Гончарова

Российская Академия Наук

КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

ИНСТИТУТ
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Апатиты
2004

Российская Академия Наук

КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
Институт физико-технических проблем энергетики Севера

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Сборник научных трудов

Апатиты
2004

Печатается по постановлению
Президиума Кольского научного центра Российской Академии наук

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.
Сборник статей
– Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2004. - 107 с.

В сборнике рассмотрены вопросы теоретического и экспериментального исследования состояния высоковольтного оборудования крупных предприятий Мурманской области и Кольской энергосистемы, а также режимов эксплуатации этого оборудования. Показана сложность задач определения фактического остаточного ресурса и невозможность упрощенных подходов к продлению срока эксплуатации элементов высоковольтных сетей. Предложены конкретные пути решения части задач этой комплексной проблемы. При этом рассматриваются взаимодополняющие мероприятия по анализу физико-технических характеристик изоляции и снижению электрических воздействий на нее. Ряд статей посвящен вопросам снижения потерь и повышения эффективности эксплуатации реальных мощных электроэнергетических сетей.

Сборник рассчитан на научных сотрудников и работников организаций, проектирующих и эксплуатирующих высоковольтные сети, а также на студентов старших курсов и аспирантов электроэнергетических специальностей.

Редколлегия:

доктор технических наук **Б.В.Ефимов** (отв. ред.),
доктор технических наук **Ф.Х.Халилов,**
кандидаты технических наук **А.Н.Данилин, Ю.М.Невретдинов**

Рецензенты:

кандидаты технических наук **В.А.Минин, А.Ф.Усов**

© Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, 2004
© Кольский научный центр Российской Академии наук, 2004

Russian Academy of Sciences

KOLA SCIENCE CENTRE
Institute of Physic and Technical Problems of the North Energetic

PHYSICAL AND TECHNICAL PROBLEMS OF ELECTRIC POWER NETWORKS OPERATION RELIABILITY

Collection of scientific works

Apatity
2004

Published by decision
of the Presidium of the Kola Science Centre Russian Academy of Sciences

PHYSICAL AND TECHNICAL PROBLEMS OF ELECTRIC POWER NETWORKS OPERATION RELIABILITY

Collection of scientific works

- Apatity: Kola Science Centre RAS, 2004. - 107 p.

The articles collection is devoted to theoretical and experimental researches of high-voltage equipment condition in the big enterprises of Murmansk region and Kola power system and the modes of this equipment performance as well. The complexity to define an actual residual resource and impossibility to simplify approaches to prolong the operation term of high-voltage network's elements are under consideration here. The ways to solve part of these complex problems are offered. The complementary measures to analyze the physical and technical parameters of isolation and to reduce electrical influences on the isolation are considered. A number of articles touch problems how to decrease losses and to increase efficiency of the real power networks performance.

This book would be useful for both scientists and practical specialists designing and maintaining high-voltage networks and for the electrical and technical branch's students as well.

Editorial board:

Dr. of Sciences **B.V.Efimov** (Editor in Cheaf),
Dr. of Sciences **F.H.Khalilov**,
Ph.D. **A.N.Danilin**, Ph.D. **Yu.M.Nevretdinov**

Reviewers:

Cand. Sci. (techn.) **V.A.Minin**, Cand. Sci. (techn.) **A.F.Usov**

© Institute of Physic and Technical Problems of the North Energetic KSC RAS, 2004
© Kola Science Centre Russian Academy of Sciences, 2004

ВВЕДЕНИЕ

Начиная с 1980-х годов Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН регулярно, выпускает сборники статей, освещающих проблемы техники и физики высоких напряжений применительно к актуальным задачам электроэнергетики.

Ряд статей по электроэнергетической тематике опубликован в сборниках ИФТПЭС КНЦ РАН "Проблемы развития энергетики Мурманской области" (1996 г.), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренцрегиона" (1997 г.) Этой проблеме целиком посвящены сборники "Переходные процессы и перенапряжения в элементах энергосистем Севера" (1992 г.). "Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей и цепей управления" (1999 г.) и "Теоретическая и экспериментальная оценка состояния высоковольтного оборудования" (2002 г.).

В 2004 году Институт продолжает серию публикаций на эту тему. Большой объем и разнообразие новых результатов НИР, выполненные в последние годы, сделало целесообразным разделение материала по двум взаимосвязанным направлениям, отраженным в названиях сборников статей "Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей" и "Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях".

Настоящий сборник открывается обзорной статьей, посвященной одной из самых актуальных проблем электроэнергетики страны – определению реального состояния изоляции установок высокого напряжения в условиях массового старения оборудования.

В следующих статьях на основании теоретических и экспериментальных исследований состояния высоковольтного оборудования одного из самых крупных предприятий Мурманской области и Кольской энергосистемы, а также режимов эксплуатации этого оборудования показана сложность задач определения фактического остаточного ресурса и невозможность упрощенных подходов к продлению срока эксплуатации элементов сетей. Предложены конкретные пути решения части задач этой комплексной проблемы. При этом рассматриваются взаимодополняющие мероприятия по анализу физико-технических характеристик изоляции и по снижению электрических воздействий на нее.

Ряд статей посвящен вопросам снижения потерь и повышению эффективности эксплуатации реальных мощных электроэнергетических сетей.

Уже традиционно, кроме сотрудников и аспирантов Института, в число авторов статей включены работники, непосредственно занимающиеся эксплуатацией высоковольтных сетей: А.И.Крутов - главный инженер Мончегорских электрических сетей, В.П.Качалин - инженер электротехнической службы ОАО "Колэнерго", В.Л.Благодаров - инженер-программист центра информационных технологий комбината "Североникель". Кроме того, в НИР непосредственно участвовали студенты Кольского филиала Петрозаводского государственного университета А.С.Кострюкова и А.С.Карпов.

И.М.Зархи

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В настоящей статье выполнен обзор современных методов диагностики высоковольтного маслонаполненного оборудования энергосистем. К последующим относятся силовые трансформаторы, вводы, трансформаторы тока и напряжения классов 110-330 кВ как наиболее ответственные элементы оборудования. Обзор выполнен по материалам [1,2,3] и др.

Эксплуатация маслонаполненного оборудования происходит в последние годы на фоне ряда развивающихся тенденций, влияющих на эксплуатационные свойства и надежность оборудования. В первую очередь это относится к значительному старению парка эксплуатационного оборудования, связанному с отсутствием средств на его обновление. Сейчас количество оборудования, находящегося в эксплуатации с превышением нормативных значений ресурса, в среднем достигает 80%. И несмотря на увеличение средств на замену оборудования, рост этой цифры пока не остановлен. Для решения проблемы необходимы либо крупные инвестиции, либо принятие мер, обеспечивающих безаварийную работу стареющего оборудования. Экономическая ситуация в стране показывает, что обеспечить необходимые инвестиции в энергетику в ближайшие годы невозможно, поэтому остается только второй путь.

В прежние годы основной задачей персонала являлось своевременное проведение нормативных измерений и испытаний, и если в результате этого хотя бы один из контрольных параметров выходил за пределы норматива, оборудование выводилось из эксплуатации и производился его ремонт или остановка. При этом затраты на ремонт и замену оборудования несло государство. Сейчас при таком подходе из эксплуатации было бы выведено более чем 50% оборудования, что явно не реально.

Превышение нормативных значений начинает рассматриваться не как повод вывода оборудования из эксплуатации, а как сигнал к необходимости тщательного определения состояния аппарата, выявления вида дефекта, развивающегося в нем, и на основе этого выработки решения о дальнейшей эксплуатации.

Другой тенденцией, которая стала заметно проявляться в последние годы, стал переход от обслуживания оборудования по срокам эксплуатации к обслуживанию по его реальному состоянию. Для решения этих и ряда других проблем необходимо своевременно и правильно оценивать состояние оборудования в эксплуатации. Именно поэтому задачи диагностики стали в последние годы столь актуальными. Безаварийная эксплуатации в значительной степени зависит от успешного и своевременного решения диагностических задач. Весь процесс определения состояния оборудования складывается из трех основных этапов:

1) выбор физико-химических величин (контрольных параметров), определяющих процессы, развивающиеся в оборудовании, и позволяющих контролировать эти процессы;

2) измерение контрольных параметров;

3) определение состояния аппарата на основе полученных данных.

Анализ аварийности маслонаполненного трансформаторного оборудования позволяет определить следующий набор контрольных параметров, практически полностью определяющих состояние трансформаторов. Это физико-химические характеристики масла, включая электрическую прочность, влажность, содержание механических примесей, содержание растворимых кислот, кислотное число, температуру вспышки в закрытом тигле, диэлектрические потери, оптическую плотность, показатель полярности, коэффициент поверхностного напряжения и ряд других, таких как: концентрация газообразных продуктов, растворяемых в масле; характеристики целлюлозной изоляции; диэлектрические характеристики изоляции в целом; характеристики частичных разрядов, включая амплитуду кажущегося заряда, интенсивность (частоту следования) напряжения начала частичных разрядов, средний ток, мощность, энергию частичного разряда и давление масла в герметичных аппаратах; сопротивление обмоток на постоянном токе, потери холостого хода. Указанные параметры измеряются при комплексном обследовании оборудования, а анализ полученных значений и их динамика позволяют с надежностью до 98% определить состояние оборудования. Однако методы измерений достаточно трудоемки и имеют высокую стоимость. Так, стоимость полного комплексного обследования силовых трансформаторов составляет от 70 до 200 тыс. руб. Поэтому в последнее время появились попытки оптимизировать набор контрольных параметров, перейдя к двухступенчатому методу диагностики. На первом этапе определяется минимально необходимый набор параметров, позволяющий установить ранг появления в трансформаторе развивающего дефекта, и если такой ранг считается установленным, то переходят ко второму этапу, на котором определяется вид дефекта и степень его развития. Такой подход экономически целесообразен, однако пока еще не определен минимально необходимый набор параметров.

Измерения контрольных параметров. Одним из основных требований, предъявляемых к измерительным методам, является точность измерений. Однако увеличение точности - весьма дорогостоящая задача. Так, увеличение точности измерений tgδ в 10 раз приводит к пропорциональному (тоже в 10 раз) увеличению стоимости измерительной аппаратуры. Анализ показал, что при решении задач диагностики в ряде случаев такие требования оказываются завышенными.

Вторым требованием к измерительным методам является получение контрольных параметров в виде, пригодном для дальнейшего анализа. Это можно пояснить на примере измерения концентраций механических примесей в масле. До сих пор [3] регламентируется измерение механических примесей в масле весовым методом. Применительно к задачам диагностики эта характеристика часто бесполезна, так как один и тот же вес примесей может быть получен как большим количеством мелких (менее 5 мкм) и практически безопасных частиц, так и малым количеством крупных весьма опасных частиц. В то же время существуют измерительные методы, позволяющие разделять механические загрязнения по размерным группам. Такой подход нашел отражение в последнем издании "Объемов и норм испытаний", в которых

регламентируется количество и размер частиц в виде класса промышленной частоты жидкости по ГОСТ 17216-71 /3/.

В еще меньшей степени требованию к точности удовлетворяют методы измерения характеристик частичных разрядов. Для разных видов дефектов одинаковая амплитуда кажущегося заряда может быть обусловлена как безопасными, так и опасными разрядами. Поэтому в последние годы ведутся поиски характеристик частичных разрядов, непосредственно связанных с процессами появления и развития опасных дефектов.

Важным требованием, предъявляемым к измерительным методам, является возможность применения этих методов в процессе эксплуатации под рабочим напряжением. Это обусловлено следующими соображениями. В ряде случаев измерения под рабочим напряжением дают более надежную информацию об изменении характеристик изоляции (например, диэлектрических потерь в бумажно-масляной изоляции в силу зависимости измеряемой величины от напряжения). Сюда же относятся и методы непрерывного контроля состояния трансформаторного оборудования. Эти методы необходимы для выявления быстро развивающихся и внезапных отказов трансформаторов, общее число которых достигает 60% всех возникающих и развивающихся в трансформаторе дефектов. Одновременно они позволяют выявить и медленно развивающиеся дефекты. В последние годы наблюдаются довольно высокие темпы создания систем непрерывного мониторинга трансформаторного оборудования. Однако в них пока преобладают измерения вспомогательных параметров, не связанных напрямую с развивающимися дефектами, что существенно ограничивает их возможности.

Определение состояния трансформатора на основе анализа полученных данных является наиболее сложной задачей, требующей глубоких знаний процессов, протекающих в трансформаторах, опыта постановки диагнозов, часто интуитивных ощущений при анализе измерительной информации. Этот этап является наиболее трудным в решении задач диагностики. Даже в сравнительно простых случаях знаний специалистов-эксплуатационников иногда оказывается недостаточно для определения состояния аппарата. В этих случаях на помощь в решении задач диагностики в последние годы приходят быстро развивающиеся экспертные системы оценки. В основу построения экспертных систем могут быть заложены три основные принципа:

принцип аналогий;

принцип формализации знаний экспертов;

принцип физического моделирования.

Принцип аналогий базируется на схожести контрольных параметров при развитии аналогичных дефектов. Принцип формализации знаний экспертов использует алгоритмы постановки диагнозов специалистами диагностами. И, наконец, принцип физического моделирования основывается на построении машинных моделей процессов, протекающих в аппаратах и расчете на этой базе контрольных параметров.

Как отмечалось, для точной диагностики прежде всего необходимо получение достоверных исходных данных. Вместе с тем измерительная аппаратура лабораторий многих энергосистем морально и физически устарела и не позволяет выполнять измерения в одинаковых условиях и с высокой точностью. В результате совместных работ ВЭИ и фирмы "Диатранс"

разработана аппаратура для измерения тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) и удельного объемного электрического сопротивления (ρ_v) трансформаторного масла. Описание такой модернизированной аппаратуры приведено в статье В.А.Туркат [1, с.106-110].

Представляет интерес состояние диагностики мощных силовых трансформаторов в различных энергосистемах РФ. В статье В.Н.Осотова [1, с.124-127] приведены данные по комплексному обследованию силовых трансформаторов в Свердловэнерго за 10 лет совместно с ЗГЗ-Северс. Программа обследования полностью соответствует рекомендациям РАО ЕЭС. Всего обследовано около 40 трансформаторов напряжением от 110 до 500 кВ 630000 кВА. По сроку службы эти трансформаторы можно разделить на 2 группы:

первая - со сроком службы от 11 до 16 лет (среднее 13 лет), что составляет 30% от числа обследованных;

вторая - 23-46 лет (среднее 36 лет), что составляет 70% от числа обследованных.

Общее состояние трансформаторов первой группы характеризуется следующим образом:

опасного увлажнения изоляции не зафиксировано;

загрязнение изоляционных промежутков маловероятно (8%);

старение масла маловероятно (8%);

признаки развивающихся дефектов по ХАРГ (характеристический анализ растворенных газов) имеются у 16% трансформаторов;

замечания по состоянию высоковольтных вводов имеют 58% трансформаторов;

замечания по состоянию системы охлаждения имеют практически все трансформаторы (92%).

Несмотря на обилие замечаний по состоянию отдельных узлов, капитальный ремонт трансформаторов с полным сливом масла и ревизией активной части необходим лишь у отдельных трансформаторов.

У трансформаторов второй группы признаки старения выражены достаточно отчетливо:

увлажнение изоляции, близкое к предельному, прогнозируется у каждого второго аппарата (52%);

загрязнение изоляционных промежутков прогнозируется у 56% обследованных аппаратов;

снижение ресурса работоспособности масла прогнозируется у 64% обследованных аппаратов;

замечания по состоянию вводов имеются у 80% аппаратов.

Несмотря на большой срок службы трансформаторов второй группы, капремонт с полным сливом масла и ревизией активной части требуется лишь у 40% аппаратов, а замена из-за утраты ресурса - лишь для отдельных трансформаторов (около 10%).

Наличие фурановых соединений в масле зафиксировано только у аппаратов второй группы, что свидетельствует о наличии корреляции между старением твердой изоляции и содержанием фурановых соединений в масле.

Высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков аппаратов с большим сроком службы ставит вопрос о совершенствовании технологии их

ремонта. Так, для трансформатора типа ТДЦГ-24000/220 со сроком службы 33 года до и после капремонта с сушкой активной части и промывкой ее обычным трансформаторным маслом влагосодержание изоляции снизилось с 3 до 0.94% и заметно улучшились изоляционные характеристики промежутка "НН-Корп", состояние промежутков "ВН-Корп", и "ВН-НН" по результатам измерений не изменилось, так как загрязнение изоляции продуктами старения не было устранено.

Анализ показал, что особую важность в условиях начавшейся реструктуризации энергетики приобретают проблемы технического обеспечения диагностики силовых трансформаторов. Необходимо создание специализированных диагностических центров в каждом регионе, объединенных общим диспетчерским управлением.

В работе Ю.В.Матвеева [1, с.128-130] приведен опыт комплексного диагностического обследования технического состояния силовых трансформаторов в АО "Оренбургэнерго". Парк трансформаторов в АО достаточно старый, не имеется финансовой возможности своевременного обновления оборудования, отработавшего нормативный срок (25 лет). РАО "ЕС России" издан приказ № 304 от 07.07.1995 г. "О проведении диагностики технического состояния трансформаторного оборудования", где поставлена задача по выполнению комплексных обследований этих аппаратов, при которых может быть установлен наиболее точный диагноз его состояния и исключены ложные отбраковки. В АО "Оренбургэнерго" с 1995 г. согласно "Типовой программы комплексного обследования силового трансформатора, автотрансформатора и индуктирующего реактора" обследование проводит НПО "Техносервис-Электро". При этом используются как традиционные методы, широко применяемые при текущем контроле, так и методы, редко используемые в эксплуатации, требующие дорогостоящего оборудования, расходных материалов, спецподготовки персонала и т.п. При диагностическом обследовании применяются следующие методы:

определение влагосодержащих трансформаторных масел из бака кулонометрическим титрованием с реактивом Карла Фишера на приборе РЕДАН;

определение повреждений, степени старения и деструкции твердой изоляции оборудования по содержанию фурановых производных в масле методом высокоэффективной жидкостной хромотографии (ВЭЖК);

высокочувствительный хромотографический анализ растворенных в масле из бака и вводов девяти газов, в том числе непредельных углеводородов С3, С4, С5;

измерение tgδ и ρ_v масла из бака и РПН в различных температурных режимах;

оценка эксплуатационных свойств масел, наличия дефектов и повреждений оборудования при помощи контроля фрикционного состава, количества и характера загрязнений (механических примесей в маслах по классу промышленной частоты (КПЧ);

определение содержания в масле из бака и РПН антиокислительной присадки, ароматических углеводородов, продуктов старения для оценки и контроля их эксплуатационных свойств при помощи инфракрасной спектроскопии; определение уровня и места расположения источников

частичных разрядов (ЧР) электрическим методом и локации ЧР акустическим методом.

В 1995-1999 годах в АО "Оренбургэнерго" проведены комплексные обследования 60 силовых трансформаторов мощностью 63 МВА и выше со сроками эксплуатации от 15 до 25 и более лет. Результаты обследования показали:

вывода из работы требовали около 30% трансформаторов, в основном по причине выявленных дефектов вводов (около 60%);

примерно 45% трансформаторов не требовали немедленного ремонта и увеличение их ресурса без снижения надежности было оправдано благодаря учащению контрольных испытаний по сравнению с нормативной периодичностью, а в некоторых случаях вследствие использования нетрадиционных методов диагностики;

около 25% трансформаторов не требовали ни капитальных ремонтов, ни увеличения объема диагностического контроля.

Обследования при относительно низкой стоимости, зависящей от мощности, класса напряжения и фактического объема проведенных работ, позволили сохранить значительные материальные средства за счет предотвращения возможных серьезных повреждений дорогостоящего оборудования, либо обоснованной отсрочки ремонтов.

Таким образом, подтверждается актуальность работ по обследованию трансформаторов, их техническая и экономическая обоснованность.

В статье В.В.Чукилева [1, с.132-135] приведен опыт диагностики силовых трансформаторов в МЭС Урала. Парк трансформаторов и АТ в МЭС Урала составляет 42 ед., 12 шунтирующих реакторов. Автотрансформаторы эксплуатируются: 14 ед. - 10 лет, 15 ед. - 10-20 лет, 12 ед. - 20-25 лет, 1 ед. - более 25 лет. Анализ показал о необходимости оценки технического состояния всего парка АТ. Техническая политика по проведению диагностики АТ в МЭС Урала проводилась по следующим направлениям:

проведение диагностики собственными силами;

по договорам с "Электросетьсервис" и ВНИИЭ;

с привлечением специализированных организаций.

Проведение комплексных обследований производится в три этапа:

подготовительные работы;

обследование без отключения от сети;

обследование с отключением от сети.

Подготовительные работы включают ознакомление:

с письменной документацией, с режимами работы АТ, проведенными ремонтами и заменой узлов в процессе эксплуатации, результатами профилактических испытаний и анализами масла.

Обследование без отключения от сети:

оценка степени увлажнения изоляции по результатам измерений влаги в масле в процессе контрольного прогрева;

оценка герметичности;

определение мест повышенного нагрева тепловизионным обследованием;

оценка развивающихся дефектов по данным ХАРГ;

измерения диэлектрических характеристик вводов;

измерения уровня ЧР.

Обследование после отключения:

оценка состояния изоляции по данным измерений диэлектрических потерь при двух температурах;

оценка геометрического состояния обмоток по данным $Z_к$;

оценка состояния магнитопровода по данным холостого хода;

оценка состояния контактных соединений по данным измерений сопротивления постоянному току.

Оценка влагосодержания в масле проводится прибором ВТМ-2 (Ангарск, ОКБ автоматики), что не требует химикатов, качество прибора позволяет транспортировать его на значительные расстояния.

В статье [2] О.Н.Гречко и А.Ф.Курбатовой [2, с.167] приведен опыт диагностики маслонаполненных измерительных трансформаторов 110-750 кВ. Необходимость в этом вызвана пиком аварийности, который имел место на ТН за период с мая по сентябрь 2001 г. в сетях РАО "ЕС России", и анализом методов диагностики, рекомендуемых [3] для разных ИТ с целью выявления их недостатков и возможностей усовершенствования.

На ТН типа НКФ 110-500 кВ за указанный период зарегистрировано 18 аварий. Все аварии имели место на ТН с наработкой более 11 лет, причем 73% с наработкой более 16 лет, так что одной из возможных причин аварий можно считать длительное воздействие повышенной температуры на состаренную изоляцию. В актах наиболее частой причиной повреждений называют витковые замыкания. Можно рекомендовать следующий порядок действий для своевременного обнаружения развивающихся в этих ТН повреждений. Основная изоляция ТН это масло, и от его состояния зависит состояние витковой бумажной изоляции обмоток и всего ТН. Контроль сопротивления главной изоляции и изоляции вторичных обмоток могут дать информацию о состоянии изоляции ТН только при очень тщательных измерениях, а tgδ изоляции ТН в эксплуатации измерить нельзя. Поэтому контроль масла в ТН, как и в ТТ звеньевого типа, является основным средством диагностики.

Нормативные значения характеристик масла не зависят от класса напряжения ТН типа НКФ, так как пробы берутся из каждого блока 110 кВ отдельно. Что касается $U_{пр}$ и влагосодержания масла, то в эксплуатации надо соблюдать предельные нормативы по РД [3], а в случаях отклонений должен рассматриваться вопрос о замене масла.

Разброс результатов измерений в эксплуатации этих характеристик ТН 110-500 кВ с наработкой 18-27 лет в МЭС Северо-Запада (около 500 ед.) показан в табл.1.

Таблица 1

Результаты измерений

Характеристика масла	Норма [3]	Разброс значений ТН классов напряжений			
		110	220	330	500
$U_{пр}$, кВ	35	50-74	41-76	52-76	54-74
W, г/т	30	9-32	8-11	9-20	8-25
Наработка, лет	25	20-27	18-23	22-24	18-22

В таблице 2 представлены значения $tg\delta_{90^\circ C}$ и кислотного числа К.Ч. для нормально работающих ТН, рассчитанным по данным МЭС Северо-Запада.

Таблица 2

Значения $tg\delta_{90^\circ C}$ и кислотного числа К.Ч. для нормально работающих ТН, рассчитанным по данным МЭС Северо-Запада

Характеристика масла	Норма РД [3]	По напряжению			
		110	220	330	500
$tg\delta_{90^\circ C}$, %	15	10	2,5	1.7	1.4
К.Ч., мгКОН/г	0.25	0.11	0.09	0.015	0.024
Наработка, лет	25	20-27	18-23	22-24	18-22

Видно, что почти все ТН укладываются в нормативы. Хотя характеристики масла ухудшаются с увеличением наработки, но даже после 20 лет они намного лучше предельных по РД [3]. Поэтому с учетом больших сроков эксплуатации необходимо обращать внимание на те ТН, у которых при профилактических испытаниях обнаруживаются превышения значений, предельных для нормально работающих ТН.

Для повышения эффективности диагностики ТН рекомендуется:

измерять tgδ и влагосодержание масла на всех пробах из ТН 110-500 кВ;

на ТН 110-220 кВ с наработкой более 20 лет необходимо проводить анализ проб масла не через 4 года, а через 2, как и на ТН 330-500 кВ; сравнивать результаты измерений не только с нормами РД [3], но и с предельными значениями для нормально работающих ТН.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ (ТФНД). За летний период 2001 г. в сетях РАО "ЕС России" было зарегистрировано 17 повреждений указанных ТТ 110-500 кВ. В 16 случаев аварии сопровождались разрушениями и пожарами. Из них 2 ТТ имело наработку 22-25 лет, остальные от 30 до 45 лет и только один ТТ с наработкой 12 лет был во время заменен и снят. Очевидно, что основная причина аварий - повышение окружающей температуры при состаренной изоляции. В большинстве случаев даже в актах расследования было отмечено ухудшение характеристик масла при предыдущих испытаниях, однако внеочередные испытания не проводились. Это показывает, что ТТ с наработкой, близкой или превышающей срок 25 лет, а тем более при ухудшении характеристик масла необходимо снимать или держать под контролем.

Для повышения эффективности диагностики состояния изоляции ТФЗМ рекомендуется:

измерять tgδ и влагосодержание масла на всех пробах ТТ 110-500 кВ.

На ТФМЗ 110-220 кВ с наработкой более 25 лет необходимо:

проводить анализ проб масла чаще, чем раз в 2 года;

проводить тепловизионный контроль 2 раза в год, так как у ТФМЗ превышение температуры покрышек коррелирует с ухудшением характеристик ($t_{дб}$) масла и изоляции;

сравнивать результаты измерений не только с нормами РД [3], но и с предельными значениями нормально работающих ТТ.

Трансформаторы тока типа ТФУМ (ТФКН) 330 кВ. Летом 2001 г. произошло 4 отказа ТТ с наработкой 26 лет. Из четырех ТТ один успели снять, остальные повредились с пожаром. Причина, как и ранее, - длительное воздействие высокой температуры (около 40°С) на состаренную изоляцию. На фазе с трехфазной группы ТТ ТФКН-330 ухудшение tgδ промежутки С3 (1.2-1.9%) в последние годы сопровождалось и ухудшением tgδ масла, а также появлением газов (табл.3).

Таблица 3

Ухудшение tgδ и увеличение содержания газов в масле

Дата контроля	Δ T°C	$t_{дб}$ C_3	$tд\delta_{90}o_C$ масла, %	Содержание газов в масле, ppm				
1999 г.	0.9	1.0-1.9	-	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H4	C_2H_2
2000 г.	1.3	1.2	5-11	42	43	72	72	50

Можно сделать следующие рекомендации для повышения эффективности диагностики состояния изоляции ТФУМ:

ТТ с наработкой больше нормативного срока службы нуждаются в учащенном контроле, поэтому для них очень важно использовать методы контроля без отключения от сети;

тепловизионный контроль, измерения тока небаланса (tgδ) под рабочим напряжением.

Особую важность приобретают контроль характеристик масла, а следовательно, надо уделять большее внимание качеству отбора проб и измерения характеристик. Сравнивать результаты измерений не только с нормами РД [3], но и с предельными значениями для нормально работающих ТТ.

Трансформаторы тока ТФРМ-330-750 кВ. За лето 2001 г. произошло 5 отказов ТТ 330 кВ (4 с наработкой 19-20 лет), 2 отказа ТТ 500 кВ (с наработкой 18-19 лет) и 4 отказа ТТ 750 кВ (2 с наработкой 23 года и 2 с наработкой 12 и 6 лет). Все ТТ с наработкой 18-26 лет взорвались с возникновением пожара по причине влияния очень жаркой погоды на состаренную изоляцию; ТФРМ 750 кВ с наработкой 6 и 12 лет были сняты из-за ухудшения характеристик изоляции. У одного из этих ТТ в нижнем блоке ХАРГ масла показал большое содержание газов: H_2=5000, CH_4=680 ppm, проведенные испытания выявили увеличение tgδ с ростом напряжения и высокий уровень частичных разрядов. У второго ТТ тепловизионный контроль выявил нагрев, а ХАРГ - наличие содержания газов в масле нижнего блока. Трансформатор тока был снят через 9 ч после начала регистрации высокочастотных помех в токах приема в/ч защит ВЛ от шин подстанции.

Для повышения эффективности диагностики состояния изоляции ТФРМ рекомендуется:

обращать особое внимание на ТФРМ 1988-1989 гг. выпуска с неудачной конструкцией узла герметизации;

при совпадении двух и более диагностических признаков, превышающих граничное значение нормально работающих ТТ [4], обращать внимание на

граничные значения характеристик изоляции нормально работающих маслонаполненных ТТ;

использовать тепловизионный контроль, измерение tgδ, контроль уровня частичных разрядов.

Важным аспектом контроля состояния изоляции оборудования является измерение частичных разрядов (ЧР), возникающих задолго до полного пробоя изоляции. Этот метод позволяет выявить дефекты изоляции на самых ранних стадиях их возникновения, отслеживать их развитие, оценивать текущее состояние изоляции и возможность дальнейшей эксплуатации оборудования. Измеренные ЧР при стендовых испытаниях оборудования являются основным методом диагностики изоляции во всех высоковольтных лабораториях мира. Измерение ЧР при контроле силового оборудования в эксплуатации пока применяется сравнительно редко из-за наличия в первую очередь разного рода помех, уровень которых на действующих подстанциях значительно выше, чем на стендах. В статье О.А.Белявского, А.Ф.Курбатовой, Р.М.Индиатуллова "Теория и практика измерения частичных разрядов при контроле изоляции силового оборудования в условиях эксплуатации" [1] описана система контроля изоляции СКИ-2, разработанная и оптимизированная для работы в условиях высокого уровня помех. В процессе более чем двухлетней эксплуатации параметры системы корректировались с учетом накопленного опыта.

Серьезные дефекты изоляции обычно обнаруживаются на стадии приемо-сдаточных испытаний и испытаний на месте монтажа. Если оборудование прошло эти испытания, то необнаруженные при их проведении дефекты (которые практически всегда имеются) не приводят к полному пробою изоляции в нормальных рабочих условиях. Однако при дальнейшей эксплуатации эти дефекты развиваются и растут. Их рост обусловлен появлением сравнительно небольших разрядов в зоне повышенной напряженности поля вблизи дефекта, которые называют частичными разрядами (ЧР). Под действием ЧР начинается разрушение изоляции, размер дефектной области и интенсивность разрядов увеличивается. По мере развития дефекта энерговыделение в его зоне растет, и разрушение изоляции ускоряется за счет термических процессов. Увеличение дефектной области приводит к росту напряженности поля в оставшейся части изоляционного промежутка, и когда дефектная зона достигает больших размеров, становится возможным сквозной пробой изоляции. Как правило, при отсутствии экстремальных воздействий (типа перенапряжений), процесс развития дефекта от начальной стадии до полного пробоя длится от нескольких месяцев до нескольких лет.

Таким образом, появление ЧР свидетельствует о наличии дефекта изоляции, причем ЧР достигают обнаруживаемого уровня уже на самой ранней стадии развития дефекта. Измерения ЧР может проводиться в процессе нормальной работы оборудования без вывода его из эксплуатации и, при наличии устройств присоединения, даже без его кратковременного отключения.

Аппаратура надежно регистрирует сигналы ЧР с уровнями 50-500 пКл даже в условиях очень сильных помех с амплитудой до 15 нКл.

В работе Т.С.Кучинского, А.Е.Монастырского, В.Е.Пильщикова [1, с.295-310] приведены результаты измерений характеристик ЧР во внутренней изоляции оборудования высокого напряжения. В процессе эксплуатации установлена связь между состоянием изоляции и характеристиками ЧР (табл.4).

Все измерения выполнены по ГОСТу 200074-83.

В статье В.С.Полякова [1, с.195-200] выполнен анализ требований норм испытаний по диагностике маслонаполненного оборудования СРД 34.45-51.300-97; изменение № 1 [5].

Таблица 4

Оценка состояния изоляции по характеристикам ЧР на рабочем напряжении

Состояние изоляции	$q_{ч.р}$, Кл
1. Силовые трансформаторы	
1.1. Нормальное состояние	$<3\cdot10^{-10}$
1.2.Дефектная изоляция (образование газовых пузырьков, повышение влажности. Требуется периодический или непрерывный контроль	$3\cdot10^{-10}$-10^{-8}
1.3. Пробой масляного канала (образование "белых следов" на поверхности картона. Необходимо выявление и устранение дефекта	$10^{-8}\ldots10^{-7}$
1.4. Пробой масляного канала (образование науглероженных побегов, ползущий разряд). Необходимо выявление и устранение дефекта	$>10^{-7}$
2. Проходные изоляторы, трансформаторы тока с изоляцией конденсаторного типа	
2.1. Нормальная изоляция	$<3\cdot10^{-10}$
2.2. Местные дефекты, требующие периодического контроля	$3\cdot10^{-10}\ldots5\cdot10^{-10}$
2.3.Местные дефекты, требующие непрерывного контроля	$5\cdot10^{-10}\ldots10^{-9}$
2.4. Изоляция дефекта. Необходимо выявление и устранение дефекта	$>10^{-9}$

Достоинство Норм [3] заключается в том, что в них включены виды диагностики маслонаполненного оборудования под рабочим напряжением. Однако не использован опыт диагностики под напряжением, накопленный, например, в "Ленэнерго" и других, а также отдельными специалистами-разработчиками методик диагностики под рабочим напряжением. Поэтому использование требований Норм может привести, и уже привело, к повреждениям оборудования и дискредитации самой системы диагностики под рабочим напряжением.

Основной недостаток всех предыдущих редакций Норм и действующей заключается в том, что требования Норм никак не связаны с основными факторами, на основе которых только и может быть создана оптимизационная система диагностики. Такими факторами являются:

характер дефекта, приводящего к повреждениям эксплуатируемого оборудования;

время развития дефекта от его появления до повреждения.

Методы выявления дефектов позволяют с минимальными затратами выявлять дефекты на ранних стадиях развития, т.е. задолго до перехода дефекта в предаварийное состояние.

Легко убедиться в том, что все повреждения происходят по одной причине - из-за нерасчетных эксплуатационных воздействий на оборудование. Поэтому основная задача заключается в том, чтобы установить, какой вид нерасчетного воздействия привел к появлению и развитию дефекта. Самый очевидный пример - ТН. Это один из самых надежных видов оборудования, однако ТН не рассчитан на появление феррорезонансных перенапряжений (ФРП). Везде в схемах, где возможно появление на ТН ФРП, он повреждается, даже если был только что испытан и имел хорошие характеристики, отвечающие всем требованиям Норм. Трансформаторы тока 330, 500 и 750 кВ не рассчитаны на воздействие токов к.з., которое вызывает появление местного дефекта. Развитие дефекта ускоряется при воздействии высокой атмосферной температуры (30-35°С), солнечной радиации в сочетании с номинальной нагрузкой и допустимым уровнем напряжения. В таких случаях дефект развивается до повреждения за 2-3 недели.

Вводы не рассчитаны на использование при изготовлении материалов, которые бы меняли характеристики масла, приводили к отключению проводящих осадков на внутренней поверхности ввода, поэтому в них появляются дефекты и развиваются до повреждения, если дефект своевременно не выявлен.

Силовые трансформаторы чаще всего не рассчитаны на количество к.з., которым они подвергаются в эксплуатации. Значительный процент маслонаполненного оборудования повреждался из-за того, что при расчетной электрической прочности масла 35 кВ эксплуатировался при более низких напряжениях.

Характерными дефектами, приводящими к повреждениям большинства видов оборудования, эксплуатируемого в настоящее время, являются *местные дефекты*. Это установлено по данным разборок поврежденного оборудования, а также по результатам стендовых испытаний забракованного.

Для силовых трансформаторов наиболее характерны местные дефекты, приводящие к появлению частичных разрядов и нарушение их динамической устойчивости.

Трансформаторы тока повреждаются из-за появления и развития местных дефектов от нерасчетных эксплуатационных воздействий, в частности от воздействий токов к.з. и ВЧ перенапряжений при коммутациях в РУ. Трансформаторы напряжения повреждаются в основном от ФРП, хотя есть схемы, когда ТН вынесен на линию за линейный разъединитель и на него воздействуют грозовые перенапряжения нерасчетного уровня.

Основная причина повреждений вводов - появление проводящих отложений на внутренней поверхности ввода и дефекты сборки. Зафиксированы повреждения вводов из-за дефекта конструкции заземления измерительного вывода - через алюминиевый колпачок.

Окись алюминия - отличный изолятор, и измерительный вывод либо заземлен через высокое сопротивление, либо изолирован. Такие дефекты приводили к повреждениям вводов, например повреждение ввода 110 кВ на

ПС-15 "Ленэнерго" в 1997 г. привело к погашению телецентра и других ответственных потребителей.

Итак, повреждения оборудования чаще всего происходят из-за местных дефектов. В то же время Нормы ориентированы на выявление распределенных дефектов, поэтому и происходят повреждения оборудования, которое испытывалось в соответствии с Нормами [3].

Периодичность испытаний оборудования во всех предыдущих и в ныне действующей редакции Норм выбирается из самых разных соображений. Обычно это кратность периодичности капремонтов и возможности выполнения диагностики имеющимися средствами. Причем произвольное увеличение сроков между профилактическими испытаниями обосновывается малым процентом отбраковки или ее полным отсутствием. На самом деле периодичность испытаний - это равнозначный по важности с методами элемент диагностики. *Периодичность испытаний должна выбираться только исходя из времени развития дефекта.* Допустим, что сегодня оборудование испытано самым совершенным методом, позволяющим выявить дефект на ранней стадии развития. Завтра в оборудовании появится дефект, время развития которого до повреждения менее года, что действительно соответствует времени развития большинства дефектов. Если следующие испытания назначены в срок более года, а ряд испытаний выполняется с периодичностью в три или даже шесть лет, то оборудование повредится и эффективность диагностики равна нулю. Поэтому диагностика должна выполняться с периодичностью, определяемой временем развития дефекта, т.е. не реже одного, двух раз в год, а также должны выполняться внеочередные испытания после каждого эксплуатационного воздействия, которое может привести к появлению дефекта.

Эффективно выявлять местные дефекты на ранней стадии развития можно только используя диагностику под рабочим напряжением. Нормы допускают по мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя предприятия возможен переход к установлению очередных сроков ремонта оборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном оборудовании. Такой подход сдерживает внедрение диагностики под напряжением, так как часть эксплуатационников считает, что нерационально выполнять одновременно испытания с отключением и под напряжением. И они правы. В стране накоплен достаточный опыт диагностики под рабочим напряжением, позволяющий отказаться от диагностики с отключением при переходе на измерения под напряжением. Так, в "Ленэнерго", "Донбассэнерго", "Севкавказэнерго" и др. с начала 1970-х годов под напряжением измеряется tgδ и емкость вводов, ТТ с конденсаторной изоляцией, частичные разряды, проводится тепловизионная диагностика и диагностика на основе ХАРГ.

Однако необходимо тщательно анализировать возможности методов и внедрять только действительно эффективные.

Так, диагностику вводов и ТТ под рабочим напряжением Нормы разрешают выполнять двумя методами: измерением комплексной проводимости У или измерением tgδ и емкости. Контролируемые параметры: изменение tgδ и емкости (с/с) основной изоляции или (и) изменение модуля ее полной

проводимости (У/У). Допускается контроль по одному из параметров (tgδ или У/У). Нельзя согласиться с тем, что предлагаемые методы равноценны.

Во-первых, комплексная проводимость это новый параметр, эффективность которого доказана лишь теоретически. Примеров отбраковки оборудования по этому параметру нигде не опубликовано, хотя используется он довольно давно. В то же время измерение tgδ - привычный для эксплуатационников метод, по которому существуют заводские нормы и имеется достаточный объем отбракованного по этому параметру оборудования. Во-вторых, при измерении комплексной проводимости необходима очень высокая чувствительность схемы измерений, при которой невозможно отстраниться от влияний изменения характеристик самой схемы измерений (увлажнение, коррозия резисторов, разрядников и других элементов). Эти изменения приводят к частым ложным срабатываниям схемы из-за появления тока небаланса, хотя ток небаланса при изменении характеристик изоляции не будет замечен схемой. Например, для ввода 110 кВ емкостью 500 кФ с tgδ =0.5% полный ток равен 0.001000012 А, а для ввода с предельным значением tgδ =1.5% - 0.001000112 А. Различить десятые и сотые доли микроампера вряд ли возможно, да и нет необходимости при наличии хорошей мостовой схемы. При измерениях под напряжением tgδ получаются результаты, сопоставимые по точности с результатами на стенде завода или НИИ. Поэтому Нормы должны рекомендовать только один метод измерений под рабочим напряжением - измерение tgδ и емкости.

Самые большой недостаток Норм - это нормирование результатов измерений под рабочим напряжением. При измерениях под напряжением Нормы допускают эксплуатацию оборудования с параметрами, значительно превышающие значения, рекомендуемые заводом и в других разделах Норм.

Следует отметить, что предельное значение tgδ в Нормах для вводов определены на основе расчетов тепловой устойчивости и являются предельно допустимыми. Ввод ТТ с такими значениями tgδ при одновременном воздействии всех возможных тепловыделяющих факторов (среда, нагрев солнцем, номинальная нагрузка, повышенный уровень напряжения) потеряет тепловую устойчивость, что приведет к тепловому пробою. Поэтому когда в Нормах указываются значения, превышающие нормируемые заводом величины в 2 и более раз, то следование этим Нормам обязательно приведет к повреждению оборудования. Такой случай произошел в "Колэнерго" на ПС-11, где взорвался ТТ-330 кВ ТФУМ-330 через два дня после измерений под рабочим напряжением и постановки диагноза по Нормам при контроле не реже 1 раза в 3 месяца при $0.5< t_{дб}<1.5$.

Несовершенство Норм приводит к тому, что почти сразу после их выхода следуют дополнения и изменения.

Для того чтобы избежать ошибок из-за следования неверным требованиям Норм, энергосистемам следует выпускать свои Нормы с учетом вышеизложенных замечаний и руководствоваться при диагностике под напряжением ими. Такие Нормы уже выпущены в ряде энергосистем и Госинспекция признает их законными.

В заключение целесообразно привести основные положения решения всероссийского заседания [2].

Решение 20-го заседания действующего семинара "Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования"

Современные технологии обслуживания, диагностики и ремонта транспортного оборудования позволяют существенно повысить надежность его работы и продлить срок службы, что особенно важно в связи с наличием большого количества оборудования, работающего с превышением нормативного ресурса. Ключевым моментом в этом ряду является диагностика, позволяющая выявлять дефекты на ранних стадиях их развития. Основные проблемы диагностики связаны с методами получения первичной измерительной информации и анализом получаемой информации.

При решении задач диагностики трансформаторного оборудования наибольшие усилия в настоящее время направлены на получение первичной измерительной информации. Разрабатываются новые современные измерительные средства, методики измерений.

Продолжается процесс накопления данных по аномальным состоящим оборудования и значениям контрольных параметров, характеризующих эти состояния. Процесс накопления данных позволяет совершенствовать методы анализа измерительной информации, повышать надежность постановки диагнозов, выявлять появления дефектов на более ранних стадиях.

Накопление данных позволяет также более обоснованно формулировать требования к точности измерительных методов. Существующие требования по ряду контрольных параметров представляются завышенными, а снижение требований при сохранении надежности диагностики приведет к снижению стоимости измерительной аппаратуры и измерительных методов.

Практика комплексного обследования трансформаторного оборудования показывает, что надежность постановки диагнозов в результате комплексных обследований достигает 98%. Однако стоимость таких обследований достаточно высока, и в случае нормально работающих трансформаторов не окупает полученные результаты. Представляется целесообразным при диагностике трансформаторного оборудования решать задачу в два этапа. На первом этапе с помощью минимально необходимого набора контрольных параметров, позволяющего выявлять наличие любого дефекта в трансформаторе, определять факт появления дефекта, и только после этого на втором этапе с помощью дополнительных измерений идентифицировать и определять степень развития дефекта. Такой подход позволит существенно экономить средства на проведение диагностики. Для крупного трансформаторного оборудования выявление зародившегося дефекта целесообразно проводить с помощью систем непрерывного мониторинга.

Современные технологии текущего ремонта трансформаторов в эксплуатации позволяют существенно продлить их ресурс, поэтому задачи совершенствования существующих и разработки новых технологий ремонта необходимо рассматривать как приоритетные задачи:

1. Признать актуальность проблем, поднятых на заседании семинара "Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования" по теме "Качество производства и надежность эксплуатации маслонаполненного оборудования". Считать полезной практику проведения натурных испытаний измерительной аппаратуры различных производителей.

2. Ввести в практику подобных испытаний демонстрацию работы различных экспертных систем оценки состояния энергооборудования и других программных продуктов.

3. Считать приоритетной задачей определение минимально необходимого набора контрольных параметров, позволяющего определять факт появления дефекта в трансформаторе.

4. Рекомендовать специалистам, эксплуатирующим силовые трансформаторы, проводить контроль механического состояния обмоток после коротких замыканий методами низковольтных импульсов и частотного анализа как наиболее чувствительные для выявления деформаций обмоток.

5. Рекомендовать специалистам энергопредприятий продолжить работы по совершенствованию нормативной базы эксплуатации.

Литература

1. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. - Тр. / ПИЭПК, 2000. - Вып. 11.
2. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. - Тр. / ПИЭПК, 2003. - Вып. 20.
3. РД 34.45.51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. Шестое. - М.: ЭНАС, 1998.
4. Гречко О.Н., Курбатова А.Ф. Граничные значения характеристик изоляции нормально работающих ТТ. - Тр. / ПЭИПК, 2001. - Вып. 16,
5. Изменение № 1 к РД РАН "ЕС России". - М.: ОРГРЭС, 2000.

Ю.М.Невретдинов, А.Е.Веселов, И.Е.Кабеев, А.И.Крутов

ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ 6-35 кВ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в сетях с изолированной нейтралью 6-35 кВ - основная причина большинства аварий, увеличения вероятности внутренних перенапряжений и их уровня, преждевременного выхода из строя электрооборудования высокого напряжения и обесточивания потребителей.

При металлическом однофазном замыкании на землю в результате однократного переходного процесса перенапряжение на неповрежденных фазах носит характер кратковременного пика с амплитудой до (2.1-2.5) $U_Ф$.

Но наиболее часто замыкания на землю осуществляются через дуговое перекрытие изоляции. В этом случае в результате гашений и повторных зажиганий дуги возникают дуговые перенапряжения, которые имеют наибольшую величину на неповрежденных фазах. Это может привести к перекрытию изоляции неповрежденной фазы в ослабленном месте и соответственно к двойному замыканию на землю. Кроме того, при ОЗЗ изменяется емкость системы, в результате чего возможны возбуждения резонансных и феррорезонансных перенапряжений.

В настоящее время перенапряжения в сетях 6-35 кВ достаточно изучены и имеется много экспериментального материала по их видам и кратностям.

В таблице 1 приведены уровни основных внутренних перенапряжений, характерных для сетей данного класса напряжений [1].

Таблица 1

Характеристика внутренних перенапряжений по [1]
(сети с изолированной нейтралью)

Вид перенапряжений	Кратность перенапряжений
Дуговые замыкания на землю	3.0-3.5
Поиск "земли" при ОЗЗ	4.0-6.0
Резонансные перенапряжения	До 4.0
Включение электродвигателей	2.6-3.3
Включение электродвигателей при наличии в сети ОЗЗ	3.4
АПВ и АВР электродвигателей	4.0-4.5
Включение КЛ и ВЛ при наличии в сети ОЗЗ	3.0-3.5
Отключение ненагруженных ВЛ и КЛ	3.0-4.5
Отключение ненагруженных трансформаторов	5.0-6.0
Отключение двойного замыкания на землю	3.3
Отключение вращающихся электродвигателей	4.0-5.0
Отключение заторможенных электродвигателей	5.0-6.0

В настоящее время можно выделить два основных направления решения проблемы снижения аварийности и повышения эффективности системы электроснабжения. Одно из них - совершенствование методов ограничения опасных факторов и своевременная замена изношенного сетевого оборудования.

Второе - кардинальное изменение режима заземления нейтрали:

1) низкоомное заземление;

2) компенсация емкостных токов ОЗЗ;

3) заземление через высокоомный резистор.

Проблема выбора способа заземления нейтрали должна решаться индивидуально для каждой электрической системы питания и потребления. Получение максимума преимуществ от выбранного способа заземления должно увязываться со специфическими требованиями производственного процесса, основным из которых, как правило, является надежность системы электроснабжения и стоимость обеспечения заданной надежности.

Рассмотрим проблему выбора способа заземления нейтрали на примере системы электроснабжения комбината "Североникель".

На рисунке приведена схема электроснабжения комбината "Североникель". Комбинат получает электроэнергию от шести главных понизительных подстанций (ГПП) напряжением 150/10 кВ, расположенных в центрах электрических нагрузок отдельных узлов потребления электроэнергии: ГПП-11А, ГПП-11Б, ГПП-11В, ГПП-11Г, ГПП-11Д, ГПП-11Е. Распределение электроэнергии от ГПП к отдельным распределительным подстанциям (РП) и трансформаторным подстанциям (ТП) осуществляется преимущественно кабельными линиями 10 кВ. На рисунке приведена схема связи отдельных РП с соответствующими ГПП, а также между РП. Как видно, схема включает около 40 подстанций 10 кВ.

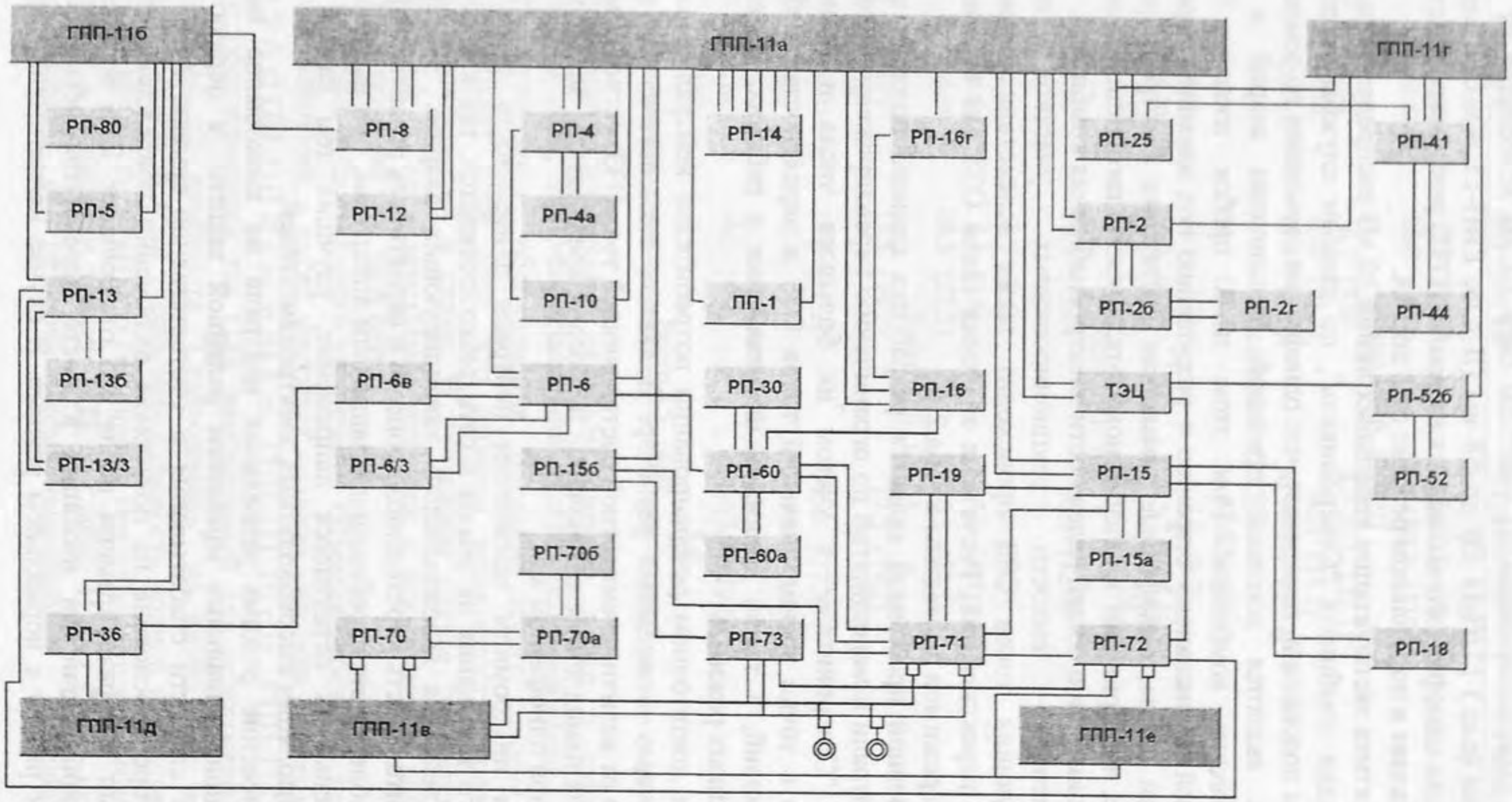


Схема электроснабжения комбината "Североникель"

Распределительная сеть 10 кВ комбината имеет сложную структуру и разветвленную кабельную сеть - более 700 кабельных линий. Общая длина кабелей 10 кВ превышает 250 км. Сеть 10 кВ разделена на восемнадцать секционированных участков, подключенных к соответствующим шинам шести головных подстанций ГПП-11 А - ГПП-11 Е и имеющих разнообразную и достаточно сложную структуру. Суммарная длина кабелей, подключенных к отдельным (секционированным) участкам сети 10 кВ колеблется от 2 км (II система шин (с.ш.) ГПП-11 В) до 58 км (II с.ш. ГПП-11 А). Соответственно величина тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) различных участков сети 10 кВ составляет в нормальном режиме от 2 до 70А.

Практика эксплуатации кабельных линий 10 кВ распределительной сети промплощадки комбината "Североникель", по данным службы эксплуатации цеха сетей и подстанций, показывает, что однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в этих сетях являются основной причиной большинства аварий в системе электроснабжения комбината. При этом из-за пробоя изоляции кабелей, подверженной интенсивному старению и разрушению под влиянием агрессивной окружающей среды, однофазные замыкания достаточно быстро переходят в трехфазные, что приводит к неизбежному отключению питающих линий и, как следствие, снижению общей надежности электроснабжения комбината.

Изменение емкости секционированных участков сети и соответствующих токов ОЗЗ происходит также вследствие аварийных и ремонтных переключений. Расчетные значения токов ОЗЗ для нормального и ремонтного режимов приведены в табл.2.

Основной проблемой является разработка единого подхода к выбору режима нейтрали и мероприятий по ограничению перенапряжений в сети 10 кВ комбината "Североникель" с учетом их большого числа и разнообразия параметров с точки зрения значений токов ОЗЗ и вероятности возбуждения перенапряжений, а также динамики их изменения в рабочих, ремонтных и послеаварийных режимах.

При достаточном резервировании потребителей нейтраль может быть заземлена через низкоомный резистор. В данном технологическом процессе, независимо от величины емкостной составляющей тока ОЗЗ, устройство защиты действует на немедленное отключение любого поврежденного элемента сети, в том числе при однофазном к.з.

При низкоомном заземлении нейтрали длительность существования однофазного замыкания на землю в сети резко снижается, так как ограничена временем действия выключателей, ликвидирующих аварию. Это позволяет снизить длительность переходного процесса и вероятность развития нарушений. При этом облегчаются требования к защитным аппаратам, при выборе которых можно уменьшить остающееся напряжение, улучшив тем самым защиту, например, изоляции высоковольтных электродвигателей.

Изменение режима заземления нейтрали на низкоомное заземление вызывает принципиальные изменения релейной защиты, в первую очередь увеличение скорости срабатывания и соответственно замены АВР на АПВ, работа которого основана на повторном включении поврежденного участка через малый интервал времени после его отключения. При восстановлении электрической прочности изоляции в месте перекрытия сеть после АПВ продолжает работу в нормальном режиме. В случае недостаточной прочности

изоляции и повторном зажигании дуги этот участок отключается повторно уже на длительное время поиска и устранения повреждения.

Таблица 2

Характеристики изменений токов ОЗЗ в сети головных подстанций

ГПП	Система шин	Значения тока ОЗЗ, А в режимах		Кратность изменения тока ОЗЗ
		нормальный	ремонтный	
ГПП-11А	I с.ш	56.3 (61.9)	56.3-78.8 (86.7)	1-1.4
	II с.ш	72.3 (79.5)	72.3-82.5 (90.7)	1-1.1
	Тр.с.ш.	28.0 (30.8)	68.6-100.3 (110.3)	1-3.6
		Всего 156.6 (172.2)		
ГПП-11 Б	I с.ш.	8.7 (9.6)	8.7-20.1 (22.1)	1-2.3
	II с.ш.	12.0 (13.2)	12.0 (13.2)	1
	Тр.с.ш.	11.4 (12.5)	20.1-23.4 (25.7)	1-2.1
		Всего 32.1 (35.3)		
ГПП-11 В	I с.ш.	34.1 (37.5)	34.1-46.3 (50.9)	1-1.4
	II с.ш.	2.1 (2.3)	3.4 (3.7)	1.6
	III с.ш.	4.4 (4.8)	6.5-7.6 (8.4)	1-1.7
	IV с.ш	14.5 (15.9)	14.5-22.0 (24.2)	1-1.5
		Всего 51.1 (60.5)		
ГПП-11 Г	I с.ш.	10.9 (12.0)	10.9 (12.0)	1
	II с.ш.	8.7 (9.6)	18 (19.8)	2.1
	III с.ш.	3.1 (3.4)	3.1 (3.4)	1
	IV с.ш.	20.3 (22.3)	20.3 (22.3)	1
		Всего 43.0 (47.3)		
ГПП-11 Д	I и IV с.ш.	17.5 (19.2)	17.5 (19.2)	1
	II и III с.ш.	15.6 (17.2)	15.6 (17.2)	1
		Всего 33.1 (36.4)		
ГПП-11 Е	I с.ш.	4.5 (4.9)	4.5-17.8 (19.6)	1-4
	II с.ш.	-	5.4	1
		Всего 4.5 (4.9)		

Низкоомное заземление нейтрали связано также с существенной реконструкцией сети, включая изменение систем резервирования, защиты и замены коммутационного оборудования. Введение такого режима нейтрали предполагает охват всей сети, что вызвано возможностью режимных и аварийных переключений в схеме. В противном случае требуется жесткое разделение сетей по типу заземления нейтрали с исключением возможности взаимных подключений участков сети.

Вследствие существенного увеличения объемов работ при переводе на низкоомное заземление, а также учитывая наличие участков с малыми токами ОЗЗ менее 5 А (ГПП-11В II с.ш. и III с.ш., ГПП-11Г III с.ш., ГПП-11Е II с.ш.), в которых не обеспечивается ток ОЗЗ, необходимый для селективной защиты, перевод сети 10 кВ комбината "Североникель" на низкоомное заземление нейтрали неочевиден. А если учесть необходимость полной и единовременной реконструкции всей сети 10 кВ, это решение не представляется возможным.

В сетях с большими токами ОЗЗ, согласно ПТЭЭ [2, 3] необходимо применять режим с резонансно-компенсированной нейтралью, т.е.

компенсировать емкостную составляющую тока ОЗЗ с помощью дугогасящего реактора (ДГР), имеющего индуктивное сопротивление. В результате компенсации емкостного тока ОЗЗ дуговые перенапряжения снижаются. Причем определяющую роль в этом снижении играет резонансная настройка ДГР при $X_{ДГР}=X_{Co}/3$, где $X_{ДГР}$ - индуктивное сопротивление ДГР, X_{Co} - емкостное сопротивление фазы сети на землю. Напряжение на поврежденной фазе при гашении дуги в момент перехода тока 033 через ноль в первый момент остается близким к нулю, что способствует быстрому восстановлению электрической прочности изоляции в точке замыкания. В результате повреждение либо самоликвидируется, либо возникает режим с повторными однофазными пробоями изоляции через 0.1-0.3 с. В таком режиме кратности перенапряжений относительно невелики.

Компенсация токов ОЗЗ с помощью дугогасящих реакторов (ДГР) с фиксированной настройкой имеет основной недостаток - увеличение тока в месте замыкания при изменении конфигурации сети или режимов ее работы и необходимость периодической настройки ДГР. Например, при ремонтном режиме возможно уменьшение емкости C_0 вследствие изменения нагрузки (Тр. с.ш. ГПП-11 А; I с.ш., Тр.с.ш. ГПП-11 Б и т.д.) При этом величина остаточного (раскомпенсированного) тока ОЗЗ увеличивается и соответственно возрастает вероятность повторных зажиганий дуги. Особую опасность в данной ситуации (при раскомпенсации) создают аварийные режимы со скачкообразными изменениями C_0.

В настоящее время разработаны способы и устройства автоматической настройки индуктивного сопротивления ДГР. Наиболее распространены устройства, использующие реакторы плунжерного типа с асинхронным двигателем, имеющие инерционную настройку. Новое поколение ДГР использует магнитно-вентильный реактор, который регулирует рабочий ток за счет подмагничивания участков магнитопровода постоянным током. Быстродействие у последних моделей не превышает 0.01 с.

Еще одним важным эффектом компенсации емкостных токов считается снижение тока первой гармоники в месте замыкания (теоретически) до нуля при строгой настройке и отсутствии активных потерь вследствие протекания токов нулевой последовательности и высших гармоник в точке замыкания.

Реально существует относительно малый остаточный ток ОЗЗ первой гармоники, имеющий активный характер, а в сетях со значительными гармоническими искажениями токов и напряжений в токе замыкания обязательно присутствуют высшие гармоники относительно большой величины [4].

Высшие гармоники в токе 033 могут появиться даже в сети с относительно малым уровнем высших гармоник, так как неизбежно возникают резонансные условия в контуре замыкания на землю на присутствующих в электрической сети высших гармониках. Резонансные частоты в контуре тока ОЗЗ сильно зависят от параметров сети и от места возникновения замыкания, а степень развития резонансных явлений зависит от величины активного сопротивления в месте замыкания. Поэтому проявление высших гармоник и их величина оказываются весьма нестабильными. Этот фактор ставит под сомнение достаточность с точки зрения надежности и селективности применения защит, реагирующих только на высшие гармоники [4]. Кроме того, возможны

резонансное смещение нейтрали и перенапряжения на отдельных фазах на первой гармонике.

Для оценки возможности применения систем автоматической настройки реакторов был выполнен контроль спектрального состава напряжения в участках сети, подключенных к ГПП, который показал повышение величины 3-й гармоники до 4% (I с.ш. ГПП-11 А), а также наличие высших гармонических составляющих (более 40-й гармоники) с величиной до 1% и в отдельных случаях выше. Кроме того, зарегистрированы высшие гармоники, находящиеся в частотных интервалах от 1.9 до 2.7, от 4.1 до 4.7, от 5 до 6.2 кГц, составляющие до 0.7% (III с.ш. ГПП-11 Г), 0.7% (I с.ш. ГПП-11 Г), 0.78% (I с.ш. ГПП-11 Г), соответственно. Это определяет дополнительные требования к параметрам систем управления подмагничиванием реакторов ДГР и их чувствительности к гармоническому составу напряжения в сети.

При определении границы значений токов ОЗЗ, определяющей необходимость их компенсации, целесообразно учесть зарубежный опыт эксплуатации аналогичных сетей и мнения специалистов [2,5,6], а также данные об аварийности и значительном износе элементов сети 10 кВ комбината "Североникель". В этой связи введем понятие "опасной зоны" (по величине токов ОЗЗ), подразумевая значение расчетного значения тока менее 20, но более 10 А. Отметим также, что реальная величина тока ОЗЗ может быть повышена вследствие влияния емкости подключенного оборудования и гальванически связанной сети сторонних потребителей. Поэтому в следующую группу (по степени необходимости применения устройств компенсации) включены секции, на которых токи ОЗЗ по величине находятся в "опасной зоне", а в ремонтных или послеаварийных режимах превышают границу 20 А (в том числе с учетом возможного влияния оборудования и связанной сторонней сети). К ней относятся следующие четыре секционированных участка (см. табл.2): Тр. с.ш. ГПП-11Б, IV с.ш. ГПП-11В и ГПП-11Д I + IV с.ш. и II + III с.ш.

По результатам расчетов можно однозначно определить группу участков, где компенсация однозначно не требуется. К ней относятся четыре участка с токами ОЗЗ менее 10 А во всех возможных режимах: ГПП-11В (II и III с.ш.), ГПП-11Г (III с.ш.), ГПП-11Е (II с.ш.).

Оставшиеся участки сети 10 кВ можно разделить на две подгруппы:

два участка имеют токи ОЗЗ немногим более 10 А практически во всех возможных режимах работы - II с.ш. ГПП-11Б с током ОЗЗ 12-13 А и I с.ш. ГПП-11Г с током около 11-12 А. Для этих участков необходимость компенсации емкостных токов по ПТЭЭП не требуется и превышение границы 10 А незначительно. Поэтому при успешном применении других мероприятий ограничения перенапряжений необходимость компенсации токов ОЗЗ с помощью реакторов отпадает;

три участка с токами ОЗЗ в рабочих режимах менее 10 А, а в ремонтных режимах более 10, но менее 20 А - I с.ш. ГПП-11Б, II с.ш. ГПП-11Г и I с.ш. ГПП-11Д. Для этих участков характерно отсутствие необходимости компенсации емкостных токов в рабочих режимах. Однако в ремонтных режимах значение токов ОЗЗ практически достигает и превышает границу 20 А. При принятии решения можно учесть относительно кратковременный характер послеаварийного или ремонтного режимов и соответствующее снижение

вероятности совпадения случаев замыканий или повреждений кабелей и неблагоприятных режимов.

Для участков сети, подключенных к шинам ГПП-11В (II и III сш.), ГПП-11Г (III сш.), ГПП-11Е, система компенсации токов нецелесообразна. Однако это не указывает на низкую вероятность возникновения опасных дуговых перенапряжений.

Снижение уровня дуговых перенапряжений возможно с помощью высокоомного заземления выделенной нейтрали, которая обеспечивает стекание заряда емкости сети и напряжения смещения нейтрали после гашения дуги за интервал времени до следующего повторного зажигания дуги (T), составляющее примерно полупериод промышленной частоты (T=0.01 с). Величина резистора выбирается по [5] из условия практически полного стекания заряда за время t=3T=0.01 с, т.е. $T=R_N \square 3C_o$ (где C_0 - фазная емкость участка сети).

Резистор такой величины приведет к снижению кратностей дуговых перенапряжений (до 2.3...2.4 о.е.), а также будет способствовать снижению вероятности повторных зажиганий дуги, если электрическая прочность ослабленного места (после погасания дуги) не ниже фазного напряжения сети.

Кроме благоприятного влияния на процесс дуговых замыканий, высокоомный резистор за счет поглощения энергии эффективно подавляет феррорезонансные перенапряжения [7].

Такую защиту целесообразно установить на шинах ГПП-11Б (I сш.) и ГПП-11Г (II сш.). Учитывая положительный эффект, оказываемый высокоомными резисторами, возможно их применение также в нейтралях с компенсирующими устройствами. Дополнительный эффект от включения резисторов заключается в предотвращении возбуждения резонансов в высокодобротном контуре: ДГР - емкость сети.

Перевод нейтрали секционированных участков сети в режим высокоомного заземления согласуется с режимом компенсации токов ОЗЗ. Поэтому использование обоих режимов нейтрали не требует кардинального изменения релейной защиты и коммутационного оборудования.

На рассмотренном примере видно, что выбор режима заземления нейтрали сети электроснабжения крупного предприятия с разнообразной структурой секционированных участков является сложной проблемой, требующей детального изучения не только режимов работы, но и состояния электрооборудования. Необходимы комплексный подход, заключающийся в компенсации токов ОЗЗ по участкам, а также использование высокоомного заземления выделенной нейтрали для уменьшения дуговых перенапряжений.

Литература

1. Аношин О.А. Повышение надежности эксплуатации ограничителей перенапряжений в сетях 6-10 кВ. Международная научно-техническая конференция "Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования". - Вып.1. - СПб: ПЭИПК, 2003. - С. 261.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Изд. 15-е. - М., 1996.

3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. - М.:ЗАО "Энергосервис", 2003. - 392 с.

4. Кучумов Л.А., Кузнецов А.А., Стефановский В.А. О технической выполнимости требований минимизации токов при однофазных замыканиях на землю в электрических сетях 6-35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью // Международная научно-техническая конференция "Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования". - Вып.1. - СПб: ПЭИПК, 2003. - С. 293-303.

5. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Ф.Х.Халилов, Г.А.Евдокунин, В.С.Поляков и др. - СПб.: Энергоатомиздат, 2002. - 272 с.

6. IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. (IEEE std 142-1991), Published by the IEEE inc., NJ, 1992.

7. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Системы заземления нейтралей сетей средних классов напряжений (6-10 кВ) // Международная научно-техническая конференция "Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования". - Вып.1. - СПб: ПЭИПК, 2003. - С. 13-16.

А.Е.Веселов, Ю.М.Невретдинов, Е.А.Токарева, В.В.Ярошевич

АНАЛИЗ ТОКОВ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ КОМБИНАТА "СЕВЕРОНИКЕЛЬ"

Статистика и опыт эксплуатации промышленных систем электроснабжения показывают, что однофазные повреждения составляют порядка 75% всех возможных повреждений в распределительных электрических сетях 6-10 кВ, наиболее распространенных на промышленных предприятиях. При однофазных замыканиях на землю с малыми токами работоспособность сети сохраняется.

Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей ограничивается работа электродвигателей высокого напряжения при возникновении однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) на обмотке статора машины до 2 ч, если величина тока ОЗЗ не превышает 5 А*. В распределительных сетях 6 и 10 кВ при возникновении токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) с величинами тока замыкания, превышающими соответственно 30 и 20 А по ПТЭЭП, должна применяться компенсация емкостного тока

Комбинат "Североникель" является одним из крупнейших потребителей электроэнергии в системе АО "Колэнерго". Согласно предварительной информации технического руководства Управления Главного энергетика комбината "Североникель", уровни емкостных токов ОЗЗ в сетях 6-10 кВ системы электроснабжения комбината, питающих нагрузку цехов предприятия, превышают вышеуказанные допустимые по ПТЭЭП и ПУЭ значения.

Распределительная сеть комбината "Североникель" является сильно разветвленной, регулярно имеет место большое число переключений и изменений в схеме, в состав сети входят большое число кабелей (более 700

* Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. - М.: ЗАО "Энергосервис", 2003. - 392 с.

кабелей), значительная часть которых имеет срок эксплуатации 20 лет и более. Общая длина кабелей 10 кВ превышает 250 км. Все это увеличивает вероятность повреждения мест с ослабленной изоляцией в сети, которыми чаще всего оказываются кабельные муфты и разделки. Наличие в схеме электроснабжения воздушных линий 10 кВ создает дополнительные условия для возбуждения перенапряжений.

Для схемы электроснабжения комбината "Североникель" характерны глубокая зареактированность питающих вводов от главных подстанций 150/110 кВ и многосекционность на стороне 10 и 6 кВ. Сеть включает около сорока подстанций 10 кВ и около 10 подстанций 6 кВ (рис.1).

Сеть 10 кВ разделена на восемнадцать участков, подключенных к соответствующим шинам шести головных подстанций ГПП-11 А - ГПП-11 Е. Секционированные участки сети имеют разнообразную и достаточно сложную структуру и разветвленную кабельную сеть. Суммарная длина кабелей, подключенных к отдельным (секционированным) участкам сети 10 кВ, колеблется от 2 (II с.ш. ГПП-11 В) до 58 км (II с.ш. ГПП-11 А). Соответственно величина тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в нормальном режиме составляет от 2 до 80 А и более и может меняться при режимных изменениях.

Сеть 6 кВ разделена на локальные участки, подключенные в основном к понизительным трансформаторам 10/6 кВ. Общая длина кабелей менее 15 км. Схемы большинства участков относительно просты, а суммарная длина кабельных линий одного участка в основном не превышает 1 км. Исключение составляют участки сети РП-44 и РП-70а с суммарной длиной подключенных кабелей 3.3-3.8 км, а также РП-2б, РП-60а, ТЭЦ с суммарной длиной кабелей от 1 до 2 км.

В соответствии с ПТЭЭП в схеме электроснабжения комбината "Североникель" в настоящее время установлены дугогасящие реакторы (ДГР) типа ЗРОМ-300/10 (заземляющий реактор однофазный масляный номинальной мощностью 300 кВА на номинальное напряжение $U_н$ = 10 кВ), подключенные к I и II секциям сборных шин ГПП-11А, длительность работы которых при наибольшем токе составляет не менее 2 ч.

В декабре 1977 года эти реакторы переданы на баланс ЦЭС "Колэнерго", которые осуществляют их эксплуатацию.

По данным ЦЭС "Колэнерго", настройка ДГР по результатам экспериментальных измерений токов ОЗЗ на шинах ГПП-11А производилась в 1991г. и в последний раз 09.07.97 г. Следующая настройка планируется в 2004 г. В те же годы проводились измерения токов ОЗЗ. По результатам замеров "Колэнерго" и расчетов, выполненных в 2003 г. ИФТПЭС, получены следующие распределения токов ОЗЗ по секциям ГПП-11А, представленные в табл.1.

Таблица 1

Величина токов однофазных замыканий на сборных шинах ГПП-11А

Система шин	Величина токов однофазных замыканий, А		
	данные ЦЭС "Колэнерго"		расчетные значения
	1991 г.	1997 г.	2003 г.
I с.ш.	70.0	68.0	56.3
II с.ш.	83.0	70.0	72.3
Тр. с.ш	58.0	41.5	28.0
Всего по ГПП	211.0	179.5	156.6

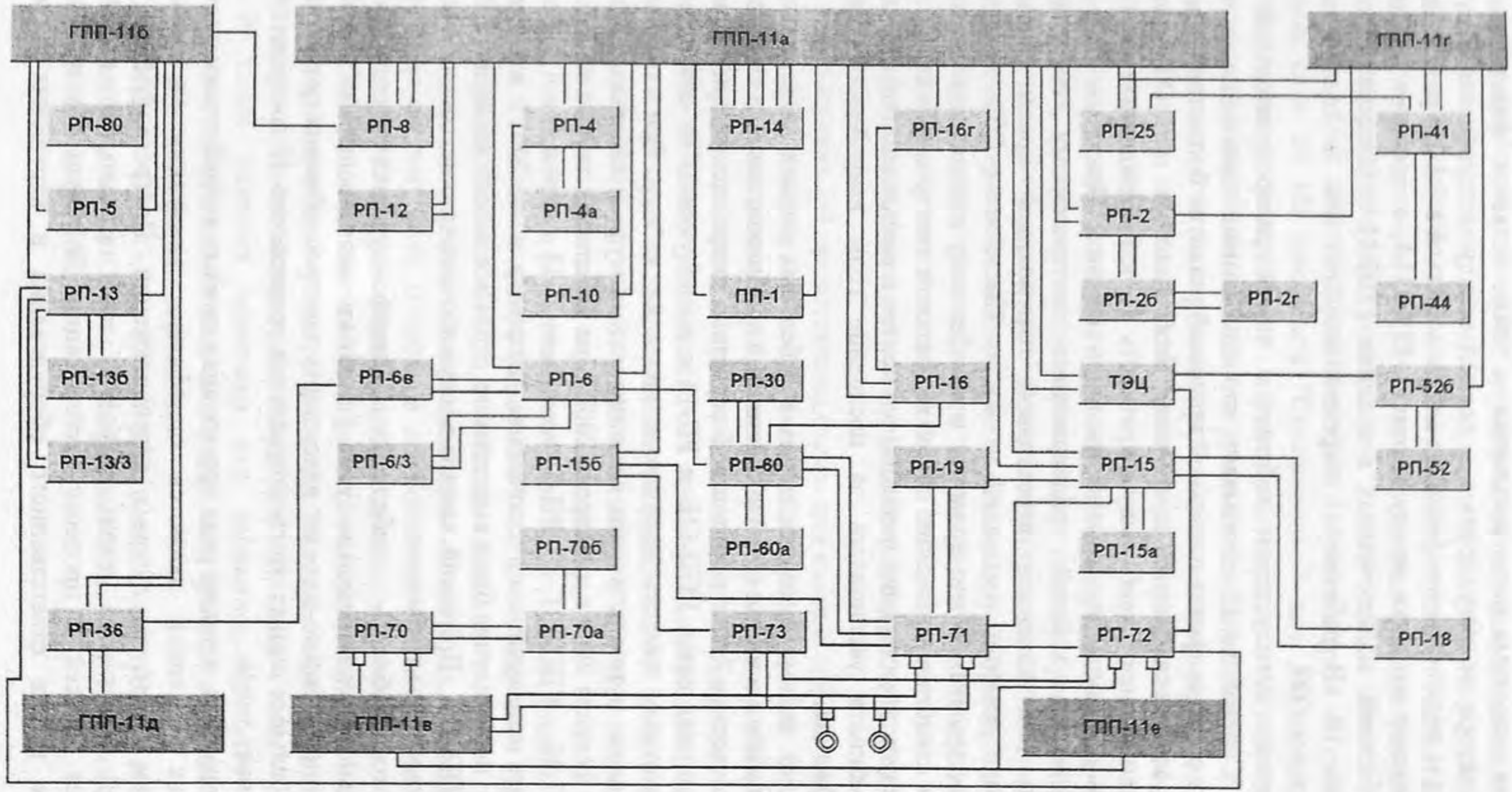


Рис.1. Схема электроснабжения комбината "Североникель"

Как видно из табл.1, имеется тенденция к снижению токов ОЗЗ. Это объясняется, прежде всего, сокращением объемов выпуска продукции и изменением конфигурации схемы.

Существующая в двух точках схемы электроснабжения комбината компенсация емкостных токов замыкания на землю является "фиксированной", катушка реактора не регулируется в период между настройками. Величина токов ОЗЗ для подключенных участков может меняться в 1.1-1.4 раза и зависит от распределения нагрузки между секциями ГПП-11А, а также от параметров сети потребителей, подключенных к секциям ГПП-11А. Следовательно, эти участки сети 10 кВ работают с перекомпенсацией или недокомпенсацией емкостных токов ОЗЗ.

Практика эксплуатации кабельных линий распределительной сети комбината "Североникель" показывает, что однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в этих сетях являются начальной причиной развития большинства аварий в системе электроснабжения комбината. Возбуждаемые при ОЗЗ дуговые перенапряжения имеют наибольшую кратность на неповрежденных фазах, что повышает вероятность перекрытий изоляции на них. При этом повторные пробои изоляции кабелей, подверженных интенсивному старению и разрушению под влиянием агрессивной окружающей среды, вызывают возникновение двойных замыканий на землю. После этого ОЗЗ переходит в междуфазное замыкание, что приводит к неизбежному отключению питающих линий и, как следствие, снижению общей надежности электроснабжения.

В результате старения изоляции элементов в распределительной сети 6-10 кВ комбината увеличилась за последние годы аварийность системы электроснабжения.

Анализ данных о повреждениях в кабельных линиях за период 1993-2002 гг., полученных в цехе сетей и подстанций комбината, показал следующее.

За последние 2 года произошло 5 серьезных повреждений при авариях на кабельных линиях связи ГПП-11Б и РП-13 с последующим их отключением, причиной которых явилось нарушение изоляции кабеля. Все повреждения ликвидировались путем установок соединительных муфт и кабельных заделок. За период с февраля 2000 г. по апрель 2002 г. на кабельных линиях от РП-25 до РП-41 и РП-25 - ГПП-11Г до РП-2 имели место 13 повреждений кабелей с последующим их аварийным отключением. Например, в мае 2001 г. в результате физического повреждения были выведены из строя все кабели на вводах РП-25 и РП-41 от ГПП-11А. Причиной аварии послужило возгорание соединительных кабелей от короткого замыкания.

Работоспособность кабельных линий удается поддерживать исключительно за счет ремонта путем установки многочисленных кабельных муфт, что дополнительно снижает надежность электроснабжения потребителей. Всего на кабельных линиях этого направления установлено 49 соединительных муфт различных типов.

Анализ этих, а также ряда других аналогичных аварий показывает, что основной их причиной являются однофазные замыкания на землю с последующим развитием дуговых перенапряжений. Прогрессирующий рост повреждений указанного типа приводит, как правило, к аварийным отключениям кабелей в процессе эксплуатации. В результате происходят перерывы в работе ответственного оборудования и нарушения сложного

технологического процесса. Это ставит на грань срыва выполнение плановых заданий по выпуску продукции.

В связи с вышесказанным проблема ограничения токов ОЗЗ и перенапряжений приобретает для комбината первостепенное значение.

Для расчетов токов ОЗЗ в распределительных сетях комбината была использована программа, разработанная в ИФТПЭС КНЦ РАН. Программа является универсальной, так как позволяет достаточно быстро производить расчет фактических токов ОЗЗ при замене исходных данных (сечение, длина и марка кабеля), а также конфигурации сети.

Токи ОЗЗ были определены для восемнадцати секционированных участков сети 10 кВ комбината "Североникель" для нормальных режимов работы и ряда послеаварийных и ремонтных режимов. Указанные режимы возникают при переводе питания нагрузки с одной из секций на другую с помощью секционного выключателя, при переключениях присоединений РП к ГПП и РП между собой, а также при выводе из работы питающих силовых трансформаторов на ГПП.

В этих режимах каждое присоединение или секция шин РП в целом переключается к другому секционированному участку, увеличивая величину емкости этого участка и соответственно величину тока ОЗЗ. Результирующий ток для соответствующей системы шин и в целом по ГПП получается в новой схеме установившегося режима путем автоматического суммирования токов ОЗЗ для всех присоединений в этой схеме.

Рассмотрим конкретные примеры расчетов токов ОЗЗ для ГПП-11А и ГПП-11В.

На рисунках 2-4 представлены схемы для каждой секции шин ГПП-11А. На схемах указаны все присоединения к соответствующей системе шин, отвечающие нормальному установившемуся режиму работы системы электроснабжения комбината. На этих рисунках представлены также результаты расчетов токов ОЗЗ для установившегося максимального режима, при котором подключены все резервные присоединения на отдельных РП (верхняя строка).

Для участков сети 10 кВ, подключенных к ГПП, рассчитаны токи ОЗЗ при выводе в ремонт отдельных секций сборных шин.

Так, при выводе в ремонт трансферной системы шин фидеры №4, 5 и 17 переключают на I систему шин, а фидер № 37 - на II систему шин. При этом ток ОЗЗ на I с.ш. увеличивается на 22.6,, а на II с.ш. - на 5.6 А.

При выводе в ремонт I системы шин ее нагрузка переключается на трансферную систему шин, II система шин остается без изменений. При этом увеличение тока ОЗЗ на трансферной системе шин составило 56.4 А.

Наиболее сложным ремонтным режимом является вывод II системы шин в ремонт с переводом всей ее нагрузки на трансферную систему шин, при этом ток ОЗЗ на трансферной системе шин возрастает в 2.5 раза.

В таких режимах возможен ряд вариантов, которые применяет диспетчерская служба комбината для разгрузки трансферной системы шин. Рассмотрим основные из этих вариантов:

а) РП-2, РП-2б, РП-16г, РП-4 и РП-10 подключаются к I системе шин, при этом величина токов ОЗЗ на трансферной системе шин составляет более 98 А, на I системе шин - 48.0 А;

б) РП-25 запитывается от ГПП-11 Г с отключением фидера № 50 на II системе шин. В этом режиме имеем следующие значения токов ОЗЗ: на трансферной системе шин - 66.5, а на I системе шин - 70.4 А;

в) РП-16 (II система шин) запитывается от РП-60 с отключением фидера № 42 на II системе шин. При этом ток ОЗЗ на трансферной системе шин - 61.7, на I системе шин - 70.4 А.

Результаты расчетов токов ОЗЗ для нормального и ряда ремонтных режимов представлены в табл.2.

Максимальные величины токов ОЗЗ учитывают емкость электрооборудования, кабелей городской электрической сети, питающихся от сети электроснабжения комбината и повышение напряжения до 10.5 кВ.

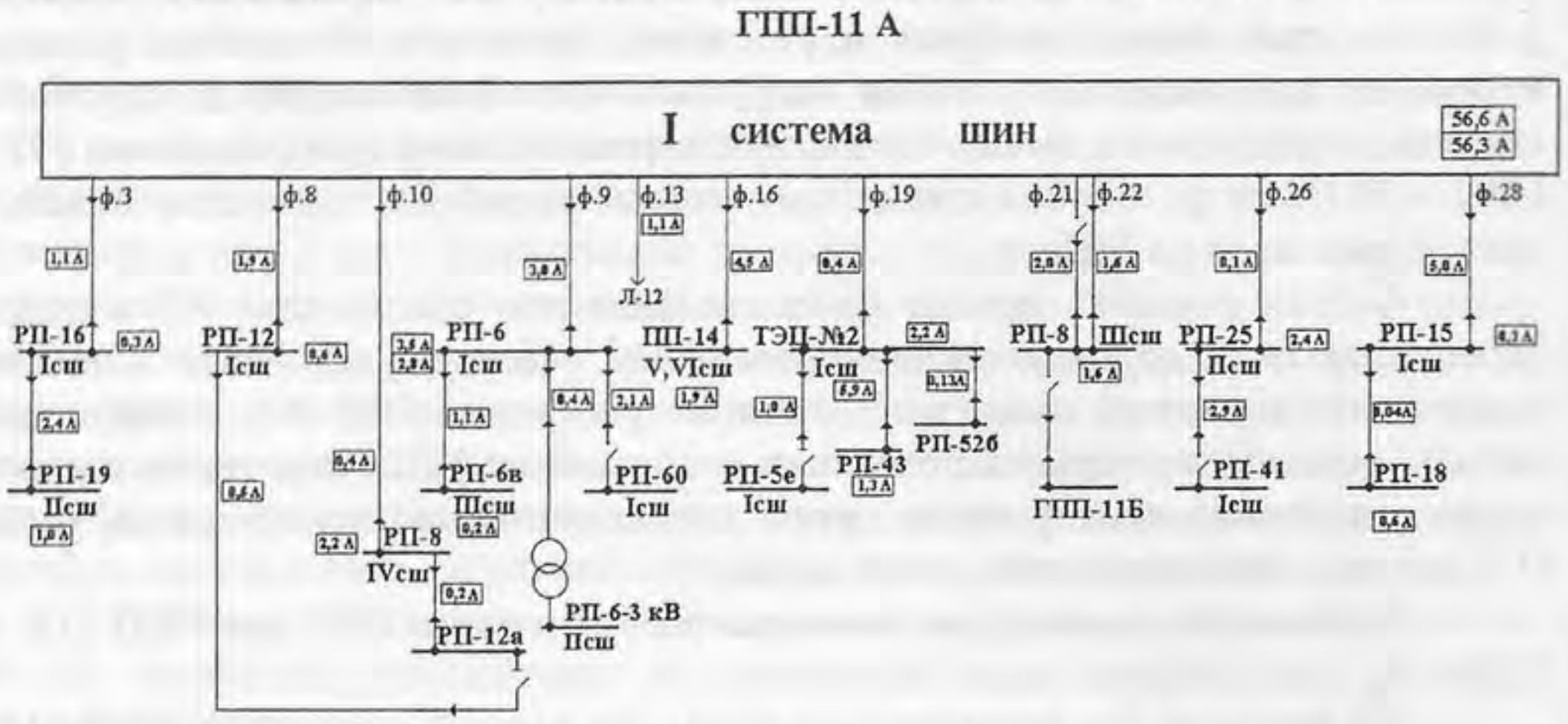


Рис.2. Результаты расчетов токов ОЗЗI системы шин ГПП-11А

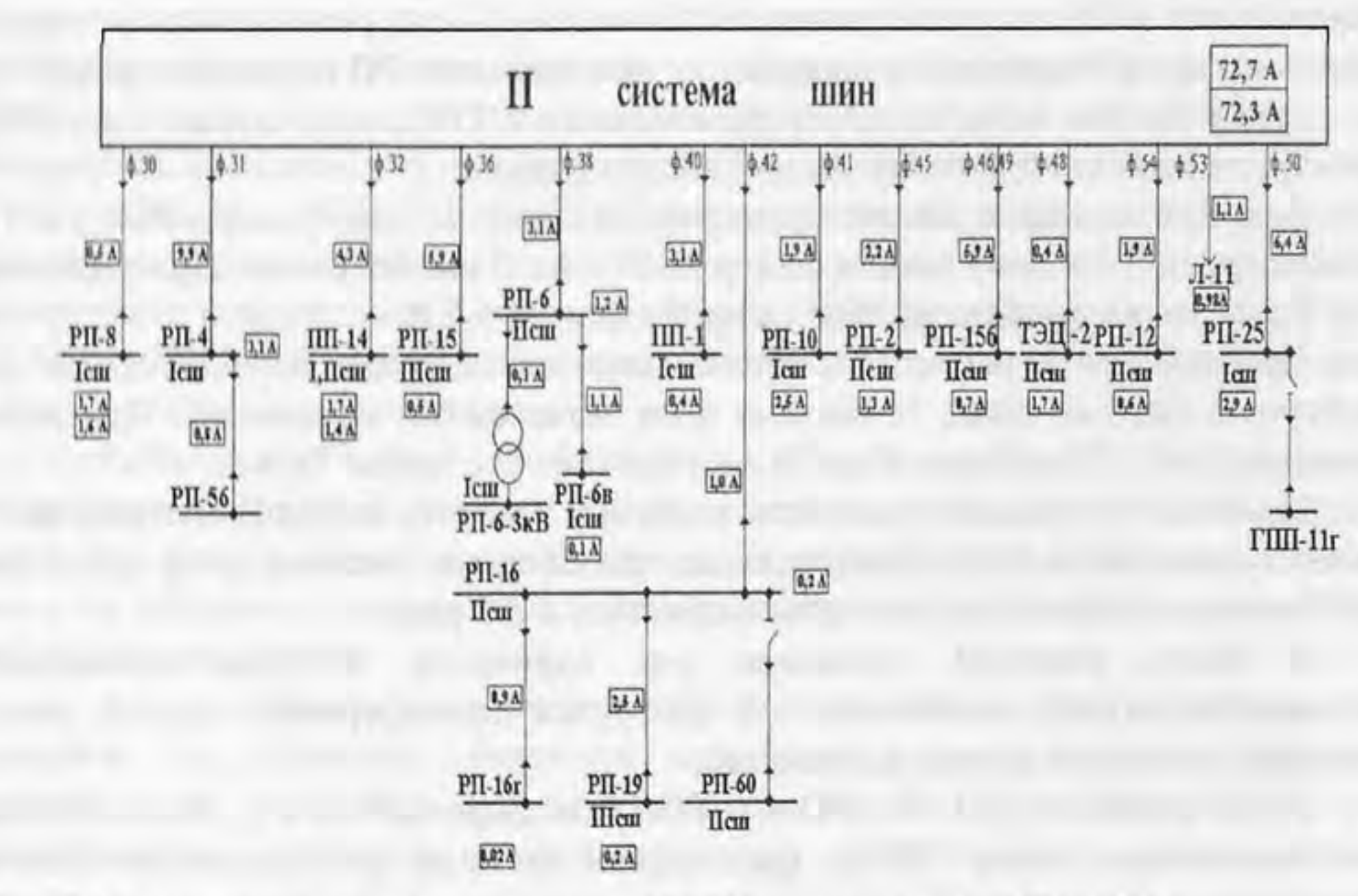


Рис.3. Результаты расчетов токов ОЗЗ II системы шин ГПП-11А

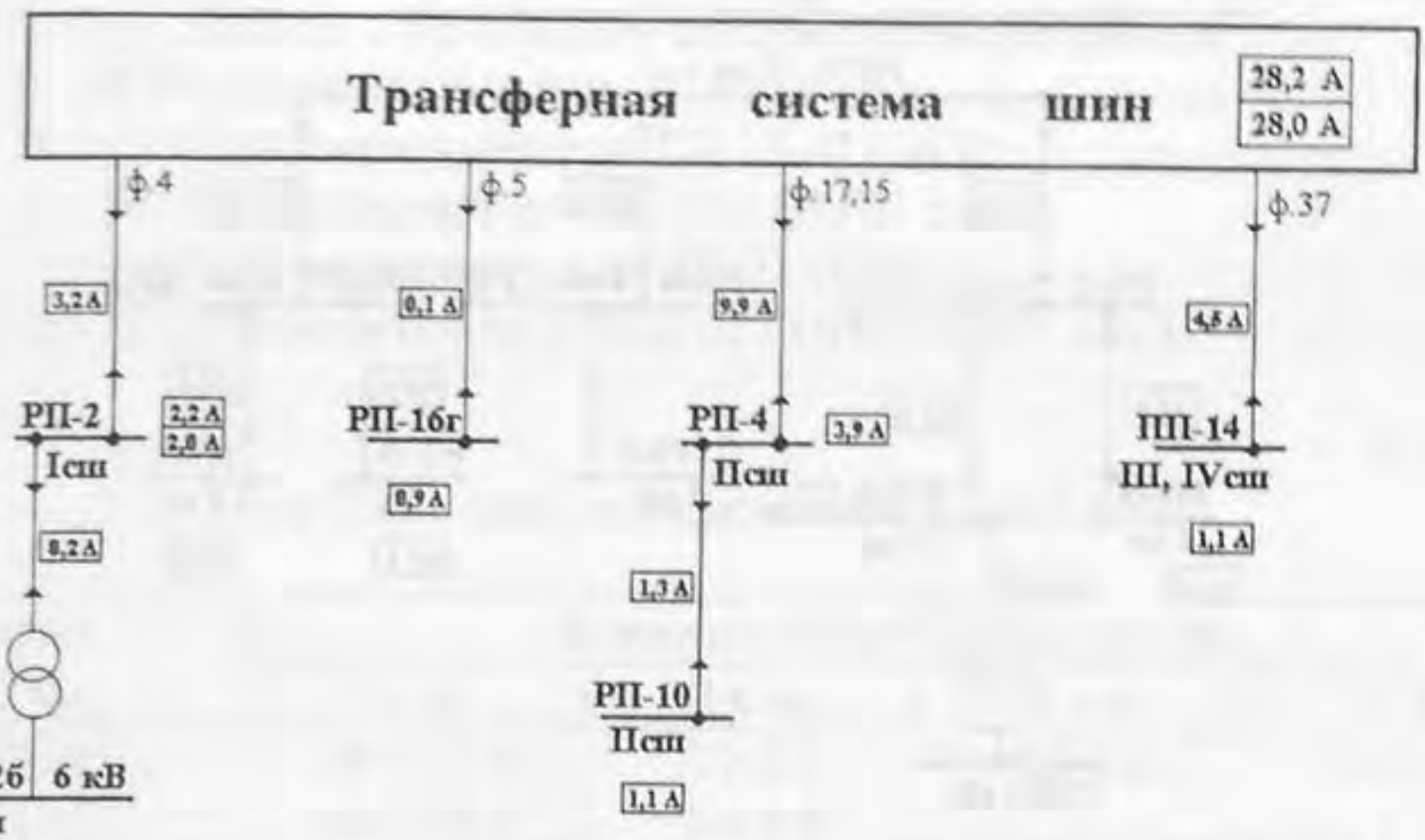


Рис.4. Результаты расчетов токов ОЗЗ на трансферной системе шин ГПП-11А

Таблица 2

Токи ОЗЗ в сети, подключенной к ГПП-11 А

Режим работы	Значения токов ОЗЗ на участке, А		
	I с.ш.	II с.ш.	Тр. с.ш.
Нормальный	56.3-59.1	72.3-76.0	28.0-29.4
Ремонтный:	78.9-82.8	77.9-81.8	-
отключение Тр.с.ш			
отключение I с.ш.	-	72.3-76.0	84.4-88.6
	-	82.5-86.6	74.2-77.9
отключение II с.ш.	56.3-59.1	-	100.3-105.3
	78.8-82.8	-	77.8-81.7
	78.8-82.8	-	68.6-72.0

Аналогичные результаты расчетов токов ОЗЗ для ГПП-11В представлены на рис.5 и в табл.3.

Результирующий ток ОЗЗ в целом по ГПП-11В равен:

$I_{озз_\Sigma} = I_{озз_I} + I_{озз_{II}} + I_{озз_{III}} + I_{озз_{IV}} = 51.1 - 60.5 A$.

Рассмотрим в качестве ремонтного режима вывод в ремонт трансформатора Т-3, питающего III и IV с.ш. ГПП-11В.

При выводе трансформатора Т-3 в ремонт нужно обеспечить питание его потребителей (РП-70 I и III с.ш.), РП-72 (II с.ш.), РП-71 (II с.ш.). Для этого проводят ряд мероприятий:

а) I с.ш. РП-70 через секционный выключатель ВС запитывают от РП-70 (II с.ш.), а III с.ш. РП-70 через ВС запитывают от РП-70 (IV с.ш.). В результате вся РП-70 питается от Т-2 ГПП - 11В (II с.ш.);

б) переводят питание II и III с.ш. РП-72 от ГПП - 11Е (II с.ш.), питание I с.ш. РП-72 переводят от РП-71 (I с.ш.), а IV и V с.ш. РП-72 запитывают от ГПП-11Е (I с.ш.);

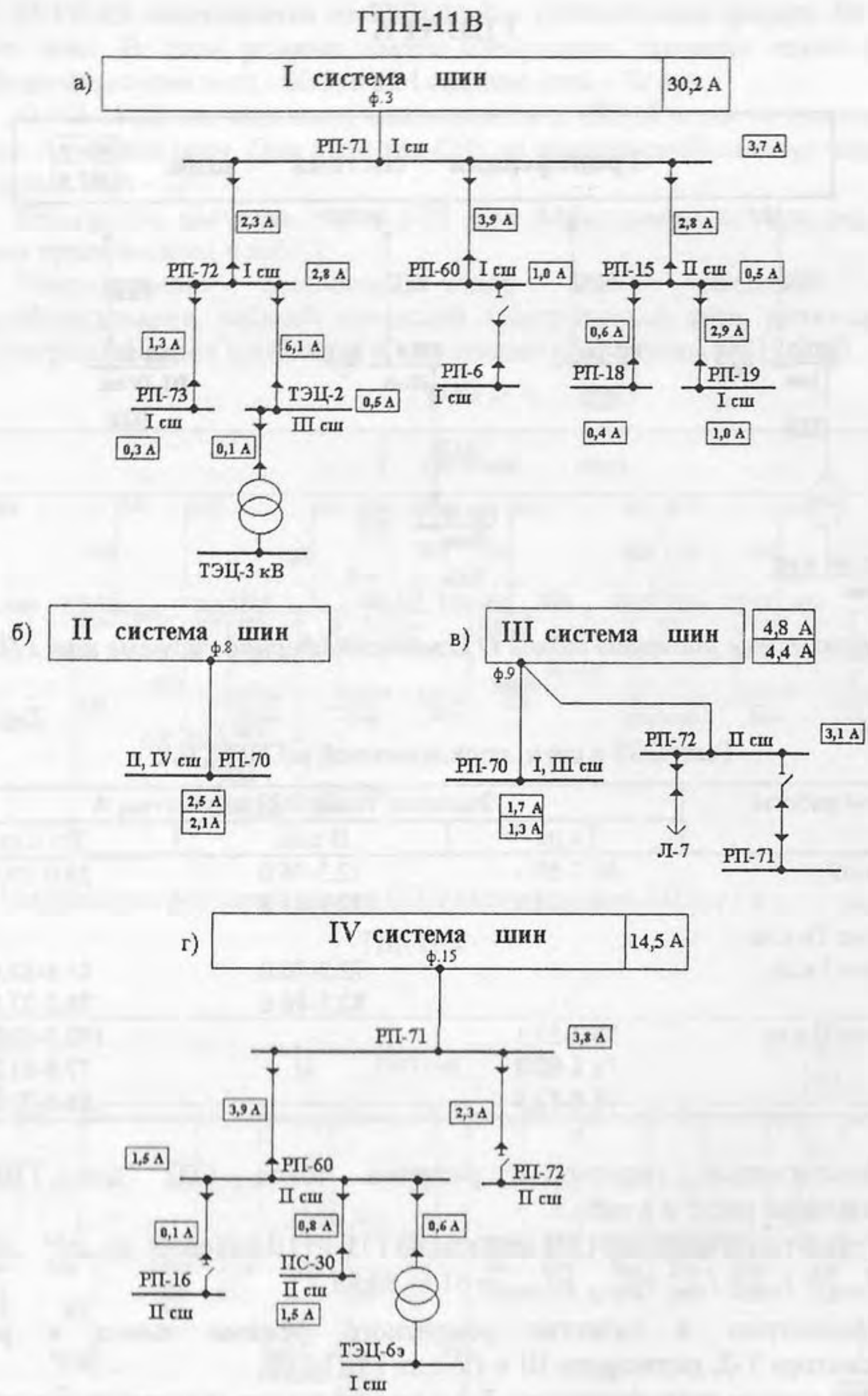


Рис.5. Результаты расчетов токов ОЗЗ на ГПП-11В

в) II с.ш. РП-71 подключают к ГПП-11В (I с.ш.).

После всех мероприятий по выводу трансформатора Т-3 на ГПП-11В в ремонт получается следующее распределение токов ОЗЗ:

на ГПП-11В

I система шин - 46.3-48.6 А, II система шин - 3.4-3.6 А;

на ГПП-11Е

I система шин - 4.5-4.7 А, II система шин - 5.4-5.7 А.

Следующий режим - вывод в ремонт трансформатора Т-2, питающего I и II с.ш. ГПП-11В. Для этого производят следующие мероприятия:

а) I с.ш. РП-60 запитывают от РП-6 (I с.ш.);

б) II с.ш. РП-60 запитывают от РП-16 (II с.ш.);

в) вся РП-70 запитывается от ГПП-11В (III с.ш.);

г) I с.ш. РП-73 запитывается от РП-72 (I с.ш.);

д) РП-71 запитывается по ТКП-2 от ГПП-11В (IV с.ш.).

Таблица 3

Токи ОЗЗ в сети, подключенной к ГПП-11В

Режим работы	Значения токов ОЗЗ на участке, А			
	I с.ш.	II с.ш.	III с.ш.	IV с.ш.
Нормальный	34.1-35.8	2.1-2.2	4.4-4.6	14.5-15.2
Ремонтный: отключение Т-3 ГПП-11В	46.3-48.6	3.4-3.6	-	-
отключение Т-2 ГПП-11В	-	-	6.5-6.8	22.0-23.1
отключение Т-1 ГПП-11Е	34.1-35.8	3.4-3.6	7.6-8.0	14.5-15.2

После всех мероприятий по выводу трансформатора Т-2 на ГПП-11В в ремонт имеем следующее распределение токов ОЗЗ:

на ГПП-11В

III система шин -6.5-6.8 А, IV система шин - 22.0-23.1 А;

на ГПП-11Е

I система шин - 17.8-18.7 А.

Как видно из табл.3, токи ОЗЗ в сети I с.ш. в нормальном и ремонтных режимах превышают 30 А. Поэтому режим работы нейтрали не соответствует требованиям ПТЭЭП и ПУЭ. Большой уровень тока, ОЗЗ первой гармоники (более 20 А в сети 10 кВ) по существующим Правилам* требует выполнения мероприятий по компенсации этого тока.

В сети, подключенной ко II с.ш. и III с.ш. этой ГПП, токи ОЗЗ в основном менее 5 А и лишь в ремонтных режимах повышаются до 8 А на III с.ш. Здесь компенсация не требуется. Однако необходимо предусмотреть мероприятия, позволяющие ограничить вероятность развития дуговых перенапряжений при замыканиях на землю.

В сети IV с.ш. ГПП-11В токи ОЗЗ превышают 10 А и практически достигают 23 А. Возможная кратность повышения токов ОЗЗ в ремонтных режимах составляет 1.6. Учитывая износ изоляции кабельных линий, современные тенденции и опыт эксплуатации сети 6-35 кВ за рубежом, следует рассматривать возможность компенсации токов ОЗЗ на рассматриваемом участке сети.

---

* Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. - М.: ЗАО "Энергосервис", 2003. - 392 с.

Результаты расчетов значений токов ОЗЗ при различных режимах работы сети представлены в табл.4. В ней также приведены интервалы кратности изменения токов ОЗЗ в сравнении с нормальным режимом. Предельные значения токов ОЗЗ получены с учетом повышения напряжения до 10.5 кВ. Как видно из таблицы в целом для сети 10 кВ комбината характерны следующие особенности:

Таблица 4

Характеристики изменений токов ОЗЗ в сети головных подстанций

Система шин	Значения тока ОЗЗ, А, в режимах		Кратность изменения тока ОЗЗ
	нормальный	ремонтный	
ГПП-11 А			
I с.ш.	61.9-65.0	61.9-91.0	1-1.5
II с.ш.	79.5-83.5	79.5-95.2	1-1.2
Тр.с.ш.	30.8-32.3	30.8-115.8	1-3.7
Всего по ГПП-11А: 172.2-180.8			
ГПП-11 Б			
I с.ш.	9.6-10.1	9.6-23.2	1-2.4
II с.ш.	13.2-13.9	13.2-13.9	1.1
Тр.с.ш.	12.5-13.1	20.1-27.0	1-1.3
Всего: 35.3-37.1			
ГПП-11 В			
I с.ш.	37.5-39.4	37.5-53.4	1-1.4
II с.ш.	2.3-2.4	3.7-3.9	1.1
III с.ш.	4.8-5.0	6.5-8.8	1-1.3
IV с.ш.	15.9-16.7	15.9-25.4	1-1.6
Всего по ГПП-11В: 60.5-63.5			
ГПП-11 Г			
I с.ш.	12.0-12.6	12.0-12.6	1
II с.ш.	9.6-10.1	19.8-20.8	1.1
III с.ш.	3.4-3.6	3.4-3.6	1
IV с.ш.	22.3-23.4	23.3-23.4	1
Всего по ГПП-11Г: 47.3-49.7			
ГПП-11 Д			
I и IV с.ш.	19.2-20.2	19.2-20.2	1
II и III с.ш.	17.2-18.1	17.2-18.1	1
Всего по ГПП-11Д: 33.1-36.4			
ГПП-11 Е			
I с.ш.	4.9-5.1	4.9-20.6	1-4.2
II с.ш.	-	5.4	1
Всего по ГПП-11Е: 4.9-5.1			

1. Большое разнообразие участков по величине емкости сети в рабочих режимах и соответственно по величине токов ОЗЗ (от 2.3 до 795 А), что затрудняет выбор единого подхода ограничения перенапряжений. Из всех подстанций можно выделить пять участков, для которых по ПТЭЭП требуется применение устройств компенсации емкостных токов, так как величина токов ОЗЗ превышает 20 А;

2. Разнообразие структуры участков и динамики изменения их параметров в ремонтных режимах отличается как небольшими режимными изменениями токов ОЗЗ, составляющими около 6%, так и увеличением их до

76%. При этом некоторые участки по величине тока ОЗЗ переходят в другие категории;

3. Сети комбината 10 кВ отличаются наличием гальванической связи со сторонними сетями (городские электрические сети), негативное влияние которых проявляется в непредсказуемости параметров сети и значений токов ОЗЗ.

После обобщения и анализа результатов расчетов секционированные участки могут быть разделены на три группы по величине тока ОЗЗ с учетом режимных изменений.

В первую группу с токами ОЗЗ более 20 А можно включить пять участков: I с.ш., II с.ш. и Тр. с.ш. ГПП-11А, I с.ш. ГПП-11В и IV с.ш. ГПП-11Г. Режимы работы нейтралей трех участков не соответствуют требованиям нормативных документов ПТЭЭП.

Во вторую группу могут входить шесть участков с токами ОЗЗ более 10, но менее 20 А (в рабочих режимах). К ним можно отнести II с.ш. и Тр. с.ш. ГПП-11Б, IV с.ш. ГПП-11В, I с.ш. ГПП-11Г, I + IV с.ш. и II + III с.ш. ГПП-11Д.

Третья группа включает семь участков с токами ОЗЗ менее 10 А. Из них пять участков имеют токи ОЗЗ в рабочем режиме менее 5 А (II с.ш. и III с.ш. ГПП-11В, III с.ш. ГПП-11Г, I с.ш. и II с.ш. ГПП-11Е). На II с.ш. ГПП-11Б и II с.ш. ГПП-11Г значения токов ОЗЗ от 7 до 9 А.

Существенное увеличение тока ОЗЗ в ремонтных режимах происходит на ГПП-11А, на I с.ш. ГПП-11Б(с 8.8 до 20 А), на II с.ш ГПП-11Г (с 8.7 до 18 А) и на I с.ш. ГПП-11Е (с 4.5 до 17.8 А). При этом три секционированных участка переходят из третьей группы (по величине тока ОЗЗ) во вторую.

В.П.Качалин

ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ 110-330 КВ ОАО "КОЛЭНЕРГО"

Фактическое состояние парка силовых трансформаторов оценить достаточно сложно. Это связано с тем, что эксплуатирующиеся в ОАО "Колэнерго" 211 силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ разного типа, класса напряжения и мощности имеют различные сроки эксплуатации, а самое существенное - работают в разных режимах, условиях, что в значительной степени и определяет их фактическое состояние. Общая установленная мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго" составляет 9575 МВА.

В статье дается оценка фактического состояния 87 шт. (41.2% от общего количества) силовых трансформаторов. В таблицах 1 и 2 представлены основные сведения по 87 трансформаторам, суммарная мощность которых 7460 МВА, или 77.9%. Данный анализ ограничен трансформаторами, установленными на электростанциях и на подстанциях сетевых предприятий (СЭС и ЦЭС). Приведенные в таблицах 1 и 2 трансформаторы являются основными при передаче и распределении электроэнергии и фактически определяют надежность энергосистемы.

Таблица 1

Сведения о сроках эксплуатации силовых трансформаторов напряжением 110-330кВ, установленных на подстанциях СЭС, ЦЭС (мощностью 60 МВА и выше) ОАО "Колэнерго"

Энерго пред-приятие	Системный номер подстанции	Напряже-ние, кВ	Тип трансформатора	Год ввода в эксплуатацию
СЭС	21 Т-2	150	ТДТН-63000/150 (заменен)	1961/43 К.О.
	21 Т-1	150	ТДТН-63000/150 (заменен)	1961/2003/1 К.О. до замены
	20А Т-1	150	ТДТН-60000/150	1984/20 К.О.+К.Р.
	20А Т-2	150	ТДТН-60000/150	1972/32 К.О.+К.Р.
	20А АТ-2	150	АТДТГ-90000/150/110	1961/43 К.О.
	21а Т-3	150	ТДТН-63000/150	1975/29 К.О.
	6 Т-1	150	ТДТН-63000/150	1975/29 К.О.
	6 Т-2	150	ТДТН-63000/150 (заменен)	1967/2001/3 К.О. до замены
	53 АТ-1	150	АТДТГ-90000/150/110	1982/22
	20А Т-3	150	ТДТГ-63000/150	1985/19 К.О.
	200 АТ-1	330	АТДЦТ-250000/330/150	1992/12
	200 АТ-2	330	АТДЦТ-250000/330/150	1992/12
	20А АТ-1	150	АТДЦТН-125000/150/110	2001/3 К.О.+К.Р. на заводе
Итого	13 шт.		1303 МВА	
ЦЭС	40а АТ-1	150	АТДТГ-90000/150/110	1963/41 К.О.
	11а	150	ТДТГ-70000/150	1964/40 К.О.
	11 АТ-1	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1973/31 К.О.
	11 АТ-2	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1974/30 К.О.
	30 АТ-1,2	150	АТДТГ-90000/150/110	1974/30 К.О.
	11а	150	ТРДН-63000/150	1978/26 К.О.
	11б Т-1	150	ТРДН-63000/150	1978/26
	11б Т-2	150	ТРДН-63000/150	1979/25
	11в Т-1	150	ТРДН-63000/150	1979/25
	11в Т-2	150	ТРДН-63000/150	1979/25
	30 Т-1,2,3	150	ТДТГ-63000/150	1969/35 К.О.
	11д Т-2	150	ТРДН-63000/150	1981/23
	11 АТ-4	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1981/23 К.О.
	11 АТ-3	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1982/22 К.О.
	11д Т-1	150	ТРДН-63000/150	1986/18
	202 АТ-1	330	АТДЦТН-125000/330/110	1987/17
	202 АТ-2	330	АТДЦТН-125000/330/110	1987/17
	204 АТ-1	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1989/15
	204 АТ-2	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1989/15
	11е	150	ТРДН-63000/150	1990/14
Итого	25 шт.		2783 МВА	
Итого СЭС, ЦЭС	48 транс-форматоров		4086 МВА	

ПРИМЕЧАНИЕ. К.О. - комплексное обследование проведено. К.Р. - капитальный ремонт проведен. В/В - заменены высоковольтные вводы.

Таблица 2

Сведения о сроках эксплуатации силовых трансформаторов напряжением 110-330кВ, установленных на АТЭЦ и ГЭС ОАО "Колэнерго"

Энерго предприятие	ПС	Напряжение, кВ	Тип трансформатора	Год ввода в эксплуатацию
КНГЭС	ГЭС-1 Т-1,2	110	ТДГ-15000/110	1952/52 К.О.
	ГЭС-2 Тгр-1,2,4 Т-3	110	3*ОМ-6667/110	1934/70 К.О. Тгр3. Замена Тгр-3 на Т-3 ТДЦ-21000/110 2003г.
	ГЭС-3 Т-1,2,3	110	ТДГ-45000/110	1950/54 К.О.+К.Р. Т-2,3
	ГЭС-9 Тгр-1	110	3*ОДГ-35000/150	1962/42 К.О.+К.Р.
	ГЭС-10 Тгр-1	110	3*ОДГ-35000/150	1960/44 К.О.+К.Р.
	ГЭС11 АТ-2	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1972/32 К.О.
	ГЭС11 АТ-1	150	АТДТГ-90000/150/110	1961/43 К.О.
	ГЭС11 Т-1,2,3,4	110	ТДГ-40500/110	1955/49 К.О.+К.Р.
Итого	17 шт.		841 МВА	
КТГЭС	ГЭС13 Т-1,2	150	АТДТГ-90000/150/110	1970/34 К.О.+В/В
	ГЭС13 Т-1	110	ТДГН-40000/110	1992/12
	ГЭС13 Т-2	110	ТДГН-40000/110	1986/18
	ГЭС12 Т-1,2	150	KTRU-140000/150	1965/39 К.О.+В/В
Итого	6 шт.		540 МВА	
КСГЭС	ГЭС15 Т-1,2	330	АТДЦТГ-250000/330/150	1970/34 К.О.+К.Р.
	ГЭС16 Т-1,2	150	ТДЦ-125000/150	1972/32 К.О.
	ГЭС18 Т-1	150	ТДЦ-180000/150	1984/20 К.О.
	ГЭС19 Т-1	150	ТРДН-32000/150	1987/17 К.О.
Итого	6 шт.		962 МВА	
КПГЭС	ГЭС4 Т-1	110	RTRI-1812K724	1958/46
	ГЭС5 Т-1,2	110	TTT-8800	1950/54 К.О.
	ГЭС6 Т-1,2,3	110	RTRI 200/8458	1955/49 В/В
	ГЭС7 Т-1,2	110	ТРДН-32000/110	1969/35 В/В
	ГЭС8 Т-1,2	150	TOT 8509	1963/41 К.О.
Итого	10 шт.		232 МВА	
АТЭЦ	АТ-1,2	150	АТДТГ-90000/150/110	1961/43 К.О.+В/В
	Т-4,5	150	ТРДН-63000/150	1989/15
	Т-6	150	ТРДН-63000/150	1991/13
	Т-8	150	ТДЦ-125000/150	1963/41 К.О.+В/В
	Т-7	150	ТДЦ-125000/150	1964/40 К.О.+В/В
	Т-1,2,3	110	ТДГ-60000/110	1959/45 К.О.
Итого	10 шт.		799 МВА	
ГЭС, АТЭЦ	39 трансформаторов		3374 МВА	
Всего по Колэнерго	87 трансформаторов		7460 МВА	

ПРИМЕЧАНИЕ. К.О. - комплексное обследование проведено. К.Р. - капитальный ремонт проведен. В/В - заменены высоковольтные вводы.

Суммарная мощность остальных 124 трансформаторов не превышает 23% установленной трансформаторной мощности. Нагрузкой этих трансформаторов (мощностью от 6.3 до 40 МВА) в основном является население, а средняя загрузка - 50-60%. Необходимо учитывать, что условия эксплуатации выделенных групп трансформаторов существенно отличаются.

Большая часть из указанных в табл.1 трансформаторов СЭС и ЦЭС работает в агрессивной среде "выбросов" металлургических и горно-обогатительных предприятий (СЭС - 8 из 13 - 61.5%, ЦЭС - 21 из 25 - 84%). Из 211 действующих силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго" фирмой НПО "Техносервис-Электро" г. Москва обследовано 89 единиц, что составило 42.2% (за период обследования 1998-2003 гг.) [1]. В таблицах 1 и 2 эти трансформаторы указаны с обозначением "к.о". Их число составляет 59 из 87 - 67.8%. Число обследованных трансформаторов на подстанциях сетевых предприятий составляет: в СЭС - 10 из 13 (76.9%), в ЦЭС - 14 из 25 (56%).

Число обследованных трансформаторов на ГЭС и АТЭЦ составляет:
на КНГЭС - 16 из 16 - 100%; на КТГЭС - 4 из 6 - 66.7%; на КСГЭС - 6 из 6 - 100%; на КПГЭС - 2 из 10 - 20%; АТЭЦ - 7 из 10 - 70%.

Низкий процент проведения комплексного обследования на КПГЭС объясняется тем, что режим работы трансформаторов стабильный, они расположены в экологически чистой окружающей среде и, как следствие, все они находятся в удовлетворительном состоянии. К тому же 8 из 10 - инофирменные. Напротив, стопроцентное обследование на КНГЭС и КСГЭС объясняется степенью изношенности силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Из данных таблиц 1 и 2 следует, что 24 трансформатора (27.9 %) имеют срок эксплуатации до 25 лет. Из них в сетевых предприятиях (СЭС и ЦЭС) - 16 шт. (33.3%), а на ГЭС и АТЭЦ - 8шт. (20.5%). В сетевых предприятиях СЭС и ЦЭС около 66% силовых трансформаторов имеют срок эксплуатации, превышающий 25 лет. На ГЭС и АТЭЦ таких трансформаторов около 80%.

При анализе условий функционирования трансформаторов в ОАО "Колэнерго" следует учитывать следующие характерные особенности:

1. *Режим работы трансформаторов* - частые включения и отключения трансформаторов (нагрев-охлаждение), изменение нагрузки в течение суток в широком диапазоне. В большей степени это относится к блочным трансформаторам ГЭС, АТЭЦ. Но самый тяжелый режим у трансформаторов Т-1,2,3,4 ГЭС-11 КНГЭС и Т-1,2 ГЭС-12 КТГЭС, т.к. эти гидроэлектростанции являются в энергосистеме *регулирующими*.

2. *Работа трансформаторов в загазованной (химически активной) окружающей среде*. Для СЭС это пос.Никель, г.Заполярный; для ЦЭС - г.Мончегорск, ОГОК г.Оленегорск, КГОК г.Ковдор; для АТЭЦ - АНОФ-2 г.Апатиты.

3. *Работа трансформаторов в окружающей среде с повышенной влажностью* - трансформаторы, установленные на площадках нижних бьефов ГЭС: ГЭС-11, ГЭС-13, ГЭС-15, ГЭС-16, ГЭС-18, ГЭС-19, ГЭС-9, ГЭС-10.

4. *Характер нагрузки* - резко меняющаяся потребляемая мощность в единицу времени. Этот режим возникает при плавке руды на металлургических комбинатах.

5. *Защита трансформаторов от взаимодействия с окружающей средой* - наличие или отсутствие встроенной пленочной защиты.

6. *Уровень основной изоляции трансформаторов* - ослабленная или наоборот усиленная.

7. *Величина токов короткого замыкания* - динамическое и термическое воздействие на внутренние конструктивные элементы трансформатора при прохождении токов короткого замыкания.

8. *Уровень и частота грозовых воздействий* - влияние на изоляцию трансформаторов перенапряжений.

Все вышеперечисленные параметры в той или иной степени оказывают влияние и определяют реальное состояние конкретного трансформатора.

О фактическом состоянии силового трансформатора, с большей долей вероятности, можно говорить только после его комплексного обследования. Традиционные испытания позволяют отслеживать состояние силового трансформатора в межремонтный период.

Приказом РАО "ЕЭС России" от 7.07.95 г. № 304 "0 проведении диагностики технического состояния трансформаторного оборудования" [2] установлены три уровня системы контроля трансформаторного оборудования:

1) *текущий контроль* состояния, выполняемый службами предприятий электросетей и электростанций;

2) *более тщательный контроль* состояния, выполняемый специализированными организациями;

3) *комплексный контроль* силами специализированных и ремонтных организаций и заводов-изготовителей с целью оценки возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов, отработавших срок службы, установленный стандартами.

Именно по такой схеме организован контроль состояния трансформаторов во всех филиалах ОАО "Колэнерго".

Использование средств *технической диагностики* является одним из наиболее действенных направлений в области совершенствования технологических процессов эксплуатационного и ремонтного обслуживания электрооборудования.

Больше половины находящихся в эксплуатации трансформаторов ОАО "Колэнерго" (в эксплуатации находятся трансформаторы, отработавшие 40, 50 и более лет) отработали нормативный срок службы, а возможности их замены ограничены. В сложившейся ситуации повышение надежности эксплуатации и продление срока их жизни приобретает большую актуальность.

Для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень важно обеспечить их диагностический контроль и при необходимости проведение качественных ремонтов с использованием новых современных технологий. Контролировать работу трансформаторов должен в основном эксплуатационный персонал. Выполнение измерений и анализов, регламентированных документом "Объем и нормы испытаний электрооборудования (ОНИЭ)" (РД 34.45-51.300.97, шестое издание) [3], а также другими нормативными документами, позволяет своевременно выявить значительную часть развивающихся дефектов и принять меры по предотвращению повреждений.

Вместе с тем далеко не все предприятия имеют необходимый парк измерительной (часто дорогостоящей) аппаратуры и приборов, а также квалифицированных специалистов для работы с ними. Кроме того, не всегда отдельно взятые параметры позволяют надежно определить глубину и опасность развивающегося дефекта, который иногда носит "скрытый" характер и зачастую трудно прогнозируется. Поэтому при оценке состояния трансформаторов (прежде всего с длительным сроком службы, а также вызывающих "беспокойство" в связи с отрицательной динамикой изменения диагностических параметров) целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, привлекая для этого специализированные организации.

Для обследований в ОАО "Колэнерго" привлекается Научно-производственное объединение (НПО) "Техносервис-Электро", имеющее большой опыт подобной работы [4]. Специалистами НПО "Техносервис-Электро" обследовано более 200 трансформаторов напряжением 110-500 кВ, мощностью 6.3-1000 МВ. А с продолжительностью работы от 15 до 55 лет, в том числе 70% трансформаторов - 25 лет и более. Практически все трансформаторы были изготовлены в России и на Украине, а пять из них - в Швеции и Бельгии. Обследования проводились на электрических станциях и подстанциях в различных регионах России, а также в Белоруссии и Югославии. При этом используется наукоемкая методика комплексного обследования и ремонта.

Методика комплексного диагностического обследования

Комплексное обследование трансформатора включает в себя: анализ характерных дефектов данного типа трансформатора, анализ технической документации и результатов текущих эксплуатационных испытаний, измерения на работающем и отключенном трансформаторе, физико-химические анализы масла. Все измерения и анализы при диагностике трансформаторов условно можно разделить на пять групп.

Первая группа - традиционные измерения на отключенном трансформаторе тангенса угла диэлектрических потерь: tg δ и сопротивления изоляции обмоток и вводов, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ. Все эти измерения, как правило, регулярно выполняются эксплуатационным персоналом.

Вторая группа - измерения на трансформаторах при рабочем напряжении в режимах наибольших нагрузок и холостого хода. Здесь можно выделить следующие работы: измерения частичных (ЧР) и других электрических разрядов; акустическое обследование бака трансформатора с целью определения источников электрических разрядов. Для этого используются система записи акустических сигналов с помощью пьезодатчиков, осциллографа и компьютера, а также локация акустических сигналов посредством преобразователя Ultraprob-2000, позволяющая оперативно определять звуковую частоту источников механического характера, частичных, искровых или дуговых разрядов; вибрационное обследование трансформатора (основанное на анализе спектра колебаний поверхности бака) для определения уровня прессовки обмоток и магнитопровода, общей прочности конструкции, а также исследование маслонасосов системы охлаждения для оценки состояния их подшипников и других узлов; термографическое обследование бака

трансформатора, вводов расширителя теплообменников (радиаторов), термосифонных фильтров, электрических двигателей и маслонасосов системы охлаждения, контактных соединений.

Третья группа - физико-химические анализы масла из бака, маслонаполненных вводов, устройств РПН, в том числе большая группа традиционных широко применяемых в эксплуатации измерений пробивного напряжения, кислотного числа и т.д. Кроме того, проводится хроматографический анализ одиннадцати характерных газов. Методом высокоэффективной жидкостной хроматографии определяются фурановые производные и оценивается степень деструкции твердой изоляции трансформатора. Инфракрасная спектроскопия позволяет определять содержание антиокислительной присадки, выявлять различные шламы и осадки, растворенные в масле трансформатора. С помощью автоматических счетчиков частиц и лаборатории мембранной фильтрации возможен анализ фракционного состава механических примесей в масле. Измерения диэлектрических потерь масла и их изменений от температуры дают информацию о наличии полярных продуктов в масле.

Четвертая группа объединяет измерения систем непрерывного контроля (мониторинга) изоляции вводов и ежедневные измерения основных показателей работы трансформатора, которые осуществляются эксплуатационным персоналом (в ОАО "Колэнерго" нет).

Пятая группа - анализы, проводимые для трансформаторов с запланированным капитальным ремонтом по результатам первых четырех групп измерений. К этой группе относятся: определение степени полимеризации бумажной изоляции, прямые измерения ее влагосодержания, прочности и др.

При анализе полученной диагностической информации приходится учитывать следующее:

вероятность развития нескольких дефектов (особенно в трансформаторах с длительным сроком службы), проявление которых по некоторым диагностическим показателям может быть практически одинаковым;

вероятность приборной или методической ошибки измерений; наличие "скрытых" дефектов, которые не выявляются в процессе прямых измерений или обнаружение которых возможно только в определенных режимах (например, при КЗ);

самоликвидируемые дефекты, которые могут быть зафиксированы, например, во время физико-химического анализа масла.

Широкий спектр диагностических методов позволяет преодолеть указанные трудности и получить достаточно объективную информацию о состоянии всех узлов трансформатора.

Фактическое состояние силового оборудования определяется также качеством технического обслуживания и уровнем подготовки обслуживающего персонала.

С 1999 года Департаментом генеральной инспекции совместно со специалистами ВНИИЭ и ОРГРЭС подготовлена первая редакция "Положения об экспертной системе контроля состояния и оценке условий эксплуатации трансформаторов" [5]. Разработанная в нем матрица основных направлений контроля включает в себя и упорядочивает практически все *организационные и технические* вопросы и проблемы эксплуатации силовых трансформаторов,

относящиеся не только к самому оборудованию, но и к подготовке оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала. В таблице 3 показан уровень оценок филиалов по направлениям и средние значения их по ОАО "Колэнерго".

Таблица 3

Оценка организационно-технического уровня обслуживания силовых трансформаторов в подразделениях ОАО "Колэнерго"

Матрица по силовым трансформаторам (ср. знач. по направлениям) за 2003 г.									
№	виды контроля	подразделения базового уровня (филиалы)							ср. знач. по
п.п.		СЭС	ЦЭС	КНГЭС	КПГЭС	КТГЭС	КСГЭС	АТЭЦ	ОАО
1	Анализ причин повреждаемости	0.768	0.669	0.750	0.730	0.634	0.750	0.617	0.703
2	Контроль за состоянием трансформаторов	0.706	0.615	0.735	0.713	0.647	0.735	0.653	0.686
3	Передовые методы и средства контроля	0.244	0.234	0.263	0.229	0.342	0.225	0.163	0.243
4	Системы охлаждения	0.953	0.886	0.963	0.827	0.990	1.000	0.960	0.940
5	Состояние вводов	0.840	0.687	0.860	0.842	0.881	0.900	0.859	0.838
6	Состояние обмоток	0.922	0.741	0.977	0.911	0.998	1.000	0.933	0.926
7	Состояние масла	0.694	0.573	0.725	0.686	0.613	0.750	0.548	0.656
8	Ремонтные работы	0.700	0.598	0.675	0.725	0.667	0.728	0.705	0.685
9	Релейная защита	0.943	0.882	1.000	0.914	1.000	1.000	0.940	0.954
10	Пожаротушение	0.879	0.836	1.000	0.914	1.000	1.000	0.933	0.937
11	Влияние *персонала*	0.640	0.642	0.653	0.679	0.633	0.713	0.585	0.649
12	Состояние РПН	0.606	0.740	0.903	0.830	0.900	-	0.995	0.829
Среднее значение		0.741	0.675	0.792	0.750	0.775	0.800	0.741	0.754

Из представленной в табл.3 матрицы можно сделать следующие выводы:

1. Уровень эксплуатации трансформаторов на всех предприятиях ОАО "Колэнерго" примерно одинаков (оценка по ОАО - 0.754);

2. Уровень оснащенности филиалов современными средствами контроля (направление 3 - оценка 0.243 по ОАО) явно недостаточен. Объясняется это высокой стоимостью приборов и методических пособий;

3. Оценки выше 0.9 имеются по четырем направлениям (системы охлаждения, пожаротушение, состояние обмоток и релейная защита) свидетельствуют об удовлетворительном состоянии этих составляющих трансформаторов. Необходимо признать, что оценку 0.9, выставленную по ОАО "Колэнерго", по показателю "состояние обмоток" нельзя отнести к КНГЭС. Для трансформаторов этого каскада она должна быть ниже.

Выполненные комплексные диагностические обследования помогли выявить дефектное трансформаторное оборудование и своевременно вывести его из работы, а также сохранить в работе (перенести плановые сроки

капитальных ремонтов) оборудование, состояние которого оказалось удовлетворительным.

Результаты обследования показали следующее:

1) вывода из работы требовали около 26% трансформаторов, в основном по причине выявленных дефектов вводов (около 70%);

2) примерно 52% трансформаторов не требовали немедленного капитального ремонта и увеличение их ресурса без снижения эксплуатационной надежности было оправдано благодаря учащению контрольных испытаний по сравнению с нормативной периодичностью, а в некоторых случаях вследствие использования нетрадиционных методов диагностики;

3) около 22% трансформаторов не требовали ни капитальных ремонтов, ни увеличения объема диагностического контроля.

По результатам проведенного анализа состояния 89 силовых трансформаторов и автотрансформаторов отраженных в отчетах "Комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго", предоставленных предприятием НПО "Техносервис-Электро" за 1998-2003 гг. [4] выполнена и намечена к выполнению следующая работа.

На подстанциях СЭС 76.9% (10 из13) трансформаторов обследовано; 50% (5 из 10 обследованных) заменены и капитально отремонтированы;

произведена заменена 3 силовых трансформаторов (Т-1,2 ПС-21, Т-2 ПС-6);

выполнен капитальный ремонт специализированными ремонтными предприятиями 4 силовых трансформаторов (АТ-1 ПС-20А, Т-1,2 ПС-20А, Т-3 ПС-5);

в 2004 году намечен капитальный ремонт 2 силовых трансформаторов (АТ-2 ПС-20А, Т-3 ПС-20А);

заменены дефектные вводы на АТ-1 ПС-53.

На подстанциях ЦЭС 40% (10 из 25) трансформаторов обследовано; состояние трансформаторов не требует проведения срочных капитальных ремонтов;

произведена заменена на новый 1-го силового трансформатора Т-2 ПС-18;

в 2004 г. намечен капитальный ремонт автотрансформатора АТ-2 ПС-11;

в 2004 году намечена замена дефектных вводов на АТ-1,2 ПС-30.

На Каскаде Нивских ГЭС 100% (17 из17) трансформаторов обследовано; 52.9% (9 из 17 обследованных) заменены и капитально отремонтированы;

произведена заменена на один новый трехфазный трансформатор трансформаторной группы №3 Т-3 ГЭС-2;

выполнен капитальный ремонт 9 силовых трансформаторов (Т-1,2,3,4 ГЭС-11, Т-3,2 ГЭС-3, Тгр-1 ГЭС-9, Тгр-1 ГЭС-10);

в 2004 году намечен капитальный ремонт 2 силовых трансформаторов АТ-1 ГЭС-11, Т-1 ГЭС-1.

На Каскаде Туломских ГЭС 66.7% (4 из 6) трансформаторов обследовано; 1 из 4 обследованных трансформаторов капитально отремонтирован (25%).

выполнен капитальный ремонт силового трансформатора Т-1 ГЭС-12;

в 2004 году намечен капитальный ремонт специализированным ремонтным предприятием силового трансформатора Т-2 ГЭС-12;

в 2004 году намечена замена дефектных вводов на АТ-1,2 ГЭС-13.

На Каскаде Пазских ГЭС заменены дефектные вводы на Т-1,2 ГЭС-7.

На Каскаде Серебрянских ГЭС 100% (6 из 6) трансформаторов обследовано; 1 из 6 обследованных (16.7%) капитально отремонтирован.

выполнен капитальный ремонт автотрансформатора АТ-1 ГЭС-15;

заменены дефектные вводы на Т-1,2 ГЭС-16.

На АТЭЦ 70% (7 из 10) трансформаторов обследовано.

заменены дефектные вводы на Т-7,8 и АТ-1,2. (57.1% - 4 из 7 обследованных трансформаторов).

Комплексное диагностическое обследование, выполненное специализированной организацией, с высокой степенью достоверности позволило определить фактическое состояние каждого обследованного трансформатора. С учетом полученной информации техническое руководство ОАО "Колэнерго", отвечающее за электротехническое оборудование, принимает решение о необходимости срочной замены трансформаторов или срочном проведении капитального ремонта. В результате предотвращаются возможные аварии. По результатам обследований стало очевидным:

1. На ГЭС-2 КНГЭС (срок эксплуатации трансформаторов 70 лет) ремонт трансформаторных групп неэффективен. Принято решение заменить все четыре трансформаторных группы. Эта работа начата. В 2003 году заменена трансформаторная группа №3 (рис.1). В 2004 году будет заменена трансформаторная группа №2;

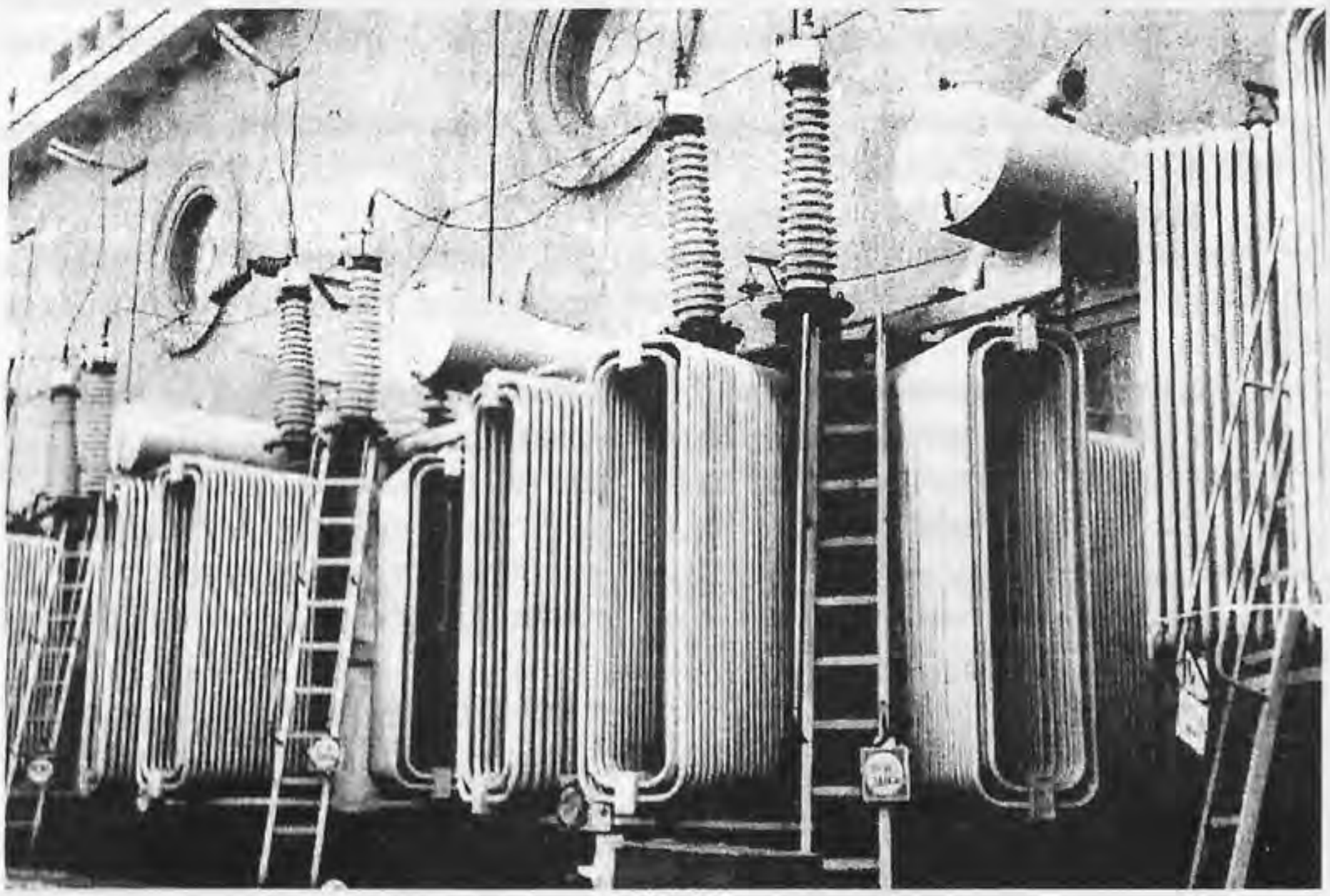


Рис.1.Трансформаторная группа №3 ГЭС-2 КНГЭС (до замены)

2. На ГЭС-11 КНГЭС (срок эксплуатации блочных трансформаторов Т-1,2,3,4 49 лет) проведенный ремонт продлил срок эксплуатации указанных трансформаторов на 7-10 лет (рис.2). За это время необходимо подготовиться к поочередной замене этих трансформаторов;

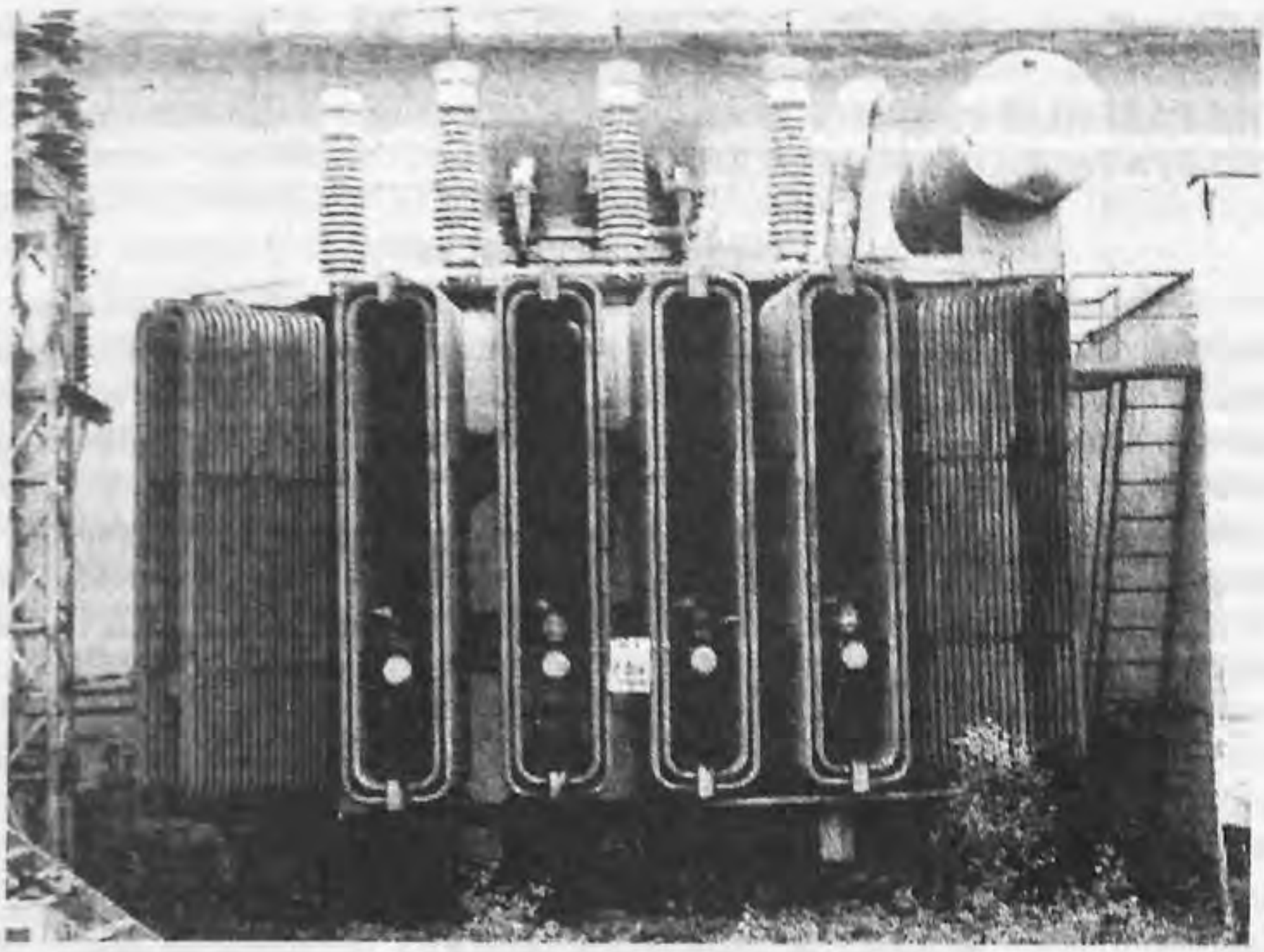


Рис.2. Трансформатор №1 ГЭС-11 КНГЭС (до капитального ремонта)

3. На ГЭС-3 КНГЭС (срок эксплуатации трансформаторов 54 года) проведен ремонт двум трансформаторам из трех. Состояние всех трех требует пристального внимания. Принято решение заменить трансформаторы;

4. В СЭС заменены самые изношенные трансформаторы Т-2 ПС6, Т-1 и Т-2 ПС21.

Все остальные силовые трансформаторы энергосистемы ремонтнопригодны.

Литература

1. Отчеты "Ремонт силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго", выполненные предприятием НПО "Техносервис-Электро" за 1999-2003 гг. / А.П.Долин, С.В.Иванов. - М., 1999-2003 .
2. Приказ РАО "ЕЭС России" от 7.07.95г. № 304 "0 проведении диагностики технического состояния трансформаторного оборудования". - М., 1995.
3. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Издание шестое. - М.: ЭНАС, 1998. - 252 с.
4. Отчеты "Комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго", выполненные предприятием НПО "Техносервис-Электро" за 1998-2003 гг. / А.П.Долин, А.В.Ленякин. - М., 1998. - 2003.
5. Итоги выполнения четвертого этапа экспертной оценки согласно "Положению об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения" (РД 153-34.3-406.304-00) / М.И.Чичинский, И.Г.Барт, Ю.Н.Львов. - М., 2000.

В.П.Качалин

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Обеспечение надежной работы электроэнергетической системы в значительной степени определяется состоянием силового оборудования: генераторов и силовых трансформаторов и автотрансформаторов. В настоящее время в эксплуатации находятся 211 трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ. Общая установленная мощность силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго" составляет 9575 МВА. Сводные количественные данные по трансформаторам в распределительных устройствах (РУ) сетевых предприятий (СЭС и ЦЭС) и электростанций (ГЭС и АТЭЦ) приведены в табл.1. Типы эксплуатируемых в "Колэнерго" силовых трансформаторов приведены в табл.2.

Таблица 1

Количество силовых трансформаторов 110-330 кВ на подстанциях ОАО "Колэнерго"

Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов в РУ предприятий, шт.				
	СЭС	ЦЭС	ГЭС	АТЭЦ	всего по ОАО "Колэнерго"
330	2	8	2	-	12
150	35	28	21	7	91
110	21	53	31	3	108
Итого	58	89	54	10	211

Таблица 2

Типы эксплуатируемых силовых трансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго"

Типы силовых трансформаторов с высшим напряжением		
110 кВ	150 кВ	330 кВ
ТДГ-45000/110	АТДЦТН-125000/150/110	АТДЦТ-250000/330/150
ТДТН-40000/110	АТДТГ-90000/150/110	АТДЦТН-125000/330/110
ТРДН-32000/110	ТДЦ-180000/150	
ТДЦ-21000/110	KTRU-140000/150	
RTRI 200/8458/110	ТДЦ-125000/150	
ТТТ-8800/110	ТДТГ-70000/150	
	ТДТН-63000/150	
	ТРДН-63000/150	
	ТДТГ-63000/150	
	ТМГ-10000/150	

Как видно из табл.1 около 70% трансформаторов эксплуатируются в сетевых предприятиях СЭС и ЦЭС. Автотрансформаторы и 87 силовых

трансформаторов и (около 41%) являются основными при передаче и распределении электроэнергии и непосредственно влияют на надежность работы энергосистемы. Их суммарная мощность составляет 7460 МВА, или 77.9% всей трансформаторной мощности. Остальные 124 трансформатора (около 22%) мощностью от 6.3 до 40 МВА являются "сетевыми" (потребителем является население) со средней загрузкой 50-60%.

Повышение эксплуатационной надежности трансформаторов обеспечивается с помощью своевременного проведения капитального ремонта. Следует отметить, что необоснованное решение о его проведении, объеме и технологии в лучшем случае приводит к неоправданным затратам, в худшем - к снижению надежности, ресурса и отказам в работе, а в итоге - к значительным материальным потерям. Поэтому принятие решения о необходимости проведения ремонтных работ непосредственно связано с диагностическим обследованием оборудования.

Капитальный ремонт трансформаторов в условиях эксплуатационных предприятий должен включать в себя типовые ремонтные работы, указанные в нормативном документе [1] "Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110-150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт" (РДИ 34-38-058-91); реконструкцию отдельных узлов трансформатора; сушку и регенерацию масла; обмыв активной части трансформатора маслом, содержащим специальные присадки при неполном и глубоком вакууме. Последняя операция предназначена для сушки изоляции и смыва шламов. После такого ремонта значительно улучшаются изоляционные характеристики обмоток. Кроме того, новая технология в ряде случаев позволяет повысить механическую прочность бумажной изоляции в результате структурных изменений целлюлозы.

Отказ от обмыва и сушки бумажной изоляции при глубоком ее зашламлении и увлажнении (или деструкции), а также низкой механической прочности может привести к негативным последствиям и даже тяжелым авариям. Сочетание новых научно-технических решений с высокой культурой производства работ, которое реализовано совместной группой специалистов НПО "Техносервис-Электро" и монтажников ОАО "Электроцентрналадка", позволило получить весьма эффективные результаты при ремонте трансформаторов 110-330 кВ мощностью 40500-250000 кВА (КСГЭС) со сроком службы от 30 до 45 лет.

Ремонт трансформаторов включает следующие основные этапы:

1. *Предварительное комплексное диагностическое обследование трансформатора.* На его основании разрабатываются технически обоснованные мероприятия и технология проведения ремонта: замена оборудования (например, вводов высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений, запорной арматуры и прочее); реконструкция отдельных узлов; сушка, регенерация или замена трансформаторного масла; в случае необходимости сушка восстановление изоляционных характеристик обмоток; оценка объема необходимой по ставки комплектующих и расходных материалов (кранов, защитной оболочки, предохранительных и отсечных клапанов, силикагеля "ионола" и т.п.); составление плана производства работ и др.;

2. *Развертывание мобильной физико-химической лаборатории* и при необходимости - электротехнической лаборатории на предприятии накануне

ремонта. В этом случае используются все имеющиеся приборы и оборудование эксплуатационного предприятия. На ремонтной площадке устанавливается технологическое оборудование для такелажных работ (электролебедка, блоки, гидравлические и реечные домкраты, толкатели стропы и прочее), сушки и регенерации масла (цеолитовая установка НО-8О или ОФ-3/6, дегазационная установка УВМ-2, УВМ-3 или УВМ-4М/10, маслоподогреватели НТМЛ-160 или НФ-160/36, фильтры ФОСН-60, ФТО-10 и прочее), для сушки и подготовки сорбентов (установка ОВ-200 "Суховей"), проведения обмыва активной части трансформатора;

3. Проведение *такелажных работ, вскрытие трансформатора и ремонт* по упомянутой типовой инструкции (в том числе прессовка обмоток и магнитопровода, ревизия систем охлаждения, а также регулирования напряжения, адсорберов и термосифонных фильтров, устранение течей, замена поврежденной изоляции отводов и магнитной системы, обновление резиновых уплотнений и т.п.);

4. *Реконструкция отдельных узлов трансформатора.* Опыт комплексных диагностических обследований и ремонтов трансформаторов подтвердил, что зачастую увлажнение активной части старых трансформаторов происходит через неплотности мембраны выхлопной трубы. Кроме того, были выявлены трансформаторы, в которых из-за коррозии образовались щели в верхней части выхлопной трубы (КНГЭС ГЭС-11).

В трансформаторах со "свободным дыханием", расположенных в зоне промышленных предприятий (прежде всего химических, а также цветной и черной металлургии), при наличии в атмосфере летучих кислот наблюдается активное старение масла в баке, а также негерметичных вводах и, как следствие, зашламление твердой изоляции. В указанных случаях оправданы установка пленочной защиты и замена выхлопной трубы на предохранительные клапаны, что обуславливает реконструкцию крышки бака, а также расширителя.

При замене вводов ВН на другой тип, как правило, устанавливаются новые переходные фланцы. Однако для автотрансформатора АТ-1 АТДЦТ-250000/330/150 КСГЭС ГЭС-15 (при замене негерметичных вводов БМТ-150/1000) потребовалось изготовление новых креплений бакелитовых цилиндров.

Вводы НН 6-10 кВ имеют разные диаметры фарфорового тела, размеры фланцев, число креплений, поэтому при обновлении старых вводов 10 кВ (например, на вводы ИПТ-10/3150 ГЭС-3, ГЭС-11 КНГЭС) проводится расточка отверстий под них в крышке бака, а также изготавливаются и устанавливаются специальные крепления с учетом места расположения немагнитного шва на крышке бака. Следует отметить, что завод-изготовитель трансформатора не смог предложить свой способ замены старых вводов на новые. Для снижения протечек оказывается оправданным замена болтовых соединений на шпилечные;

5. *Подготовка масел и сорбентов* - одно из важнейших мероприятий при ремонтах и дальнейшей надежной эксплуатации оборудования. Эта работа занимает много времени. Обрабатываются не только эксплуатировавшиеся масла, но и свежие из маслохранилища. Как правило, это сушка, часто чистка, дегазация (прежде всего для трансформаторов с пленочной зашитой), а в ряде случаев регенерация на силикагеле при строгом соблюдении требований ОНИЭ.

Если масло проработало длительный срок, его регенерация может оказаться экономически неоправданной или технически затруднительной. Вместе с тем, как показывает опыт, масло марки ТК из высококачественной бакинской нефти (например, доссорской нефти) даже при продолжительной эксплуатации более 40-50 лет сохраняет свои высокие диэлектрические свойства. После обработки, в том числе регенерации на силикагеле, диэлектрические параметры масла не уступают лучшим показателям новых масел. В таблице 3 приводятся физико-химические параметры масла ТК и смеси масел ТК и Т-1500 на основании трех проб масла: из бака, проработавшего 45 лет, трансформатора 110 кВ ГЭС-11 КНГЭС (до ремонта), предназначенного для заливки в бак (после ремонта) и после заливки в бак.

Таблица 3

Физико-химические параметры трансформаторных масел

Техническая характеристика качества масла	Проба масла марки ТК до ремонта	Смесь масел ТК и Т-1500	
		для заливки в бак (после ремонта)	проба из бака после заливки
Пробивное напряжение, кВ	52 / ≥35	72 / ≥ 60	63 / ≥55
Кислотное число, мг КОН/г	0.03 / ≤0.25	0.01 / ≤0.05	0.012 / ≤0.05
Температурные вспышки, °С	142 / ≥125	140 / ≥130	142 / ≥130
Влагосодержание, г/т	13.3 / ≤30	4.8 / ≤20	7.6 / ≤25
Класс пром. чистоты	9 / ≤13	8 / ≤11	8 / ≤12
Тангенс угла диэлектрических потерь, tg δ (%) при 90°С	1.21 / ≤15	0.1 / ≤5	0.1 / ≤6
Содержание антиокислительной присадки, %	Отсутствует / ≥0.1	0.3 / -	0.3 / -

ПРИМЕЧАНИЕ. В числителе приведены результаты измерений, а в знаменателе - предельно допустимые.

В период эксплуатации производилась незначительная доливка (в связи с ремонтными работами) только масла ТК. Перед заливкой его в бак из-за отсутствия необходимой марки масла было долито примерно 15% масла Т-1500 (также после обработки). Кроме этого, подготовленное масло было стабилизировано антиокислительной присадкой 2.6-дит-ребутил-4-метилфенол (ионол, АГИДОЛ-1, ДБПК). Следует отметить, что по прошествии двух лет после ремонта tgδ этого масла при 90°С оставался менее 0.2%.

При ремонте обязательно контролируется влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосифонных и воздухоосушительных фильтров.

Обычно его приходится подсушивать. К сожалению, подготовленный к работе эксплуатационными предприятиями силикагель зачастую не отвечает по влагосодержанию требованиям "Типовой технологической инструкции...";

6. *Обмыв и сушка изоляции* - важнейшая составляющая ремонта трансформаторов со значительным сроком службы, имеющих увлажнение и зашламление изоляции. Здесь используются как традиционные, так и новые решения.

Технология промывки и сушки известна и описана в технической литературе. По состоянию бумажной изоляции, ее влажности и зашламленности определяется продолжительность экспозиций периодического прогрева (обмыва) и вакуумирования. Уровень вакуума в трансформаторе устанавливается прежде всего на основании конструктивных особенностей бака. Температура нагрева выбирается оптимальной для получения высокого конечного результата. Однако здесь учитывается не только возможность работы при глубоком вакууме, но и параметры изоляции.

На определенном этапе обмыва обычное трансформаторное масло заменяется его раствором, содержащим моющую присадку Midel 7131, которая представляет собой электроизоляционную жидкость, получаемую на основе безгалогенных сложных эфиров пентаэритритовой кислоты. В соответствии с международными стандартами эта жидкость совместима с окружающей средой и имеет класс опасности для воды 0 согласно требованиям ГОСТа 12.1.007-76 "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" электроизоляционная жидкость Midel 7131 относится к классу опасности IV (вещества слабо опасные). Эта жидкость обладает влагопоглощающей способностью в 200 раз большей, чем масло, и значительно более высоким растворяющим свойством.

Следует отметить, что нарушение технологического режима и процентного содержания присадки значительно снижает эффективность упрочнения и сушки бумажной изоляции. Работа проводится при постоянном контроле влагосодержания, класса промышленной чистоты, изоляционных и других характеристик промывочного масла, а также (по возможности) сопротивления изоляции обмотки R15 и R60.

Проведенные ремонты показали значительную эффективность новой технологии обмыва. Например, в трансформаторе ТДГ-40500/110 ГЭС-11 КНГЭС, проработавшем 44 года и имевшем значительное увлажнение и загрязнение твердой изоляции (в том числе окислами и нафтенатами железа), удалось повысить сопротивление изоляции обмоток R60 в 2.5-7 раз, а tg δ снизить в 1.5-2 раза. Более чем в 2 раза уменьшено и влагосодержание контрольных образцов твердой изоляции. Изоляционные характеристики обмоток данного трансформатора до и после ремонта приведены в табл.4.

В ряде случаев улучшения изоляционных характеристик удается добиться даже при зашламлении активной части металлической стружкой. Например, одна из причин снижения сопротивления изоляции автотрансформатора АТ-1 АТДЦТ-250000/330/150 ГЭС-15 КСГЭС со сроком службы более 30 лет - разрушение подшипника одного из маслонасосов. В результате сопротивление изоляции R60 в основных зонах уменьшилось до 70-240 МОм. После смыва (струей масла) шлама с обмоток, а также обмыва и сушки сопротивление изоляции возросли в 4-5.5 раза. При этом изоляционные

характеристики достигли или превысили заводские и монтажные параметры (R60 = 500-1600 МОм, tg δ = 0.19 + - 0.29%).

Таблица 4

Изоляционные характеристики обмоток трансформатора ТДГ-40500/110 ГЭС-11 КНГЭС

Технические характеристики изоляции	Проведенные измерения	
	до ремонта	после ремонта
Т изм, ° С	20	27
Тангенс угла диэлектрических потерь, tg δ, %	5.57 (4.7) 1.2 (0.88)	1.46 (1.06) 1.2 (0.88)
R60, МОм	600 (1000) 600 (1000)	3000 (2000) 3985 (2652)
Класс механической мощности	3 - 4	2 - 3
Влагосодержание, %	3.5 - 4.2	1.7 - 1.9

ПРИМЕЧАНИЕ. В числителе указаны изоляционные характеристики для двух схем измерения: ВН - НН + К (НН - ВН + К), в знаменателе - те же характеристики, приведены при температуре 20°С.

Особо следует отметить, что разработанная и внедренная технология обмыва и сушки твердой изоляции позволяет не только значительно улучшить изоляционные характеристики, но и зачастую повысить механическую прочность твердой изоляции с длительным сроком службы. Механическая прочность изоляции, согласно "Типовой технологической инструкции...", характеризуется классом прочности, а также косвенно степенью полимеризации и кристалличностью целлюлозы.

В качестве примера, в табл.5 приводятся данные о механической прочности и степени полимеризации образцов изоляции трансформатора ТДГ-40500/110 ГЭС-11 КНГЭС со сроком службы более 45 лет.

Исследования образцов изоляции до и после обмыва по предложенной технологии методами инфракрасной спектроскопии и рентгеноструктурного анализа доказали усиление внутренних и внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и совершенствование кристаллической решетки. В некоторых случаях происходило значительное (более 20%) увеличение кристалличности целлюлозы образцов твердой изоляции после ремонта.

Следует отметить, что полного обновления изоляции реализованная технология не дает. Тем не менее она примерно на 15-20% повышает прочность изоляции, имеющей значительную деструкцию, и весьма эффективно улучшает изоляционные показатели. Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность продления ресурса бумажной изоляции и, следовательно, во многих случаях срока службы трансформаторов. Кроме того, необходимо добавить, что затраты на комплексное обследование составляют менее 1% стоимости трансформатора, а на самый сложный ремонт - не более 10%.

Таблица 5

Характеристики образцов изоляции трансформатора
ТДГ-40500/110 ГЭС-11 КНГЭС

Место отбора образца	Толщина образца	Класс механической прочности	Степень полимеризации, ед.
Барьерная изоляция между фазами В и С (наверху со стороны ВН)	2	3-4 / 3	273 / 327
Барьерная изоляция между фазами В и С (внизу со стороны ВН)	2	3 / 3	403 / 474
Барьерная изоляция между фазами А и В (наверху со стороны НН)	2	3-4 / 3	240 / 322
Дополнительная изоляция отвода НН фазы А в верхнем буковом креплении	0.5	4 / 3	208 / 377
Дополнительная изоляция отвода НН фаз В и С в верхнем буковом креплении	0.5	4 / 3	238.5 / 309
Дополнительная изоляция отвода ВН фазы А в верхнем буковом креплении	0.5	3 / 2-3	341 / 355

ПРИМЕЧАНИЕ. В числителе приведены данные, полученные до ремонта, в знаменателе - после ремонта.

Решение о необходимости проведения (и характере) капитального ремонта трансформатора или о нецелесообразности ремонтных работ и необходимости полной замены принимаются на основании комплексных обследований. Так, обследования 89 трансформаторов [2] показали, что замена дефектных вводов требуется для 26% трансформаторов, примерно 52% трансформаторов не требуют немедленного капитального ремонта и имеется возможность увеличения их ресурса без снижения эксплуатационной надежности путем уменьшения периодичности контрольных испытаний. С другой стороны, ремонт трансформаторных групп на ГЭС-2 КНГЭС неэффективен и требуется замена всех четырех трансформаторных групп.

Эффективность ремонтных работ подтверждается, например, ремонтом блочных трансформаторов ГЭС-11 КНГЭС со сроком эксплуатации 49 лет, в результате которых срок эксплуатации этих трансформаторов продлен на 7-10 лет. Это позволит подготовиться к поочередной замене этих трансформаторов.

Результаты проведенных капитальных ремонтов в большинстве случаев подтверждают их эффективность. Удовлетворительное послеремонтное состояние подтверждается проводимым два раза в год хроматографическим анализом масла из баков этих трансформаторов специалистами ОАО "Колэнерго".

Литература

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования: Изд. шестое. - М.: ЭНАС, 1998. - 252 с.
2. Отчеты "Ремонт силовых трансформаторов ОАО "Колэнерго", выполненные предприятием НПО "Техносервис-Электро" за 1999-2003 гг. / А.П.Долин, С.В.Иванов. - М., 1999-2000.

А.Н.Данилин, В.В.Колобов, В.Н.Селиванов

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Обеспечение надежной эксплуатации нелинейных ограничителей перенапряжений в качестве обязательной процедуры предусматривает периодический контроль рабочих параметров ограничителей перенапряжений (ОПН) для предупреждения преждевременного старения нелинейных металлооксидных сопротивлений и связанных с этим аварийных ситуаций.

Степень старения нелинейных металлооксидных сопротивлений может быть оценена по величине тока утечки, протекающего через ОПН при рабочем напряжении. Этот параметр определяется изготовителем и указывается в паспортных данных на ОПН.

В настоящее время существует проблема оценки состояния ОПН по величине тока проводимости. Суть проблемы заключается в следующем. При приложении напряжения промышленной частоты через ОПН течет ток, состоящий из двух компонент: емкостной и активной. В соответствии с требованиями "Объемов и норм испытаний электрооборудования" измерение тока ОПН производится перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации без отключения от сети 1 раз в год перед грозовым сезоном. Измерение производится по схеме, предусматривающей контроль полного тока через ОПН под рабочим напряжением. Основной составляющей полного тока (более 90%) при номинальном напряжении является емкостной ток, который не отражает реального состояния ОПН, поскольку судить по его величине о вольтамперной характеристике (ВАХ) варисторов ОПН никоим образом нельзя.

В настоящее время исследованиями показано, что наиболее достоверным критерием состояния нелинейных ОПН является величина активной составляющей тока проводимости ОПН под рабочим напряжением и ее изменение в процессе эксплуатации ОПН. Устойчивая тенденция к повышению активной составляющей тока проводимости при периодическом контроле аппаратов является признаком преждевременного старения ОПН, вызванного нештатными перегрузками или скрытыми дефектами данного аппарата, и указывает на необходимость вывода его из эксплуатации для ревизии и замены.

Существует ряд методов для оценки активной составляющей тока проводимости ОПН: компенсационный, фазовый и на основе гармонического анализа тока проводимости. Каждый из этих методов имеет свои достоинства и недостатки.

Первые два метода позволяют выделить и измерить реальное значение активной составляющей полного тока, однако требуют наличия источника опорного напряжения, пропорционального полному или емкостному току. Эти методы практически не реализуемы в эксплуатации, а предназначены для предприятий-изготовителей для выходного контроля ОПН, где получение опорного напряжения не вызывает трудностей. Компенсационный метод реализован в универсальном стенде для испытания элементов ОПН. Полученные с его помощью данные о параметрах ОПН имеют высокую точность, и поэтому могут быть использованы для калибровки приборов, использующих другие методы измерения.

Наиболее оперативным и доступным в эксплуатации является метод гармонического анализа полного тока и выделения частот, характерных для активной составляющей. Данный метод является косвенным методом, позволяющим оценить характер изменения параметров нелинейного элемента.

Подобные устройства предлагаются несколькими разработчиками в России, например ЗАО "Комета-Энергомаш". Диагностическое устройство (рис.1) включает датчик тока, стационарно встраиваемый в заземляющий проводник ОПН и переносный прибор-анализатор тока утечки, подключаемый к датчику на время измерений. Для реализации данной процедуры ОПН стационарно устанавливается на изолирующее основание. Прибор-анализатор обеспечивает измерение действующего значения тока на частоте 50 и 150 Гц, также пиковое значение тока в диапазоне от 0.1 до 10 мА.

Рис.1. Диагностическое устройство для контроля параметров тока утечки ОПН ЗАО "Комета-Энергомаш"

Контроль рабочего состояния ОПН в процессе эксплуатации производится на основании измерения указанных выше параметров тока утечки: действующих значений тока на частоте 50 и 150 Гц и пикового значения тока. Устойчивая тенденция к повышению тока утечки при периодическом контроле и превышение величиной тока предельно допустимых значений являются признаками преждевременного старения металлооксидных сопротивлений и указывают на необходимость вывода ОПН из эксплуатации для ревизии или замены.

Закрытое акционерное общество "Радио и микроэлектроника" производит прибор контроля тока утечки ОПН РМ ПКТУ-01 с датчиком тока утечки ОПН РМ ДТУ-01 (рис.2). Прибор обеспечивает оценку активной составляющей по величине гармоники тока проводимости на частоте 150 Гц, кроме того, может измерять действующее значение первой гармоники тока проводимости на частоте 50 Гц.

В ИФТПЭС КНЦ РАН также разработан прибор контроля активного тока ОПН для оценки активной составляющей тока проводимости ОПН по

содержанию в нем высших гармоник промышленной частоты (рис.3). Преимущество разработанного устройства над аналогами заключается в том, что измерения проводятся не только на третьей, но также на пятой и седьмой гармониках тока промышленной частоты. Кроме того, прибор также позволяет оценить наличие высших гармоник в сети, что, в свою очередь, дает возможность производить косвенное измерение активного тока на той гармонике, присутствие которой в сетевом напряжении минимально.

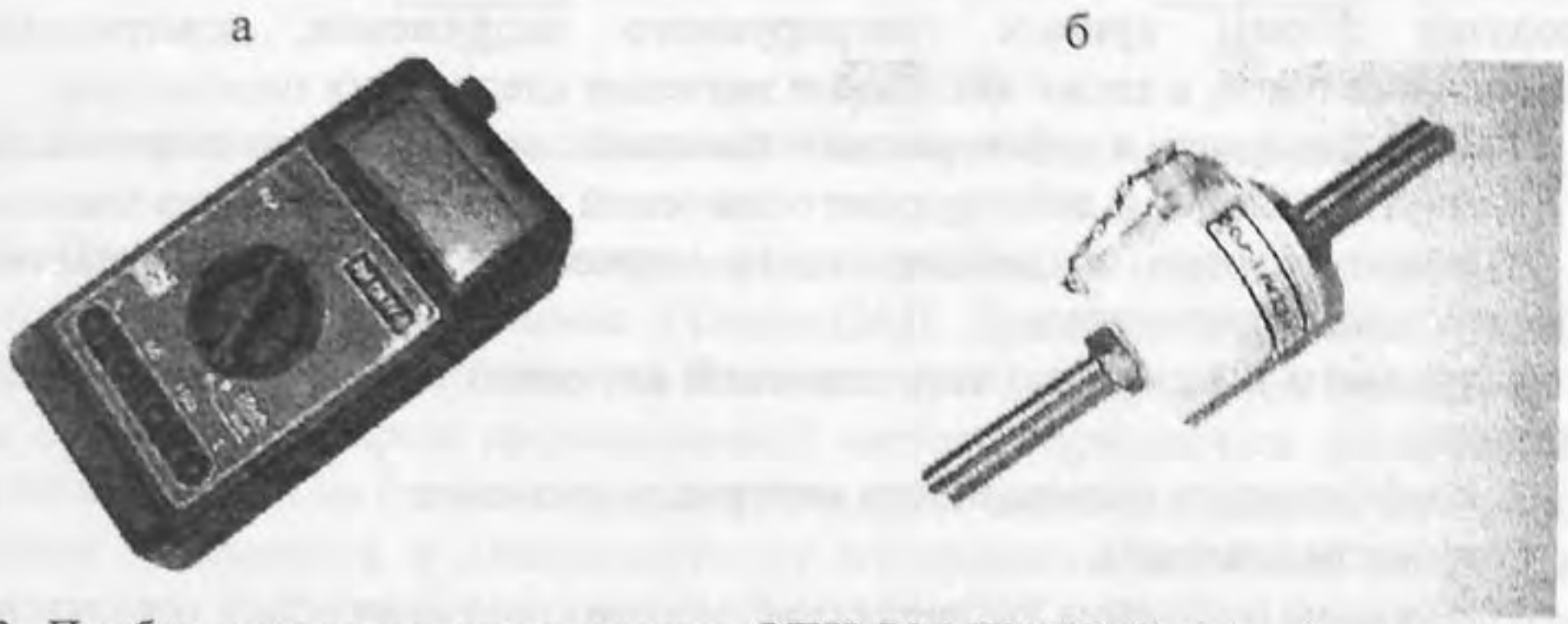


Рис.2. Прибор контроля тока утечки ОПН РМ ПКТУ-01 (а) с датчиком тока утечки ОПН РМ ДТУ-01 (б) ЗАО "Радио и микроэлектроника"

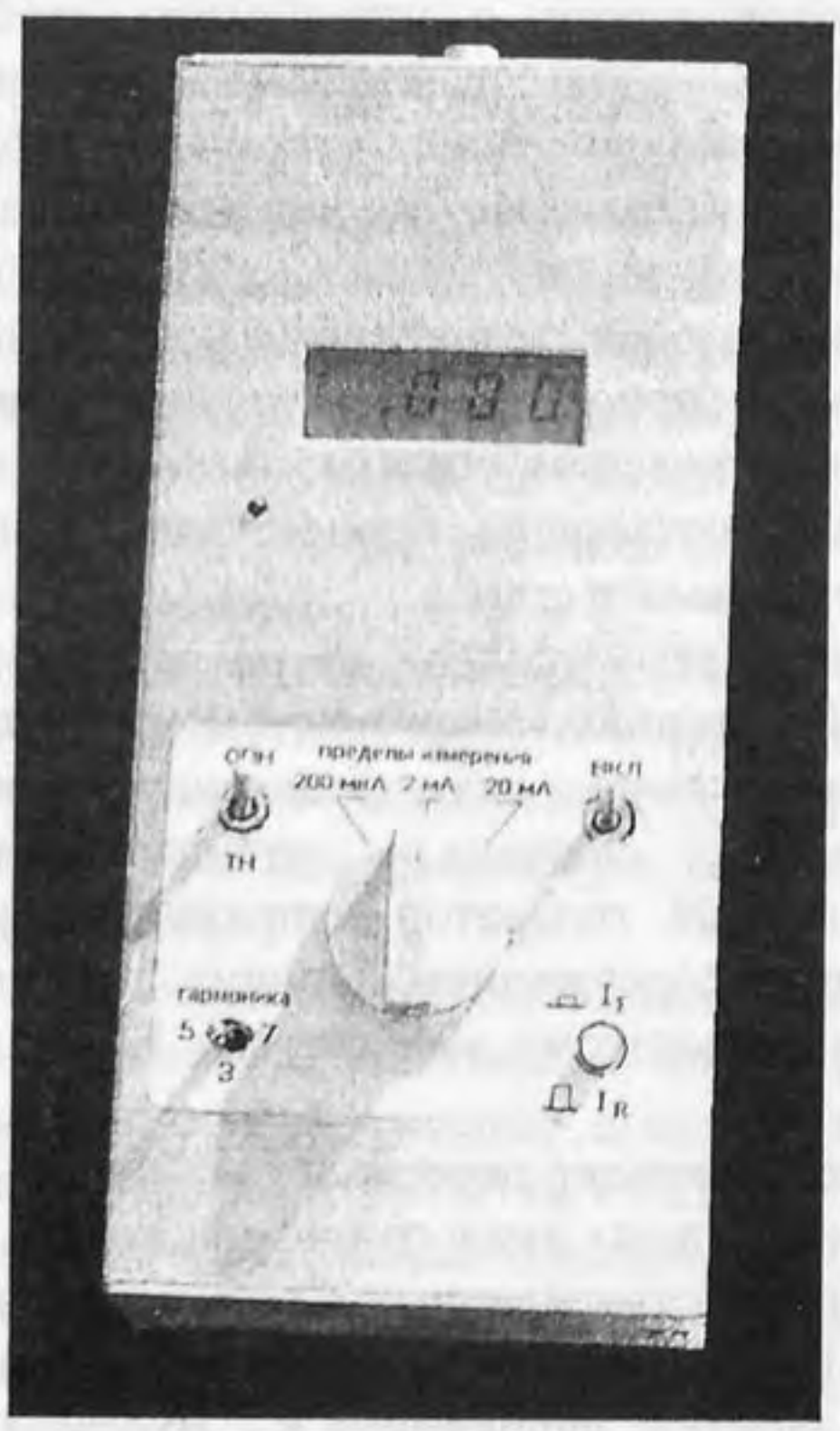


Рис.3. Прибор контроля активного тока ОПН ПКАТ разработки ИФТПЭС КНЦ РАН

До сих пор неясным остается вопрос о том, как на основании измерения гармонического состава тока через ОПН принимать решение о его состоянии. Для исследования данного вопроса проведена серия экспериментов на универсальном стенде, разработанном в высоковольтной лаборатории ИФТПЭС для испытаний элементов ОПН.

Универсальный стенд позволяет исследовать все параметры элементов ОПН (таблеток) при подаче на них номинального или заданного испытательного напряжения промышленной частоты, при этом на дисплей компьютера выводятся формы кривых генерируемого напряжения, измеренных и вычисленных токов, а также численные значения следующих параметров:

максимального и действующего значений генерируемого напряжения;

максимального и действующего значений полного тока через элемент;

максимального и действующего значений активной и реактивной составляющих полного тока;

среднего и максимального значений активной мощности, потребляемой элементом;

коэффициента нелинейности материала элемента;

емкости элемента.

В режиме получения указанных параметров стенд может быть использован:

1) для сортировки и отбраковки элементов ОПН в заводских условиях;

2) для оценки параметров элементов после длительной эксплуатации и аварий.

Стенд в совокупности с устройством стабилизированного нагрева элементов может быть использован для их испытаний на старение, т.е. на ускоренное определение динамики деградации их основных параметров, указанных выше, с автоматическим поддержанием одного из трех параметров: напряжение, активный ток или активная мощность.

Режим работы стенда, установка и мониторинг указанных параметров задаются управляющей программой ЭВМ. Любые виды тестирования могут проводиться в автоматическом режиме. Автоматика стенда и программное управление позволяют остановить процесс испытаний при любых аварийных параметрах элемента и самого стенда.

Стенд может быть использован на заводах-изготовителях ОПН и в испытательных лабораториях энергосистем для проведения исследований элементов ОПН в случае аварии для определения ее причин.

Особенностью системы стенда является автономный высокостабилизированный генератор напряжения промышленной частоты с пренебрежимо малым содержанием высших гармоник, что обеспечивается обратными связями по высокому напряжению. Блок-схема стенда приведена на рис.4.

В состав стенда входят персональная ЭВМ с программой генерации и регистрации сигналов, платы аналого-цифрового (АЦП) и цифро-аналогового (ЦАП) преобразования, установленные в разъемы расширения ЭВМ, усилитель генерируемого ЦАП сигнала, трансформатор высокого напряжения (ТВН), токовый шунт $R_Ш$, делитель напряжения $R_Д$. Входные цепи АЦП защищены от перенапряжений устройствами, ограничивающими входной сигнал по напряжению, а выход ЦАП гальванически развязан от цепей высокого напряжения.

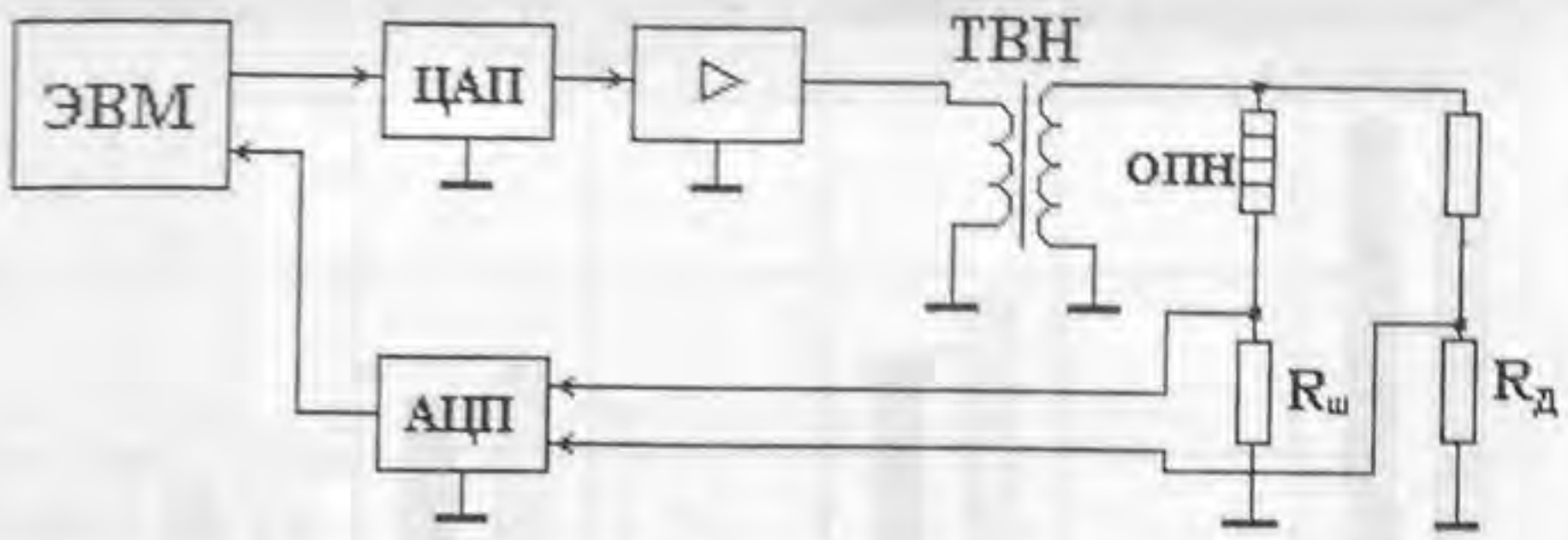


Рис.4. Блок-схема универсального стенда для испытаний элементов ОПН

Процесс проведения эксперимента начинается с подготовки данных для генерации выходного напряжения в блоке ЦАП. Для этого создаются два блока N 1 и 2 данных по 960 точек, что соответствует длительности сигнала 20 мс (один период напряжения промышленной частоты) при частоте дискретизации ЦАП 48 кГц. Один из блоков содержит начальное значение напряжения, данные в другом изменяются в зависимости от измеренного значения напряжения, полученного с нижнего плеча делителя напряжения $R_Д$. В программе реализован алгоритм автоматического регулирования напряжения, в соответствии с которым на основании данных в блоках N 1 и 2 происходит поддержание на выходе источника высокостабильного напряжения с низким содержанием гармоник.

Данные из каждого канала АЦП (канала напряжения и канала тока) поступают блоками по 40 мс (1920 точек). Из полученных данных программно удаляется постоянная составляющая и проводится компенсация сигнала, исходя из постоянной времени RC входной цепи АЦП. Обработанный таким образом сигнал напряжения раскладывается в ряд Фурье, определяется начальная фаза первой гармоники и производится выборка напряжения и тока длительностью 20 мс (960 точек) от момента времени, соответствующего нулевой фазе первой гармоники напряжения. Ток также затем раскладывается в ряд Фурье на синусную и косинусную составляющие.

Полученные в результате преобразования значения гармоник тока и напряжения используются для расчета активного и реактивного токов через ОПН, активной мощности, емкости элемента и степени нелинейности. Спектральный состав тока (рис.5) и напряжения (рис.6), а также кривые всех сигналов выводятся на экран (рис.7).

На описанном стенде проведены две серии экспериментов, в которых сравнивались показания прибора контроля активного тока ОПН с результатами, полученными на универсальном стенде, которые и принимались за опорные. В первой серии исследовались отдельные таблетки ОПН, во второй - отдельные элементы ОПН, состоящие из 20 последовательно включенных таблеток.

1-я серия. Испытывались таблетки с классификационным напряжением 2200 В при температуре 20 и 50°С. При различных значениях напряжения прибором контроля активного тока регистрировались действующие значения токов 3-, 5- и 7-й гармоник, приведенные к активному току через ОПН, измеренному на универсальном стенде при классификационном напряжении. Результаты измерений приведены на рисунках 8-11.

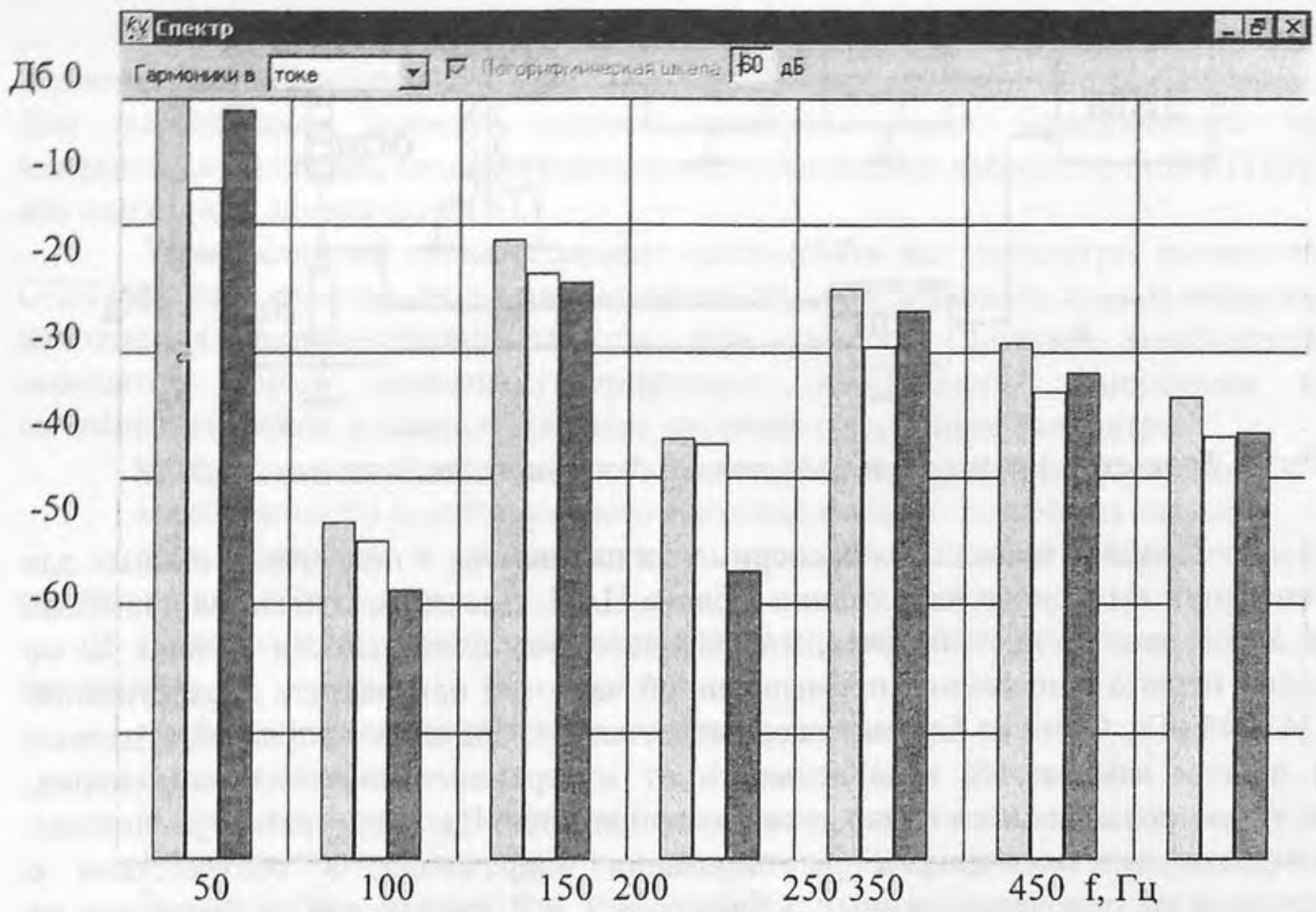


Рис.5. Пример вывода на экран спектра полного тока через ОПН

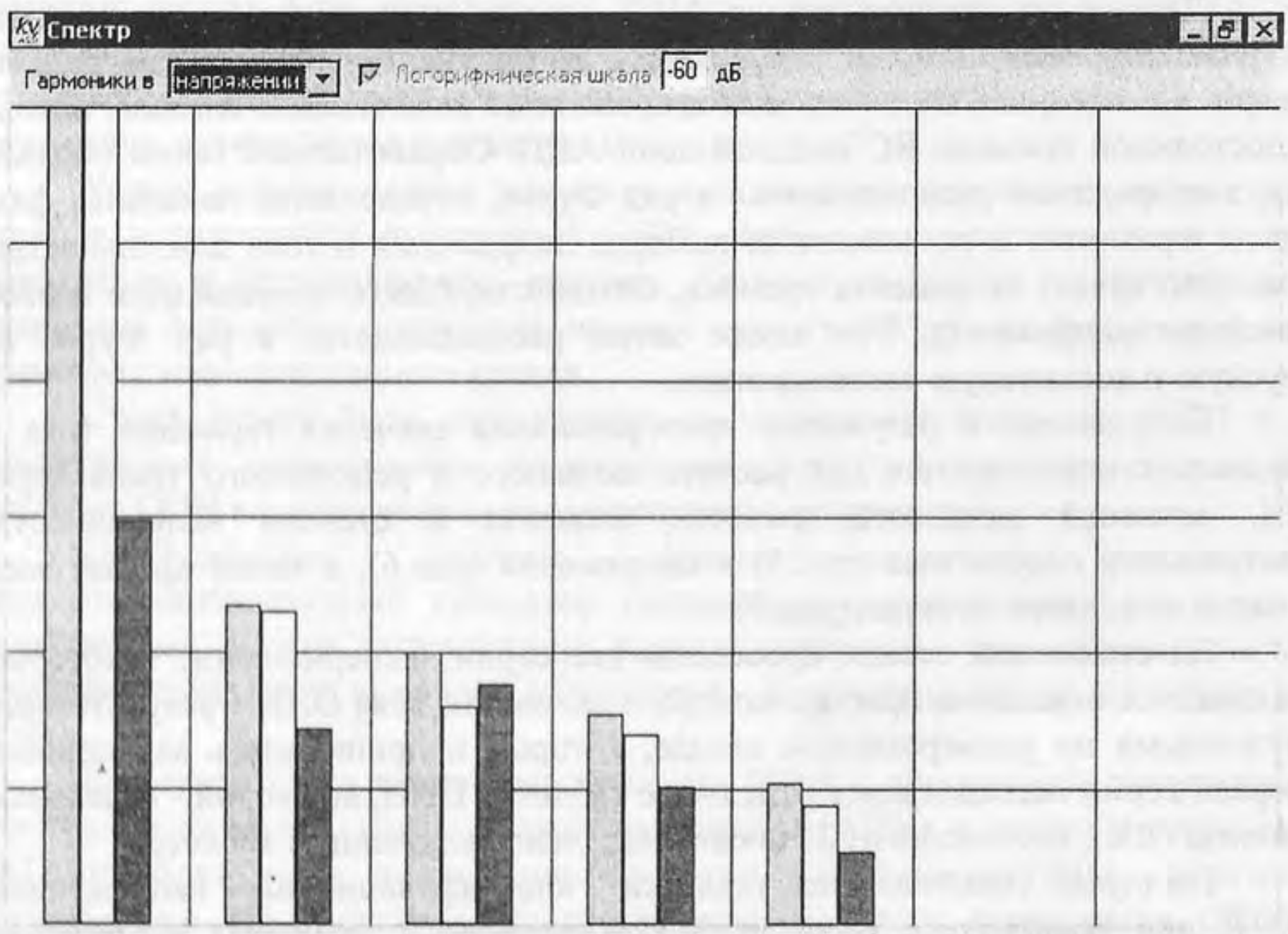


Рис.6. Пример вывода на экран спектра напряжения на ОПН

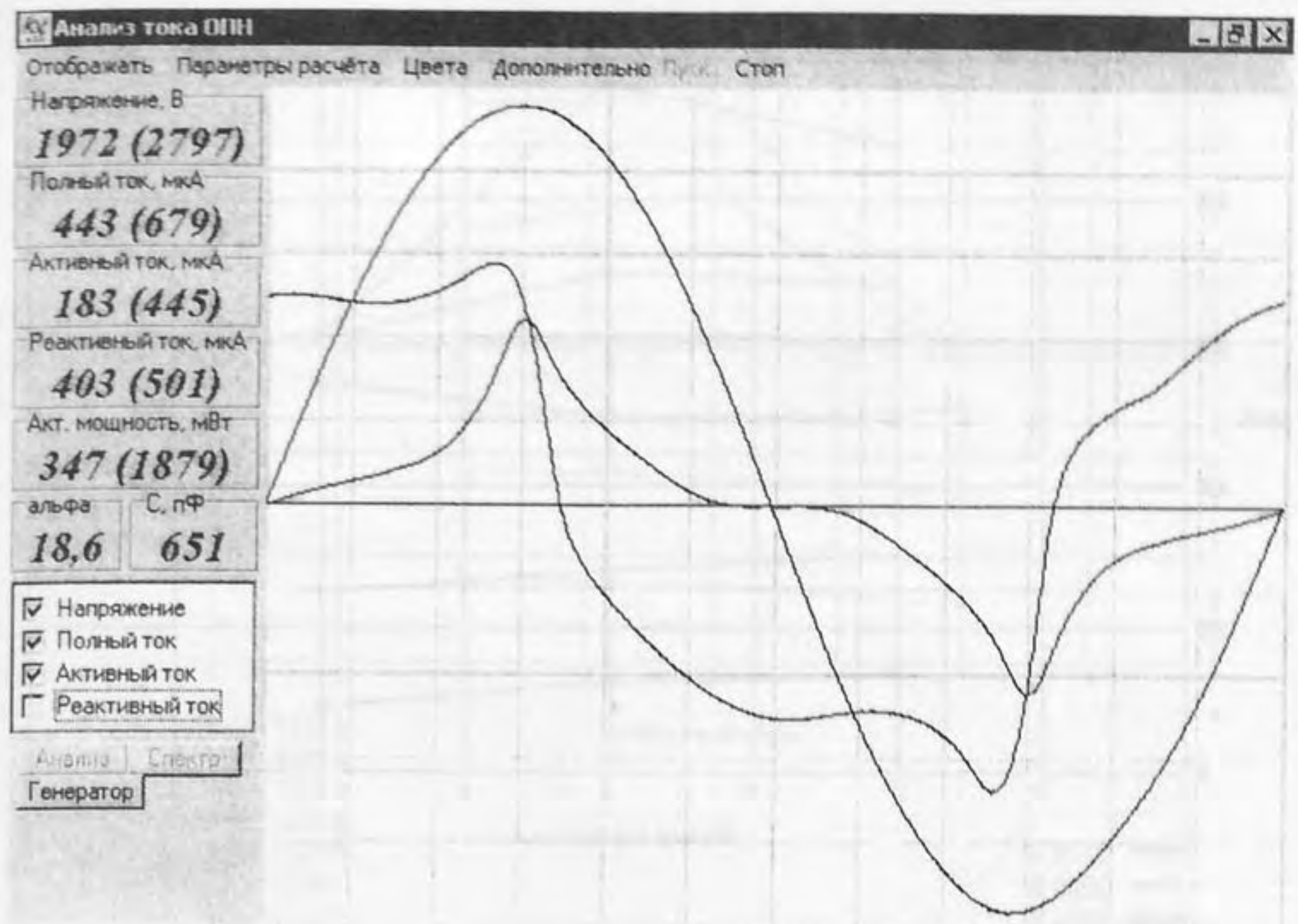


Рис.7. Пример вывода на экран кривых напряжения и токов

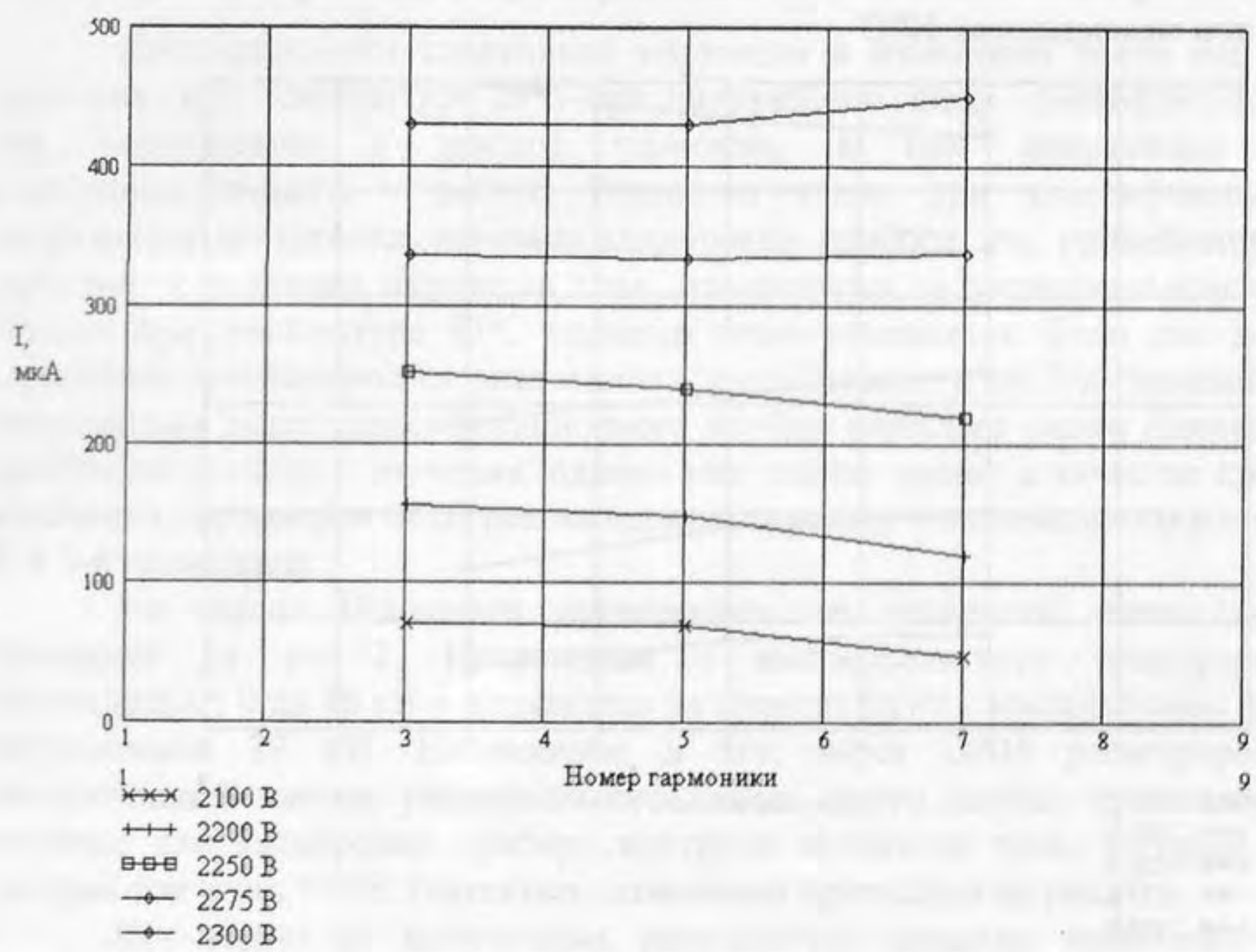


Рис.8. Токи гармоник таблетки №1 с классификационным напряжением 2200 В при температуре 20°С

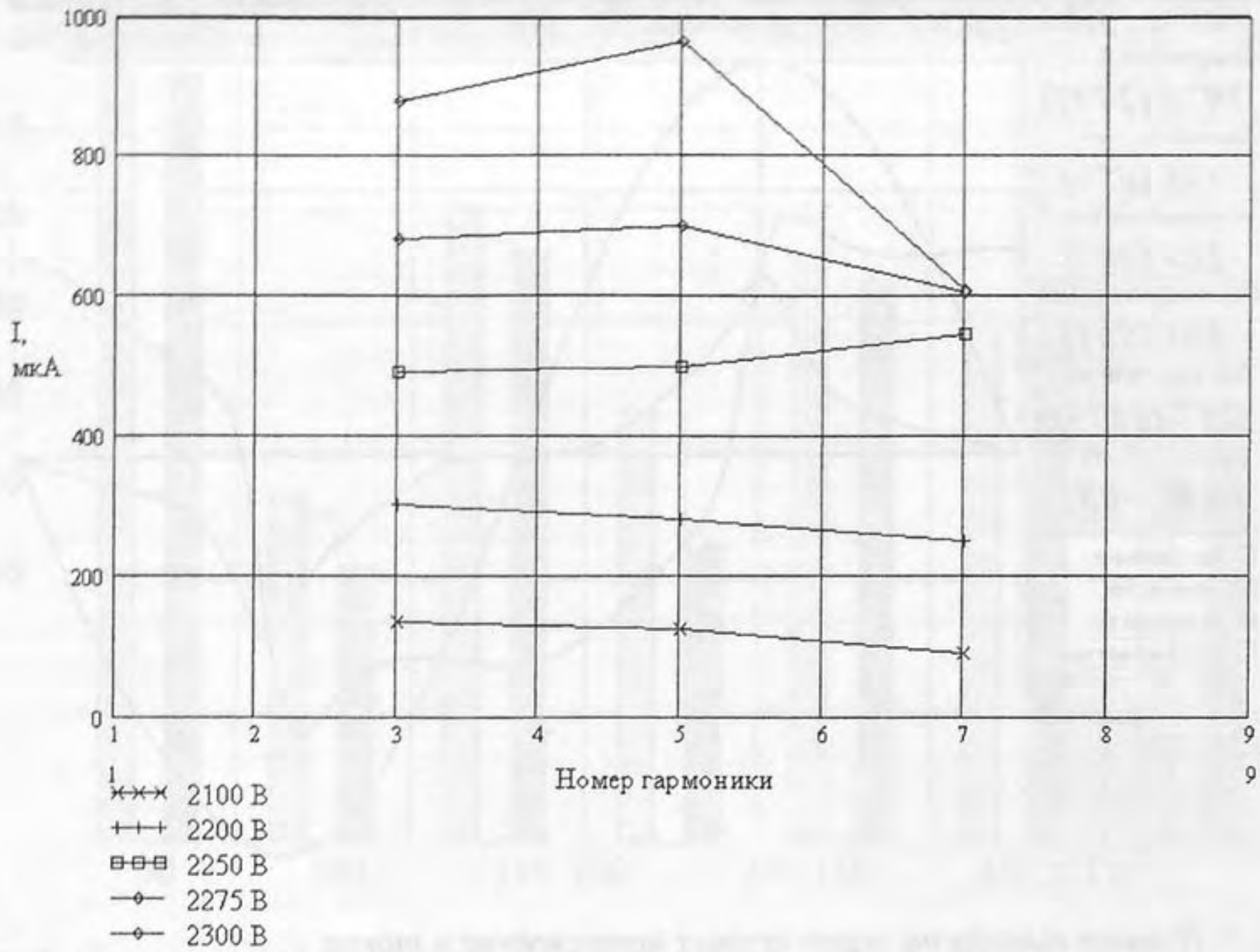


Рис.9. Токи гармоник таблетки №1 с классификационным напряжением 2200 В при температуре 50°С

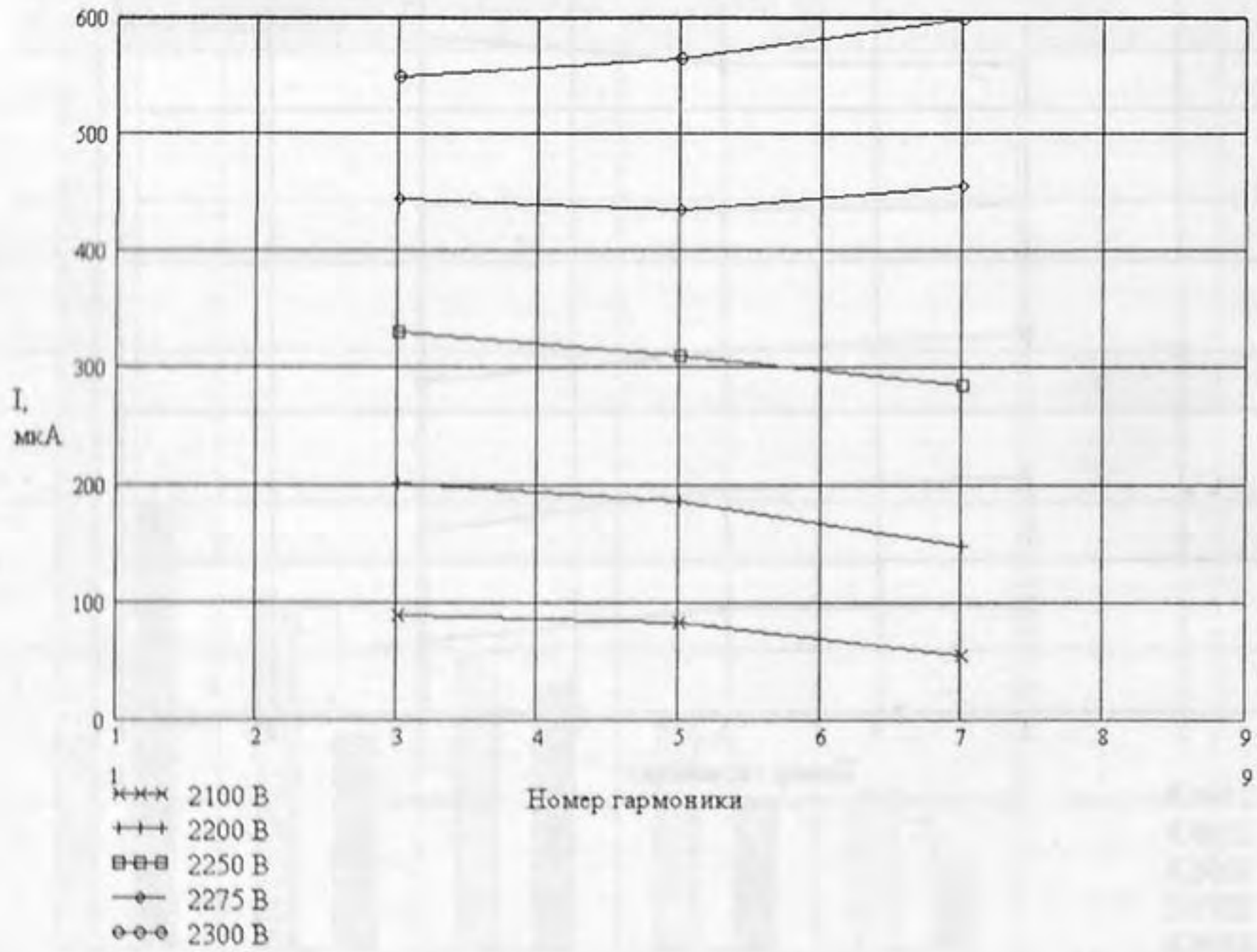


Рис.10. Токи гармоник таблетки № 2 с классификационным напряжением 2200 В при температуре 20°С

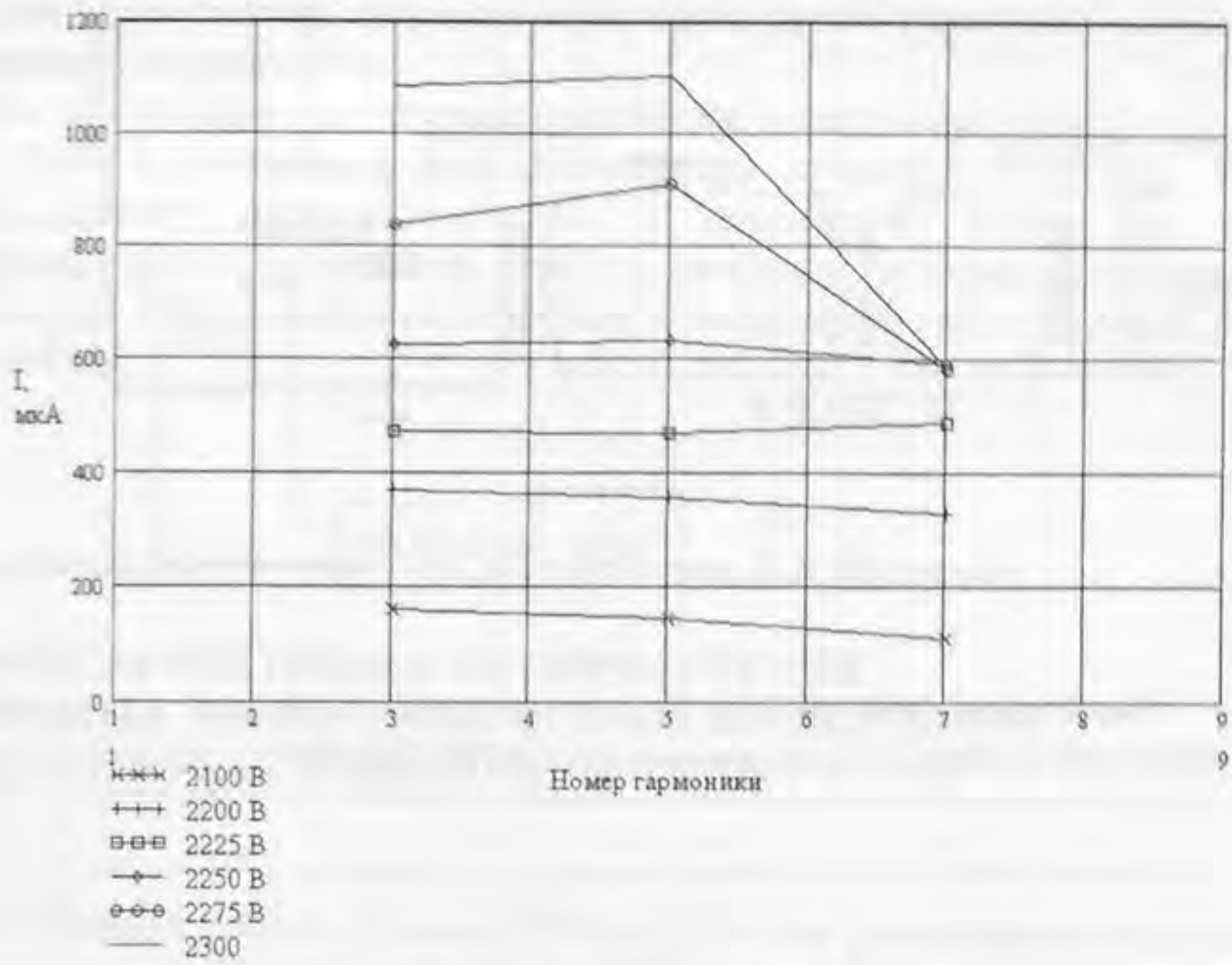


Рис.11. Токи гармоник таблетки № 2 с классификационным напряжением 2200 В при температуре 50°С

Прослеживается следующая тенденция в изменении токов различных гармоник: при температуре 20°С при напряжениях ниже классификационного ток уменьшается с ростом гармоник, а при напряжении выше классификационного - растет. Равенство токов при классификационном напряжении достигается на этапе калибровки прибора, т.е. приведении токов гармоник к величине активного тока, измеренного на универсальном стенде. Однако при температуре 50°С характер токов изменяется. Если для 3- и 5-й гармоники прослеживается аналогичная закономерность, то 7-я гармоника при напряжениях выше классификационного вообще перестает расти. Данный факт требует дальнейшего изучения, однако уже сейчас можно в качестве критерия изменения параметров ОПН рекомендовать характер относительного изменения 3- и 5-й гармоники.

2-я серия. Измерения проводились на установке, схема которой приведена на рис.12. Напряжение с высоковольтного трансформатора изменялось от 0 до 40 кВ и подавалось на элемент ОПН с номинальным фазным напряжением 29 кВ. Напряжение и ток через ОПН регистрировались измерительной частью универсального стенда, и эти данные принимались за опорные для калибровки прибора контроля активного тока, который также измерял ток через ОПН. Результаты измерений приведены на рис.13.

Как видно из полученных результатов, характер изменения токов гармоник соответствует таковому для таблеток ОПН, нагретых до температуры 50°С, т.е. при напряжениях ниже номинального токи, нормированные по току гармоник, уменьшаются с ростом их номера, а выше номинального 5-я гармоника преобладает над третьей, а 7-я прекращает свое изменение.

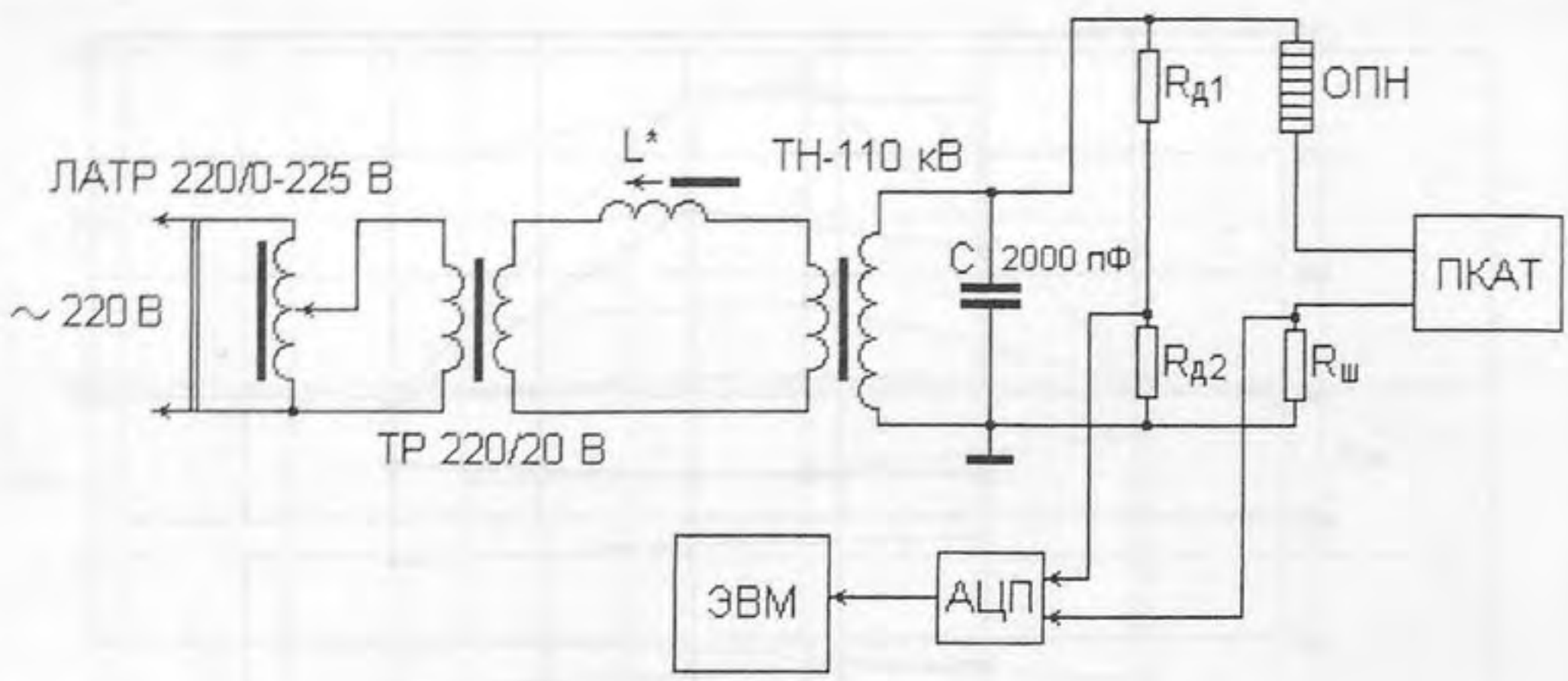


Рис.12. Принципиальная схема испытательного стенда для градуировки прибора контроля активного тока ОПН (ПКАТ)

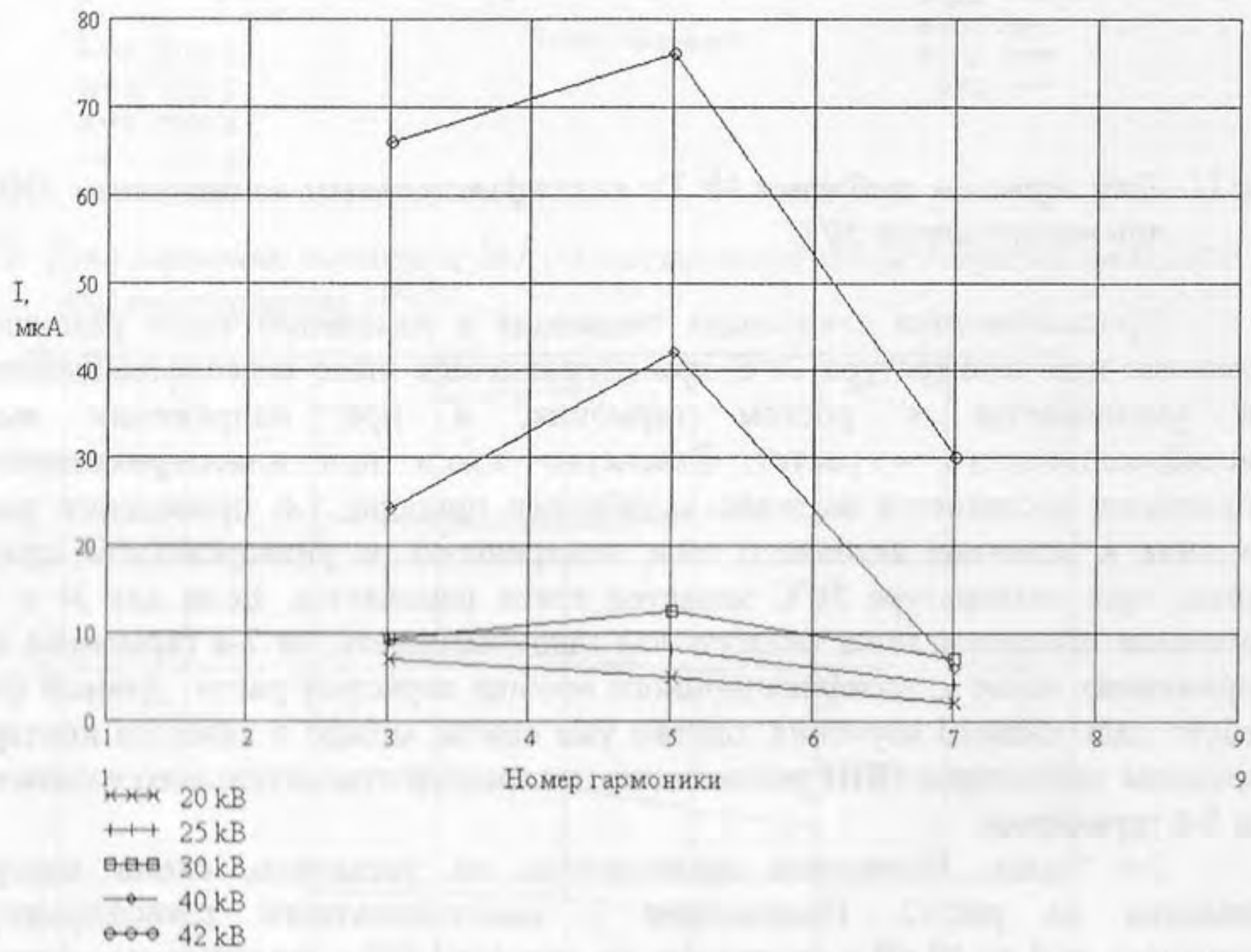


Рис.13. Токи гармоник элемента ОПН с номинальным фазным напряжением 29 кВ при температуре 20°С

Можно сделать предварительный вывод о том, что наиболее информативными с точки зрения диагностики состояния ОПН являются 3- и 5-я гармоники, а точнее их соотношение. При номинальных параметрах ОПН третья гармоника преобладает над 5-й либо их значения равны, при ухудшении

параметров ОПН при его старении содержание пятой гармоники возрастает и она начинает превышать 3-ю.

Использование разработанного прибора в настоящий момент позволяет выявить ОПН с динамикой преждевременного старения, даже при наличии высокого уровня высших гармоник в напряжении сети. Для оценки эксплуатационных возможностей прибора необходимо накопление опыта его применения на действующих подстанциях и накопление статистических данных по измерениям.

В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич

КРИТЕРИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРЕДПРИЯТИЙ К ГЕНЕРАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В условиях работы с полной загрузкой и при номинальном напряжении на зажимах синхронный двигатель (СД) характеризуется номинальными значениями потребляемой активной мощности $P_{СДн}$, потерь активной мощности $\Delta P_{СДн}$ и располагаемой реактивной мощностью $Q_{СДн}$ (в режиме перевозбуждения), которую СД способны выдавать в сеть. Выпускаемые промышленностью СД рассчитаны, как минимум, на работу с "опережающим" значением коэффициента мощности $\cos\varphi_{СДн} = 0.9$ ($tg\varphi_{СДн} = 0.484$), т.е. способны при номинальной активной нагрузке (коэффициент загрузки $\beta = P_{СД}/P_{СДн} = =1.0$) генерировать реактивную мощность:

$$Q_{СДн} = \frac{0.484 \cdot P_{СДн}}{\eta}, \qquad (1)$$

где η - коэффициент полезного действия двигателя.

Применению СД для КРМ посвящена обширная литература, в которой в основном исследовался вопрос об определении располагаемой реактивной мощности СД - $Q_{СДрасп}$, которая зависит от типа и параметров СД, степени активной загрузки β и величины напряжения U на зажимах СД, которое в общем случае может быть больше или меньше номинального Uн [1-4] .

Значение коэффициента загрузки β, характеризующего относительную величину потребляемой СД активной мощности, может изменяться на практике от величины порядка 0.05 (режим, близкий к холостому ходу) до 1.1. Относительная величина реактивной мощности может измениться от -0.6 - режим потребления реактивной мощности - до величины располагаемой реактивной мощности $Qсд_{РАСП}$ при рассматриваемых значениях β и напряжения U [5]. Отметим, что при неноминальной активной загрузке СД(β<1) возможно даже некоторое увеличение выдачи реактивной мощности по сравнению со значением, рассчитанным по (1).

Упрощенная методика определения реактивной мощности, генерируемой СД, заключается в следующем: в "Указаниях..." [6] оценены сочетания граничных значений таких параметров СД, как номинальная активная

мощность и частота вращения, а также количество рабочих смен, характеризующих график нагрузки СД, при превышении которых целесообразно полностью использовать реактивную мощность СД, определяемую по формуле:

$$Q_{СДрасп} = \alpha_м \cdot S_{СДН} = \alpha_м \cdot \sqrt{P^2_{СДн} + Q^2_{СДн}}\ , \qquad (2)$$

где $\alpha_м$ - коэффициент допустимой нагрузки СД, зависящий от β (определяется по номограмме [7, рис.17]).

От СД, не рекомендованных для привлечения к КРМ по экономическим соображениям, может быть, тем не менее, выдана реактивная мощность:

$$Q_{СД} = P_{СДн} \cdot \beta \cdot tg\ \varphi_{СДн} < Q_{Сдрасп.} \qquad (3)$$

Более точные результаты по оценке выдачи реактивной мощности от СД могут быть получены в случаях, когда известны его параметры из заводского формуляра. Строгая методика расчета базируется на соотношениях, вытекающих из уравнений Парка-Горева применительно к установившемуся режиму работы СД.

Расчетные формулы отличаются для неявнополюсных СД, имеющих одинаковое синхронное реактивное сопротивление по продольной x_d и поперечной x_q осям, и явнополюсных, для которых x_d не равно x_q. К первому типу относятся все СД, которые имеют одну пару полюсов на роторе (n= 3000 об/мин). Ко второму типу относятся СД со скоростью вращения 1500 об/мин и менее.

Приведем расчетные формулы для оценки выдаваемой реактивной мощности СД. Из векторной диаграммы, соответствующей уравнениям Парка-Горева для синхронной машины, следуют формулы для нахождения $Q_{СДрасп.}$:

для неявнополюсных СД -

$$\frac{Q'_{СДрасп}}{S_{СДн}} = \frac{(V/V_H)^2}{X^2{}_d} + \sqrt{\frac{C(V/V_H)^2}{X_d{}^2}} - \sqrt{\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_{СДн}}\ , \qquad (4)$$

$$\frac{Q''_{СДрасп}}{S_{СДн}} = \sqrt{(V/V_H)^2 - \beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_{СДн}}\ , \qquad (5)$$

$$Q_{СДрасп} = \min\begin{cases} Q'_{СДрасп} \\ Q''_{СДДрас} \end{cases}, \qquad (6)$$

где $Q'_{СДрасп}$ - располагаемая мощность, рассчитанная из условия поддержания тока возбуждения СД на предельно допустимом уровне;

$Q''_{Сдрасп}$ - располагаемая мощность, рассчитанная из условия поддержания тока статора СД на номинальном уровне;

$C = 1 + 2 \cdot x_d \sin \varphi_{СДн} + x^2{}_d$.

Формула (6) показывает, что в качестве располагаемой мощности СД следует принять наименьшее значение, рассчитанное по (4) и (5);

для явнополюсных СД -

$$\frac{Q'_{СДрасп}}{S_{СДн}} = \frac{-2[X_q + \frac{C(X_d - X_q}{V/V_H}] + \sqrt{2\{[X_q + \frac{C(X_d - X_q)}{V/V_H}]\}^2 - 4[\frac{X_q^2 - (X_d - X_q)^2}{(V/V_H)^2}]}}{2 \cdot \frac{X_q^2 - (X_d - X_q)^2}{(V/V_H)^2}}$$

$$\times \sqrt{[(V/V_H) - C^2 + X_q^2 \frac{\beta^2 \cos^2 \varphi_{СДн}}{(V/V_H)^2}]/1}, \qquad (7)$$

$$Q''_{СДрасп} = \sqrt{(\frac{V}{V_H})^2 - \beta^2 \cos^2 \varphi_{СДн}}, \qquad (8)$$

$$Q_{СДрасп} = \min\begin{cases} Q'_{СДрасп} \\ Q''_{СДрас} \end{cases}, \qquad (9)$$

где $Q'_{СДрасп}$ и $Q''_{СДрасп}$ - рассчитаны для тех же условий работы что и для неявнополюсных СД;

$$C = \sqrt{1 + 2X_q \cdot \sin\varphi_H + X_q^2} + \sin\varphi_H (X_d - X_q).$$

В качестве рассматриваемой мощности здесь также следует принять наименьшее значение $Q_{СДрасп}$, определенное по (7) и (8).

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения СД и соответственно решения вопроса об использовании его располагаемой реактивной мощности являются дополнительные активные потери на генерацию реактивной мощности ΔP_Q, которые могут быть определены по формуле:

$$\Delta P_Q = (D_1 \cdot \frac{Q_{СД}}{Q_{СДн}} + D_2 \cdot \frac{Q_{СД}^2}{Q_{СДн}^2})\ кВт, \qquad (10)$$

где D_1 и D_2 - расчетные величины, зависящие от параметров конкретного двигателя, кВт.

В литературных источниках имеются данные по значениям D_1 и D_2 только для ограниченного круга двигателей и приводятся, например, в [5,6] .

Формула (10) характеризует функциональную связь потерь с величиной реактивной мощности и ее квадратом, что отражает реальную зависимость активных потерь в статоре и роторе СД при приращении выдаваемой реактивной мощности. Более наглядной является запись формулы (10) в виде удельных потерь в СД при выработке реактивной мощности:

$$\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}} \frac{кВт}{квар} = \frac{D_1}{Q_{СДн}} + \frac{D_2}{Q_{СДн}} \cdot \frac{Q_{СД}}{Q_{СДн}}. \qquad (11)$$

Как видно, $\Delta P_Q / Q_{СД}$ изменяется в зависимости от величины относительной загрузки по реактивной мощности $Q_{СД} / Q_{СДн}$.

Следует помнить, что СД не является таким же экономичным источником реактивной мощности, как конденсаторная батарея, имеющая относительные потери активной мощности порядка 0.002 кВт/квар или 0.2% и менее. Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

синхронным двигателем $\Delta P_Q / Q_{СД}$ существенно зависят от его номинальных параметров и числа оборотов. Так, например, для двигателей серии СДН напряжением 6 кВ потери при их номинальной загрузке находятся в пределах (0.9-5.4)% [7]. Из приведенных в [7] зависимостей для различных СД следует, что чем ниже номинальная мощность и число оборотов СД, тем выше потери ΔP_Q в двигателе на генерацию реактивной мощности.

Так, для быстроходных мощных СД при $Q_{СД}=Q_{СДн}$ характерно соотношение $\Delta P_Q / Q_{СД} < 1.5\%$. Для явнополюсных двигателей (n < 3000 об/мин), в особенности малой мощности $P_{СДн}$<1000 кВт, характерно $\Delta P_Q / Q_{СД} > 1.5\%$.

Целесообразность привлечения СД завода для решения проблемы КРМ рассмотрим на примере одного из промышленных предприятий - нефтеперерабатывающего завода. Приведем общие сведения об имеющихся в системе электроснабжения предприятия высоковольтных СД, которые можно привлекать для выдачи в сеть реактивной мощности. Остановимся более подробно на вопросах использования располагаемой реактивной мощности этих СД. Отметим, что в настоящее время в режиме выдачи в сеть реактивной мощности СД предприятия не работают (cos φ =1.0).

Расчеты располагаемой реактивной мощности $Q_{СДрасп}$ высоковольтных СД нефтеперерабатывающего завода по методике, изложенной выше, дали следующие результаты. При суммарной установленной мощности СД порядка 44.8 МВт располагаемая реактивная мощность $Q_{СДрасп}$ может достигать 17.4 МВАр. В расчетах коэффициент активной нагрузки СД был принят равным типовому усредненному значению β=0.8, напряжение на зажимах СД принято равным номинальному $U = U_Н$. Однако использование компенсирующей способности СД предприятия связано с определенными издержками на оплату дополнительных потерь активной мощности в СД-$\Delta P_{СД}$ при генерации ими реактивной мощности. Расчеты показали, что для большинства СД предприятия, имеющих малые номинальные мощности ($P_н$ < 600 кВт) и малооборотных (n < 1000 об/мин), относительные потери активной мощности $\Delta P_{СД}$ (по отношению к $Q_{СДрасп}$) превышают 2%.

Целесообразно рекомендовать для привлечения к генерации реактивной мощности достаточно мощные и высокооборотные СД предприятия. Их перечень приведен в таблице. Величина $Q_{СДрасп}$ этих двигателей составляет порядка 6.8 Мвар при относительно малых потерях $\Delta P_{СД}$=1.3%.

Располагаемая реактивная мощность СД 6 кВ

РТП	Число и мощность СД, кВт	n, об/мин	$Q_{СДрасп}$, кВАр	D_1, кВт	D_2, кВт	$\Delta P_{СД}$, кВт	$\Delta P_{СД}$, %
125	3×630	3000	731.8	2.02	3.25	11.1	1.5
56	2×3500	3000	2710.4	8.2	7.8	23.1	0.9
27	1×1000	375	387.2	6.73	4.92	8.53	2.2
27	3×2000	375	2323.2	8.25	7.2	33.6	1.45
27	1×1600	375	619.5	7.32	6.74	10.2	1.64
Итого по предприятию			6.772 МВАр			86.5	1.27

Приведем пояснения расчетов $Q_{СДрасп}$ и $\Delta P_{СД}$, также сведенных в таблицу на примере СД-1000. Для него располагаемая реактивная мощность определена по формуле $Q_{СДрасп} = 1000 \times 0.8 \times 0.484 = 387.2$ квар. При известных значениях $Д_1$ и $Д_2$ определяется величина дополнительных активных потерь :

$$\Delta P_{СД} = D_1 \cdot \frac{Q_{СДрасп}}{Q_{СДн}} + D_2 \left(\frac{Q_{СДрасп}}{Q_{СДн}} \right)^2 = 6.73 \cdot \frac{387,2}{484} + 4.92 \cdot \left(\frac{387.2}{484} \right)^2 = 8.53 \ кВт$$

и в относительных единицах:

$$\frac{\Delta P_{СД}}{Q_{СДрасп}} = \frac{8.53}{387.2} \times 100\% = 2.2\%.$$

Аналогично определялись и значения расчетных параметров других СД. Таким образом, величина $Q_{СДрасп}$ этих двигателей составляет порядка 6.7 МВАр при относительно малых потерях $\Delta P_{СД} = 1.27\%$.

Итак, от высоковольтных СД предприятия теоретически может быть выдана реактивная мощность порядка 6.7 МВАр. При работе этих СД в режиме перевозбуждения только в часы максимума нагрузки энергосистемы (например, 4 ч в сутки) будет на 6.7 МВАр снижено максимальное потребление реактивной мощности, а потребление энергии от энергосистемы уменьшено на $\Delta W_{Q\Sigma} = Q_{СД\Sigma} \cdot T_{вкл}^{сд} = 6.7 \times 4 \times 365 = 9.78$ млн кВАр·ч, где $Q_{СД\Sigma}$ - располагаемая реактивная мощность привлекаемых к КРМ СД, МВАр; $T_{вкл}^{сд}$ - годовое число часов включения СД, ч.

Однако встает вопрос, не выгоднее ли заплатить энергосистеме за реактивную мощность и энергию, чем платить по более высокому тарифу за дополнительные активные потери в СД. Для ответа следует сопоставить годовые затраты на оплату $\Delta P_{СД}$ с годовым эффектом, заключающимся в уменьшении платы за реактивные составляющие мощности и энергии.

Годовые затраты на покрытие дополнительных активных потерь можно выразить:

$$З_{потΣ}^{сд} = b_р \cdot \Delta P_{СД\Sigma} \cdot T_{вкл}^{сд},$$

где $b_р$ - дополнительная ставка тарифа оплаты активной энергии, руб/кВт·ч.;

$\Delta P_{СД\Sigma}$ - величина активных потерь в СД, кВт.

Уменьшение годовых затрат на оплату потребляемой реактивной энергии из сети энергосистемы:

$$\Delta П_Q^{сд} = b_Q \cdot \Delta W_{Q\Sigma},$$

где b_Q - ставка тарифа оплаты реактивной энергии, руб/кВАр·ч.

В 1994 году в связи с вводом в действие новой "Инструкции о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию", утвержденной Комитетом РФ по политике цен и Минтопэнерго России 30.11.93 г. и "Правил применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии", утвержденных Главгосэнергонадзором 29.12.93 г., Энергонадзор направил всем предприятиям региона новое приложение от 01.07.94 г. к действующему ДПЭ на 2004 г. В соответствии с ним расчеты за потребление реактивной мощности и энергии производятся ежемесячно в виде надбавок к тарифам на электрическую энергию в размере 8% за 1 кВАр максимальной реактивной нагрузки и 1 кВАр·ч. реактивной энергии,

потребляемой сверх экономических значений, и 12% - за генерацию реактивной энергии в сеть. За потребление реактивной мощности и энергии в пределах экономических значений, т.е. при $Q<Q_Э$ и $W_Q<W_{Qэ}$, указанных в договоре, расчеты предписано не производить. Как правило, предприятия работают с превышением договорных значений, т.е. $b_Q = 0.08\ b_p$.

Приведем результаты расчетов экономических эффектов для различных вариантов использования СД завода. Из таблицы имеем:

располагаемая минимальная реактивная мощность вышеуказанных СД $Q_{СДрасп}$ = 6.7 МВАр; активные потери в этих СД $\Delta P_{СД}$=86.5 кВт. Если привлекать эти СД к генерации реактивной энергии 4 ч в сутки (как отмечалось выше), то они выработают:

$$\Delta W_Q = Q_{СДрасп} \cdot T^{сд}_{вкл} = 6.7 \times 4 \times 365 = 9.8 \text{ млн кВАр·ч.}$$

При этом в тарифах 2002 г. b_p=0.1588 руб/кВт·ч, b_Q=0.0127 руб/кВАр·ч (данные получены в отделе главного энергетика завода), годовые затраты на покрытие дополнительных активных потерь составят:

$$З^{сд}_{потΣ} = b_p \cdot \Delta P_{СД} \cdot T_{вкл} = 0.1588 \times 86.5 \times 4 \times 365 = 20.05 \text{ тыс. руб.}$$

Уменьшение годовых затрат на оплату потребляемой реактивной энергии из сети энергосистемы:

$$\Delta П_Q^{сд} = b_Q \cdot \Delta W_Q = 0.0127 \times 9.8 \times 10^6 = 124.46 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, выработка реактивной энергии от СД только в часы максимума энергосистемы (4 ч в сутки) позволит не только облегчить выполнение условий ДПЭ по экономическим значениям $Q_э$ и $W_{Qэ}$, но и получить экономический эффект в размере:

$$Э_{год} = \Delta П_Q^{сд} - З^{сд}_{потΣ} = 124.46 - 20.05 = 104.41 \text{ тыс. руб. в год.}$$

В случае, если время максимума составляет 5 ч в сутки (как на рассматриваемом заводе, с 8 до 10 и с 16 ч 30 мин до 19 ч 30 мин), то соответственно

$$\Delta W_Q = 6.7 \times 5 \times 365 = 12.23 \text{ млн кВАр·ч,}$$

$$З^{сд}_{потΣ} = 0.1588 \times 86.5 \times 5 \times 365 = 25.07 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta П_Q^{сд} = 0.0127 \times 12.23\ 10^6 = 155.32 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой экономический эффект составит:

$$Э_{год} = 155.32 - 25.07 = 130.25 \text{ тыс. руб.}$$

Если привлекать эти СД к генерации реактивной энергии практически круглосуточно (не менее 8700 ч в год), суммарная выработка ΔW_Q составит:

$$\Delta W_Q = 6.7 \times 8700 = 58 \text{ млн кВАр·ч.}$$

При этом

$$З^{сд}_{потΣ} = 0.1588 \times 86.5 \times 8700 = 119.5 \text{ тыс. руб.,}$$

$$\Delta П_Q^{сд} = 0.0127 \times 58 \times 10^6 = 1.57 \text{ млн руб.}$$

Годовой экономический эффект составит:

$$Э_{год} = 1.57 - 0.119 = 1.45 \text{ млн руб. в год}$$

Аналогичные расчеты могут быть приведены для новых тарифов.

Привлечение СД к генерации реактивной мощности требует проведения относительно несложных организационно-технических мероприятий, включающих некоторые добавления в схемы регуляторов систем возбуждения СД. Необходима схема дистанционного изменения тока возбуждения СД, причем эти изменения могут проводиться персоналом вручную или автоматически при установке контактных часов для гарантированной выдачи $Q_{СД}$ в часы максимума энергосистемы.

Полученные в данном разделе результаты об эффективности привлечения СД к КРМ несколько противоречат сложившимся ранее представлениям. Это обусловлено следующими обстоятельствами. В литературе и нормативно-технических документах Энергонадзора экономичность генерирования от СД реактивной мощности обосновывалась снижением результирующих активных потерь мощности как в самом СД, так и, главное, в питающей сети из-за ее разгрузки от реактивных токов. В теории КРМ затраты на оплату реактивной мощности и энергии не учитывались. В рассмотренном подходе к определению эффективности СД учитывается, что ущерб в питающей сети из-за повышенных потерь уже косвенно отражен в тарифах оплаты энергии, а эффект предприятия выражается величиной конкретного изменения оплаты электроэнергии после внедрения мероприятий по КРМ.

Отметим также, что рассматриваемый эффект во многом зависит от политики ценообразования, вернее, от соотношения цен на активную и реактивную составляющие энергии. При существующей тенденции заметного увеличения платы за реактивную энергию, эффективность привлечения СД к генерации реактивной мощности значительно возрастает.

Литература

1. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. - М.: Госэнергоиздат, 1963.
2. Применение синхронных двигателей в промышленности. - М.: Изд. МДНТП им.Ф.Э. Дзержинского, 1966.
3. Согомонян С.В. Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя при различных режимах его работы. - Тр. / ВНИИЭ, 1967. - Вып. 30. - С.45 - 47.
4. Применение электродвигателей в нефтяной промышленности / П.М.Першина, С.И.Бок, Ю.С.Першин, С.П.Читипаховян // - М.: Недра, 1980. - С.167.
5. Карпов Ф.Ф., Солдаткина А.А. Регулирование напряжения в электрических цепях промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1970.
6. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических промышленных предприятий // Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. - М.: Энергоиздат, 1986.
7. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Т. 1 Электрооборудование / Под общ. ред. А.А.Федорова. - М.: Энергоиздат, 1986.

В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ВО ВНЕШНИХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В литературе [1,2] достаточно подробно рассматриваются методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению. В то же время вопросам практического применения этих методов, как показало обследование ряда предприятий России, не уделяется должного внимания. В связи с этим представляет интерес систематизация методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям.

В общем случае потери электроэнергии ΔW в распределительных сетях предприятий состоят из нагрузочных потерь $\Delta W_н$ в элементах СЭ, потерь холостого хода в трансформаторах ΔW_{xx} и потерь на корону в воздушных линиях $\Delta W_к$. Подробная классификация и сопоставительный анализ методов расчета потерь приводится в [2], где показано, что наиболее распространены метод числа часов наибольших потерь τ и метод средних нагрузок. Метод числа часов наибольших потерь использует для расчета нагрузочных потерь формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{max}\,\tau,$$

где ΔP_{max} - потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети, кВт.
Метод средних нагрузок использует формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{ср} \cdot K^2_ф \cdot T,$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних нагрузках узлов за время T, кВт;
$K_ф$ - коэффициент формы графика мощности или тока.

В настоящее время для расчетов за потребление электроэнергии между энергосистемами и предприятиями используется метод средних нагрузок, положенный в основу "Инструкции по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и ЛЭП, учитываемых при финансовых расчетах между энергосистемами и энергоснабжающей организацией и потребителем", разработанной Главгосэнергонадзором и ВНИИ "Электроэнергетики" и опубликованной в журнале "Промышленная энергетика" (1998 г., № 1.

Для расчета потерь электроэнергии в цепи питания, в соответствии с этой "Инструкцией...", требуется знание доступной для использования исходной информации: данные о потреблении активной и реактивной энергии в характерные дни работы предприятия, суточные графики нагрузки, а также каталожные параметры трансформаторов, погонные параметры линий электропередачи. По этим данным определяются:

коэффициенты заполнения графиков полной нагрузки трансформаторов по формуле (2.1) "Инструкции...":

$$K_З = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_Q^2}}{S_{max}}, \qquad (1)$$

где $S_{MAX} = \sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2}$ - максимальная 30-минутная полная мощность;

T - время измерения электропотребления в часах, например, за месяц;

коэффициенты формы графиков полной мощности нагрузки по формуле (2.2) "Инструкции...":

$$K^2_{ф} = (0.124/K_з + 0.876)^2; \qquad (2)$$

нагрузочные активные потери энергии в трансформаторах и линиях электропередачи по формуле (2.3) "Инструкции...":

$$\Delta W_H = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{V_{CP}^2 \cdot T} \cdot K_Ф^2 (R_T + R_Л), \qquad (3)$$

где активное сопротивление трансформатора R_T и участка линии электропередачи $R_Л$ приведены к среднему напряжению $V_{ср}$ сети, в которой установлены приборы учета электроэнергии;

потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи 220кВ и выше по формуле (2.4) "Инструкции...":

$$\Delta W_к = \Delta P_{ср} \cdot l_\Sigma \cdot T, \qquad (4)$$

где $\Delta P_{ср}$ - среднее значение удельных потерь мощности на корону для рассматриваемого региона принимается по данным табл.3.7 работы [3];

l_Σ - суммарная длина линий;

потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах по формуле (2.5) "Инструкции...":

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T, \qquad (5)$$

где ΔP_{xx} - каталожные потери холостого хода трансформатора.

В результате величина активных потерь энергии по отношению к активной энергии W_p, фиксируемой счетчиками в точках учета электроэнергии (обычно шины 6-10кВ),

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_H + \Delta W_{XX} + \Delta W_K}{W_P} \cdot 100\%. \qquad (6)$$

Анализ этой формулы показывает, что значение $W_{P\%}$ зависит от изменяющихся во времени величин потребления активной W_p и реактивной W_Q, а также от коэффициента $K_ф$, характеризующего форму графика полной мощности. Потери $\Delta W_P\%$ тем выше, чем меньше потребление энергии и меньше коэффициент заполнения графика нагрузки $K_з$ и соответственно выше коэффициент $K^2_ф$. В частности, $\Delta W_P\%$ является наибольшим, как правило, в летние месяца - в периоды малой интенсивности работы предприятий (что характерно для настоящего времени).

Ниже рассмотрено применение "Инструкции..." для расчета потерь активной электроэнергии в системе внешнего электроснабжения завода. На рисунке приведена часть схемы внешнего электроснабжения главной понизительной подстанции (ГПП) завода, получающей электроэнергию от энергосистемы с помощью двух отрезков воздушных ЛЭП-150 кВ длиной 8 км, выполненной проводом АС-240/37. На ГПП установлены два понижающих

трансформатора типа ТРДН-63000/150 с расщепленными обмотками низкого напряжения 6 кВ мощностью 63 МВА каждый. Границей раздела балансовой принадлежности завода и энергосистемы являются шины 150 кВ подстанции. Учет потребляемой электроэнергии производится на стороне 6кВ трансформаторов Т1 и Т2 ГПП завода. В результате трансформаторы Т1 и Т2, расположенные выше точек учета электроэнергии, а также отрезки ЛЭП-150 кВ длиной 8 км, соединяющие вводы трансформаторов ГПП с шинами 150 кВ подстанции, находятся на балансе завода, который, в соответствии с ДПЭ, оплачивает активные потери в них в размере 1.5% от потребляемой предприятием активной электроэнергии, фиксируемой счетчиками на стороне 6 кВ трансформаторов.

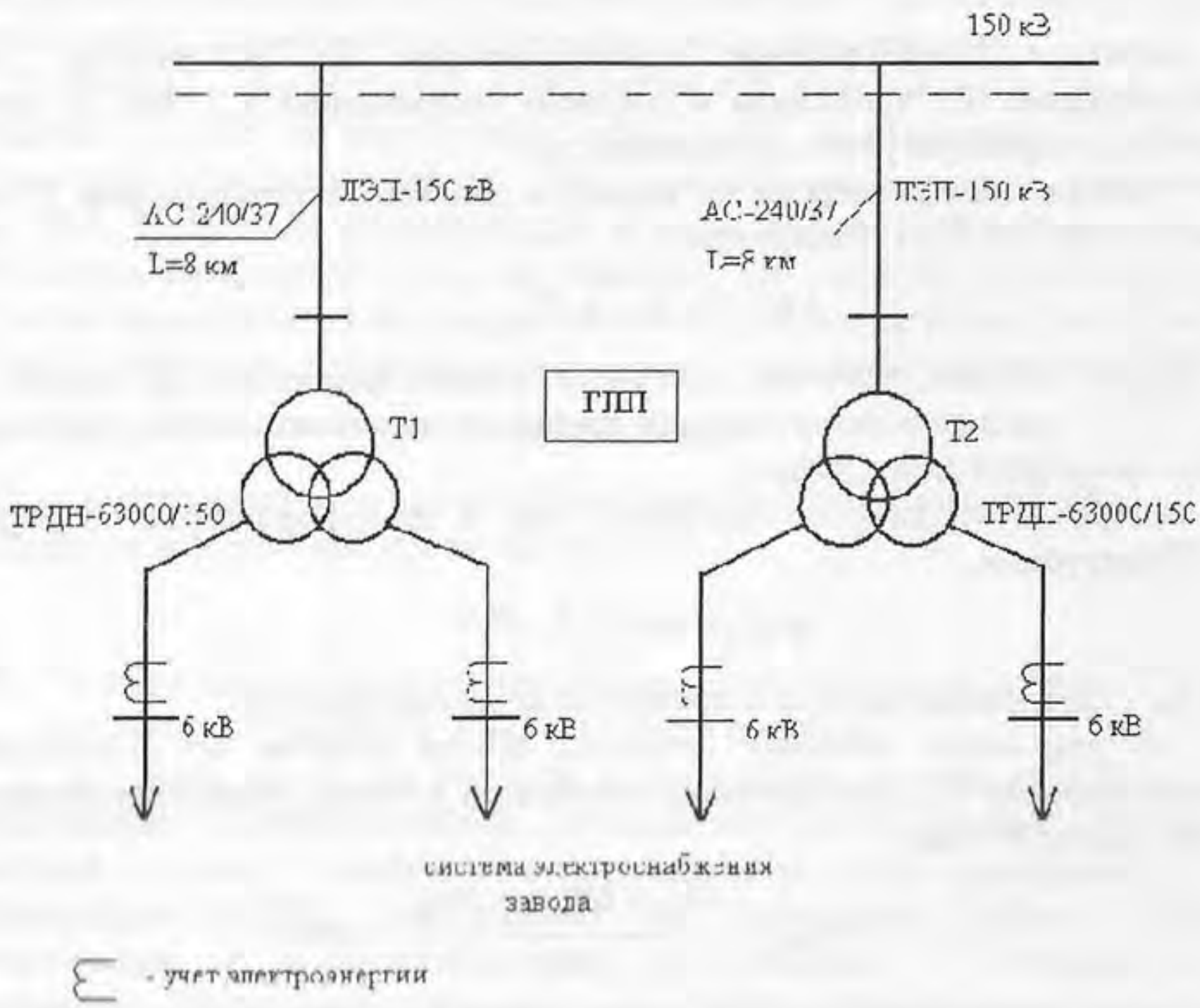


Схема внешнего электроснабжения завода

По согласованию со службой главного энергетика завода было признано целесообразным выполнить уточненные расчеты коэффициента увеличения потерь активной электроэнергии. Это необходимо для определения причин увеличения коэффициента, его корректировки с учетом интересов завода, а также в случае успешного согласования результатов с энергосистемой, распространения подобных расчетов на другие ГПП завода.

По отчетным данным, имеющимся в отделе главного энергетика завода и в энергосистеме, известно потребление за последние годы активной W_P и реактивной W_Q энергии за сутки, месяцы, кварталы и годы по показаниям электросчетчиков в цепях низкого напряжения трансформаторов Т1 и Т2 ГПП. На основании изучения фактических данных по нагрузкам завода и обработки

суточных графиков нагрузки было получено, что наибольший процент неучтенных электросчетчиками активных потерь $\Delta W_{P\%}$ в системе внешнего электроснабжения завода имеет место в летние месяцы, характеризующиеся меньшим потреблением энергии и наибольшим значением коэффициента $K^2_ф$. Исходными данными для расчета $\Delta W_{P\%}$ являются параметры:

суммарное месячное потребление электроэнергии заводом -

$$W_{P\Sigma} = 44020 \text{ тыс.кВт·ч}, \quad W_{Q\Sigma} = 12320 \text{ тыс. кВАр·ч};$$

коэффициент заполнения графиков активной нагрузки по результатам анализа графиков подстанции Кз=0.85 по (2) -

$$K_ф^2 = \left(\frac{0.124}{0.85} + 0.876\right)^2 = 1.044;$$

каталожные данные питающих трансформаторов ГПП из их технических паспортов, имеющихся на заводе -

коэффициент трансформации $K_{т1} = K_{т2} = 158/6.3$,

потери холостого хода $\Delta P_{xx1} = \Delta P_{xx2} = 59$ кВт,

потери короткого замыкания $\Delta P_{кз1} = \Delta P_{кз2} = 235$ кВт;

активное сопротивление трансформаторов на стороне 6.3 кВ (S_{TH}=63МВ·А) -

$$R_{T1} = R_{T2} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U^2{}_n}{S^2_{TH}} = \frac{235 \times 6.3^2}{63^2} = 0.0024 \text{ Ом};$$

погонные параметры для ЛЭП-150 кВ, выполненной проводом марки АС-240 [4] -

активное погонное сопротивление $R^* = 0.122$ Ом/км;

активное сопротивление ЛЭП-150 кВ, l=8 км, приведенное к стороне 6.3 кВ -

$$R_Л = \frac{R^* \cdot l}{K_{T1}{}^2} = \frac{0.122 \times 8}{(158/6.3)^2} = 0.0015 \text{ Ом};$$

эквивалентное сопротивление двух параллельно включенных участков ЛЭП и трансформаторов ГПП -

$$R_Э = \frac{R_{T1} + R_Л}{2} = \frac{0.0024 + 0.0015}{2} = 0.002 \text{ Ом}.$$

Составляющие потерь активной электроэнергии во внешней сети за месяц (Т=31·24=744 ч). Нагрузочные потери по (3) -

$$\Delta W_H = \frac{W^2{}_{P\Sigma} + W^2{}_{Q\Sigma}}{V_{cp}{}^2 \cdot T} \cdot K^2{}_Ф \cdot R_Э = \frac{44020^2 + 12320^2}{6.3^2 \times 744} \cdot 1.044 \times 0.002 = 147.75 \text{ тыс.кВт·ч};$$

потери холостого хода двух трансформаторов ($n_т$= 2) по (5) за месяц

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot n_т \cdot T = 59 \text{ x } 2 \text{ x } 744 = 87.79 \text{ тыс. кВт·ч}.$$

Как указывается выше, потери на "корону" учитываются только в воздушных ЛЭП с номинальным напряжением Uн>220 кВ, т.е. в рассматриваемой схеме электроснабжения завода с помощью ЛЭП-150 кВ эти потери допустимо не учитывать. Итак, процент неучтенных счетчиками потерь активной электроэнергии в трансформаторах ГПП и воздушных ЛЭП составит:

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_H + \Delta W_{XX}}{W_{P\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{147.75 + 87.79}{44020} \cdot 100\% = 0.54\% .$$

Таким образом, для условий, специально принятых с целью оценки наибольшего значения $\Delta W_p\%$, получено, что $\Delta W_p\% = 0.54\%$ при записанном в ДПЭ и подлежащем оплате значении $\Delta W_p^{дпэ}\%=1.5\%$. В среднем за год расчетное значение $\Delta W_{P\%}$ будет несколько ниже, поскольку в другие месяцы с более интенсивной нагрузкой завода процент неучтенных потерь уменьшается.

На основании приведенного нами и аналогичных расчетов для других месяцев работы предприятия предложено принять в качестве расчетного значения $\Delta W_{p\%}$, включаемого в ДПЭ, величину $\Delta W_{p\%}^{дпэ}=0.7\%$ (с учетом некоторого инженерного коэффициента запаса). Руководству отдела главного энергетика завода рекомендовано обратиться в Энергонадзор энергосистемы с просьбой зафиксировать в ДПЭ величину повышающего коэффициента при расчетах за активную электроэнергию, равную 1.007. В результате завод может получить годовую экономию при оплате электроэнергии в размере:

$$\Delta П_{Wp}^{год} = W_p^{год}(1.015 - 1.007) \cdot b_p ,$$

где $W_p^{год}$ - среднее значение потребляемой заводом за год активной энергии по ГПП (часть схемы, включающая два трансформатора из четырех);

$W_p^{год} = \sum_{i=1}^{12} W_{pi}$ - сумма потребления энергии за 12 мес.

В приближенных расчетах допустимо принять:

$$W_p^{год} = 12 \cdot W_{рмес.} = 12 \times 44020 = 528.2 \; млн \; кВт \cdot ч.$$

$b_p = 0.1588$ руб/кВт·ч - дополнительная ставка оплаты электроэнергии по двухставочному тарифу в первом полугодии 2003 г.

В результате экономия от корректировки величины $\Delta W_{p\%}$ составит:

$$\Delta П_{Wp}^{год} = 528.2 \times 10^6 \times 0.008 \times 0.1588 = 0.67 \text{ млн руб.}$$

или в процентном выражении от годовой платы за электроэнергию $П_\Sigma^{год} = 400$ млн руб. по данным отдела главного энергетика:

$$\Delta П_{Wp}^{год} / П_\Sigma^{год} \cdot 100\% = \frac{0.67}{400} \times 100\% = 0.168\% .$$

Как показал сопоставительный анализ показателей электропотребления завода, актуальным является проведение организационно-технических мероприятий, направленных на более корректное определение величины заявленного максимума активной мощности $P_м$. Так, в 2002 г. при записанном в ДПЭ значении $P_м$ на уровне 100-105 МВт ежемесячные реальные значения этой величины составляли 75-80 МВт, т.е. на 20-25 МВт меньше договорной. Реально возможное снижение $P_м$ в среднем хотя бы на величину $\Delta P_м = 15$ МВт позволило бы получить экономию платы $\Delta П_{Pм}^{мес}$ за активную мощность при основной ставке тарифа по состоянию на 2002 г., равной a_p=273.6 руб/кВт·мес., в размере:

$$\Delta П^{мес}_{Рм} \cong \Delta Рм \cdot аР \cong 15 \cdot 10^3 \times 273.6 = 4.1 \text{ млн руб. в месяц.}$$

Распространяя эти показатели на год, можно получить усредненную оценку годовой экономии платы за активную мощность:

$$\Delta П^{год}_{Рм} = \Delta П^{мес}_{Рм} 12 = 49.25 \text{ млн руб. в год.}$$

По данным службы главного энергетика завода, предприятие платило за потребление электроэнергии из сети энергосистемы в год порядка $П^{год}_{\Sigma} = 400$ млн. руб. в ценах конца 2002 г. Таким образом, в относительном выражении экономия платы за электроэнергию путем корректировки показателя $P_м$ с учетом реального электропотребления заводом может составить, по минимальным оценкам, порядка:

$$\frac{\Delta П^{год}_{Рм}}{\Delta П^{год}_{\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{49.25}{400} \cdot 100\% = 12.31\% .$$

Следует отметить, что при сохраняющейся тенденции практически ежеквартального увеличения тарифных ставок будет изменяться расчетная величина экономии в абсолютном выражении, но, как показал опыт подобного рода расчетов, в относительном выражении экономический эффект от рассматриваемого мероприятия практически неизменен. Практика аналогичных расчетов, проведенных специалистами ИФТПЭС для ряда предприятий Северо-Западного региона России (АО "Ладога", АО "Звезда" и др.), показала, что реализация данного мероприятия по корректировке величины $P_м$ в сторону уменьшения вполне реальна и дает значительный экономический эффект.

Реализация данного мероприятия требует повышения точности расчетов и прогноза нагрузки, организации системы оперативного управления нагрузкой завода в часы максимума энергосистемы. Существующие электронные системы учета электроэнергии позволяют, например, выдавать звуковой (световой) сигнал о превышении заложенной в микропроцессор величины уставки активной мощности $P_{уст}$ (обычно принимают $P_{уст} \leq (0.9\text{-}0.95) \cdot P_м$) за 10 мин до фиксации превышения с тем, чтобы заблаговременно принять меры по отключению части неответственных нагрузок завода до момента изменения в памяти сумматора системы учета контролируемого энергосистемой максимума активной мощности $P_м$.

Литература

1. Железко Ю.С. Стоимость реактивной мощности и энергии. Электрические станции -1989. - № 9.
2. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С.Рокотяка - М.: Энергия, 1985.
4. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. - 1990. - № 7.
5. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. - 1991. - № 7.

6. Железко Ю.С., Артемьев А.В. Изменение характеристик графиков реактивной мощности при установке компенсирующих устройств // Промышленная энергетика. - 1991. - № 7.

Ю.М.Невретдинов, А.Е.Веселов, А.С.Карпов

СТРУКТУРА И АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ ПОТЕРЬ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В последнее время в России все больше внимания уделяется энергосбережению. Проблемами комплексного энергосбережения озабочены как владельцы малых предприятий, так и директора крупных заводов и промышленных объединений. Это обусловлено ростом тарифов на энергоресурсы, неопределенностью конечных результатов реформирования энергетики, осознанием того, что природные ресурсы небесконечны. Но энергосбережение невозможно без уменьшения потерь электроэнергии, поэтому необходимо рассмотреть структуру потерь и проблему их уменьшения.

При расчете технических потерь электроэнергии в электрических сетях традиционно учитываются нагрузочные потери и потери холостого хода в линиях и трансформаторах, а также потери на корону. В то же время в сетях эксплуатируется много другого оборудования, суммарные потери в котором составляют довольно существенную величину. Методы расчета многих из этих составляющих потерь в нормативно-методических документах отсутствуют, а по некоторым типам оборудования приведены не совсем корректные данные.

Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, является единственным видом продукции, которая при передаче частично расходуется, не требуя для этого других ресурсов. При детальном рассмотрении потерь электроэнергии ее целесообразно разделить на составляющие: постоянные и переменные (по характеру потерь), класс напряжения, группы элементов, производственные подразделения и т.д. Для целей нормирования потерь, как правило, используют укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений. Следовательно, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие.

1. Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Технические потери нельзя измерить. Их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники. Например, в табл.1 приведены расчетные значения потерь электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных подстанций, а в табл.2 - расчетные значения потерь электроэнергии в защитных аппаратах. Годовые потери в изоляции кабелей зависят от напряжения кабеля и тангенса угла диэлектрических потерь. Для эксплуатируемых кабелей годовые потери в изоляции в зависимости от их сечения составляют, тыс. кВт·ч/км: 0.9-1.5 - для кабелей 6-10 кВ; 2.5-5.5 - для кабелей 20-35 кВ; 30-60 - для кабелей 110 кВ.

Таблица 1

Расчетные значения потерь электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных подстанций

Номинальное напряжение, кВ	Средняя протяженность соединительных проводов, м	Расчетное сечение, мм^2	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год
6	50	70	1.3
35	50	150	2.9
110	160	185	11.4
154	200	240	18.4
330	430	600	99.1

Таблица 2

Расчетные значения потерь в вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжений различных напряжений

Оборудование	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, для напряжения:					
	6 кВ	10 кВ	35 кВ	110 кВ	154 кВ	330 кВ
Вентильные разрядники	0.009	0.021	0.091	0.60	1.05	3.32
Ограничители перенапряжений	0.001	0.001	0.013	0.22	0.40	1.80

2. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

3. *Потери электроэнергии, обусловленные инструментальными* погрешностями ее измерения (инструментальные потери) получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов.

4. Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

Из приведенной структуры, очевидно, что основной задачей при рассмотрении обоснованности заявки энергоснабжающей организации является правильная оценка первых трех составляющих потерь электроэнергии. Коммерческие потери представляют собой разность между известными отчетными потерями и рассчитанными технологическими потерями.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, - в составе коммерческих

потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивается ясного представления о структуре потерь и целесообразных направлениях работ по их снижению.

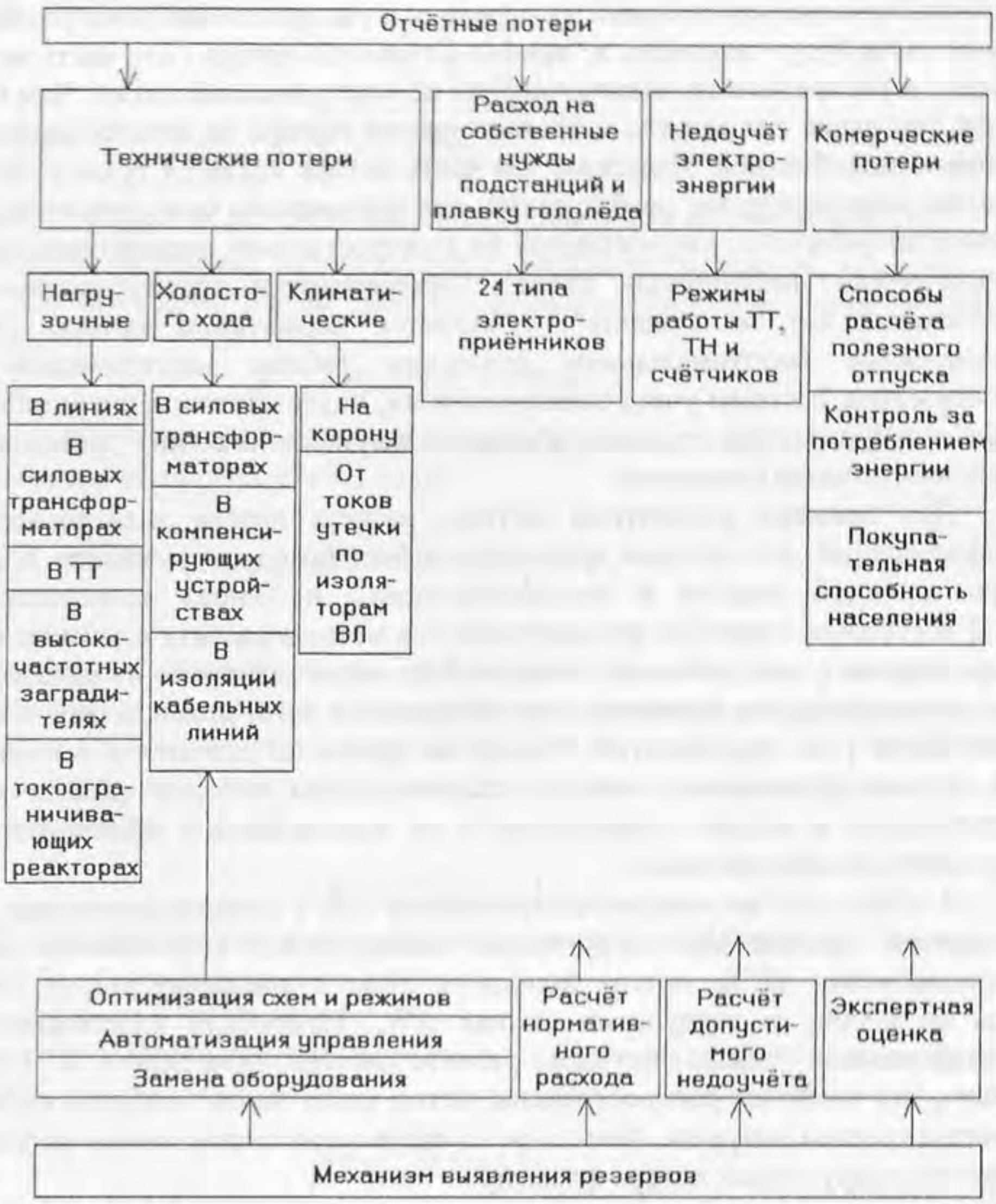
Очевидно, что каждая укрупненная составляющая потерь имеет свою более детальную структуру. Так, технические потери можно разделить на поэлементные составляющие, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций включает в себя расход электроэнергии примерно 20 типами электроприемников. Погрешности учета включают составляющие, обусловленные измерительными трансформаторами тока, напряжения и электрическими счетчиками. Коммерческие потери также могут быть разделены на многочисленные составляющие, различающиеся причинами их возникновения. Полученная детальная структура потерь электроэнергии приведена на рисунке.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций является продукцией, оплачиваемой конечным потребителем, и с экономической точки зрения ничем не отличается от расхода в элементах сетей на передачу остальной части электроэнергии потребителям. Фактические потери в экономическом плане являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. При наличии информации о нагрузках ветвей, поступающей в вычислительный центр от системы телеизмерений, задача расчета потерь электроэнергии сводится к суммированию потерь мощности в каждом из рассчитанных режимов.

Известно, что средствами телеизмерений в настоящее время оснащены далеко не все, даже основные сети энергосистем. Тем более нет оснований ожидать оснащения ими в ближайшем будущем радиальных сетей 35 кВ и ниже. Поэтому целесообразно определять потери электроэнергии за некоторый период Т на основе расчета потерь мощности в ограниченном числе режимов. В этом случае потери мощности умножают на определенные тем или иным способом интегрирующие множители, численные значения которых рассчитывают на основе данных о графиках нагрузки.

Особенно следует отметить климатические потери, так как теоретически корреляция с погодными условиями существует для большинства составляющих потерь. Уровень электропотребления, определяющий потоки мощности в ветвях и напряжения в узлах сети, существенно зависит от погодных условий, поэтому и нагрузочные, и условно-постоянные потери также имеют определенную корреляцию с погодными условиями. Однако в этом случае наиболее существенным фактором, характеризующим эти условия, является температура воздуха. Сезонная динамика проявляется в нагрузочных потерях, расходе электроэнергии на собственные нужды подстанций и недоучете электроэнергии, обусловленном погрешностями системы ее учета (летом они выше, так как при снизившихся нагрузках трансформаторы тока работают в зонах нагрузок, еще более далеких от номинальных). Вместе с тем существуют составляющие потерь, значение которых определяется не столько температурой, сколько видом погоды. К ним прежде всего следует отнести потери на корону, которые определяются не только рабочим напряжением и конструкцией фазы линии, но и влиянием на геометрию провода внешних образований (капель дождя, иголок изморози и т.п.). Изменяются и электрические характеристики самого воздуха. В качестве типовых видов погоды при расчете потерь на корону принято выделять

хорошую погоду, сухой снег, дождь и изморозь (в порядке возрастания потерь). Следует отметить, что токи утечки, как и потери на корону, имеют чисто активный характер.



Детальная структура отчетных потерь электроэнергии энергосистемы

В настоящее время, когда потери электроэнергии в сетях энергоснабжающих организаций являются одной из составляющих, определяющих значение тарифа на электроэнергию, с экономических позиций более важным становится расчет потерь на корону в большом количестве линий 110 кВ, чем в одной линии 500 кВ. Очевидно, что когда расчету подвергаются даже малые составляющие потерь - в измерительных трансформаторах, счетчиках прямого включения, токоограничивающих реакторах, устройствах присоединения ВЧ-связи и в изоляции кабельных линий, - пренебрегать потерями на корону на линиях 110 кВ нелогично. Как правило, информация о

нагрузках электрических сетей всех ступеней напряжения носит неполный характер. Причем, чем ниже номинальное напряжение сети, тем менее полная и достоверная информация о нагрузках имеется в наличии.

Следует отметить, что все составляющие потерь являются частью затрат энергоснабжающих организаций на передачу и распределение электроэнергии и так или иначе будут включены в тарифы. Стоимость потерь - это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Известно, что часть потерь является технологическим расходом электроэнергии, необходимым для преодоления сопротивления сети и доставки потребителям выработанной на электростанциях электроэнергии. Этот технологически необходимый расход электроэнергии должен оплачиваться потребителем. Он по существу и является нормативом потерь. Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

Для примера рассмотрим методы расчета потерь электроэнергии в трансформаторах, по которым возможна оценка потерь и снижение платы за потери активной энергии в трансформаторах и линиях электропередачи. В [1,2] достаточно подробно рассматриваются методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению. В то же время вопросам практического применения этих методов, как показало обследование ряда предприятий России, не уделяется должного внимания. В связи с этим представляет интерес систематизация методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям.

В общем случае потери электроэнергии ΔW в распределительных сетях предприятий состоят из нагрузочных потерь $\Delta W_н$ в элементах систем электроснабжения (СЭ), потерь холостого хода в трансформаторах ΔW_{xx} и потерь на корону в воздушных линиях $\Delta W_к$. Подробная классификация и сопоставительный анализ методов расчета потерь приводится в [3], где показано, что наиболее распространены метод числа часов наибольших потерь τ и метод средних нагрузок. Метод числа часов наибольших потерь использует для расчета нагрузочных потерь формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{max} \tau ,$$

где ΔP_{max} - потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети, кВт.

Метод средних нагрузок использует формулу:

$$\Delta W_н = \Delta P_{ср} \cdot K^2_ф \cdot T,$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних нагрузках узлов за время T, кВт;

$K_ф$ - коэффициент формы графика мощности или тока.

Для расчетов за потребление электроэнергии между энергосистемами и предприятиями используется метод средних нагрузок, положенный в основу [4]. Для расчета потерь электроэнергии в цепи питания в соответствии с [4] требуется знание доступной для использования исходной информации: данные о потреблении активной и реактивной энергии в характерные дни работы

предприятия; суточные графики нагрузки; каталожные параметры трансформаторов; погонные параметры линий электропередачи. По этим данным определяются:

коэффициенты заполнения графиков полной нагрузки трансформаторов по формуле (1) из [4]:

$$K_З = \frac{\sqrt{W_P{}^2 + W_Q{}^2}}{S_{max} \cdot T}, \qquad (1)$$

где $S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}$ - максимальная 30-минутная полная мощность;

Т - время измерения электропотребления в часах, например, за месяц;

коэффициенты формы графиков полной мощности нагрузки по формуле (2) из [4]:

$$K^2{}_ф = (0.124/K_з + 0.876)^2; \qquad (2)$$

нагрузочные активные потери энергии в трансформаторах и линиях электропередачи по формуле (3) из [4]:

$$\Delta W_Н = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{V_{CP}^2 \cdot T} \cdot K_Ф^2 (R_Т + R_Л), \qquad (3)$$

где активное сопротивление трансформатора $R_Т$ и участка линии электропередачи $R_Л$ приведены к среднему напряжению $V_{ср}$ сети, в которой установлены приборы учета электроэнергии;

потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи 220 кВ и выше по формуле (4) из [4]:

$$\Delta W_к = \Delta P_{ср} \cdot l_\Sigma \cdot T, \qquad (4)$$

где $\Delta P_{ср}$ - среднее значение удельных потерь мощности на корону для рассматриваемого региона;

l_Σ - суммарная длина линий;

потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах по формуле (5) из [4]:

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T, \qquad (5)$$

где ΔP_{xx} - каталожные потери холостого хода трансформатора.

В результате активные потери энергии по отношению к активной энергии W_p, фиксируемой счетчиками в точках учета электроэнергии (обычно шины 6-10 кВ), составляют:

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_Н + \Delta W_{XX} + \Delta W_К}{W_P} \cdot 100\% . \qquad (6)$$

Анализ формулы (6) показывает, что значение ΔW_p зависит от изменяющихся во времени величин потребления активной W_p и реактивной W_Q энергии, а также от значения коэффициента $K_ф$, характеризующего форму графика полной мощности. Потери $\Delta W_p(\%)$ тем выше, чем выше потребление энергии и меньше коэффициент заполнения графика нагрузки $K_З$ и

соответственно выше коэффициент K_{Φ}^2. В частности, $\Delta W_p(\%)$ является наибольшим, как правило, в летние месяцы - в периоды малой интенсивности работы промышленных предприятий (что характерно для действующих предприятий).

Литература

1. Раскулов Р.Ф., Смирнов А.С. Недоучет электроэнергии, вызванный погрешностями трансформаторов тока классов напряжения 0.66-10 кВ // Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: Изд. НЦ ЭНАС. - 2002.
2. Железко Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии // Электрические станции. - 2001. - № 12.
3. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: Изд. НЦ ЭНАС. - 2002.
4. Инструкция по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и ЛЭП, учитываемых при финансовых расчетах между энергосистемами и энергоснабжающей организацией и потребителем / Разработана Главгосэнергонадзором и ВНИИЭлектроэнергетики // Промышленная энергетика. - 1988. - № 1.

В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ АЛГОРИТМ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СХЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Напряжения, подводимые к зажимам электроприемников (ЭП), оказывают влияние на потребляемую ими активную и реактивную мощности, а также на выходные технологические параметры, определяющие производительность оборудования. Расчет электрических режимов распределительных сетей с учетом зависимостей мощности различных ЭП от напряжения в точках их питания и технических возможностей имеющихся средств регулирования напряжения следует производить, как отмечается в технической литературе [1], на базе использования статических характеристик нагрузки (СХН).

Они представляют собой зависимости потребления активной $P_{ЭП}$ и реактивной $Q_{ЭП}$ мощности от напряжения на зажимах ЭП и в общем случае могут быть аппроксимированы квадратичными формулами вида:

$$P_{ЭП}(U) = P_{ЭПо} \cdot \left[a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_0} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right],$$

$$Q_{ЭП}(U) = Q_{ЭП0} \cdot \left[b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_0} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right], \qquad (1)$$

где индекс О выражает принадлежность к одному и тому же исходному режиму, для которого и определяются постоянные коэффициенты a_o, a_1, a_2, b_o, b_1, b_2, входящие в эту зависимость. В литературе можно найти значения этих коэффициентов для некоторых типов ЭП. В качестве исходного режима чаще всего принимается номинальный ($U_0 = U_{ЭПном}$, $P_{ЭП0} = P_{ЭПном}$, $Q_{ЭП0} = Q_{ЭПном}$).

Выражение (1) можно несколько преобразовать, рассматривая не полное фактическое напряжение U, а его отличие от напряжения в исходном режиме $\Delta U = U - U_o$. Значительно удобнее также использовать "спрямленные" линеаризированные зависимости, которые получаются при пренебрежении членами второго порядка малости $(U/U_o)^2$ из выражения (1).

$$P_{ЭП}(U) = P_{ЭП0} \cdot \left[1 + K_{PU} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right] = P_{ЭП0} \cdot \left[(1 - K_{PU}) + K_{PU} \cdot \frac{U}{U_0} \right],$$

$$Q_{ЭП}(U) = Q_{ЭП0} \cdot \left[1 + K_{QU} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right] = Q_{ЭП0} \cdot \left[(1 - K_{QU}) + K_{QU} \cdot \frac{U}{U_0} \right], \qquad (2)$$

где K_{PU} , K_{QU} - регулирующие эффекты активной и реактивной мощности нагрузки по напряжению:

$$K_{PU} = \frac{\partial P_{ЭП}}{\partial U} \Big/ \frac{P_{ЭП0}}{U_0} \cong \frac{(P_{ЭП} - P_{ЭП0})/P_{ЭП0}}{(U - U_0)/U_0} ,$$

$$K_{QU} = \frac{\partial Q_{ЭП}}{\partial U} \Big/ \frac{Q_{ЭП0}}{U_0} \cong \frac{(Q_{ЭП} - Q_{ЭП0})/Q_{ЭП0}}{(U - U_0)/U_0} . \qquad (3)$$

Регулирующие эффекты K_{PU} , K_{QU} связаны с коэффициентами, входящими в выражение (1) следующими соотношениями:

$$K_{PU} = a_1 + 2 \cdot a_2 , \quad K_{QU} = b_1 + 2 \cdot b_2 .$$

При линеаризации зависимостей (1) полагаем:

$$a_0 = 1 - K_{PU} ; \qquad a_1 = K_{PU} ; \qquad a_2 = 0 ;$$
$$b_0 = 1 - K_{QU} ; \qquad b_1 = K_{QU} ; \qquad b_2 = 0 .$$

Электроприемники разного вида, подключенные к одним и тем же точкам распределительной сети, могут быть сэквивалентированы зависимостью их суммарной активной и реактивной мощности от напряжения в этом узле:

$$K_{НГ}(U) = P_{НГ0\Sigma} \cdot \left[1 + K_{PUэUэ} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right],$$

$$Q_{НГ}(U) = Q_{НГ0\Sigma} \cdot \left[1 + K_{QUэUэ} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right], \qquad (4)$$

где $P_{НГ0\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} P_{ЭП0i}$; $\qquad Q_{НГ0\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} Q_{ЭП0i}$, $\qquad (6)$

$$K_{PUэUэ} = \sum_{i=1}^{n} K_{PUi} \cdot \frac{P_{ЭП0i}}{P_{НГ0i}}; \quad K_{QUэUэ} = \sum_{i=1}^{n} K_{QUi} \cdot \frac{Q_{ЭП0i}}{Q_{НГ0i}}. \qquad (7)$$

Этими формулами широко пользуются для эквивалентирования комплексной нагрузки в различных узлах сети, если известен структурный состав (по мощности) отдельных видов ЭП, входящих в нее.

По данным [1,2], отражающим натурные исследования регулирующих эффектов нагрузки при различных уровнях напряжения из реального диапазона $(0.9 \cdot U_{ном} \le U_0 \le 1.1 \cdot U_{ном})$ и различных уровнях загрузки по мощности, значения K_{PU} для комплексной нагрузки узлов промышленных предприятий колеблются в пределах $K_{PU} = 0.3 - 1.5$. Что касается регулирующих эффектов K_{QU}, то разброс в их значениях значительно больше. Необходимо заметить, что если ЭП подключен к общим шинам с напряжением U через эквивалентное сопротивление $Z_{Эi} = R_{Эi} + j \cdot X_{Эi}$ (например, кабельная линия, понижающий трансформатор 6-10/0.4 кВ и т.д.), то на регулирующий эффект данного ЭП по напряжению на общих шинах могут оказывать заметное влияние потери мощности на этом сопротивлении.

Исследование возможностей и разработка оптимальных алгоритмов энергоснабжения за счет изменений уровней напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий без применения специальной программы расчета режимов сложной сети на ЭВМ невозможны. Причем, эта программа должна быть удобна для пользователя, моделировать все способы изменения уровней напряжения, используемые на практике, и алгоритмически адекватно отражать тонкость реакции ЭП и компенсирующих устройств (КУ) на изменения напряжения. Использованная в работе программа для ПЭВМ позволяет:

рассчитать уровни и фазу напряжения во всех узлах разветвленной сети, перетоки активной и реактивной мощности в любых ветвях, потери активной и реактивной мощности поэлементно и в сумме;

моделировать подключение к любым шинам сети различных КУ с учетом потерь в них самих;

вести расчет, как без учета, так и с учетом статических характеристик ЭП и КУ;

учитывать коэффициенты изменения трансформаторов;

моделировать некоторые другие способы влияния на уровни напряжения в местной сети, корректировать параметры сетевого оборудования, перераспределение суммарной нагрузки между отдельными секциями сборных шин и др.

Для успешного решения предприятием задачи поддержания напряжения на уровне желаемых величин необходимо знать данные о схеме и параметрах питающей сети, данные о суточных и, если нужно, сезонных изменениях нагрузки предприятия, данные о фактических величинах напряжения на шинах трансформатора со стороны системы и со стороны нагрузки, данные о суточных изменениях напряжения и величины желаемых напряжений. Известно, что каждое изменение нагрузки немедленно отражается на величине напряжений: в часы максимальной нагрузки напряжение может оказаться недопустимо

высоким. Современные схемы питания потребителей, как правило, предусматривают наличие нескольких ступеней трансформации напряжения, а сами электрические сети редко бывают радиальными. Наличие многочисленных потребителей, питающихся от одной сети, приводит иногда к тому, что качество электрической энергии по напряжению зависит как от самого потребителя, так и от режима работы смежных предприятий. Ставя задачу регулирования напряжения при его ступенчатом изменении в ту или другую сторону, не следует упускать из виду, что в сетях, связанных через трансформаторы, режим поддержания напряжения в сети низкого напряжения можно, а иногда и более целесообразно осуществлять регулировочными мероприятиями на стороне более высокого напряжения. Следует однако иметь в виду, что по мере удаления от точки, в которой непосредственно должно быть отрегулировано напряжение, эффективность регулирующих средств уменьшается, а также возникают трудности одновременного удовлетворения требований различных потребителей или приемников, питающихся от данной сети.

Нагрузка меняется не только в течение суток, но и в течение всего года: наибольшая - в осенне-зимний период, наименьшая - в летний. Поэтому регулирование напряжения требуется в зависимости не только от суточных, но также от сезонных изменений нагрузки. Изучение литературы и натурные исследования в действующих электрических сетях говорят о том, что энергослужбы предприятий слабо контролируют уровни напряжения в сетях 6-10 кВ и особенно в сетях 0.4 кВ. Значительное время суток напряжения на 3-5% превышают номинальные значения, что технически допустимо, но экономически расточительно. Действительно, ГОСТ 13103-87 допускает уровни напряжения на зажимах электроприемников общего назначения $0.95 \cdot U_{ном} \le U \le 1.05 \cdot U_{ном}$

Таким образом, если считать, например, что регулирующий эффект активной мощности ЭП по напряжению $K_{PU} = 0.3$ [2], то получается, что уровни напряжения $U = (1.03 - 1.05) \cdot U_{ном}$ приводят к повышенному потреблению активной мощности (энергии) на 1-1.5% от потребления при номинальном уровне напряжения. И, наоборот принудительное поддержание напряжения на минимальном рабочем уровне $0.95U_{ном}$ дает возможность снизить активное энергопотребление на 1.5% по сравнению с номинальным или на 2.5-3% по сравнению с потреблением при повышенном напряжении. И еще в большей степени зависит от напряжения потребление реактивной мощности (энергии), так как регулирующий эффект для многих ЭП лежит в диапазоне 2-3.

Возможность снижения потребления активной и реактивной мощности (P, Q) и энергии (W_P, W_Q) из питающей сети за счет поддержания пониженных уровней напряжения в сети предприятия также должна заинтересовать энергослужбы потребителей. Одним из средств, влияющих, с одной стороны, на уровни напряжения, а с другой, на потери в сетях, являются компенсирующие устройства реактивной мощности нагрузок. Реакцию потребителей на отклонения напряжения хорошо можно изучить при использовании статических характеристик нагрузок (СХН), т.е. $P = f(U, \omega)$, $Q = f(U, \omega)$. В целом СХН получаются как сумма соответствующих характеристик всех потребителей с учетом потерь в распределительной сети, входящей в узел нагрузки.

Продемонстрируем применение энергосберегающего алгоритма на небольшом примере. Приведем эквивалентную схему питания произвольного узла нагрузки, изображенную на рисунке. На шинах 10 кВ ГПП подключена нагрузка общей номинальной мощностью:

$$P_{ЭП} + j \cdot Q_{ЭП} = (8 + j \cdot 4)\,МВ \cdot А.$$

В составе нагрузки учтены типовые общепромышленные потребители. Например:

1) 50% составляет асинхронная нагрузка суммарной номинальной мощностью $P_{ном} + j \cdot Q_{ном} = (4 + j \cdot 3)\,МВ \cdot А$. Регулирующие эффекты:

$$K_{PU} = 0, \qquad K_{QU} = 3.0;$$

2) 30% составляет активная нагрузка (печи, освещение, термическая нагрузка) суммарной номинальной мощностью $P_{ном}$ = 2,4 МВт. Регулирующие эффекты:

$$K_{PU} = 2.0, \qquad K_{QU} = 0;$$

3) 20% - обобщенная низковольтная нагрузка мощностью $P_{ном} + j \cdot Q_{ном} = (1.6 + j \cdot 1.0)\,МВА$. Регулирующие эффекты:

$$K_{PU} = 0.78, \qquad K_{QU} = 3.0.$$

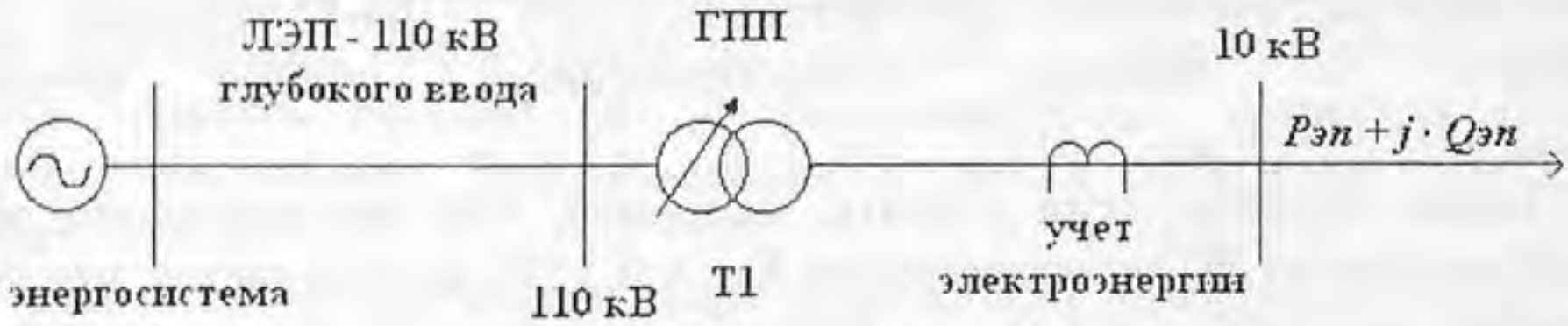


Схема питания произвольного узла нагрузки

Известно, что на шинах 10 кВ ГПП в часы максимума величина напряжения составляет U=10.5 кВ. Оценим возможный экономический эффект от снижения потребления активной и реактивной мощности нагрузки при снижении напряжения до уровня номинального значения 10 кВ. Введем условные обозначения. Для режима 1 примем исходный режим, отвечающий повышенному относительно номинального напряжения $U = 1.05 \cdot U_{ном} = 10.5$ кВ. В качестве режима 2 рассмотрим режим, отвечающий номинальному напряжению $U = U_{ном} = 10$ кВ с номинальной мощностью нагрузки $S_{ЭПном} = (8 + j \cdot 4)\,МВА$.

Мощность нагрузки в первом режиме определим отдельно по составу потребителей:

асинхронная нагрузка:

$$P_{АД}^{10.5} = P_{АДном} \cdot \left[\left(1 - K_{PU}\right) + K_{PU} \cdot \frac{U}{U_{ном}} \right] = 4 \cdot \left[(1-0) + 0 \cdot 1.05\right] = 4.0\,МВт,$$

$$Q_{АД}^{10.5} = Q_{АДном} \cdot \left[\left(1 - K_{QU}\right) + K_{QU} \cdot \frac{U}{U_{ном}} \right] = 3 \cdot \left[(1-3) + 3 \cdot 1.05\right] = 3.45 \text{ Мвар};$$

активная нагрузка:

$$P_{акт}^{10.5} = P_{акт.ном} \cdot \left[\left(1 - K_{PU}\right) + K_{PU} \cdot \frac{U}{U_{ном}} \right] = 2.4 \cdot \left[(1-2) + 2 \cdot 1.05\right] = 2.64 \text{ МВт},$$

$Q_{акт}^{10.5} = 0$;

обобщенная низковольтная нагрузка:

$$P_{об}^{10.5} = P_{об.ном} \cdot \left[\left(1 - K_{PU}\right) + K_{PU} \cdot \frac{U}{U_{ном}} \right] = 1.6 \cdot \left[(1-0.78) + 0.78 \cdot 1.05\right] = 1.66 \text{ МВт},$$

$$Q_{об}^{10.5} = Q_{об.ном} \cdot \left[\left(1 - K_{QU}\right) + K_{QU} \cdot \frac{U}{U_{ном}} \right] = 1.0 \cdot \left[(1-3) + 3 \cdot 1.05\right] = 1.15 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, в режиме 1 суммарная мощность нагрузки составит:

$$P_{ЭП} + j \cdot Q_{ЭП}^{10.5} = (4.0 + 2.64 + 1.66) + j \cdot (3.45 + 0 + 1.15) = (8.3 + j \cdot 4.6) \text{ МВА}.$$

При переходе от режима 1 к режиму 2 с пониженным напряжением потребление мощности снизилось:

$$\Delta P_{1 \to 2} = 8.3 - 8.0 = 0.3 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{1 \to 2} = 4.6 - 4.0 = 0.6 \text{ Мвар}.$$

Выражая эти значения в процентном отношении к номинальным параметрам нагрузки, при уменьшении напряжения на ΔU=5% (с 10.5 до 10.0 кВ), получаем уменьшение активной и реактивной мощности:

$$\Delta P = (0.3/8) \text{ x } 100\% = 3.75\%,$$

$$\Delta Q = (0.6/4) \text{ x } 100\% = 15.0\%.$$

Таким образом, пример убедительно показывает, что снижение уровня напряжения приводит к снижению мощности (в среднем на 1% снижения напряжения активная мощность уменьшается на 0.75%, реактивная - на 3%).

Для оценки экономического эффекта уменьшения потребления активной и реактивной мощности с точки зрения снижения оплаты за электроэнергию разработана экспресс-методика, позволяющая оценить эффект от внедрения энергосберегающих методов в промышленных системах электроснабжения. Рассмотрим наиболее простой и широко распространенный случай, когда в схеме СЭ не происходит радикальных изменений:

считаем, что компенсирующие устройства уже установлены и в обоих вариантах они присутствуют;

не учитываем составляющие, обусловленные уменьшением оплаты за пониженные значения P_M и Q_M.

Оценим, как изменится потребление мощности и соответственно плата за электроэнергию для завода в случае снижения напряжения в сети на 5%. По данным отдела Главного энергетика одного из предприятий Мурманской области усредненное значение суммарной годовой платы за электроэнергию $П_{\Sigma}^{год}$ для завода может быть принято на уровне: $П_{\Sigma}^{год} = 400$ млн руб. в ценах 2003 г.

Оценим экономию платы за электроэнергию, т.е. годовой экономический эффект при переходе от режима 1 к режиму 2:

$$\Delta П_{\sum 1\to 2} = \Delta П_{Wp1\to 2} + \Delta П_{W_Q 1\to 2} = в_p \cdot Т_м \cdot \Delta P_{1\to 2} + в_Q \cdot Т_м \cdot \Delta Q_{1\to 2} = Э_{ГОД1\to 2} \cdot$$

Можно принять усредненные регулирующие эффекты для нагрузочного узла завода по самым минимальным значениям:

$$K_{PU} = 0.3;\ K_{QU} = 1.0.$$

Число часов использования максимальной нагрузки T_M = 7000 ч получено на основании обработки данных о годовом потреблении активной и реактивной электроэнергии.

При снижении напряжения на 1% активная мощность уменьшается на 0.3%, реактивная - на 1%. Рассмотрим экономический эффект от снижения напряжения на 5% связанный с изменением активной и реактивной мощности:

$$\Delta P_{1\to 2} = K_{PU} \cdot \frac{\Delta U,\%}{100} \cdot P_M = \frac{0.3 \cdot 5}{100} \cdot 100 = 1.5 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{1\to 2} = K_{QU} \cdot \frac{\Delta U,\%}{100} \cdot Q = \frac{1 \cdot 5}{100} \cdot 42 = 2.1 \text{ Мвар},$$

где P_M = 100 МВт; Q_M = 42 Мвар - договорные значения потребления мощности в часы максимума нагрузки.

b_P = 0.1588 руб/кВт·ч.

b_Q = 0.0127 руб/квар·ч.

Ожидаемый экономический эффект по минимальным оценкам составит:

$$Э_{ГОД1\to 2} = 0.1588 \cdot 7000 \cdot 1.5 \cdot 10^3 + 0.0127 \cdot 7000 \cdot 2.1 \cdot 10^3 = 1.8 \text{ млн руб.}$$

Оценим годовой экономический эффект от реально возможного снижения на 5% напряжения в распределительной сети завода в процентах от суммарной платы за электроэнергию:

$$\frac{Э_{ГОД1\to 2}}{П_{ГОД}} = \frac{1.8}{400} \cdot 100\% = 0.45\% .$$

Реально эффект от энергосберегающего регулирования напряжения будет значительно выше.

Литература

1. Карпов Ф.Ф., Солдаткина А.А. Регулирование напряжения в электрических цепях промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1970.
2. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. - М.: Госэнергоиздат, 1963.

Ю.М.Невретдинов, Г.П.Фастий

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 330 КВ

Необходимость анализа условий эксплуатации трансформаторов тока 330 кВ вызвана неординарной ситуацией получения негативных результатов периодического контроля изоляции одновременно для четырех трансформаторов на одной из подстанций "Колэнерго" - ПС-204. Действующая ПС-204 ОРУ-330 кВ - подстанция с двумя автотрансформаторами (АТ-1 и АТ-2) и одной питающей линией Л-404. Принципиальная схема ПС-204 ОРУ 330 кВ с указанием длин ошиновок приведена на рис.1.

Коммутации в ОРУ-330 кВ выполняются выключателями В-1 и В-2 и разъединителями Р1 и Р2. В ОРУ установлены два комплекта трансформаторов тока (ТТ1 и ТТ2) и один трансформатор напряжения (ТН). Защита оборудования от грозовых перенапряжений (кроме защиты подходов воздушных ЛЭП) выполнена двумя комплектами разрядников (Р), установленных вблизи вводов 330 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, а также разрядниками на стороне 150 кВ и 35 кВ АТ-1 и АТ-2. На вводе ЛЭП-404 фазы А и В оборудованы конденсаторами связи (КС) и высокочастотными заградителями (ВЗ).

Особенностью ПС-204 являются конструкция заземляющего контура, включающая выносной контур, и протяженные элементы соединения с ним, а также отказы в работе приводов ПД-0.6 главных ножей при коммутациях разъединителями под рабочим напряжением. На подстанции проводится регулярный контроль состояния изоляции у ТТ1 и ТТ2 в соответствии с Методическими указаниями*. Контроль выполнялся традиционным мостовым методом (измерения tgδ, С и т.п.). Начиная с августа 1999 г. на ПС-204 введен контроль tgδ изоляции ТТ1 и ТТ2 330 кВ под рабочим напряжением с периодичностью 2 раза в год. В качестве эталона при измерениях использовались трансформаторы тока другого выключателя аналогичной фазы.

При измерениях 09.06.2003 г. Δtgδ на фазе А ТТ2 относительно ТТ1 существенно увеличилось до -0.415% и с учетом погрешности достигло опасной зоны. Контрольные измерения 21.06.2003 г. подтвердили негативные изменения изоляции трансформаторов тока фазы А. Поэтому дальнейшие измерения выполнялись традиционным методом с дополнительным отбором масла для хромотографического анализа растворенных газов. Результаты хромотографического анализа газов, растворенных в пробах масла из ТТ1 фазы А и из ТТ2, подтвердили ухудшение изоляции ТТ1 фазы А по повышенной концентрации H_2 и CH_4.

Для изучения электромагнитных воздействий на трансформаторы тока собраны данные о нарушениях в сети, подключенной к ПС-204. По эксплуатационным данным с 2000 по 2003 гг. зарегистрировано два грозовых отключения Л-404, 10 случаев отключений в сети 150 кВ, подключенной к АТ-1

---

* Методические указания по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. - М.: СПО ОРГРЭС, 1998. - 26 с.

и АТ-2 ПС-204, одно отключение на стороне 35 кВ и два случая неполнофазных режимов в сети 150 кВ. В перечисленных случаях величина тока короткого замыкания в трансформаторах тока ограничена сопротивлениями автотрансформатора (АТ-1 или АТ-2), линии Л-404, а также линий Л-208 (207) (при замыкании в сети 150 кВ). По результатам расчетов величина сквозного тока, протекающего через трансформатор тока, не превышала 3.2 кА в поврежденной фазе и 1.6 кА в неповрежденных фазах.

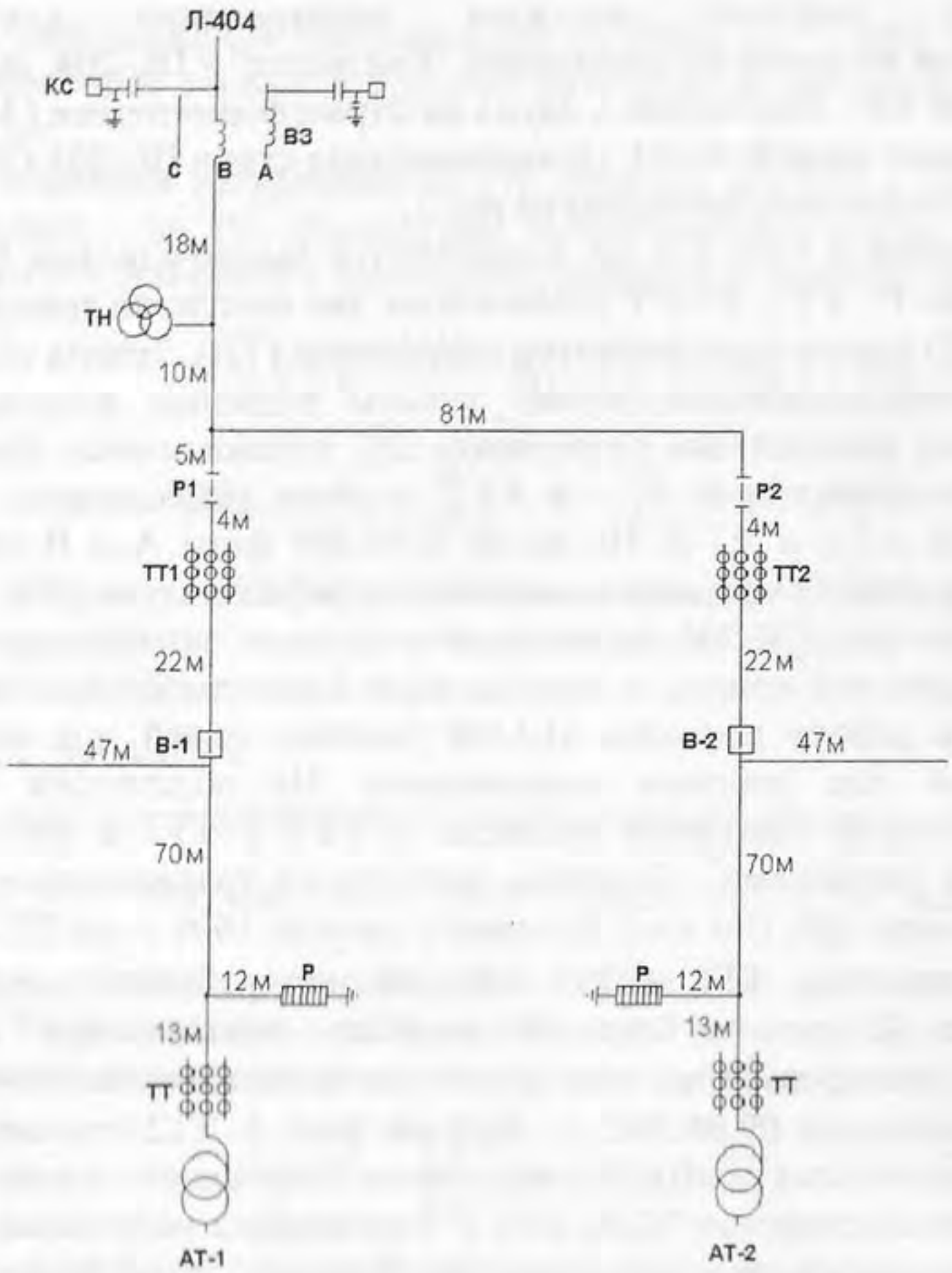


Рис.1. Принципиальная схема ПС-204 ОРУ-330 кВ:
Л-404 - воздушная ЛЭП; А,В,С - фазы ЛЭП; ВЗ - высокочастотный заградитель; КС - конденсатор связи; ТН - трансформатор напряжения; Р1, Р2 - разъединитель; ТТ1, ТТ2 - трансформатор тока; В-1, В-2 - выключатель; Р - разрядник; АТ-1, АТ-2 - автотрансформатор; ТТ - трансформатор тока АТ-1, АТ-2

Таким образом, максимальные значения токов подпитки коротких замыканий за рассмотренный период (3 года) не превышали 15% тока термической стойкости и 7% предельного сквозного тока. Перенапряжений при неполнофазных режимах не было.

Анализ результатов контроля изоляции трансформаторов тока под напряжением. По результатам измерений с 1999 по 2003 гг. $\Delta tg\delta$ (относительно эталона) составлял от 0.002 до 0.124%. Причем значения $\Delta tg\delta_{ЭТАЛ}$ принимали положительные и отрицательные величины. Так как при измерениях в качестве эталона использовался ТТ1, изменение знака $\Delta tg\delta_{ЭТАЛ}$ указывает на относительную неравномерность изменения параметров изоляции ($tg\delta$) ТТ1 и ТТ2. Необходимо отметить, что относительный метод контроля изменения $tg\delta$ электрического аппарата с использованием в качестве эталона аналогичного аппарата, подверженного тем же электромагнитным воздействиям, что и контролируемый аппарат, не позволяет определить начальную стадию интенсификации деструкции изоляции. Ошибка в определении начальной стадии деструкции изоляции зависит от случайной разности скоростей изменения контролируемого параметра (в данном случае $tg\delta$). При идентичности контролируемого и эталонного аппаратов (по конструкции, сроку и условиям эксплуатации и т.п.) разность в изменении $tg\delta$ их изоляции может быть обусловлена только различием электромагнитных, механических или климатических воздействий. Для ТТ1 и ТТ2 на ПС-204 одной и той же фазы различие условий функционирования может быть вызвано воздействием токов замыканий, а также внутренних перенапряжений. Результаты контрольных испытаний трансформаторов тока (по данным протоколов ЦЭС "Колэнерго") приведены в табл.1.

Таблица 1

Результаты испытаний трансформаторов тока

Транс-форматор тока	Фаза	Тангенс угла диэлектрических потерь, $tg\delta$, %			
		измерения 06-07.2003 г.			измерения 1987 г.
		C3 (12°C)	C1 (12°C)	C1 (20°C)	C1 (20°C)
ТТ1	A	2.71	1.78	1.812	0.34
ТТ1	B	1.25	0.96	0.992	0.36
ТТ1	C	0.30	0.275	0.307	0.347
ТТ2	A	1.62	1.31	1.326	0.34
ТТ2	B	1.42	0.97	0.986	0.37
ТТ2	C	1.33	0.23	0.246	0.40

Согласно данным в табл.1, значения $tg\delta$ изоляции C_3 ТТ1 и ТТ2 фаз А и В, а также фазы С ТТ2 превышают допустимые по РД значения (1.0%); значения $tg\delta$ изоляции зоны C_1 ТТ1 и ТТ2 фаз А и В превышают допустимые по РД значения (0.8%). В связи с неудовлетворительными результатами периодического контроля показателей под рабочим напряжений был выполнен анализ возможных причин ухудшения изоляции ТТ1 и ТТ2. При этом учтены результаты испытаний трансформаторов тока, данные регистрации работы релейной защиты, схема ОРУ-330 кВ подстанции, расположение оборудования на территории ОРУ, характеристики подключенных конденсаторов связи и высокочастотных заградителей, данные эксплуатации о работе приводов разъединителей и отличия схемы ОРУ по фазам.

По результатам анализа установлено, что основной причиной ухудшения изоляции ТТ1 и ТТ2 могут быть высокочастотные процессы, возникающие при коммутациях разъединителями РДН32-330 ненагруженных участков шин от разъединителя до отключенного выключателя ВВ-330Б. Данная гипотеза обусловлена тем, что на фазе С, в отличие от фаз А и В, на вводе ЛЭП отсутствуют высокочастотный заградитель и конденсатор связи.

Высокочастотные перенапряжения (ВЧПН) в ОРУ-330 кВ в связи с неудовлетворительными результатами текущего контроля состояния изоляции рассматривались одновременно для четырех трансформаторов тока (фаз А и В) на ПС-204. При коммутациях разъединителями под напряжением трансформаторы токов всех фаз подвержены воздействию высокочастотных перенапряжений и токов. Разница в скорости изменения tgδ изоляции ТТ1 и ТТ2, а также по фазам может быть обусловлена разной величиной и длительностью высокочастотного процесса вследствие несимметрии схемы ОРУ (удаление ТТ2 от ЛЭП по ошиновке на 76 м больше в сравнении с ТТ1), отсутствием на фазе С конденсатора связи и высокочастотного заградителя (ВЗ), разницей параметров ВЗ фаз А и В, а также частотой отказов приводов разъединителей фаз А и В. Дополнительно учтено ухудшение изоляции зоны C_3 практически всех трансформаторов тока и конструктивное исполнение схемы присоединения приборов контроля изоляции под рабочим напряжением.

Для проверки гипотезы влияния высокочастотных процессов выполнено моделирование схемы ОРУ-330 кВ ПС-204 с учетом реальной длины ошиновки, спусков, характеристик оборудования и т.п. Моделирование выполнено в соответствии с "Методическими указаниями...". В модели также учтены:

результирующая емкость 167 пФ шести конденсаторов ДМР-80-0,001, шунтирующих разрывы отделителя ВВ-330Б;

емкости зон C_1 и C_3 каждого трансформатора тока;

схема подключения приборов контроля изоляции под рабочим напряжением, включающей кабель РК-75 длиной 5 м и коробку присоединения с короткозамыкателем. Утановлено, что сопротивление короткозамыкателя коробки подключения составляет от 0.2 до 0.6 Ом.

Согласно расчетам высокочастотных перенапряжений частота высокочастотного процесса при коммутации разъединителем Р1 В-1 и Р2 В-2 на ПС-204 превышает 300 кГц, поэтому принималось, что гашения дуги при незавершенном высокочастотном процессе не происходит [1]. При моделировании и определении максимальной величины ВЧПН для всех фаз были приняты одинаковые условия формирования перенапряжений:

остающееся напряжение на отключаемой шине при гашении дуги равно амплитудному фазному с учетом стекания заряда за полпериода (10 мс) - около 235 кВ;

максимальные ВЧПН возникают при повторном пробое между главными ножами разъединителя в момент времени, когда напряжение на шинах со стороны ЛЭП достигает амплитудного значения противоположного знака.

При анализе высокочастотных воздействий рассматривались процессы коммутации разъединителями шин от Р1 или Р2 до отключенного выключателя В-1 или В-2 (вывод одного из автотрансформаторов). Другой автотрансформатор находится в работе. Расчеты выполнены для фаз А, В и С. Примеры расчетных осциллограмм перенапряжений на ТТ1 (U), на ТТ2 (U) и

токов, протекающих через ТТ1 (I) и ТТ2 (I) приведены на рисунках 2 и 3. Осциллограммы даны с разверткой по времени 10 мкс на деление. На осциллограммах указаны амплитудные значения в киловольтах (по напряжению) и килоамперах (по току).

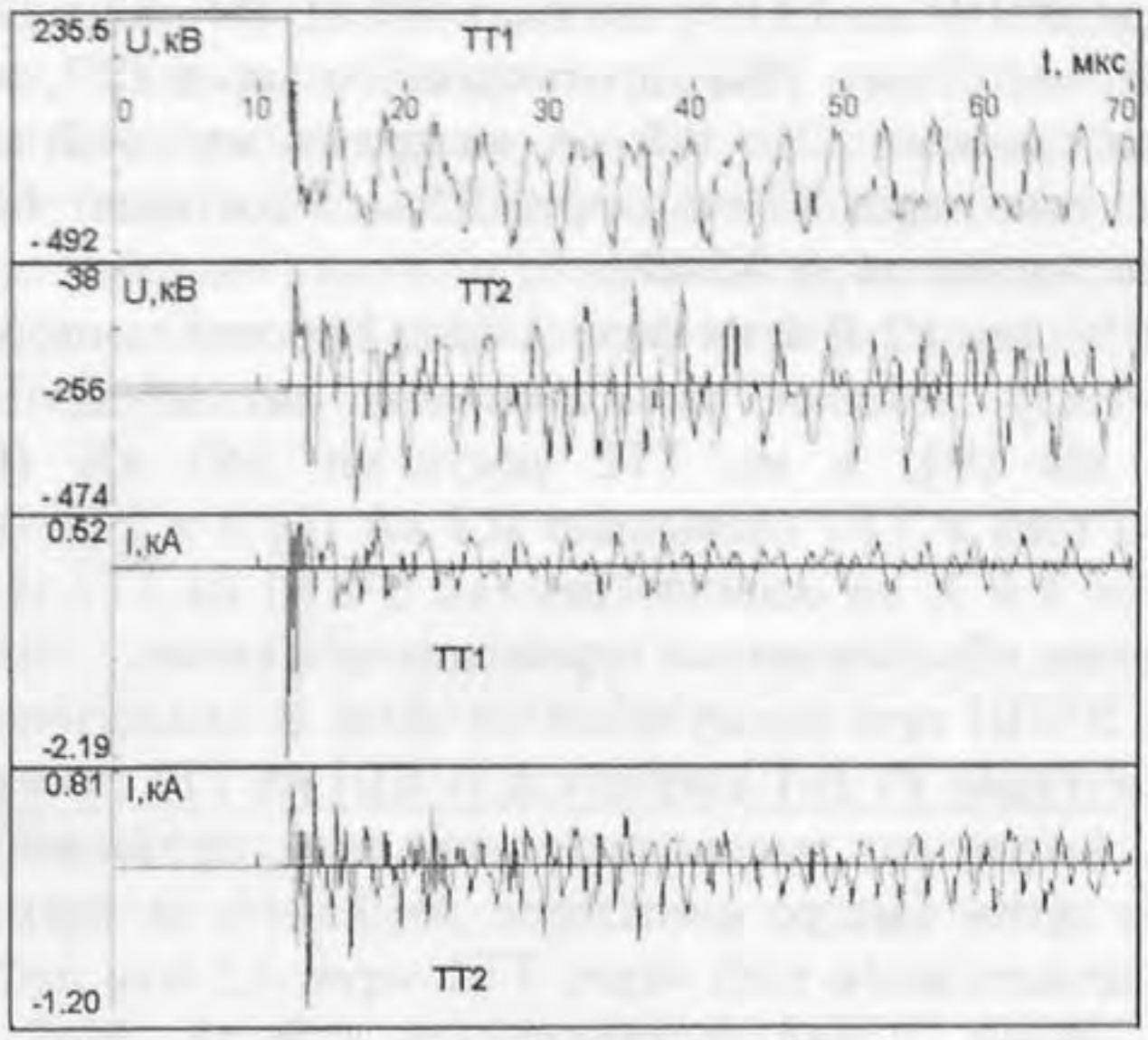


Рис.2. Осциллограммы ВЧПН на фазе А при коммутации разъединителем Р1 В-1

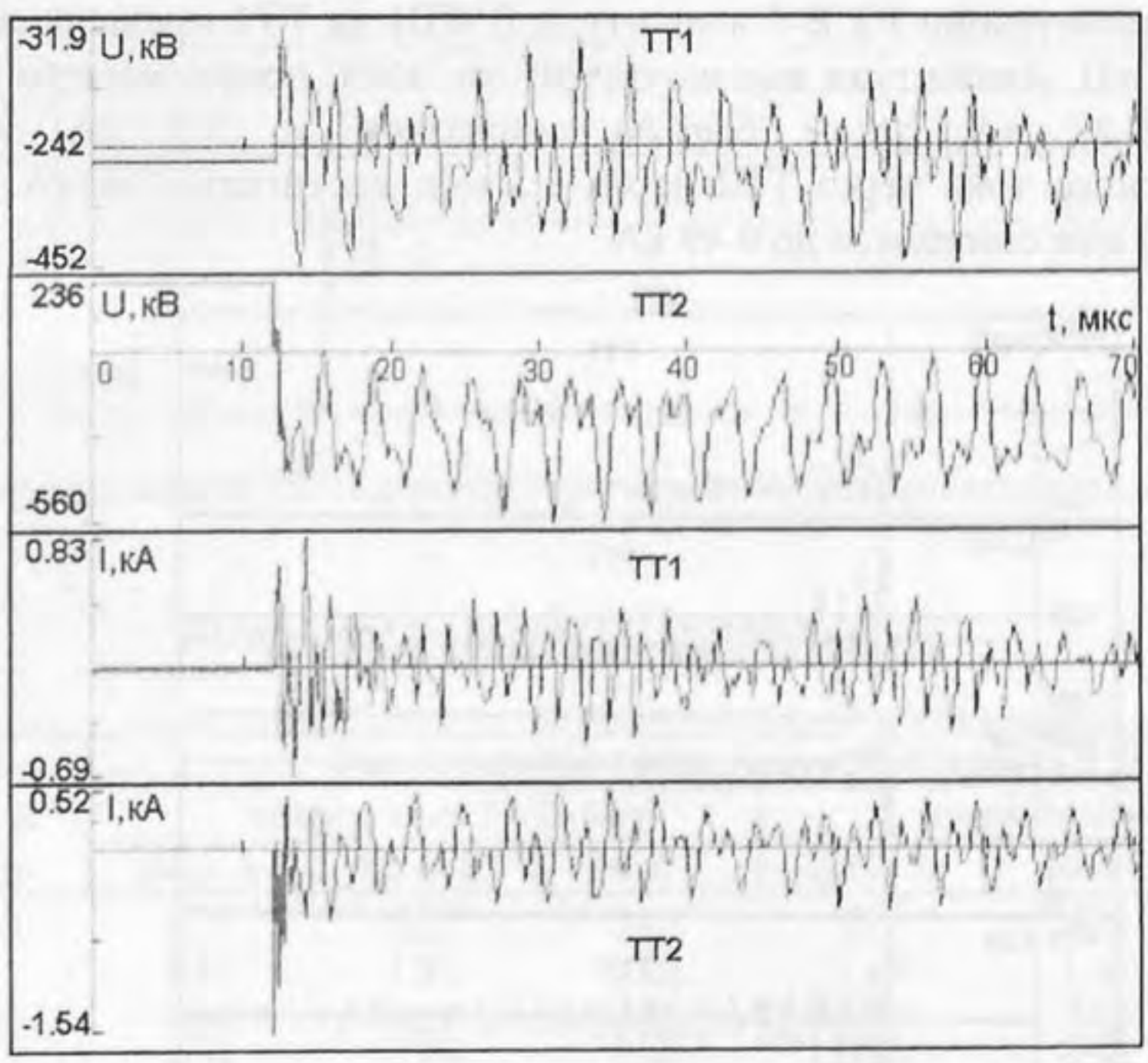


Рис.3. Осциллограммы ВЧПН на фазе А при коммутации разъединителем Р2 В-2

На рисунке 2 приведены ВЧПН при коммутации разъединителя Р1 В-1 на фазе А. Начальное (остаточное) напряжение на ТТ1 (U) до коммутации составило 235.5 кВ. Напряжение на шинах под рабочим напряжением на ТТ2 (U) в момент пробоя между главными ножами достигло 269.4 кВ. После пробоя возникает высокочастотный переходный процесс, содержащий несколько частот. Амплитуда ВЧПН на ТТ1 превышает 490 кВ (U), а на ТТ2 - 470 кВ (U). Амплитуда высокочастотного тока, протекающего через ТТ1, превышает 2 кА (I), затем быстро снижается до 0.5 кА за время менее 2 мкс. Амплитуда высокочастотного тока через ТТ2 (I) через 1.5 мкс достигает 1.2 кА и затем за время около 7 мкс снижается до 0.5 кА.

При коммутации Р2 В-2 на фазе А (рис.3) после повторного зажигания дуги (пробое между ножами разъединителя) амплитуда ВЧПН на ТТ1 превышает 450 кВ (U), а на ТТ2 достигает 560 кВ (U). Амплитуда высокочастотного тока в ТТ1 превышает 0.8 кА (I), а в ТТ2 (I) - 1.5 кА. Как видно из рисунков 2 и 3, на осциллограммах ВЧПН на ТТ1 (U) и на ТТ2 (U) наблюдаются биения, обусловленные отражениями в схеме.

Характер ВЧПН при коммутации на фазе В аналогичен процессам на фазе А. При коммутации Р1 В-1 амплитуда ВЧПН на ТТ1 превышает 486 кВ, а на ТТ2 - 467 кВ. Амплитуда высокочастотного тока, протекающего через ТТ1, превышает 2 кА, затем быстро снижается до 0.5 кА за время менее 2 мкс. Амплитуда высокочастотного тока через ТТ2 через 1.5 мкс достигает 1.2 кА и затем за время около 7 мкс снижается до 0.8 кА. Небольшая разница обусловлена параметрами ВЗ и отличиями в длине ответвлений ошиновки к подвесной изоляции на порталах.

При коммутации Р2 В-2 амплитуда ВЧПН на ТТ1 превышает 449 кВ, а на ТТ2 - 563 кВ. Амплитуда высокочастотного тока, протекающего через ТТ1, превышает 0.83 кА, затем быстро снижается до 0.5 кА. Амплитуда высокочастотного тока через ТТ2 через 3.5 мкс достигает 1.54 кА и затем за время около 6 мкс снижается до 0.49 кА.

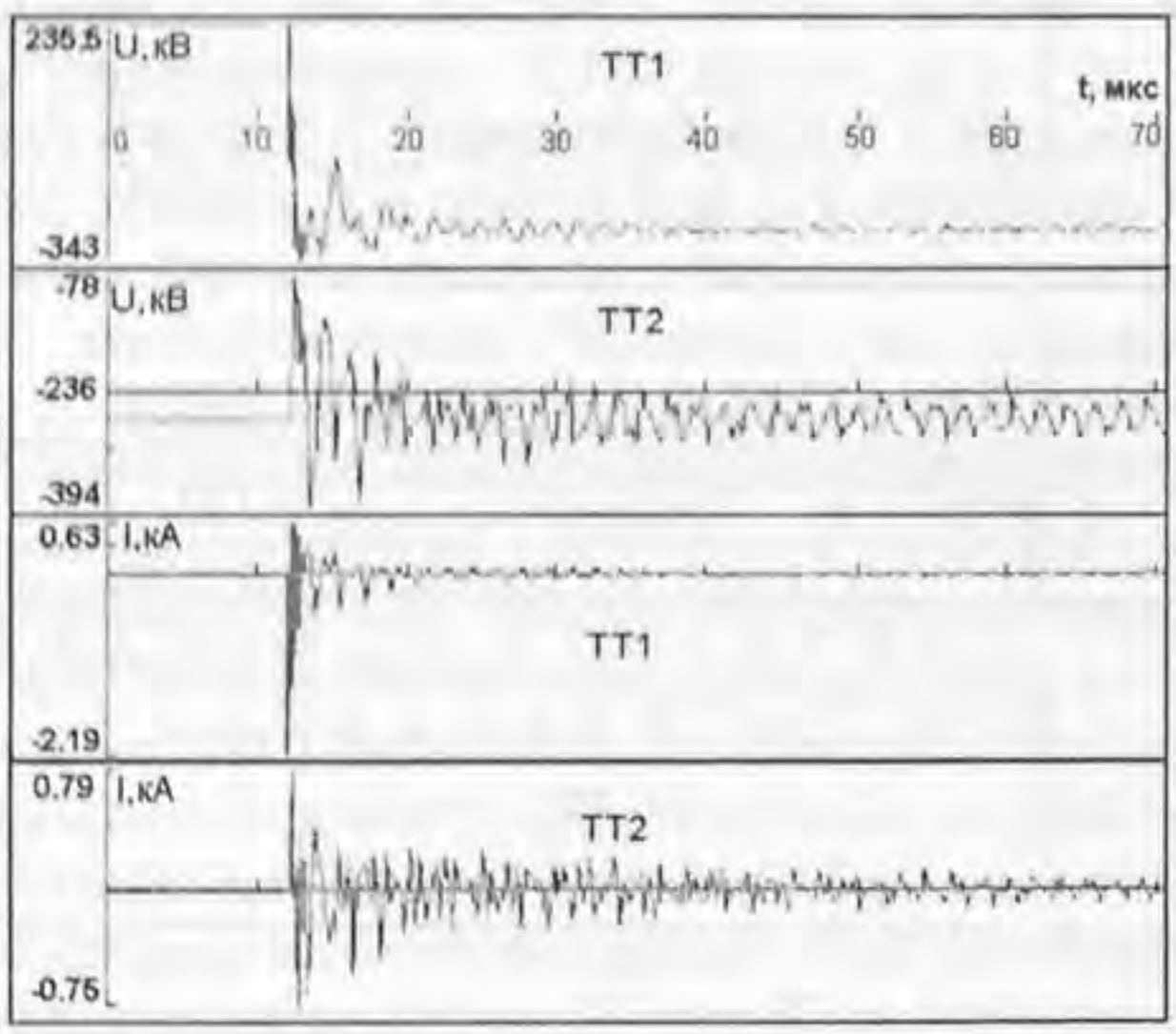


Рис.4. Осциллограмма ВЧПН на фазе С при коммутации разъединителем Р1 В-1

Характер ВЧПН при коммутациях на фазе С существенно отличается от процессов на фазах А и В (рисунки 4 и 5). Уровень перенапряжений на аппаратах фазы С значительно ниже при тех же условиях формирования перенапряжений. Амплитуда ВЧПН на трансформаторах тока, как правило, ниже 400 кВ и только при коммутации Р2 В-2 максимальная амплитуда ВЧПН на ТТ2 достигает 446 кВ. Кроме того, наблюдается интенсивное затухание высокочастотных процессов. Например ВЧПН на ТТ1 и ТТ2 затухает до безопасной величины за время менее 25 мкс. Пиковое значение высокочастотного тока в ТТ1 и ТТ2 аналогично процессам на фазах А и В. Однако время его действия сильно ограничено - снижение тока до 250 А и менее происходит за 7 мкс. Сопоставление результатов расчетов ВЧПН для ОРУ-330 ПС приведено в табл.2.

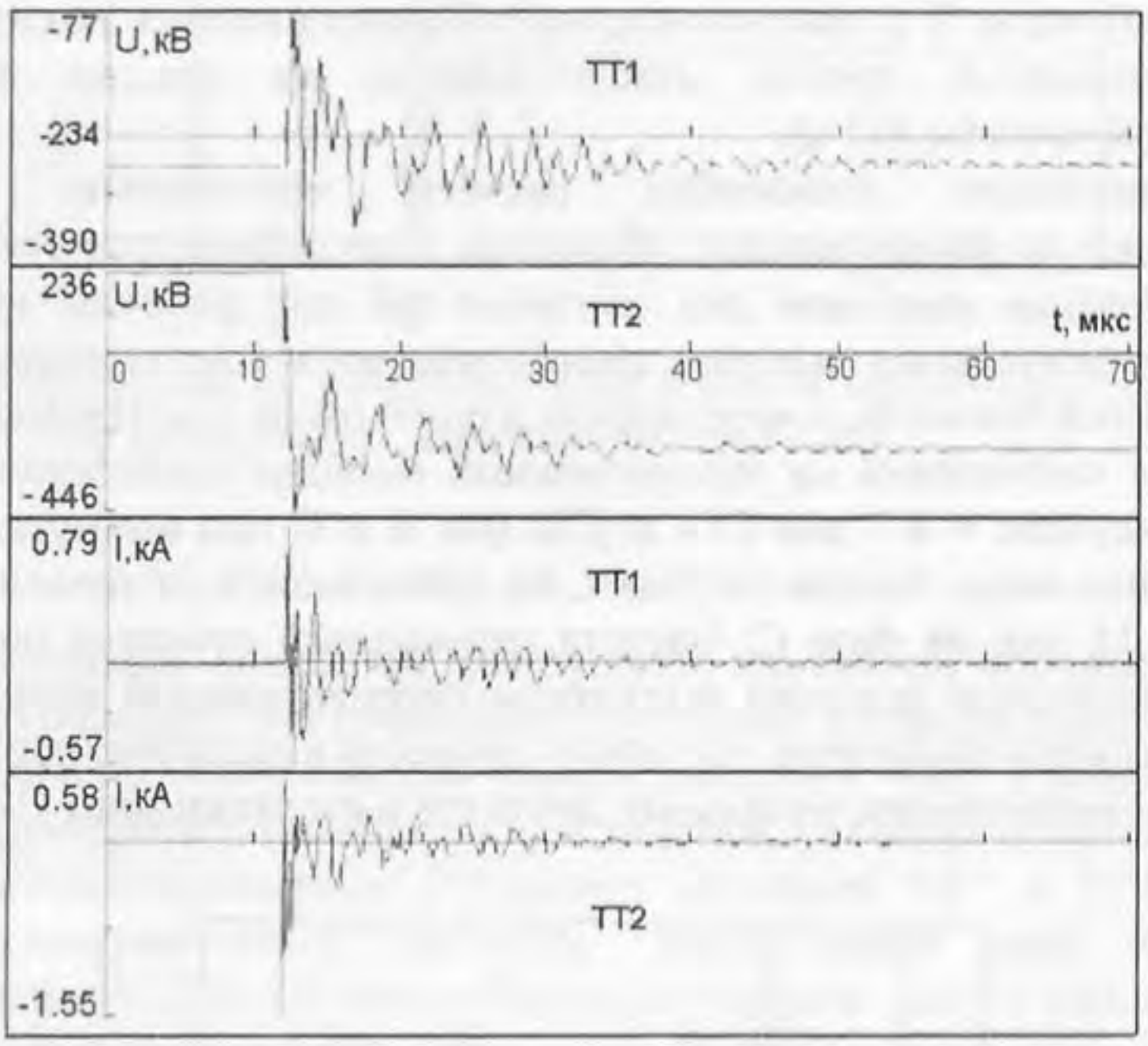


Рис.5. Осциллограммы ВЧПН на фазе С при коммутации разъединителем Р2 В-2

Таблица 2

Максимальные амплитуды ВЧПН

Трансформатор тока и напряжения	Максимальная амплитуда, кВ кратность ВЧПН					
	коммутация Р1 В-1			коммутация Р2 В-2		
	фаза А	фаза В	фаза С	фаза А	фаза В	фаза С
ТТ1	492	486	343	452	449	390
	1.83	1.81	1.28	1.68	1.67	1.45
ТТ2	474	467	394	560	563	446
	1.76	1.74	1.46	2.08	2.09	1.66
ТН	487	486	382	486	484	377
	1.81	1.81	1.42	1.86	1.8	1.4

Из данных табл.2 видно, что амплитуды ВЧПН на трансформаторах тока фаз А и В выше амплитуд ВЧПН на трансформаторе тока фазы С на 50-120 кВ. В наиболее благоприятных условиях находится ТТ1 фазы С (максимальные ВЧПН 394 кВ), а также ТТ2 той же фазы (максимальные ВЧПН 446 кВ), что объясняется шунтирующим действием волнового сопротивления ЛЭП. На фазах А и В шунтирующее действие волнового сопротивления не проявляется из-за влияния высокочастотных заградителей, которые не пропускают ВЧПН в линию. Следует отметить, что несмотря на положительный эффект влияния волнового сопротивления ЛЭП при отсутствии высокочастотных заградителей, оно не решает полностью проблему ограничения ВЧПН - кратность их достигает 1.66.

При сопоставлении воздействий ВЧПН на трансформаторы тока фаз А и В следует учитывать реальное время коммутации разъединителями. Так, при времени коммутации 5 с высокочастотные перенапряжения воздействуют до 500 раз (возможные пробои между ножами на каждом полупериоде промышленной частоты 50 Гц).

Дополнительно выполнены расчеты максимально возможных перенапряжений на измерительных обкладках трансформаторов тока, так как в схеме подключения приборов для контроля tgδ под рабочим напряжением замыкание измерительных выводов трансформаторов тока осуществлено не в непосредственной близости, а через кабель длиной около 5 м. Пример расчетных осциллограмм напряжений на измерительных выводах трансформаторов тока показан на рисунках 6 и 7 для ТТ1 и ТТ2 фаз А и С при коммутации Р2 В-2. Перенапряжения очень быстро затухают, их длительность не превышает 20 мкс на фазе А и 15 мкс на фазе С. Частота переходного процесса более 2 МГц. Однако максимальные значения амплитуды перенапряжений могут достигать нескольких десятков киловольт, что может привести к развитию ионизационных процессов и возникновению начальных дефектов в изоляции зоны C_3.

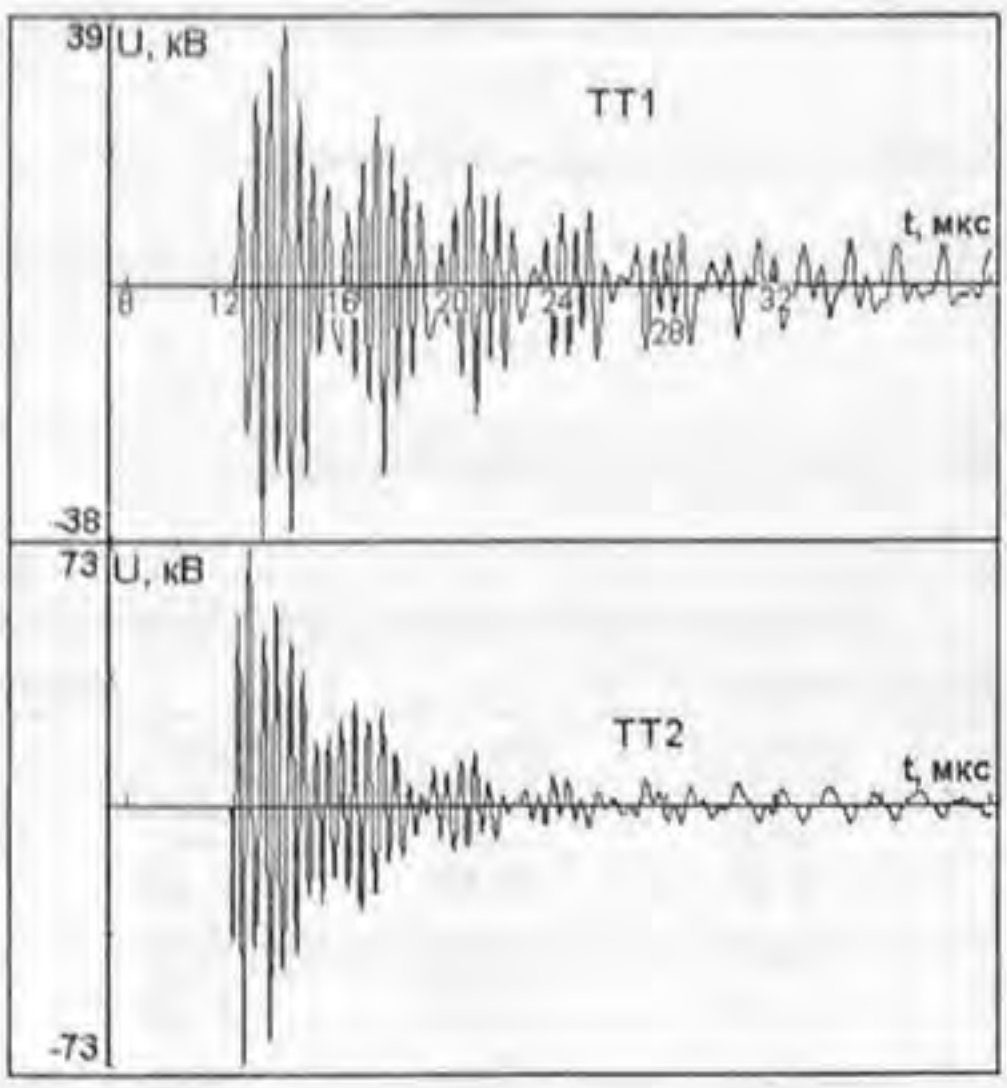


Рис.6. Перенапряжения на измерительных выводах трансформатора тока на фазе А при коммутации разъединителем Р2 В-2

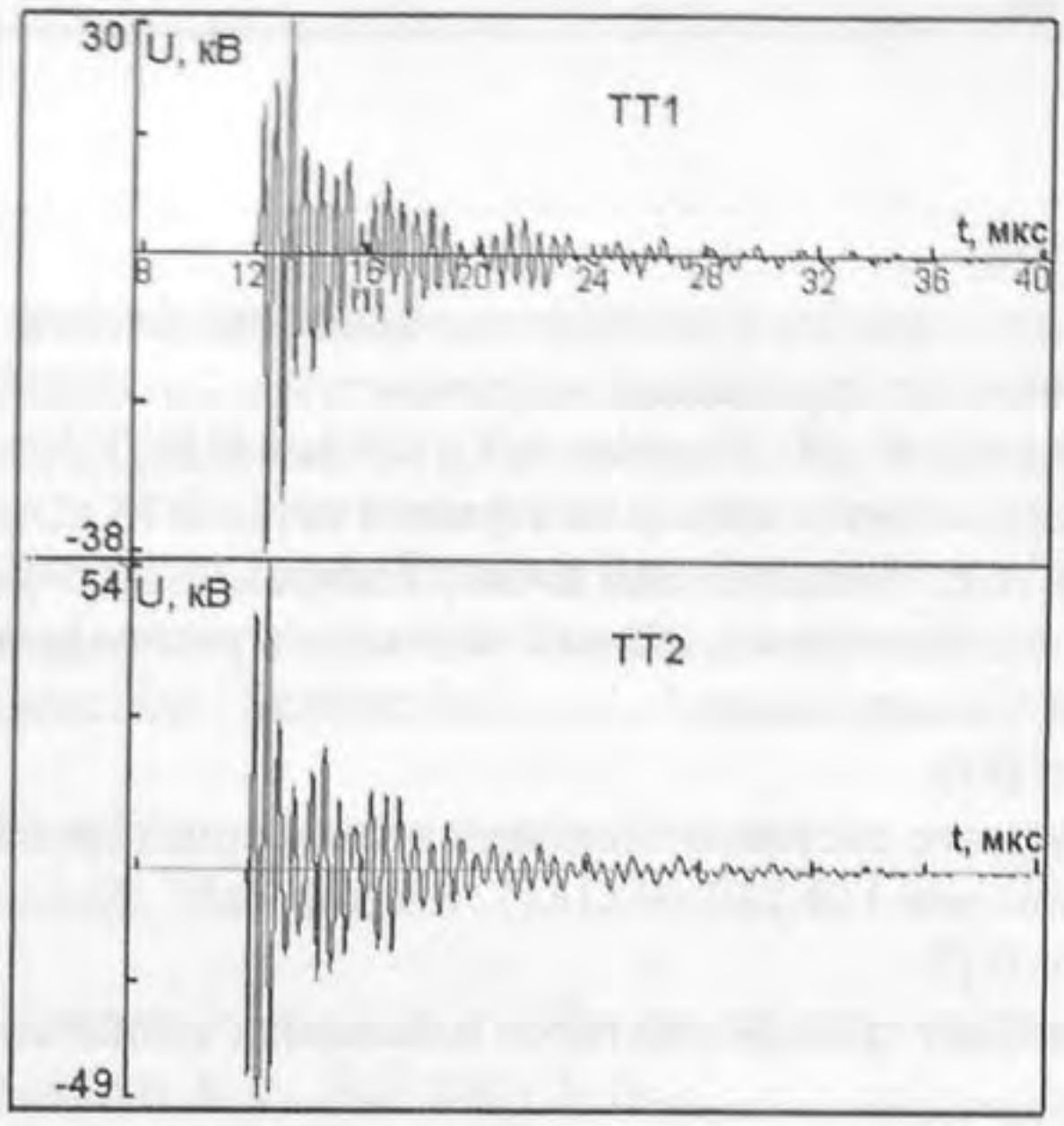


Рис.7. Перенапряжения на измерительных выводах трансформатора тока на фазе С при коммутации разъединителем Р2 В-2

Выводы

Выполненный анализ по результатам измерений контроля состояния изоляции подтверждает, что причинами ухудшения изоляции являются ВЧПН и токи, протекающие через емкости трансформаторов тока, а также ВЧПН на изоляции C_3 (измерительные обкладки) вследствие удаления их закоротки.

Основными причинами ухудшения изоляции ТТ1 и ТТ2 фаз А, В являются высокочастотные процессы, возникающие при коммутациях разъединителями РНДЗ2-330 ненагруженных участков шин от разъединителя до отключенного выключателя ВВ-330Б.

Наибольшее воздействие высокочастотные перенапряжения оказывают на фазах А и В, на которых установлены высокочастотные заградители и конденсаторы связи.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ 5

Зархи И.М.
Обзор современных методов диагностики высоковольтного маслонаполненного оборудования энергосистем 6

Невретдинов Ю.М., Веселов А.Е., Кабеев И.Е., Крутов А.И.
Проблемы оптимизации режимов нейтрали в сетях 6-35 кВ 21

Веселов А.Е., Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Ярошевич В.В.
Анализ токов однофазных замыканий на землю в распределительной сети комбината "Североникель" 29

Качалин В.П.
Оценка фактического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго"..... 39

Качалин В.П.
Капитальный ремонт трансформаторов в условиях эксплуатационных предприятий 50

Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н.
Диагностика элементов нелинейных ограничителей перенапряжений 57

Благодаров В.Л., Веселов А.Е.,.Кострюкова А.С., Ярошевич В.В.
Критерий эффективности привлечения сихронных электродвигателей предприятий к генерации реактивной мощности 67

Благодаров В.Л., Веселов А.Е., Кострюкова А.С., Ярошевич В.В.
Технико-экономическая оценка потерь во внешних сетях промышленных предприятий 74

Невретдинов Ю.М., Веселов А.Е., Карпов А.С.
Структура и анализ отчетных потерь в энергосистеме 80

Благодаров В.Л., Веселов А.Е., Кострюкова А.С., Ярошевич В.В.
Энергосберегающий алгоритм регулирования напряжения в промышленных схемах электроснабжения 86

Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П.
Анализ условий эксплуатации трансформаторов тока 330 кВ 93

CONTENTS

Pages

INTRODUCTION 5

Zarkhi I.M.
The review of modern methods of diagnostics of the high-voltage equipment of power systems 6

Nevretdinov Ju.M., Veselov A.E., Kabeev I.E., Krutov A.I.
Problem of optimization of neutral modes in 6-35 kV networks 21

Veselov A.E., Nevretdinov Ju.M., Tokareva E.A., Jaroshevitch V.V.
Analys of currents of single-phase short circuits on the ground in a distributive network of combine "Severonikel" 29

Kachalin V.P.
Estimation of an actual condition of power transformers and autotransformers 110-330 кV "Kolenergo" 39

Kachalin V.P.
Major overhaul of transformers in conditions of the operational enterprises 50

Danilin A.N., Kolobov V.V., Selivanov V.N.
Zinc-oxide surge arresters elements diagnostics 57

Blagodarov V.L., Veselov A.E., Kostrukova A.S., Jaroshevitch V.V.
Criterion of efficiency of attraction of synchronous electric motors of the enterprises to generation of jet capacity 67

Blagodarov V.L., Veselov A.E., Kostrukova A.S., Jaroshevitch V.V.
Technical and economic estimation of losses in external networks of the industrial enterprises 74

Veselov A.E., Karpov A.S. Nevretdinov Ju.M.
Structure and the analysis of accounting losses in electropower system 80

Blagodarov V.L., Veselov A.E., Kostrukova A.S., Jaroshevitch V.V.
Algorithm of the savings of the electric power by regulation of a voltage in industrial circuits of electrosupply 86

Nevretdinov Ju.M., Fastij G.P.
Analys of operation current transformers 330 kV conditions..... 93

РЕФЕРАТЫ

УДК 621.31.027.3-214.6

Зархи И.М. Обзор современных методов диагностики высоковольтного маслонаполненного оборудования // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С. 6-21.

Показаны основные тенденции по развитию комплекса работ и сохранению технического уровня и обеспечению надежности эксплуатации силового оборудования электроэнергетических сетей в условиях его длительной работы под напряжением. Значительное место уделено профилактике изоляции маслонаполненного оборудования. Дан критический обзор методов диагностики и испытаний. Сформулированы направления совершенствования нормативной базы. Табл. - 4, библиогр. - 5 назв.

УДК 621.316.99

Невретдинов Ю.М., Веселов А.Е., Кабеев И.Е., Крутов А.И. Проблемы оптимизации режимов нейтрали в сетях 6-35 кВ // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.21-29.

Приведена характеристика внутренних перенапряжений в распределительных сетях. На примере сети 10 кВ комбината "Североникель" показана проблематичность определения единого подхода при выборе режима заземления нейтрали. Даны расчетные оценки значений токов однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ комбината для нормальых и ремонтных режимов. Предложены мероприятия по изменению режимов заземления нейтралей секционированных участков, позволяющие снизить уровень дуговых перенапряжений. Ил. - 1, табл. - 2, библиогр. - 7 назв.

УДК 621.316.99

Веселов А.Е., Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Ярошевич В.В. Анализ токов однофазных замыканий на землю в распределительной сети комбината "Североникель" // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.29-39.

Дано описание распределительной сети 6-10 кВ комбината "Североникель". Рассмотрены рабочие и ремонтные режимы работы сети. Приведены результаты расчетов значений токов однофазных замыканий на землю для всех рассмотренных режимов. Выполнена систематизация

секционированных участков в три группы. Показана сложность выбора единого подхода при выборе режима заземления нейтрали в сети 10 кВ. Ил. - 5, табл. - 4.

УДК 621.3

Качалин В.П. Оценка фактического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго" // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.39-49.

Приведена характеристика силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго" и условий их функционирования. Дано описание методики комплексного обследования силовых трансформаторов. Представлена оценка организационно-технического уровня обслуживания силовых трансформаторов в подразделениях ОАО "Колэнерго" за 2003 г. Показаны результаты диагностических обследований наиболее ответственных трансформаторов Кольской энергосистемы и мероприятия по замене изношенного оборудования и ремонтным работам. Ил. - 2, табл. - 3, библиогр. - 6 назв.

УДК 621.3

Качалин В.П. Капитальный ремонт трансформаторов в условиях эксплуатационных предприятий // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.50-57.

Приведена характеристика силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110-330 кВ ОАО "Колэнерго". Дано описание основных этапов проведения капитального ремонта трансформаторов. На примере изменения физико-химические параметры трансформаторных масел и изоляционные характеристики обмоток трансформатора ТДГ-40500/110 до и после ремонта показано преимущество современной технологии обмыва и сушки твердой изоляции. Табл. - 5, библиогр. - 4 назв.

УДК 621.316

Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Диагностика элементов нелинейных ограничителей перенапряжений // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.57-67.

Проведен анализ методов для оценки активной составляющей тока проводимости ОПН. Описаны разработанные в ИФТПЭС КНЦ РАН прибор контроля активного тока ОПН по содержанию в нем высших гармоник промышленной частоты и универсальный стенд для испытаний элементов ОПН. Приведены результаты экспериментов по искусственному старению элементов ОПН. Ил. - 13.

УДК 621.311

Благодаров В.Л., Веселов А.Е., Кострюкова А.С., Ярошевич В.В. Критерий эфективности привлечения синхронных электродвигателей предприятий к генерации реактивной мощности // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.67-73.

Приводится методика расчета располагаемой реактивной мощности синхронных электродвигателей (СД), дается оценка экономической целесообразности привлечения СД к генерации реактивной мощности. Рассмотрены результаты расчетов ожидаемых экономических эффектов при различных вариантах использования СД предприятий для компенсации реактивной мощности. Табл. - 1, библиогр. - 6 назв.

УДК 621.311

Благодаров В.Л., Веселов А.Е., Кострюкова А.С., Ярошевич В.В. Технико-экономическая оценка потерь во внешних сетях промышленных предприятий // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.74-80.

Сделаны анализ методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям. Разработана методика уточненного расчета потерь во внешней сети предприятий между границами раздела балансовой принадлежности и точками учета электроэнергии (обычно выводы 6-10 кВ силовых трансформаторов). Приведены результаты расчета для промышленного предприятия, дана их технико-экономическая характеристика. Показано, что корректировка коэффициента потерь в сторону его уменьшения в интересах предприятия дает существенный экономический эффект. Ил. - 1, библиогр. - 7 назв.

УДК 621.3.017

Невретдинов Ю.М., Веселов А.Е., Карпов А.С. Структура и анализ отчетных потерь в энергосистеме // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.80-86.

Приведена структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях. Даны расчетные значения потерь в элементах распределительных устройств. Описаны расчеты потерь методом числа часов наибольших потерь и метод средних нагрузок. Отмечено влияние коэффициента формы графиков полной мощности нагрузки. Ил. - 1, табл. - 2, библиогр. - 4 назв.

УДК 621.311

Благодаров В.Л., Веселов А.Е., Кострюкова А.С., Ярошевич В.В. Энергосберегающий алгоритм регулирования напряжения в промышленных схемах электроснабжения // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.86-92.

Обосновывается актуальность исследований, направленных на повышение эффективности функционирования промышленных систем электроснабжения, путем оптимизации уровней напряжения в распределительных сетях 6, 10 и 0.4 кВ. Приводится методика расчетов установившихся режимов на базе описанного алгоритма энергосбережения при регулировании напряжения, дается технико-экономическая оценка результатов расчетов. Разработана экспресс-методика расчетов экономического эффекта при оптимизации уровней напряжений. Ил. - 1, библиогр. - 2 назв.

УДК 621.316

Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П. Анализ условий эксплуатации трансформаторов тока 330 кВ // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.93-101.

Рассмотрены условия эксплуатации трансформаторов тока 330 кВ. Дан анализ результатов контроля изоляции трансформаторов тока под напряжением. Описана методика исследований высокочастотных перенапряжений. Приведены расчетные осциллограммы высокочастотных перенапряжений при коммутации разъединителями ненагруженных участков шин. Ил. - 7, табл. - 2.

Сборник научных трудов

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Редактор Л.П.Волкова

Технический редактор В.А.Ганичев

Лицензия серия ПД №00801 от 06 октября 2000 г.

Подписано к печати 14.10.2004
Формат бумаги 70x108 1/16.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Times/Cyrillic
Усл.печ.л. 9.5. Заказ № 65. Тираж 100 экз.

Российская Академия Наук

Ордена Ленина Кольский научный центр им.С.М.Кирова
184209, Апатиты, Мурманская область, Ферсмана, 14

KOLA SCIENCE CENTRE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
Российская Академия Наук
КОЛЬСКИЙ
НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

ИНСТИТУТ
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА
184209, Мурманская область, г.Апатиты, ул.Ферсмана, 14

INSTITUTE FOR PHYSICAL AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS
OF ENERGETICS IN NORTHERN AREAS
14, Fersman str., Apatity, Murmansk reg., 184209, RUSSIA