВ)		Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Напря- жение к.з., %	Ток х.х., %	Схема и группа обмоток
		ВН	НН					
ТМ-1000/6,6	1000	6,0	0,4	1,6	10,8	5,5	0,75	Y/yn-0

Результаты испытаний трансформатора

Схема измерений	R _{аб} , Ом		K _{аб}
	15 сек.	60 сек.	
ВН-З	1900	1000	0,53
НН-З	1800	1000	0,55
ВН-НН	2800	1500	0,53

Заключение: Нормальная проводимость при t = 20°C.
Сопротивление изоляции у обмоток транс-
форматора находится в пределах нормы.
Как показал, что температура сухая

Испытание производил Ию. Фамилия 1 Ию.
И.О. Фамилия подпись

Начальник лаборатории А.А. Шинкин
И.О. Фамилия

ООО «Тольяттинский трансформатор»
**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ
ЛАБОРАТОРИЯ**
Регистрационный № 53-241-15

Рисунок 3.14 – Протокол измерений сопротивления изоляции трансформатора ТМ-1000/6кВ.

3.3 Контроль трансформаторного масла

Проанализируем документы, с которыми имеет дело эксплуатационный персонал при контроле состояния трансформаторного масла, проводимого в рамках технического обслуживания силовых трансформаторов ООО «Тольяттинский трансформатор».

Отбор масла производится работником электротехнической лаборатории, имеющий группу по электробезопасности не ниже IV. Проба передается в центр испытаний и контроля «ЦИК» для выполнения анализа. По результатам проверки электротехнической лабораторией выдается протокол испытания трансформаторного масла, имеющий вид, представленный на рис. рис. 3.15 Данные протокола являются основой для принятия решения о дальнейшей эксплуатации масла.

Форма 2012

ООО «Тольяттинский
Трансформатор»
ЦИК
электротехнологическая
лаборатория

Протокол № 9 от 11.01.10.
испытания трансформаторного масла
подстанции

Из КНТП-47

Причина отбора пробы контроль

Результаты испытания

№№ п-п	Наименование показателей	
1	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	<u>0,29</u>
2	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	<u>н/в</u>
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	<u>143°</u>
4	Содержание механических примесей	<u>отт</u>
5	Тангенс угла диэлектрических потерь при <u>90</u> °С, %	<u>2,1</u>
6	Влагосодержание, %	<u>отт</u>

Пробивное напряжение в стандартном маслоробойнике
со сферическими электродами при расстоянии между ними 2,5 мм (кВ)

1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	Среднее
<u>50</u>	<u>48</u>	<u>48</u>	<u>50</u>	<u>52</u>	<u>52</u>	<u>50,0</u>

З а к л ю ч е н и е :

Предоставленные ориентировочные данные для
принятия решения о возможности
дальнейшего использования.

Испытание производил Иванов / Иванова Н. Ю. /
Начальник лаборатории Иванов / Иванова В. В. /

Рисунок 3.15 – Протокол испытания трансформаторного масла.

3.4 Выводы к главе 3

1. Графики нагрузки, сформированные программой «Пирамида АРМ», позволяют создать различные варианты заданий по проверке режимов работы силовых трансформаторов.

2. Сведения, вносимые в протоколы контроля состояния изоляции и масла силовых трансформаторов, характеризуют износ и надежность работы трансформаторного оборудования. В программу практических заданий целесообразно внести пункты по анализу результатов подобных проверок.

4 Разработка учебно-методических материалов по эксплуатации трансформаторов

Психологи полагают, что в обучении наиболее перспективен путь руководства самостоятельной мыслительной работой учащихся. Только после усвоения определенных алгоритмов и схем возможна продуктивная деятельность студентов [18]. Поэтому для организации самостоятельной работы обучающихся по формированию компетенций, касающихся эксплуатации и обеспечения надежности трансформаторного оборудования составим практико-ориентированные учебные задания.

Методические материалы для самостоятельного выполнения практических заданий должны иметь системный характер [18] и содержать такие сведения, как назначение; методы, способы и приемы выполнения действий; типовые решения; инструкции; формулы и т.п. Поэтому в данных методических разработках предусмотрим такие разделы как цель работы, программа работы, методические указания по выполнению работы, содержание отчёта, контрольные вопросы и сведения об используемой литературе.

В соответствии с приложением к приказу Тольяттинского государственного университета №134 от 20.01.2009 следует принять во внимание, что практические задания быть направлены на овладение студентами умениями решения стандартных задач и приобретение навыков применения теории и практических действий в соответствующей сфере профессиональной деятельности. Поэтому при разработке практических заданий по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения» необходимо стремиться максимально, приблизить деятельность студентов к тем мероприятиям, которые выполняются в ходе технического обслуживания реальных объектов систем электроснабжения. Поэтому, как было отмечено выше, за исходные данные возьмем реальную техническую документацию, бланки осмотра и протоколы контроля масла и изоляции.

В главе 2-ой отмечалась важность мероприятий технического обслуживания трансформаторов, и приводился их перечень. В большинстве учебных пособий по данному курсу также приводится список действий, выполняемых в рамках технического обслуживания. Знакомство с этим перечнем действий не позволяет студентам заочной формы обучения проникнуть в сущность проводимых операций, понять для чего они выполняются, какую информацию несут, какие решения могут быть приняты по их результатам. Этот пробел должны восполнить разрабатываемые практические задания. Ранее отмечалось, что одну работу планируется посвятить сущности мероприятий, выполняемых в рамках оперативного обслуживания, вторую – оценке допустимой нагрузки трансформатора, третью – определению ресурса, четвертую – анализу состояния трансформаторного масла и изоляции трансформатора.

4.1 Разработка практического задания по оперативному обслуживанию силовых трансформаторов

Первое учебное задание планируется посвятить оперативному обслуживанию трансформаторов. В рамках его выполнения студенты должны познакомиться с сущностью основных мероприятий этого этапа эксплуатации данных устройств. С методической точки зрения важно, чтобы содержание практических заданий было максимально приближено к действительности и работа студентов должна быть организована с применением типовых производственных документов, бланков и инструкций.

В соответствии с действующей инструкцией по эксплуатации силовых трансформаторов в рамках оперативного обслуживания проводится визуальный осмотр трансформаторов. Поэтому цель первой практической работы направлена на формирование у студентов навыка оценки состояния силового трансформатора по результатам визуального контроля. Для достижения этой цели студентам следует,

- во-первых, ознакомиться с инструкцией по эксплуатации трансформаторов общего назначения, а именно, с действиями оперативного персонала при осмотрах.

- во-вторых, по результатам осмотра заполнить соответствующий бланк;

- в-третьих, сделать вывод о состоянии трансформатора и принять решения о его дальнейшей эксплуатации.

Таким образом, первое учебное задание может иметь вид, представленный ниже.

4.1.1 Практическое задание №1 «Осмотр силового трансформатора общего назначения»

4.1.2.Цель работы

Приобрести навык оценки состояния силового трансформатора по результатам визуального контроля.

4.1.3 Программа работы

4.1.3.1 Изучить мероприятия оперативного обслуживания силовых трансформаторов.

4.1.3.2 Ознакомиться с результатами визуального контроля и заполнить бланк осмотра трансформатора.

4.1.3.3 Сделать вывод о состоянии трансформатора.

4.1.4 Краткие теоретические сведения

Осмотр – это профилактическая мера, предназначенная для поддержания работоспособности трансформатора. Выполняется работником, входящим в состав оперативного персонала и имеющим квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

Осмотры бывают плановые и очередные. Плановые осмотры проводятся с определенной периодичностью, установленной техническим руководителем энергообъекта. Внеочередные – при резких изменениях погодных условий, по указанию технического руководителя энергообъекта.

Работающие трансформаторы осматривают в соответствии с правилами по охране труда. При осмотре трансформаторов проверяют:

- Состояние фарфоровых изоляторов (наличие или отсутствие трещин, сколов и загрязнений);
- Целостность термосигнализаторов, термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы;
- Герметичность вводов;
- Состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях;
- Наличие масла в масляном затворе;
- Состояние соединений маслопроводов, системы охлаждения, бака, вводов, термосифонных фильтров;
- Отсутствие течи масла;
- Отсутствие механических повреждений;
- Исправность элементов заземляющего устройства;
- Состояние гравийной подсыпки в приемке под трансформатором.

В случае выявления при осмотре неисправностей (табл.4.1) работник, входящий в состав оперативно-технического персонала, должен сообщить вышестоящему руководству, а именно главному энергетiku предприятия, и принять меры для их устранения.

Кроме того, при выявлении неисправности, которое невозможно устранить без отключения трансформатора, с разрешением главного энергетика вывести трансформатор в ремонт.

Таблица 4.1 – Дефекты трансформаторов

№ п/п	Выявленная неисправность	Возможный дефект
1	Пониженный уровень масла по маслоуказателю.	Наличие течи масла в баке или в системе охлаждения.
2	Повышение температуры масла выше +50.	Загрязнение радиаторов системы охлаждения. Дефект в системе охлаждения.
3	Изменение цвета масла.	Дефект в активной части.
4	Изменения цвета силикагеля.	Увлажнение масла.

Продолжение таблицы 4.1

5	Повышенные или пониженные тона в равномерном гуле.	Ослабление прессовки магнитопровода. Ослабление болтов, крепящих крышку бака. Дефект в активной части
6	Повышенная вибрация	Нарушение жесткой установки трансформатора.
7	Потрескивание внутри бака.	Дефект в активной части или обрыв заземления магнитопроводов.
8	Неправильное показание измерительных приборов	Неисправность измерительных приборов.
9	Выброс масла из расширителя.	Междуфазное короткое замыкание.

4.1.5 Методические указания по выполнению работы

4.1.5.1 По результатам визуального контроля распределительного трансформатора заполните бланк осмотра (рис.4.1). При составлении бланка используйте данные, приведенные в табл.4.2 и табл. 4.3 в соответствии с вариантом задания.

4.1.5.2 Сделайте выводы о состоянии трансформатора и заключение о дальнейшей эксплуатации трансформатора. На рис. 4.2 в качестве примера представлен заполненный бланк осмотра распределительного трансформатора ТМ-1000/6кВ.

4.1.5.3 Ответьте на контрольные вопросы.

Таблица 4.2 – Данные осмотра трансформатора

№ варианта Данные осмотра	1	2	3	4	5
Температура окружающей среды	20	30	15	25	10
Температура масла	35	40	38	45	30

Продолжение таблицы 4.2

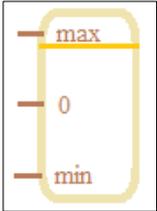
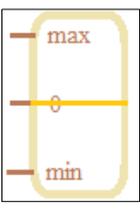
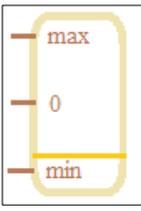
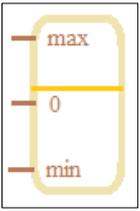
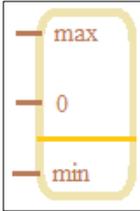
Уровень масла					
Цвет масла					
Цвет силикагеля					
Характер шума	равномерный	повышенный гул	пониженный гул	равномерный	повышенный гул
Течь масла	отсутствует	присутствует	присутствует	отсутствует	присутствует
Показания амперметра, А	400	1000	1200	800	1000
Показания вольтметра, В	380	400	420	370	390

Таблица 4.3 – Паспортные данные распределительных трансформаторов

№ варианта	Тип трансформатора	S, кВА	U _{ном} , кВ	
			ВН	НН
1	ТМ-1000/6	1000	6,0	0,4
2	ТМЗ-1000/6	1000	6,0	0,4
3	ТМГ-1000/6	1000	6,0	0,4
4	ТМ-1600/6	1600	6,0	0,4
5	ТМЗ-1600/6	1600	6,0	0,4

БЛАНК ОСМОТРА	
Распределительного трансформатора	
_____ ФИО	_____ дата осмотра
_____ подпись	_____ время
Объект осмотра _____	
Наименование показаний	Показания
Температура окружающей среды, °С	
Температура масла, °С	
Уровень масла	
Цвет масла	
Цвет силикагеля	
Течь масла	
Характер шума трансформатора	
Измерительные приборы	А,кА
	V,кВ
Примечание: _____	

Рисунок 4.1 – Бланк осмотра трансформатора

БЛАНК ОСМОТРА

Распределительного трансформатора

Шенникова ИА
ФИО

23.04.2016
дата осмотра

Шенникова ИА
подпись

13:40
время

Объект осмотра ТМ-1000/6 кВ

Наименование показаний		Показания
Температура окружающей среды, °С		22
Температура масла, °С		35
Уровень масла		max
Цвет масла		светло-коричневый
Цвет силикагеля		голубой
Течь масла		отсутствует
Характер шума трансформатора		равномерный
Измерительные приборы	A, A	400
	V, B	380

Примечание: Трансформатор находится в
нормальном состоянии, замечаний
нет.

Рисунок 4.2 – Пример заполнения бланка осмотра

4.1.6 Контрольные вопросы

4.1.6.1 Какой электротехнической персонал привлекается к эксплуатации силовых трансформаторов?

4.1.6.2 Какой объем работ выполняется в рамках оперативного обслуживания трансформаторов?

4.1.5.3 Какой объем работ выполняется в рамках технического обслуживания трансформаторов?

4.1.6.4 При каких признаках силовой трансформатор может быть выведен во внеочередной ремонт?

4.1.6.5 Как проходит плановый осмотр силового трансформатора?

4.1.6.6 Назовите условия проведения планового осмотра трансформатора.

4.1.6.7 Назовите условия проведения внеочередного осмотра.

4.1.6.8 О каких неисправностях свидетельствует синий цвет силикагеля?

4.1.6.9 Как температура окружающей среды влияет на трансформатор?

4.1.6.10 О каких неисправностях может свидетельствовать цвет трансформаторного масла?

4.1.7 Содержание отчета

4.1.7.1 Титульный лист.

4.1.7.2 Цель работы.

4.1.7.3 Программа работы.

4.1.7.4 Заполненный бланк осмотра трансформатора.

4.1.7.5 Выводы о состоянии трансформатора.

4.1.7.6 Решение по дальнейшей эксплуатации трансформатора.

4.1.7.7 Ответы на контрольные вопросы.

4.1.8 Литература

4.1.8.1 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / «ЭНЕРГОСЕРВИС» - Москва, 2003.

4.1.8.2 СТО 66947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

4.2 Разработка работы по определению допустимой нагрузки трансформаторов

Второе учебное задание следует посвятить определению допустимой нагрузки силовых трансформаторов. При ее выполнении студенты должны познакомиться с режимами работы трансформаторов. Поэтому целью второй практической работы является получить навык определения допустимой нагрузки силовых трансформаторов. Для того, чтобы достигнуть цель, студентам нужно, во-первых ознакомиться с режимами работ трансформатора. Во-вторых, преобразовать реальный график нагрузки в эквивалентный график. В-третьих, по графика допустимых режимов трансформаторов разных по мощности проверить рассматриваемый трансформатор и сделать вывод.

Таким образом, второе практическое задание может иметь следующий вид.

4.2.1 Практическое задание №2 «Определение допустимой нагрузки силового трансформатора»

4.2.2 Цель работы

Получить навык определения допустимой нагрузки силового масляного трансформатора по данным эксплуатации.

4.2.3 Программа работы

4.2.3.1 Ознакомиться с режимами работы трансформатора.

4.2.3.2 Определить допустимую нагрузку для заданного варианта распределительного трансформатора.

4.2.3.3 Краткие теоретические сведения

В процессе эксплуатации трансформаторов неизбежны отклонения от номинальных режимов. Длительная работа электрооборудования с превышением нагрузки и величины напряжения приводит к повышенному износу изоляции, снижению срока службы и надежности работы всей системы электроснабжения предприятия. Поэтому допустимые режимы работы силовых трансформаторов регламентированы стандартами, техническими условиями и инструкциями.

Допускается продолжительная работа трансформаторов (при мощности не более номинальной), если превышение напряжения на любом из ответвлений обмотки составляет 10% от номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшего рабочего напряжения по ГОСТ-1516.3, которое зависит от класса напряжения (см. табл.4.3).

По условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального должно быть ограничено при 20 мин. до 1,15; при 20с. – до 1,3.

Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин. и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

Таблица 4.3– Наибольшие рабочие напряжения

Класс напряжения, кВ	6	10	20	35	110	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12,0	24,0	40,5	126	252	363	525	787

Продолжительные круглосуточные нагрузки (перегрузки) и допустимые аварийные перегрузки с возможным повышенным износом зависят от коэффициентов нагрузки трансформатора. Суточные изменения нагрузки для оценки допустимого режима работы заменяют двухступенчатым графиком, эквивалентным по степени износа изоляции реальному характеру изменения нагрузки (рис. 4.3).

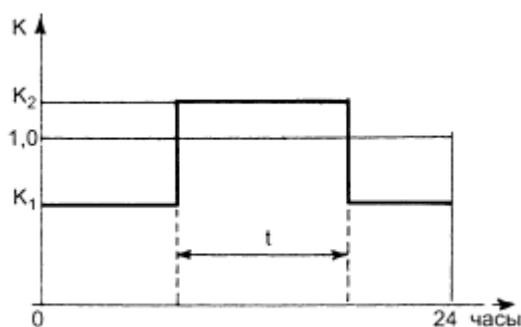


Рисунок 4.3 –Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки

Начальная нагрузка, предшествующая нагрузке (перегрузке) K_2 , в долях от номинальной мощности или тока определяется по формуле 4.1

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{nom}} = \frac{I_1}{I_{nom}}, \quad (4.1)$$

где: S_{nom} (I_{nom}) – номинальная мощность в кВА или номинальный ток трансформатора в А;

S_1 (I_1) – начальная мощность в кВА или ток нагрузки в А .

Нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой K_1 , в долях от номинальной мощности или тока:

$$K_2 = \frac{S_2}{S_{nom}} = \frac{I_2}{I_{nom}}, \quad (4.2)$$

где: S_2 (I_2) – следующая за начальной нагрузкой мощность в кВА или ток нагрузки в А.

Если эквивалентность двухступенчатого графика вызывает сомнения, то следует сделать определенные допущения и принять график с некоторым запасом по перегрузке.

Если реальный график имеет один выраженный участок максимума нагрузки K_2 (рис.4.4), то для остального участка графика значение нагрузки K_1 берут как среднее арифметическое значение.

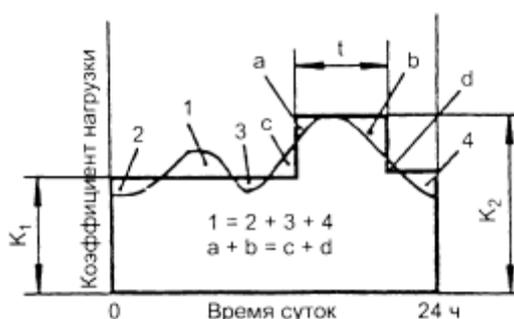


Рисунок 4.4 – График нагрузки с одним максимумом

Если на суточном графике нагрузке выделяются два максимума (рис.4.5), то значение K_2 определяют для участка с большей продолжительностью, а для остального участка считают K_1 как среднее значение оставшейся нагрузки.

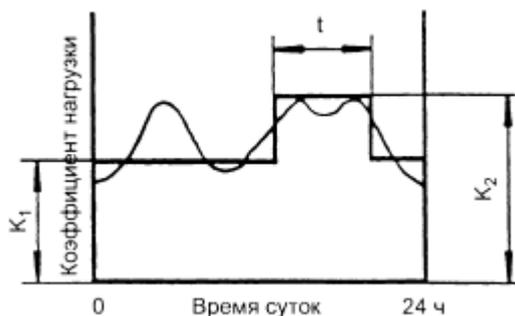


Рисунок 4.5– График нагрузки с двумя максимумами

В случае если график состоит из нескольких последовательных максимумов, то длительность участка с нагрузкой K_2 принимают достаточно большой, чтобы охватить их все. Значение K_1 принимают равным среднему значению оставшейся нагрузки.

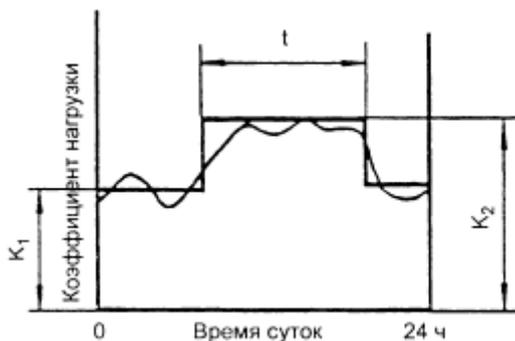
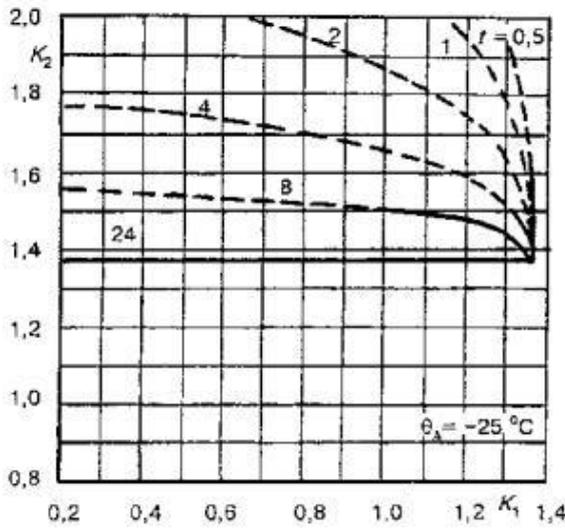


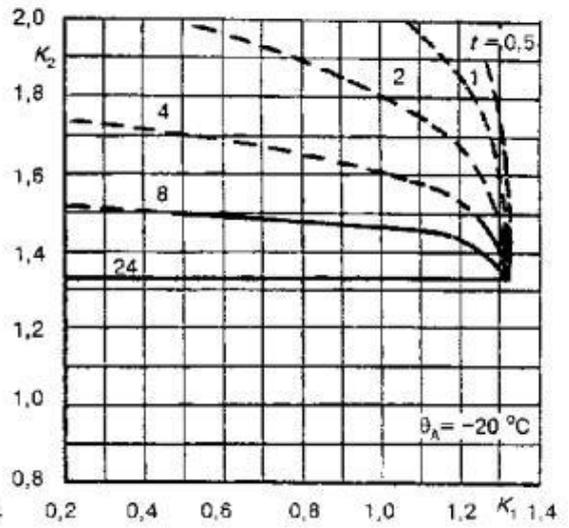
Рисунок 4.6 – График нагрузки с близко расположенными максимумами

В нормативных документах приводятся допустимые нагрузки трансформаторов для восьми различных значений температуры окружающей среды. По ним можно определить величину K_2 и продолжительность t допустимой нагрузки без потери срока службы за день, месяц и т.д. в зависимости от величины начальной нагрузки K_1 .

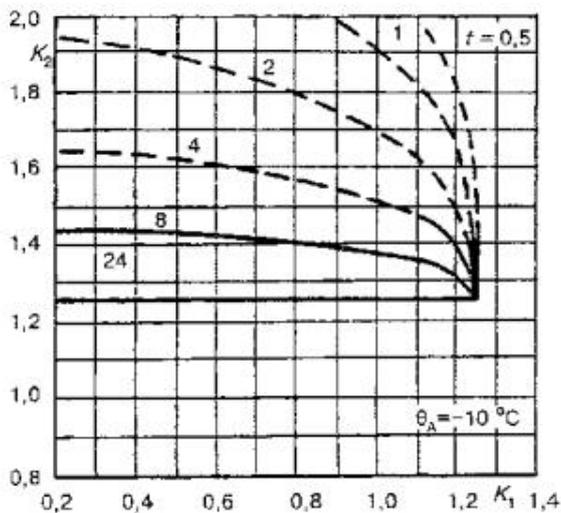
Для знакомства с принципами определения допустимой нагрузки трансформаторов на рис. 4.7 (а) – рис. 4.7(з) даны графики допустимой нагрузки для этих устройств с системами охлаждения типа М и Д.



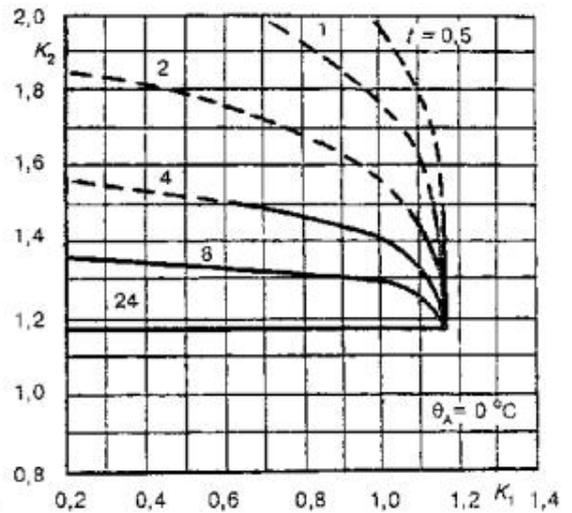
а



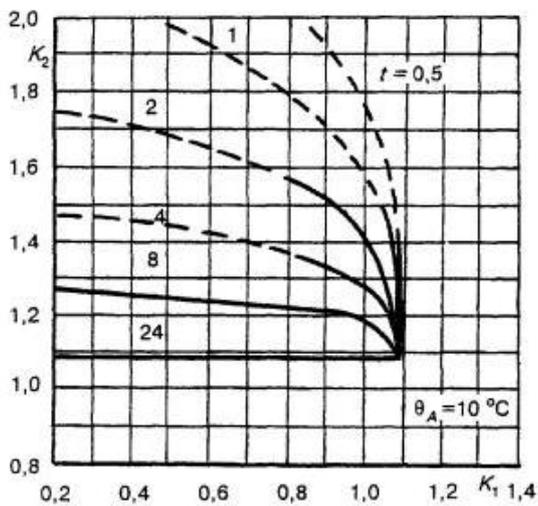
б



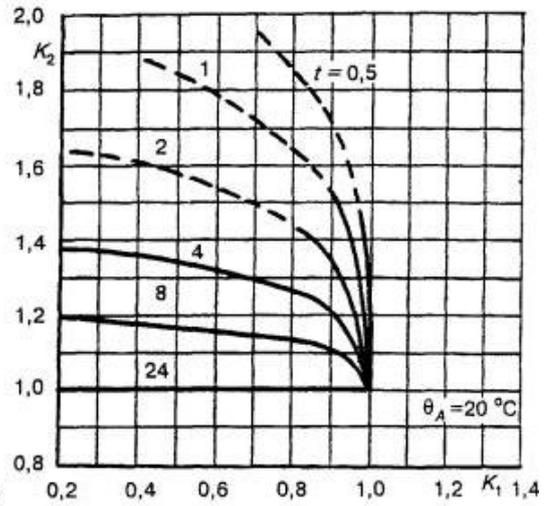
в



г



д



е

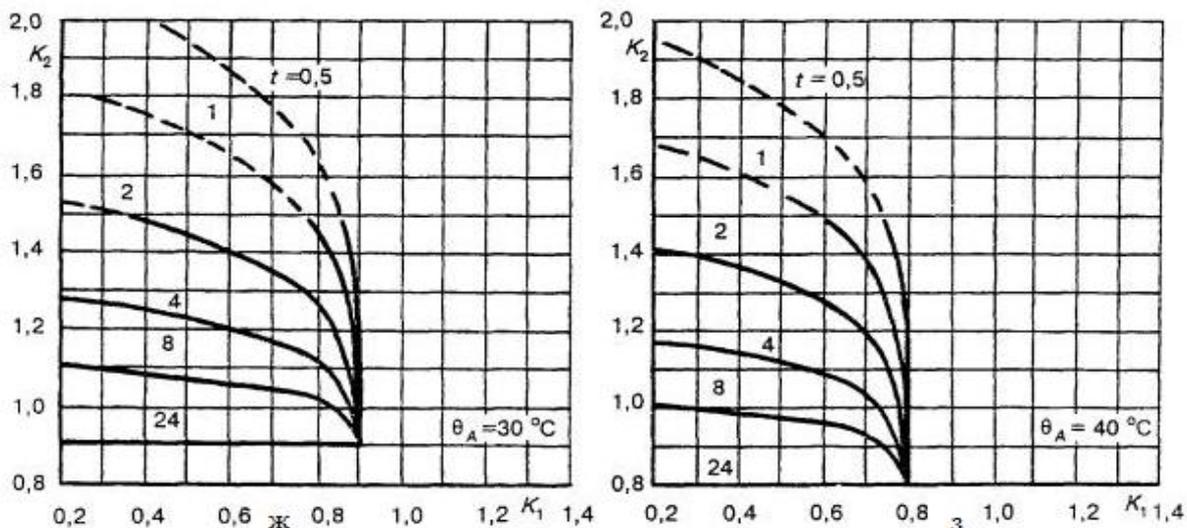


Рисунок 4.7 – Допустимые нагрузки распределительных трансформаторов

4.2.4 Методические рекомендации по выполнению работы

4.2.4.1 Реальную суточную нагрузку распределительного трансформатора для своего варианта задания (табл.4.4) представьте в виде эквивалентного двухступенчатого графика.

Таблица 4.4 – Исходные данные

№ варианта	Графики нагрузки	Тип трансформаторы	Данные контроля
1	А	ТДН-16000/110	t=10°C
2	Б	ТДН-16000/110	t=-10°C
3	В	ТМЗ-1000/6	t=30°C
4	Г	ТМ-1000/6	t=30°C
5	Д	ТМГ-1000/6	t=30°C
6	Е	ТМЗ-1600/6	t=0°C
7	Ж	ТМ-1600/6	t=-20°C
8	А	ТДН-16000/110	t=-20°C
9	Б	ТДН-16000/110	t=30°C
10	В	ТМЗ-1000/6	t=20°C
11	Д	ТМГ-1000/6	t=20°C
12	Е	ТМЗ-1600/6	t=40°C
13	Ж	ТМ-1600/6	t=10°C
14	А	ТДН-16000/110	t=0°C
15	Б	ТДН-16000/110	t=-25°C
16	Е	ТМЗ-1600/6	t=-25°C
17	Ж	ТМ-1600/6	t=30°C

Продолжение таблицы 4.4

№ варианта	Графики нагрузки	Тип трансформаторы	Данные контроля
18	А	ТДН-16000/110	$t=40^{\circ}\text{C}$
19	Б	ТДН-16000/110	$t=0^{\circ}\text{C}$
20	Е	ТМЗ-1600/6	$t=-10^{\circ}\text{C}$

4.2.4.2 Рассчитайте начальную K_1 и следующую за ней K_2 нагрузки распределительного трансформатора.

4.2.4.3 По графикам, представленным на рисунках 4.7 для заданной температуры окружающей среды определите допустимую продолжительность работы распределительного трансформатора с полученными значениями K_1 и K_2 .

4.2.4.4 Сравните полученный результат с реальным графиком нагрузки трансформатора для заданного варианта.

4.2.4.5 Сделайте вывод о допустимости и виде режима работы распределительного трансформатора.

4.2.5 Пример выполнения работы

Определим допустимость режима работы силового распределительного трансформатора ТМ-1000/6кВ при температуре 20°C .

Используя суточный график нагрузки (рис.4.8), преобразуем его в эквивалентный двухступенчатый график (рис.4.9).

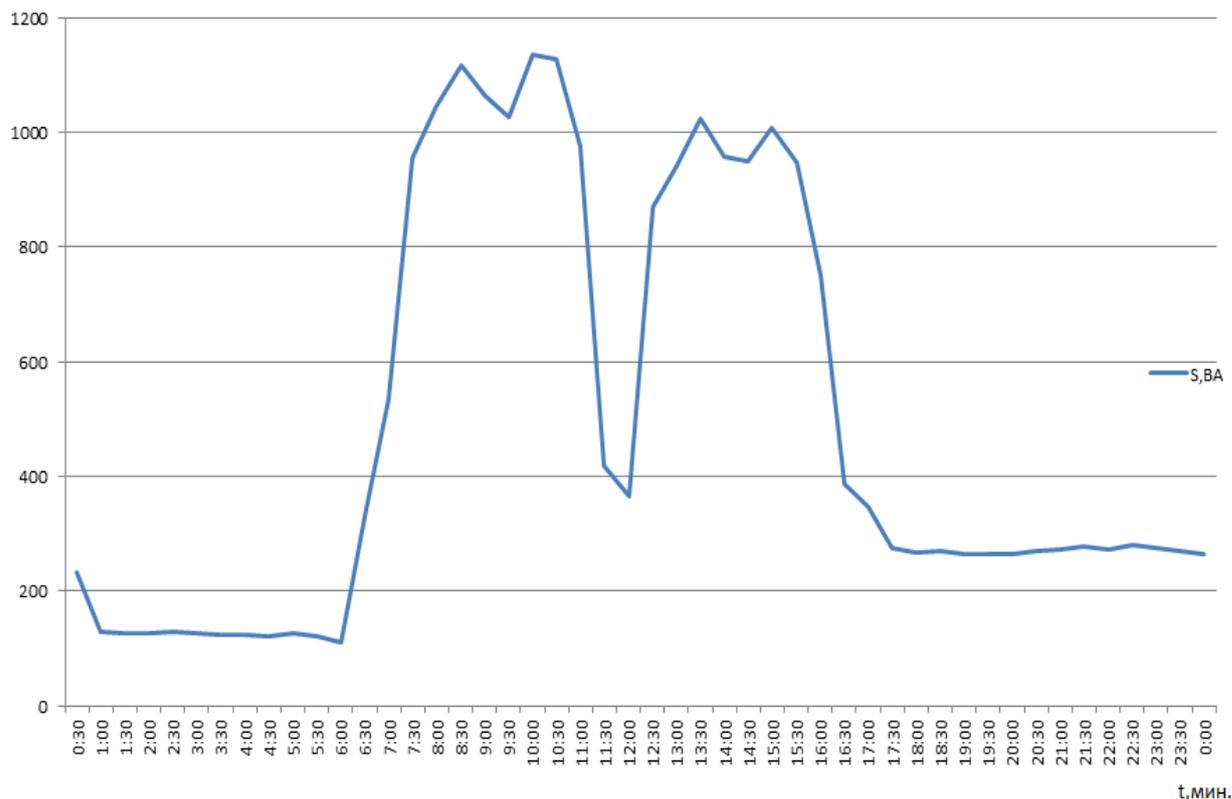


Рисунок 4.8 – Суточный реальный график нагрузки трансформатора
ТМ-1000/6 кВ

Находим коэффициенты нагрузки.

Коэффициент максимальной нагрузки рассчитаем за период времени с
8:00 до 16:00 ($t_2=8$ ч)

$$K_2 = \frac{1}{1000} \cdot \frac{\sqrt{1116^2 \cdot 1 + 1025^2 \cdot 1 + 1135^2 \cdot 1 + 975^2 \cdot 2 + 867^2 \cdot 1,5 + 1000^2 \cdot 1,5}}{8} = 0,95. \quad (4.3)$$

Коэффициент начальной нагрузки принимаем равным среднему значению
оставшейся нагрузки в период времени суток $t_1=24-8=16$ ч.

$$K_1 = \frac{1}{1000} \cdot \frac{\sqrt{234^2 \cdot 0,5 + 125^2 \cdot 5 + 954^2 \cdot 1,5 + 750^2 \cdot 1 + 350^2 \cdot 1 + 270^2 \cdot 1}}{16} = 0,373. \quad (4.4)$$

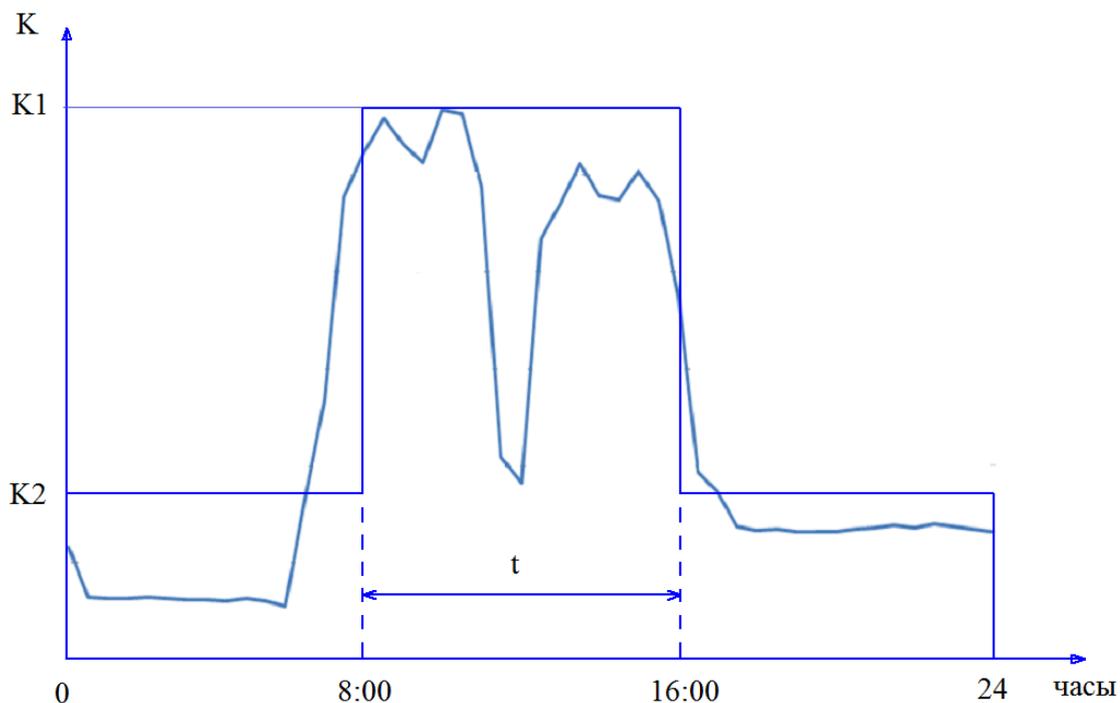


Рисунок 4.9 – Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки трансформатора ТМ – 1000/6

По графику на рис. 4.10, находим, что такая нагрузка является допустимой для $t = 24$ ч. В нашем примере $t = 8$, следовательно, заданная нагрузка является допустимой.

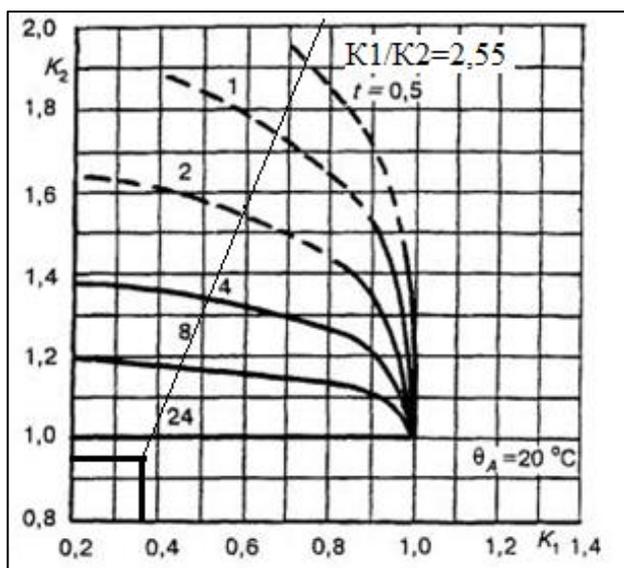


Рисунок 4.10 – График допустимости режима работы трансформатора ТМ-1000/6кВ.

Из графика допустимости нагрузки (рис. 4.10) видно, что такой режим работы является нормальным. Для данного распределительного трансформатора – это номинальный режим, при котором допускается продолжительная работа данного устройства.

4.2.6 Содержание отчета

4.2.6.1 Титульный лист.

4.2.6.2 Цель работы.

4.2.6.3 Программа работы.

4.2.6.4 Результаты оценки допустимой работы трансформатора.

4.2.6.5 Ответы на контрольные вопросы.

4.2.7 Контрольные вопросы

4.2.7.1 Охарактеризуйте номинальный режим работы силового трансформатора.

4.2.7.2 Какой режим работы трансформатора считается нормальным?

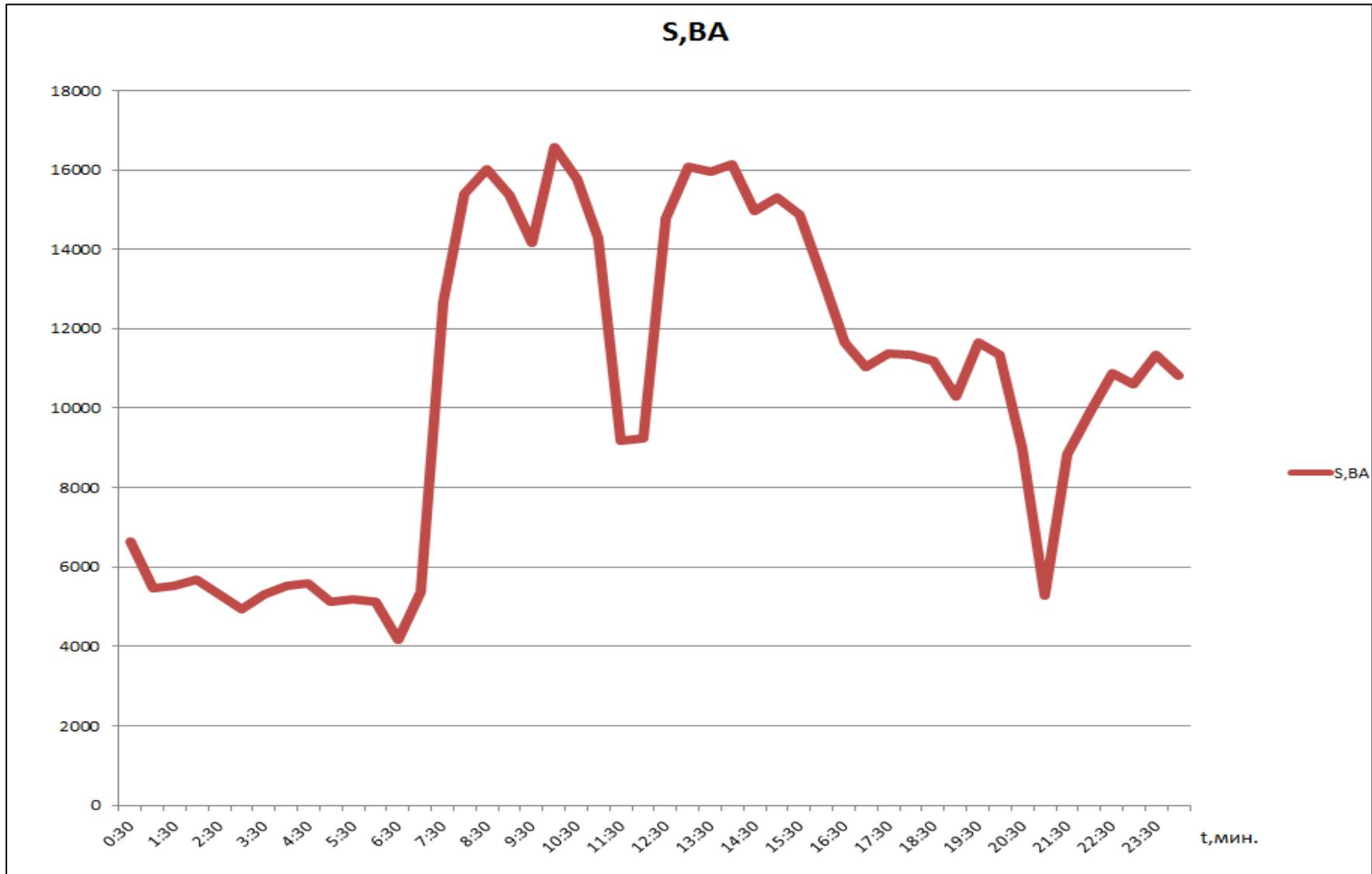
4.2.7.3 Охарактеризуйте аварийный режим работы силового трансформатора.

4.2.8 Литература

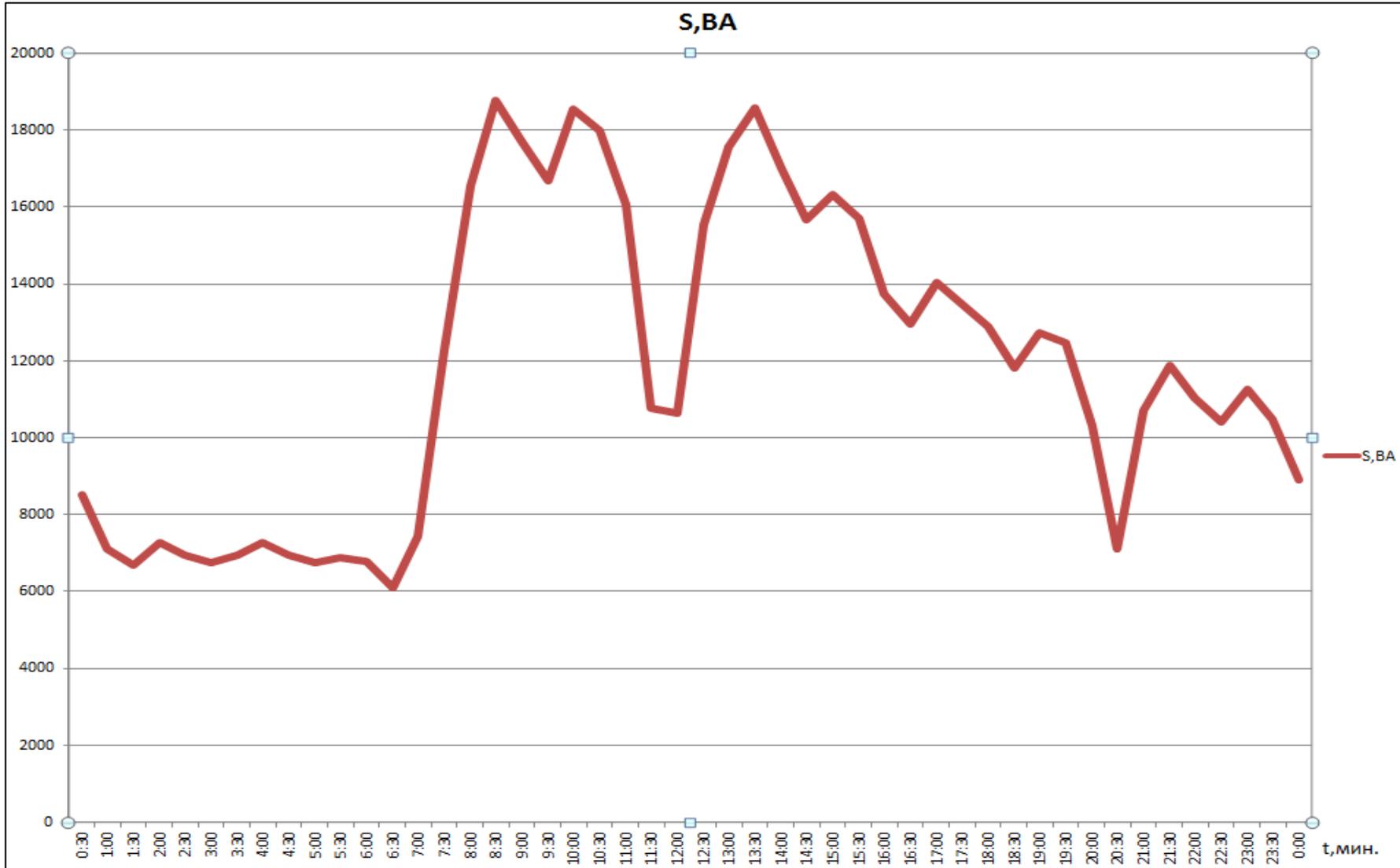
4.2.8.1 СТО 66947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

4.2.8.2 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1).

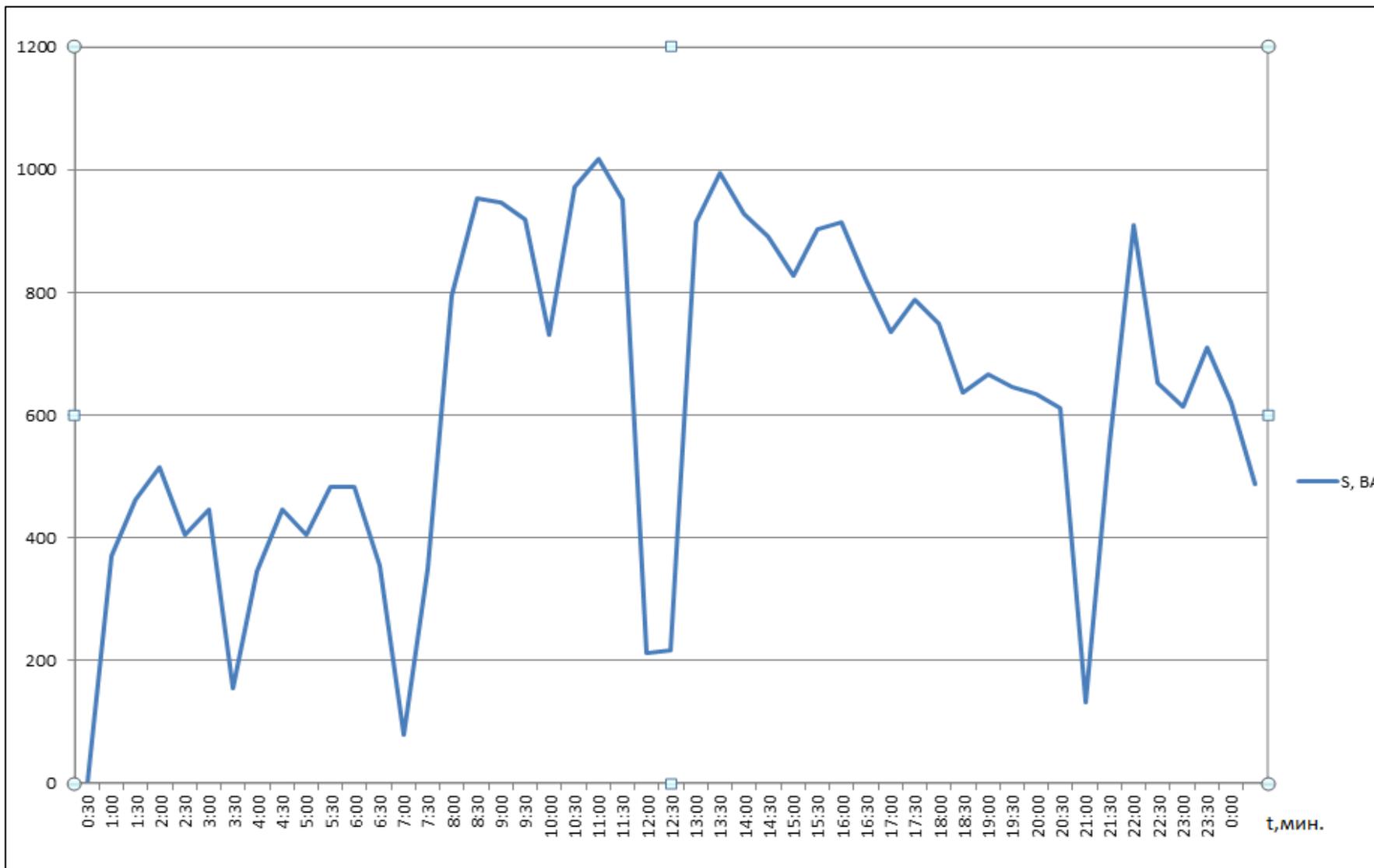
4.2.8.3 ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 750кВ. Требования к электрической прочности изоляции



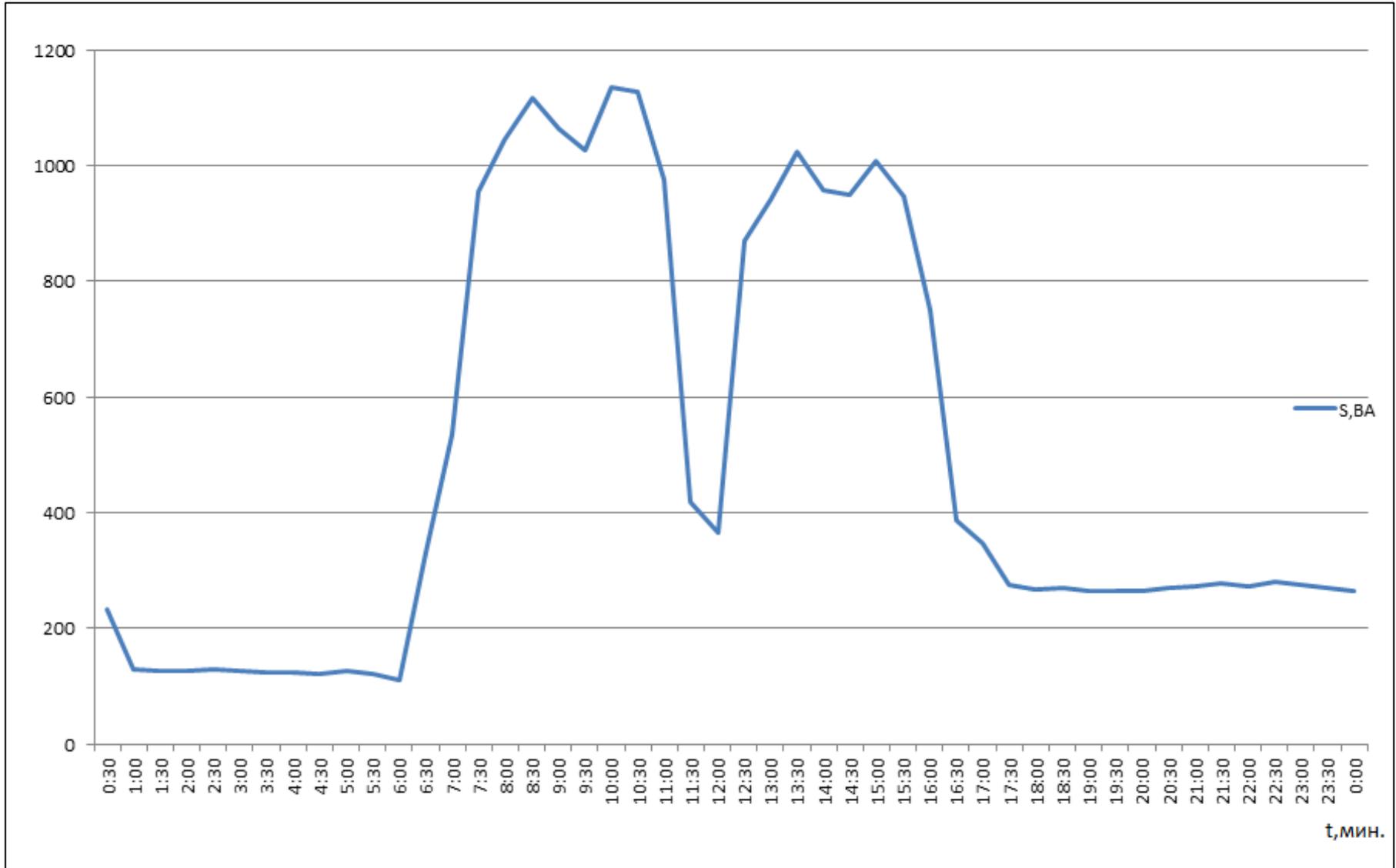
Приложение Б к практическому заданию № 2



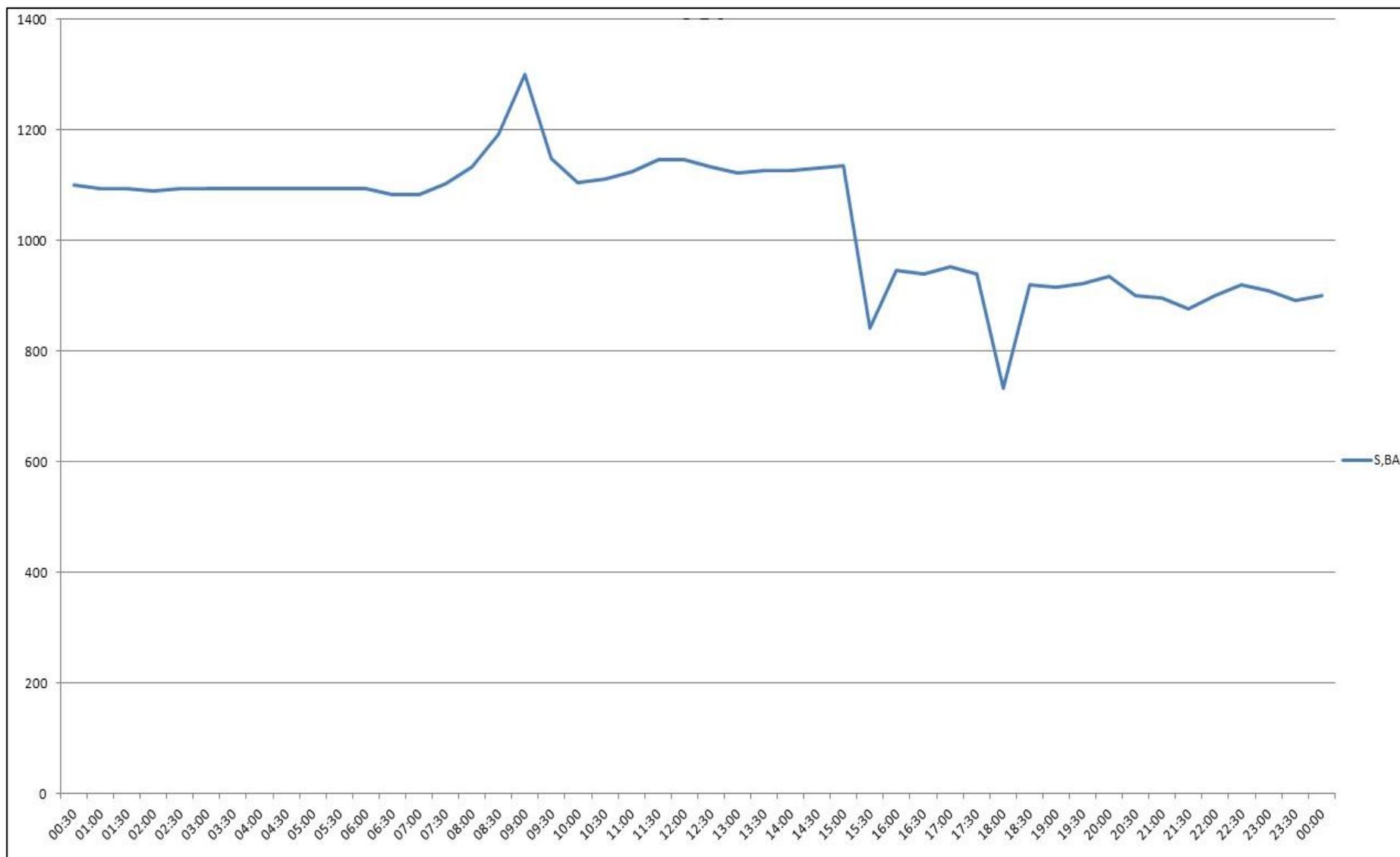
Приложение В к практическому заданию № 2



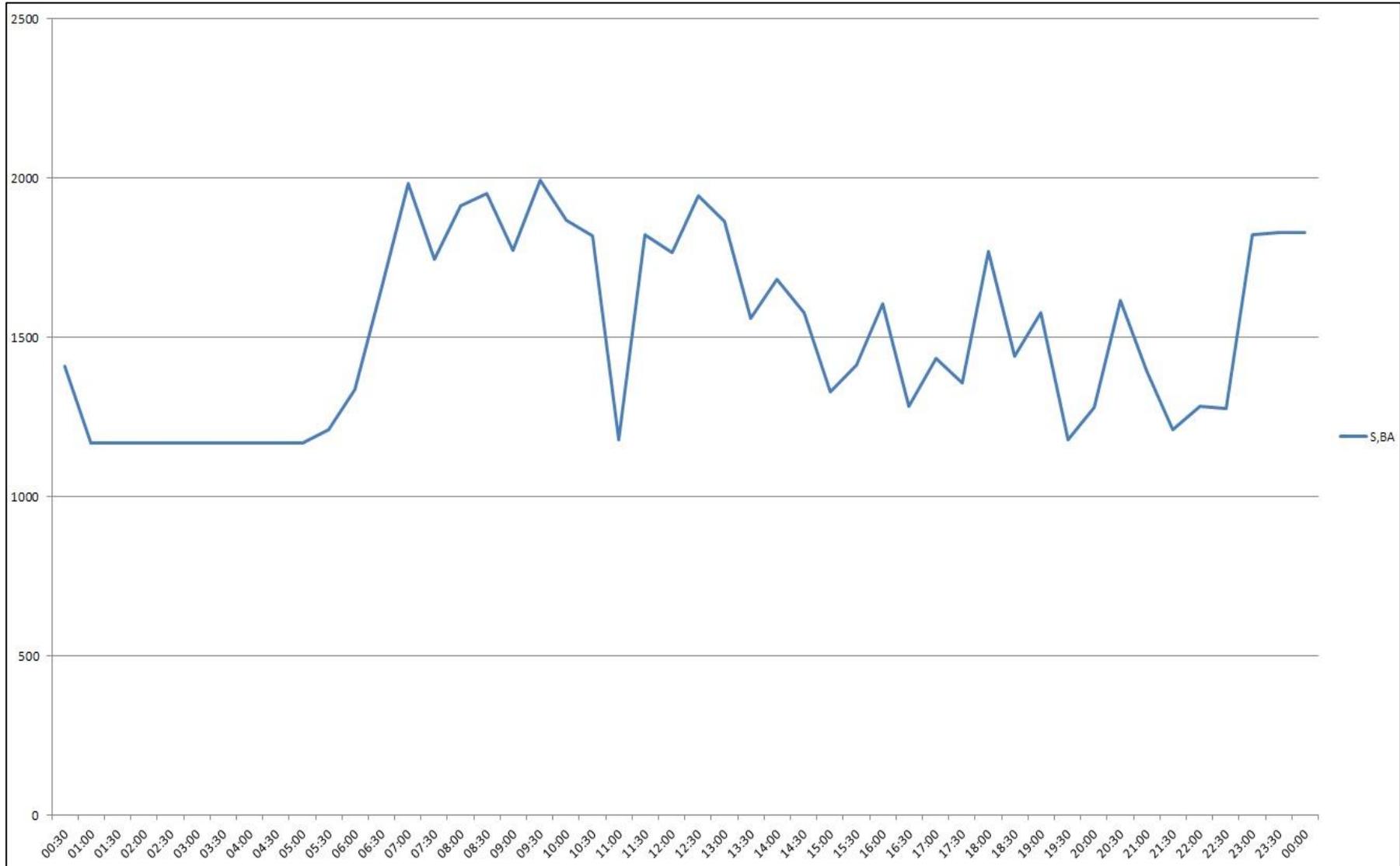
Приложение Г к практическому заданию № 2



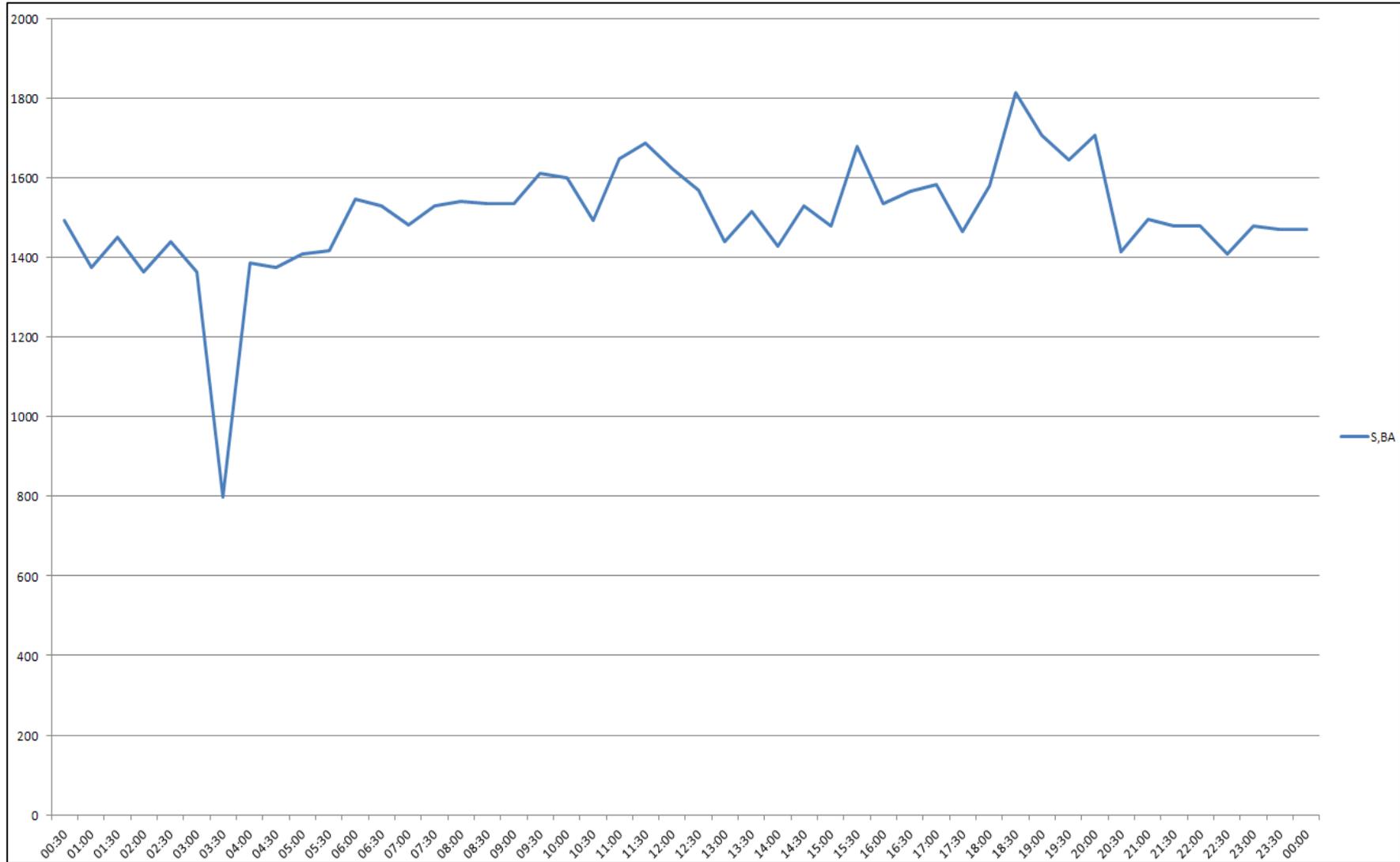
Приложение Д к практическому заданию № 2



Приложение Е к практическому заданию № 2



Приложение Ж к практическому заданию № 2



4.3 Разработка работы по определению срока службы силового трансформатора

По статистике основные повреждения трансформатора происходят из-за дефектов внутренней изоляции.

Основной причиной является старение трансформаторного масла и изоляции обмоток. Даже при нормальном использовании трансформаторов, в процессе их эксплуатации из-за износа нарушается электрическая и механическая прочность изоляционных материалов. Во избежание аварии стоит большее внимание обращать на явления, вызывающие старение с помощью контроля изоляции и выявлять дефекты на ранней стадии старения. Это особенно важно, именно для масляных трансформаторов, так как при нарушении прочности изоляционной конструкции этих преобразователей может произойти взрыв и пожар, что составляет опасность для жизни людей и приводит к большим финансовым потерям [12].

4.3.1 Практическое задание №3 «Оценка выработанного ресурса изоляции трансформатора»

4.3.2 Цель работы

Освоить методику расчета относительной скорости старения изоляции силового масляного трансформатора.

4.3.2 Программа работы

4.3.2.1 Ознакомиться с методикой расчета относительного сокращения срока службы силового трансформатора.

4.3.2.2 Произвести расчет относительного срока службы трансформатора в соответствии с вариантом задания.

4.3.3 Краткие теоретические сведения

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов изоляция подвергается процессу старения, что приводит к исчерпанию срока службы трансформаторов.

Скорость старения изоляции растет при увеличении температуры обмоток Θ . Этот факт учитывается при нормировании допустимой нагрузки

трансформаторов. При расчете допустимой нагрузки за основную температуру принимается температура наиболее нагретой точки обмотки. Если $\Theta < 80^\circ\text{C}$, то старение изоляции является очень медленным и им можно пренебречь.

Обычно оценка остаточного ресурса трансформатора и скорость старения изоляции рассчитываются на основе определения относительной скорости теплового старения изоляции, рассматривая этот процесс по отношению к скорости старения в течение одного нормального рабочего дня. Нормальный рабочий день – при температуре окружающей среды в 20°C . Этой температуре соответствует значение Θ в наиболее нагретой точке обмотке в 98°C .

Относительная скорость теплового старения изоляции определяется по формуле (4.5)

$$v = e^{a \cdot (\theta_h - 98)}, \quad (4.5)$$

где θ_h – температура наиболее нагретой точки обмотки;

$a=0,115$ – эмпирическая постоянная.

При увеличении температуры наиболее нагретой точки обмотки на 6°C скорость старения изоляции возрастает примерно в 2-ва раза. При этом срок службы трансформатора соответственно уменьшается по сравнению с номинальным. В зависимости от длительности превышения температуры – это может быть час, день или месяц соответственно.

Увеличение температуры обмотки выше $\Theta=98^\circ\text{C}$ связано с увеличением нагрузки сверх номинальной. Таким образом, оценку относительной скорости теплового старения можно произвести с помощью температуры наиболее нагретой точки обмотки. При этом используется правило, что если нагрузка растёт на 0,8%, то скорость старения изоляции v увеличивается так же, как при подъеме температуры на 1°C . Наиболее нагретая точка обмотки трансформатора с увеличением нагрузки трансформатора определяется по формуле (4.6)

$$\theta_n = \theta + \frac{F}{0,8}, \quad (4.6)$$

где: θ – температура наиболее нагретой точки обмотки равная 98 °С;

F – увеличение нагрузки, %.

Относительная потеря срока службы трансформатора при условии, что температура и нагрузка – постоянны, может быть рассчитана по формуле (4.7)

$$L = v \cdot t, \quad (4.7)$$

где: v – относительная скорость старения;

$t=24$ ч – период времени, количество часов в сутках.

Относительная потеря срока службы трансформатора при условии, что изменение нагрузки и температура окружающей среды меняются во времени, определяется по формуле (4.8)

$$L = \frac{1}{t} \cdot \int_{t_1}^{t_2} v dt, \quad (4.8)$$

где v – относительная скорость старения;

t – период времени, равный 24 часам;

t_2 – конец периода времени с данной нагрузкой;

t_1 – начало периода времени с данной нагрузкой.

4.3.4 Методические рекомендации по выполнению задания

При выполнении расчетов необходимо учесть, что увеличение нагрузки на 0,8% приводит к увеличению температуры наиболее нагретой точки обмотки на 1°С.

Уменьшение нагрузки на 0,8% приводит к уменьшению температуры на 1°С.

4.3.5 Пример выполнения задания

Оценить относительную скорость старения и потерю срока службы силового трансформатора. В качестве исходных данных использовать вариант из практического задания № 2.

По реальному суточному графику нагрузки распределительного трансформатора ТМ-1000/6 кВ определяем величину увеличения и уменьшения нагрузки по отношению к номинальному значению.

Увеличение и уменьшение нагрузки трансформатора ТМ-1000/6 кВ примерно одинаково и составляет 13%.

Таким образом, наиболее нагретая точка обмотки имеет температуру:

$$\text{- при увеличении нагрузки } \theta_h = 98 + \frac{13}{0,8} = 116,25^\circ\text{C};$$

$$\text{- при уменьшении } \theta_h = 98 - \frac{13}{0,8} = 81,75^\circ\text{C}.$$

Скорость старения изоляции трансформатора составляет:

$$\text{- при увеличении нагрузки } V = e^{0,115 \cdot (116,25 - 98)} = 8,16.$$

$$\text{- при уменьшении нагрузки } V = 7 \cdot e^{-0,115 \cdot (81,75 - 98)} = 0,15.$$

При условии, что в процессе эксплуатации имеет место увеличение нагрузки в период времени с 8 до 16 часов при температуре окружающей среды, равной 20°C , а в оставшееся время – снижение нагрузки, то относительная потеря срока службы распределительного трансформатора ТМ-1000/6 кВ составляет:

$$L = \frac{1}{24} \cdot \left(\int_8^{16} 8,16 dt + \int_{16}^{24} 0,15 dt + \int_0^8 0,15 dt \right) = \frac{8,16 \cdot 8 + 0,15 \cdot 8 + 0,15 \cdot 8}{24} = 2,82. \quad (4.9)$$

Вывод: При данном режиме работы трансформатора, когда имеет место увеличение нагрузки в течении 8 часов на 13% по сравнению с номинальной, а в оставшееся время – нагрузка меньше номинальной на 13%, при температуре окружающей среды $\Theta=20^\circ\text{C}$ – относительная потеря срока службы изоляции в сутки составляет 2,82 суток. Таким образом, наблюдается повышенный износ изоляции и сокращение срока службы трансформатора в целом.

4.3.6 Контрольные вопросы

4.3.6.1 Какие явления влияют на срок службы силовых трансформаторов?

4.3.6.2 Каков средний срок службы силовых маслонаполненных трансформаторов?

4.3.6.3 Почему допустимая нагрузка трансформаторов нормируется?

4.3.6.4 Какие меры применяются для продления срока службы трансформаторов?

4.3.6.5 Как можно оценить скорость старения изоляции трансформатора?

4.3.7 Содержание отчета

4.3.7.1 Титульный лист.

4.3.7.2 Цель и задачи работы.

4.3.7.3 Программа работы.

4.3.7.4 Расчеты скорости старения и снижения срока службы трансформатора.

4.3.7.5 Выводы.

4.3.7.6 Ответы на контрольные вопросы.

4.3.8 Литература

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

4.4 Разработка работы по исследованию качества трансформаторного масла

В ходе эксплуатации масло трансформаторов теряет свои свойства. В первую очередь ухудшаются его изоляционные показатели. Поэтому в рамках технического обслуживания трансформаторов проводится его периодическая проверка. Лабораторный анализ – специфичная деятельность, не рассматриваемая в рамках дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения». Поэтому данная практическая работа будет направлена только на знакомство студентов с существующими нормами, касающимися

качества масла и с эксплуатационной документацией, действующей в этой сфере.

4.4.1 Практическое задание №4 «Эксплуатационный контроль трансформаторного масла»

4.4.2 Цель работы: Получить навык оценки качества трансформаторного масла.

4.4.3 Программа работы

4.4.3.1 Ознакомиться требованиями к качеству трансформаторного масла.

4.4.3.2 По результатам лабораторных испытаний оценить состояние трансформаторного масла.

4.4.4 Краткие теоретические сведения

Ответственным этапом технического обслуживания масляного трансформатора является эксплуатация масла. Оно играет роль изолятора и охладителя для частей трансформатора, по которым протекает электрический ток. С его помощью осуществляется защита бумажной изоляции обмоток от быстрого увлажнения, если в бак попадает влага. Изоляционные свойства обуславливаются особым химическим составом этого вещества. Показатели масла трансформатора зависят от того из какого сырья оно изготавливается и от присутствия в нем примесей.

Для каждого трансформатора рекомендуется использовать сертифицированное масло определенной марки.

Показатели масла выявляются при проведении лабораторных испытаний. Объем контролируемых характеристик зависит от вида испытаний. Их всего три.

Во-первых, это – испытание на электрическую прочность. В рамках данного исследования визуально оценивают наличие примесей, присутствие воды, и измеряют величину пробивного напряжения.

Во-вторых, это – сокращенный анализ. При выполнении этого вида испытаний сверх проверки на электрическую прочность, определяют кислотное

число, содержание водорастворимых кислот, проверяют цвет масла и температуру вспышки.

В- третьих, это – полный анализ. В него входят все испытания сокращенного анализа плюс следующие измерения. При полном анализе дополнительно определяют $\text{tg } \delta$, делают натровую пробу, проверяют стабильность против окисления, выполняют численную оценку влагосодержания и механических примесей.

Кроме того, есть специальные виды испытаний, которые позволяют обнаружить определенные дефекты или сделать прогноз по дальнейшему сроку эксплуатации масла. Это, например, хроматографический анализ растворенных в масле газов, определение температуры застывания, плотности, вязкости и др.

При эксплуатации трансформаторов рекомендуются следующие объем и периодичность испытаний масла:

- перед первым включением трансформатора в работу проводится проверка масла в сокращенном объеме;
- через 10 дней и через 1 месяц для трансформаторов напряжением 220кВ, а для трансформаторов напряжением 330кВ и выше также и через 3 месяца проводятся испытания в том же объеме, как и перед включением;
- кроме того, через трое суток после включения и далее через 14 суток, через один, три и шесть месяцев у всех трансформаторов напряжением 220кВ и выше производится хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
- при дальнейшей эксплуатации испытания масла производят в соответствии с периодичностью текущего ремонта.

Вид испытаний трансформаторного масла определяется СО 153-34.43.105-89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» [1].

В табл. 4.11 приведены оцениваемые в ходе лабораторных испытаний физико-химические показатели качества трансформаторного масла с указанием их назначения.

Таблица 4.5 – Физико-химические показатели трансформаторного масла

№ п/п	Показатель	Назначение
1	Пробивное напряжение	Характеризует наличие в масле влаги и различные примесей
2	Кислотное число	Определяют устойчивость химических и электрофизических показателей состояния масла
3	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	
4	Влагосодержание	Стимулирует термоокислительные процессы в трансформаторе
5	Тангенс угла диэлектрических потерь	Характеризует наличие в масле полярных соединений, органических и неорганических ионов
6	Содержание механических примесей	Оказывают влияние на уровень пробивного напряжения
7	Температура вспышки в закрытом тигле	Характеризует степень деструкции масла с образованием легких продуктов
8	Цвет масла	Свидетельствует об интенсивности образования высокомолекулярных соединений

Предельно допустимые значения качества трансформаторного масла нормированы. В табл.4.6 даны сведения о показателях масла, соответствующих предельно допустимым требованиям СО 153-34.43.105-89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» [1].

4.4.5 Методические указания по выполнению работы

4.4.5.1 На основе данных лабораторных испытаний оцените состояние трансформаторного масла для заданного варианта трансформатора (табл.4.7) с учетом нормативных требований (табл.4.6).

4.4.5.2 Составьте протокол испытаний трансформаторного масла. Бланк протокола представлен на рис.4.11.

4.4.5.3 Сделайте выводы и сформулируйте рекомендации по дальнейшей эксплуатации трансформаторного масла.

4.4.6 Контрольные вопросы

4.4.6.1 Назначение трансформаторного масла?

4.4.6.2 Какие изменения происходят в трансформаторном масле в условиях эксплуатации?

4.4.6.3 Приведите классификацию испытаний трансформаторного масла.

- 4.4.6.4 По каким критериям судят о качестве трансформаторного масла?
- 4.4.6.5 В какие сроки проводят испытания трансформаторного масла?
- 4.4.6.6 В каком объеме проводятся испытания трансформаторного масла?
- 4.4.6.7 В чем суть методики испытаний трансформаторного масла?
- 4.4.6.8 Как защищают трансформаторное масло от увлажнения?
- 4.4.6.9 Как защищают трансформаторное масло от старения?
- 4.4.6.10 Каким образом можно восстановить свойства трансформаторного масла, находящегося в эксплуатации?

4.4.7 Содержание отчета

4.4.7.1 Титульный лист.

4.4.7.2 Цель работы.

4.4.7.3 Программа работы.

4.4.7.4 Протокол испытаний.

4.4.7.5 Выводы рекомендации.

4.4.7.6 Ответы на контрольные вопросы.

4.4.8 Литература

4.4.8.1 СО 153-34.43.105-89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел».

4.4.8.2 СТО 66947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

Протокол № _____ от _____
испытания трансформаторного масла

Объект анализа: Трансформаторное масло

Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22

Цель проведения испытаний: контроль

Проба отобрана из трансформатора:

Результаты испытаний

№ п/п	Наименование показателей	Результат
1	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	
2	Содержание водорастворимых кислот	
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	
4	Содержание механических примесей	
5	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С	
6	Влагосодержание, %массы (г/т)	
7	Пробивное напряжение, кВ	

Заключение: _____

Испытание производил _____
фамилия, инициалы и подпись

Начальник лаборатории _____
фамилия, инициалы и подпись

Рисунок 4.11 – Протокол испытания трансформаторного масла

Таблица 4.6 – Требования к качеству трансформаторного масла

№ п/п	Показатель качества масла	Наименование нормативно-технического документа	Группа оборудования	Предельно допустимое значение показателя качества	Меры, принимаемые в случае превышения показателя качества выше предельно допустимого	Примечание
1	Пробивное напряжение, кВ	ГОСТ 6581-75	Трансформаторы, аппараты, вводы напряжением: до 15 кВ вкл. свыше 15 кВ до 35 кВ вкл. от 60 кВ до 150 кВ вкл. от 220 кВ до 500 кВ вкл. 750 кВ 1150 кВ	20 25 35 45 55 65	Обработка вакуумным сепаратором ПСМ или цеолитом	Входит в объем сокращенного анализа. Снижение $U_{пр}$ обусловлено наличием воды и накоплением загрязнений в масле
2	Содержание механических примесей, % массы (г/т) - визуально класс чистоты	- РТМ 34-70-653-83 ГОСТ 17216-2001	Электрооборудование до 750кВ вкл. Силовые трансформаторы 1150 кВ вкл. Электрооборудование до 220кВ вкл. Свыше 22- кВ до 750кВ вкл.	отсутствие 0,0015 (15) 9 11	При наличии следов механических примесей обработка (фильтрация) масла фильтрами тонкой очистки масла (фильтр-пресс ФП; ФОСН; ФГН и др.) или установками (УВМ; ПСМ) Замена в ТСФ или АФ адсорбента, регенерация масла	Входит в объем сокращенного анализа
3	Кислотное число, мг КОН/г масла	ГОСТ 5985-79	Силовые трансформаторы свыше 630 кВА, измерительные трансформаторы 110кВ и выше, Маслонаполненные вводы	0,1 0,25	Замена в ТСФ или АФ адсорбента, регенерация масла	Входит в объем сокращенного анализа (ТСФ - термосифонные фильтры, АФ – адсорбционные фильтры)
4	Содержание водорастворимых кислот, мг КОН/г масла	СО 153-34.43.105-89	То же	0,014 (0,03 для негерметичных вводов до 500 кВ вкл.)	Регенерация масла крупнопористыми адсорбентами по п.10 или замена на свежее масло. Замена адсорбента в ТСФ или АФ	Входит в объем сокращенного анализа. Повышение КЧ и ВРК обусловлено процессом окислительного старения масла

Продолжение таблицы 4.6

№ п/п	Показатель качества масла	Наименование нормативно-технического документа	Группа оборудования	Предельно допустимое значение показателя качества	Меры, принимаемые в случае превышения показателя качества выше предельно допустимого	Примечание
5	Температура вспышки в закрытом тигле (ТВЗТ), °С	ГОСТ 6356-75	Силовые трансформаторы выше 530 кВА, измерительные трансформаторы 110 кВ и выше, маслонаполненные вводы	Снижение не более чем на 6°С в сравнении с предыдущим анализом	Выявление и устранение причины (дефекта оборудования). Проведение хроматографического анализа. Если ТВЗТ ниже 125°С, то вакуумная обработка масла установкой УВМ по п. 8.3 до ТВЗТ не ниже 130 °С. Если ТВЗТ выше 125 °С и в процессе дальнейшей эксплуатации не снижается, то нет необходимости в обработке масла	Входит в объем сокращенного анализа. Снижение ТВЗТ обусловлено разложением масла в результате местных перегревов и электрических разрядов
6	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при 90 °С	ГОСТ 6581-75	Силовые, измерительные трансформаторы, вводы напряжением: 110 - 150 кВ вкл. 220 - 500 кВ вкл. 750 кВ 1150 кВ	15 10 5 4	Регенерация крупнопористым адсорбентом по п. 10.2 замена адсорбента в ТСФ или АФ. (Замена масла на свежее)	Повышение обусловлено появлением в масле коллоидных частиц (мыл, следов растворимого шлама) и загрязнением масла водой
7	Влагосодержание, % массы (г/т)	ГОСТ 7822-75 ГОСТ 1547-84	Для трансформаторов с азотной и пленочной защитой Для трансформаторов без специальных средств защиты с системой охлаждения М и Д	0,002 (20) Отсутствие (Качественно)	Обработка цеолитом или вакуумной установкой УВМ Обработка цеолитом или вакуумным сепаратором	Периодичность проведения такая же, как и у сокращенного анализа масла. Основные причины увлажнения масла – образование реакционной воды и поглощение влаги из окружающей среды при «дыхании» оборудования

Таблица 4.7 – Исходные данные

Наименование показателей	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Марка трансформатора	ТМ-1000/6	ТМ-1000/6	ТМ-1000/6	ТМ-1000/6	ТМЗ-1000/6	ТМЗ-1000/6	ТМЗ-1000/6	ТМГ-1000/6	ТМГ-1000/6	ТМГ-1000/6	ТМ-1000/6	ТМ-1000/6	ТМ-1000/6	ТДН-16000/10	ТДН-16000/10
Кислотное число, мг КОН на 1г масла	0,29	0,41	0,43	0,42	0,023	0,01	<0,01	0,2	0,2	0,27	0,137	0,07	0,2	<0,01	<0,01
Содержание водорастворимых кислот	прис	отс	отс	слабо-кислотная среда	отс	отс	отс	отс	прис	отс	прис.	отс	прис	отс	отс
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	143	142	145	138	135	135	135	142	145	140	152	139	146	136	141
Содержание механических примесей	отс	отс	отс	отс	Прис	отс	отс	отс	отс	прис	отс	отс	отс	отс	отс
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С,%	2,1	1,08	0,9	0,85	0,25	0,67	0,65	2,07	0,82	0,72	0,9	2,0	11	3,41	0,16
Влагосодержание, % масс (г/г)	отс	0,0070 (70)	0,0073 (73)	0,0062 (62)	Отс	0,0056 (56)	0,0053 (53)	отс	отс	прис	отс	отс	0,0053 (53)	0,0016 (16)	0,0014 (14)
Пробивное напряжение, кВ	50,0	28,7	25,7	29,8	27,0	11,3	31,2	30	24,7	19,5	47,8	58,7	38,2	61,2	54,8
Класс чистоты	-	11	9	11	-	10	10	-	-	-	-	-	9	9	12

4.5 Разработка работы по оценке состояния изоляции

Перед включением трансформаторов в работу и затем при каждом текущем ремонте проводятся измерения сопротивления изоляции. Какую информацию несут эти испытания, и какая документация при этом оформляется, студенты должны усвоить, выполняя соответствующее задание.

4.5.1 Практическое задание №5 «Оценка состояния изоляции»

4.5.2 Цель работы

Научиться оценивать состояние изоляции силового трансформатора по результатам испытаний.

4.5.3 Программа работы

4.5.3.1 Ознакомиться с методами контроля состояния изоляции силовых трансформаторов.

4.5.3.2 Оценить состояние изоляционной системы силового трансформатора по результатам измерения сопротивления изоляции.

4.5.4 Краткие теоретические сведения

Изоляция трансформатора является весьма важной и довольно сложной системой, состоящей из различающихся по назначению и конструктивному исполнению элементов и узлов.

Изоляция силовых трансформаторов делится на внутреннюю и внешнюю.

К внешней относятся наружная изоляция вводов, воздушные промежутки между вводами и от вводов до заземленных частей. Электрическая прочность внешней изоляции сильно зависит от атмосферных условий и чистоты поверхности вводов. Поэтому состояние вводов проверяется при плановом осмотре, входящем в состав оперативного обслуживания трансформаторов.

Внутреннюю изоляцию подразделяют на две разновидности: главную и продольную. Главная – это изоляция каждой из обмоток относительно заземленных частей (бака, магнитопровода и т.п.) и других обмоток, электрически не связанных между собой. Продольная – это изоляция между

отдельными элементами одной обмотки (между витками, слоями, катушками, деталями ёмкостной защитой).

Одним из испытаний, входящих в состав мероприятий по техническому обслуживанию силовых трансформаторов, является измерение сопротивления изоляции. Результаты этих замеров позволяют оценивать состояние изоляции в условиях эксплуатации.

Сущность этих испытаний заключается в следующем. Сопротивление изоляции определяется как отношение постоянной разности потенциалов между двумя электродами (через которые прикладывается напряжение) на результирующий ток через изоляцию и находится по формуле (4.10)

$$R_u = U / I . \quad (4.10)$$

Измерение сопротивления изоляции обычно производится с помощью мегомметров. В них используется рассмотренный принцип расчета сопротивления R_u .

Схема присоединения мегаомметра при измерении сопротивления изоляции обмоток ВН трехфазного трансформатора относительно НН и бака с исключением токов утечки по поверхности загрязненных вводов ВН выглядит следующим образом (см. рис.4.12).

Поскольку при измерении сопротивления изоляции обмотки испытываемого трансформатора подобно обкладкам конденсатора заряжаются до определенного напряжения, то при повторном измерении зарядное напряжение может внести искажение (преувеличение) в результаты измерения. Поэтому перед повторным измерением испытываемые обмотки должны быть разряжены замыканием на корпус и между собой не менее 2 мин.

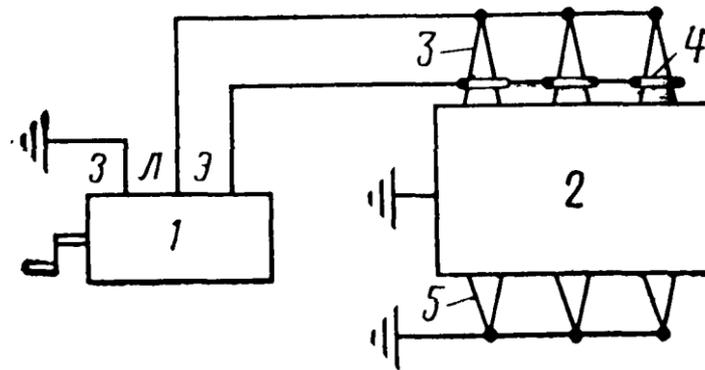


Рисунок 4.12 – Схема измерения сопротивления изоляции с исключением токов утечки:

1 – мегомметр, 2 – испытываемый трансформатор, 3 – вводы ВН,
4 – охранный кольцо, 5 – вводы НН

Величина сопротивления изоляции зависит от длительности приложения напряжения из-за явления абсорбции. На графике рис. 4.13 в качестве примера показаны три кривые. Цифрой 1 обозначено сопротивление между обмоткой НН и баком; 2 – между обмоткой СН и баком; 3 – между обмотками и баком.

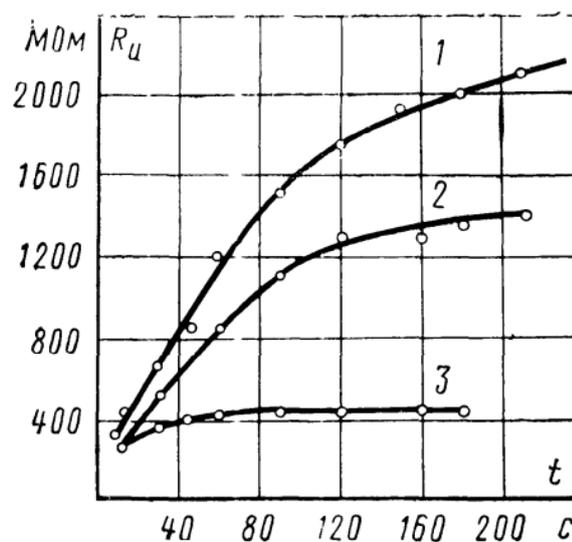


Рисунок 4.13 – Примерный вид зависимости сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора в функции от времени приложения напряжения

Из рисунка 4.13 видно, что при увеличении времени приложения напряжения к обмоткам трансформатора от мегомметра – сопротивление изоляции увеличивается. Это явление объясняется тем, что всякая электрическая изоляция обладает электрической емкостью. Приложенное к изоляции напряжение мегомметра обуславливает проникновение через точку изоляции токов, которые как бы «насыщают» изоляцию. Эти токи называются токами абсорбции. Времени для проникновения тока в изоляцию требуется тем больше, чем больше геометрические размеры и лучше качество изоляции, препятствующей этому. Для характеристики качества изоляции применяется специальная величина – коэффициент абсорбции, находящийся по формуле (4.11)

$$K_{абб} = \frac{R_{u60}}{R_{u15}}, \quad (4.11)$$

где: R_{u60} – значение сопротивления изоляции, отсчитанное через 60с. после приложения напряжения;

R_{u15} – значение сопротивления изоляции, только отсчитанное через 15с. приложения напряжения.

С ростом увлажнения изоляции, коэффициент абсорбции уменьшается. При увеличении температуры изоляции значение коэффициента абсорбции уменьшается. При снижении температуры — $K_{абс}$ увеличивается. Поэтому параметры изоляции трансформаторов измеряют при температуре изоляции не ниже 10°C.

Таким образом, сопротивление изоляции фиксируют два раза – через 15с и через 60с после приложения напряжения.

Если $K_{абс} > 1,3$, то изоляция считается сухой при $t=10-20^\circ\text{C}$. В противном случае изоляция считается увлажненной и ее необходимо сушить. Чем больше от единицы $K_{абс}$, тем более увлажнена изоляция.

Сопротивление изоляции обмоток R_{u60} определяется не только ее состоянием, но и устройством. Поэтому для трансформаторов класса напряжения 110-750кВ допустимым является значение не менее 70-ти процентов от паспортного значения R_{u60} .

В трансформаторах напряжением не более 35кВ и мощностью до 6300кВА наименьшее допустимое значения сопротивления изоляции обмоток уменьшается с ростом температуры. Например, при 10°C – $R_{u60}=450\text{МОм}$, при 20°C – $R_{u60}=300\text{МОм}$ а при 30°C – $R_{u60}=200\text{МОм}$.

4.4.5 Методические указания по выполнению работы

4.4.5.1 В таблице 4.5.1 приведены результаты измерений $R_{u15/}$ R_{u60} и значение температуры окружающей среды, полученные при двух периодических испытаниях изоляции силовых трансформаторов. Рассчитайте коэффициент абсорбции K_{abc} .

4.4.5.2 По данным испытаний заполните два протокола (рис. 4.14). На рис. 4.15 приведен пример оформления протокола, оформленный эксплуатационным персоналом по результатам замера изоляции.

4.4.5.2 По значениям R_{u60} и K_{abc} оцените состояние изоляции для двух испытаний.

4.4.5.3 Сделайте вывод о динамике изменений состояния изоляции.

Таблица 4.8 – Исходные данные

№	Тип трансформатора	Показания измерений							
		Первое испытание				Второе испытание			
		ВН-З	НН-З	ВН-НН	t, °C	ВН-З	НН-З	ВН-НН	t, °C
1	ТМЗ-1000/6	190/1000	1800/1000	2800/1500	20	750/500	750/500	1200/900	33
2	ТМ-1000/6	1000/700	230/190	1000/750	40	2800/1300	650/500	3000/1700	30
3	ТМГ-1000/6	700/600	480/400	1000/850	25	650/500	1300/1000	1500/1900	20

Продолжение табл. 4.8

№	Тип трансформатора	Показания измерений							
		Первое испытание				Второе испытание			
		ВН-З	НН-З	ВН-НН	t, °C	ВН-З	НН-З	ВН-НН	t, °C
4	ТМЗ-1600/6	10 ⁴	2000/1700	10 ⁴	25	4000/2900	75/65	3000/2700	18
5	ТМ-1600/6	900/700	650/450	1300/750	18	1000/700	800/400	1030/700	5
6	ТМЗ-1000/6	3600/2800	550/480	3800/2700	23	500/420	300/180	600/520	50
7	ТМ-1000/6	180/1200	1700/1100	2800/1700	22	610/500	550/450	850/650	47
8	ТМГ-1000/6	1500/1100	700/600	1800/1300	20	750/600	600/430	1200/900	26
9	ТМЗ-1600/6	1600/900	1500/1300	2000/1200	40	2000/1100	2100/1100	2500/1300	40
10	ТМ-1600/6	600/500	350/210	750/350	20	380/230	280/160	420/240	16
11	ТМЗ-1000/6	1500/1000	480/400	1500/1000	31	480/350	350/300	600/500	52
12	ТМ-1000/6	1100/950	1000/917	2800/1440	18	311/300	280/250	433/380	29
13	ТМГ-1000/6	1500/1000	1200/900	1900/1400	21	600/510	800/350	1100/850	44
14	ТМЗ-1600/6	3800/2500	2000/1200	3000/2000	32	3000/1800	3000/2000	4000/2000	39
15	ТМ-1600/6	330/230	230/150	480/270	25	210/160	120/80	300/180	32
16	ТМЗ-1000/6	1022/889	467/449	1278/1063	46	750/500	75/65	450/360	16
17	ТМ-1000/6	600/500	580/460	850/650	30	240/200	210/200	310/300	29
18	ТМГ-1000/6	2000/1500	1900/1500	2700/2000	30	580/310	490/400	730/500	50
19	ТМЗ-1600/6	3500/1750	5000/250	5000/250	30	3800/2900	9500/2700	4000/3000	30
20	ТМ-1600/6	180/1520	70/50	300/150	17	220/159	170/118	362/233	32

Протокол № _____ от _____
измерение сопротивления обмоток изоляции

Объект анализа: Силовой трансформатор

Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22

Цель проведения испытаний: контроль

Паспортные данные трансформатора

Тип	Мощность, кВА	Номинальное напряжение (кВ)		Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	Схема и группа обмоток
		ВН	НН					

Результаты испытаний трансформатора

Схема измерения	R _{из.} , МОм		K _{абс.}
	15 сек.	60 сек.	
ВН-З			
НН-З			
ВН-НН			

Заключение: _____

Испытание производил _____
 фамилия, инициалы и подпись

Начальник лаборатории _____
 фамилия, инициалы и подпись

Рисунок 4.14 – Бланк протокола измерения сопротивлений изоляции

Протокол № 55 от 02.04.2008г.
измерение сопротивления обмоток и изоляции

Объект анализа: Силовой трансформатор

Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22

Цель проведения испытаний: Контроль

Паспортные данные трансформатора

Тип	Мощность кВа	Номинальное напряжение (кВ)		Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Напря- жение к.з., %	Ток х.х., %	Схема и группа обмоток
		ВН	НН					
ТМ-1000/6/6	1000	6,0	0,4	1,6	10,8	5,5	0,75	Y/yn-0

Результаты испытаний трансформатора

Схема измерений	R _{аб} , Мом		K _{аб}
	15 сек.	60 сек.	
ВН-З	1900	1000	0,53
НН-З	1800	1000	0,55
ВН-НН	2800	1500	0,53

Заключение: Минимальное сопротивление при t = 20°C.
Сопротивление изоляции у обмоток транс-
форматора находится в пределах норм.
Как показал, что изоляция сухая

Испытание производил Ирина ЗИ 1 И.И.
И.О. Фамилия подпись

Начальник лаборатории А.И. Шилин
И.О. Фамилия

ООО "Тольяттинский трансформатор"
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ
ЛАБОРАТОРИЯ
Регистрационный № 53-241-15

Рисунок 4.15 – Пример оформления протокола измерения сопротивлений
изоляции

4.5.6 Контрольные вопросы

4.5.6.1 Какие виды изоляции различают в трансформаторах?

4.5.6.2 С какой целью определяется сопротивление изоляции обмоток трансформатора?

4.5.6.3 Каким образом можно измерить сопротивление изоляции обмоток трансформатора?

4.5.6.4 Сколько раз проводятся измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора?

4.5.6.5 Как долго проводят измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора? Почему рекомендуется измерять R_{u15} и R_{u60} ?

4.5.6.6 Как изменяется сопротивление изоляции с увеличением времени измерения с помощью мегомметра?

4.5.7 Содержание отчета

4.5.7.1 Титульный лист.

4.5.7.2 Цель и задачи работы.

4.5.7.3 Протоколы измерений сопротивления изоляции.

4.5.7.4 Выводы и рекомендации.

4.5.7.5 Ответы на контрольные вопросы.

4.5.8 Литература

4.5.8.1 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / «ЭНЕРГОСЕРВИС» - Москва, 2003.

4.5.8.2 СТО 66947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

Заключение

Повышение надежности трансформаторного оборудования в эксплуатации наиболее тесно зависит от правильности проводимых эксплуатационных мероприятий, к которым относятся: контроль нагрузки и режимов работы, измерение изоляции, проверка свойств трансформаторного масла.

Общие выводы:

1. Для знакомства с основными мероприятиями и для формирования профессиональных компетенций по эксплуатации трансформаторного оборудования в рамках диссертации проведен поиск соответствующего содержания учебно-методических материалов, способного повысить качество обучения по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения», реализуемой с применением ДОТ.

2. В рамках магистерской диссертации разработан комплект учебно-методических материалов для контента дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения» по повышению надежности трансформаторного оборудования в эксплуатации.

3. Разработанные учебно-методические материалы могут быть использованы в учебном процессе при подготовке бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» с применением ДОТ.

Таким образом, все задачи диссертации решены. Цель работы достигнута. Пункт 2 данных выводов отражает новизну работы, а пункт 3 – практическую значимость.

В процессе работы над магистерской диссертацией сделаны необходимые публикации.

Список используемых источников

1. Положение об учебном курсе, реализуемом с применением дистанционных образовательных технологий в рамках проекта «Росдистант». – Тольятти: ТГУ, 2016. – 97с.
2. Рабочая программа дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения». – Тольятти: ТГУ, 2016. – 19с.
3. Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие для студентов вузов / Н. К. Полуянович. - Санкт-Петербург : Лань, 2016. – 395 с.
4. Котеленец, Н.Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: учебник для вузов / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 384 с.
5. Попов, Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2012. – 176 с.
6. Правила устройства электроустановок. – М.: Деан, 2016. – 704с.
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: НЦ ЭНАС. 2012. – 280с.
8. СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. – М.: Деан, 2012. –52с.
9. СО 153-34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел [Электронный ресурс] / URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200006947> (дата обращения 05.04.2017).
10. Berg, H. P. Reliability of main transformers / H. P. Berg, N. Frize – Germany: Bundesamt fur Strahlenschutz, 2011.
11. Kravchenko, E.V. Thermal analysis of power transformer / E.V. Kravchenko, D.Yu. Ivleva – Tomsk: Tomsk polytechnic university, 2015.

12. NAR – Best Practice Catalog – Main Power Transformer / mesa associates, inc. and oak ridge national laboratory, 2012.

13. Путилов, В.Я. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт силовых масляных трансформаторов: практическое пособие для сотрудников эксплуатирующих, строительно-монтажных и других специализированных организаций электросетевого комплекса России / В.Я. Путилов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 760 с.

14. Мельникова, О.С. Диагностика главной изоляции силовых маслонаполненных электроэнергетических трансформаторов по статическому критерию электрической прочности масла: дис. канд. тех. наук / Е.А. Мельникова. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – 2015.

15. Семенов, Д.А. Разработка совершенствование методов и средств диагностики главной изоляции трансформаторов 6-10кВ: дис. канд. тех. наук / Д.А. Семенов. – Нижний Новгород: ФГБОУ ВПО «Нижегородский государственный инженерно-экономический институт» – 2013.

16. Серебряков, А.С. Трансформаторы: учеб. пособие / А.С. Серебряков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 360 с.

17. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2014. – 168 с.

18. Третьякова, М. Н. Формирование умений системной деятельности студентов в процессе производственной практики : дис. – Тольятти : автореф. дис... канд. пед. наук, 2009. – 21с.

19. Михеев, Г.М. Способы повышения энергоэффективности силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, Л.Г. Ефремов, Д.Е. Иванов // Вестник Чувашского университета – 2013. - № 3. – С. 212-218.

20. Комаров, В.Б. Изменение показателей изоляции и трансформаторного масла в процессе длительной эксплуатации силовых трансформаторов и

автотрансформаторов / В.Б. Комаров, М.М. Львова // Электро. Электротехника, энергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 44–49.

21. Львов, М.Ю. К вопросу о длительной эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше / М.Ю. Львов, М.М. Львова // Энергетик. – 2014. – № 5. – С. 27–30.

22. Осотов, В. Диагностика мощных силовых трансформаторов // Электроэнергетика: сегодня и завтра. – 2014. – №1. – С. 67–69.

23. Львов, М.Ю. Развитие системы нормативно-технической документации для обеспечения эксплуатационной надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше / М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов, А.В. Черезов // Электрические станции. – 2013. – № 11. – С. 54-59.

24. Мельникова, О.С. Влияние мощности и номинального напряжения действующих силовых трансформаторов на объём масла в главной изоляции / О.С. Мельникова / Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 14–18.

25. Мельникова, О.С. Анализ эффективности традиционных методик определения пробивного напряжения трансформаторного масла в маслопробойнике / О.С. Мельникова // Состояние и перспективы развития электротехнологии: тез.докл. междунар. Науч.-техн. Конф. (XVII Бенардосовские чтения). – Иваново, 2013. – Т. 1. – С. 76–79.

26. Луковенко, А.С. Основные направления теории надежности силового трансформатора /А.С. Луковенко // Перспективы развития технических наук: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. - Челябинск, 2015. - №2. – С. 53–55.

27. Рапп, К. Диэлектрические характеристики изоляционных систем трансформаторов на основе растительного масла при окислительном старении / К. Рапп // Энергоэксперт. – 2016. - №2. – С. 64–67.

28. Львов, Ю.Н. Аспекты эксплуатационной надежности длительно эксплуатируемых силовых трансформаторов / Ю.Н. Львов // Энергоэксперт. – 2016. - №3. – С. 16–29.
29. Высогорец, С. Комплексное диагностическое обследование силовых трансформаторов: проблемы и перспективы развития / С. Высогорец // Энергоэксперт. – 2016. - №3. – С. 24–28.
30. Блинова, К. Ю. Миниторинг и диагностика силовых трансформаторов с помощью системы контроля изоляции трансформаторов / К. Ю. Блинова, О.И. Аблицов, Л.И. Шишкова // Электроцех. – 2016. - №6. – С. 28–30.
31. Степанов, В.П. Диагностика и повреждаемость высоковольтного электрооборудования в электроэнергетических системах / В.П. Степанов, А.К. Танаев, А.Ю. Хренников, Л.И. Шишкова. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 158 с.
32. Пилюгин, Г.А. Диагностические испытания силовых трансформаторов / Г.А. Пилюгин, Р.А. Петухов. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2015. – №11 – 12. – С. 31 – 33.
33. Мандрусов, В.В. Надежность эксплуатации маслонаполненных трансформаторов / В.В. Мандрусов // Энергоэксперт. – 2014. – №2. – С. 50 – 51.
34. Давиденко, И.В. Алгоритм анализа повреждаемости силовых трансформаторов и примеры его реализации / И.В. Давиденко, К.В. Овчиников. // ЭЛЕКТРО. – 2014. – №4. – С. 13 – 17.
35. Давиденко, И.В. Вопросы анализа надежности трансформаторного оборудования 35-110 кВ / И.В. Давиденко, К.В. Овчиников, Е.Д. Халикова // Энергоinfo. 2013. – №9. – С. 60 – 63.
36. Yuan, Li. Aging Assessment of Power Transformer Using Multi-parameters / Ming-Jie Tang , Feng-Jiao Wu , Guan-Jun Zhang , Shu-Hong Wang , Suwarno // International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 5, Number 1, March 2013.

37. Prytkov, S.F. Handbook «Reliability of radioelements» / S.F. Prytkov, V.M. Gorbachev: Moscow, 2012.
38. ACS Power Transformers Fleet Strategy / Transpower New Zealand Limited, 2013.
39. Sefidgaran, M. Reliability model of the power transformer with ONAF cooling / M. Mirzaie, A. Ebrahimzadeh // Int. J. Electr. Power Energy Syst., V.35, Issue 1, pp. 97-104, 2012.
40. Хлыстников, А.В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов / А.В. Хлыстников, И.В. Игнатъев // Системы. Методы. Технологии – Братск: Братский государственный университет – 2013. – №3. – С. 117-120.
41. Гокенбах, Е. Прогнозирование срока службы силовых трансформаторов с помощью мониторинга состояния / С. Чжан, Ч. Лю, Л. Ян // Электроэнергия. – 2014. - №4 (25). – С. 82-88.