Российская Академия Наук

КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

ЦЕНТР
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ

Апатиты
2006

Российская Академия Наук

КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

Центр физико-технических проблем энергетики Севера

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ

Сборник научных трудов

Апатиты
2006

Печатается по постановлению
Президиума Кольского научного центра Российской Академии наук

УДК 621.314

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ**
Сборник статей
– Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2006. - 96 с.

Сборник продолжает серию публикаций на актуальную для районов Севера тему: "Электрофизические и физико-технические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей". Он открывается статьей, посвященной специфической для районов Севера проблеме исследования повышенных значений импульсных сопротивлений заземлений подстанционного оборудования в микросекундном диапазоне времен. В следующей статье описан новый исследовательский генераторный комплекс мощностью до 100 кВт, работающий в диапазоне частот от 0.1 до 200 Гц. Третья и четвертая статьи посвящены мониторингу токов в высоковольтной сети, вызванных геомагнитными процессами, а также их влиянию на надежность работы автотрансформаторов. В следующей статье приведена методика и результаты измерений уточненных кривых намагничивания ферритов в продольных устройствах защиты от высокочастотных перенапряжений. Ряд статей посвящен исследованию перенапряжений, ограничению токов коротких замыканий и оптимизации установившихся режимов в распределительных сетях 10-35 кВ. Три последние статьи сборника объединяет тематика влияния нелинейной и несимметричной нагрузки на искажение формы кривых токов и напряжений, их скачков, которые существенно влияют на надежность работы генерирующего оборудования.

Сборник предназначен для научных работников и инженеров-электриков, а также аспирантов и студентов электроэнергетических специальностей.

Редколлегия:

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

© Филиал КНЦ РАН - Центр физико-технических проблем энергетики Севера, 2006
© Кольский научный центр Российской Академии наук, 2006

Russian Academy of Sciences

KOLA SCIENCE CENTRE
Centre for Physic and Techological Problems of Energy in Northern Areas

ELECTRO-PHYSICAL PROBLEMS OF HIGH VOLTAGE NETWORKS

Collection of scientific works

Apatity
2006

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

UDC 621.314

ELECTRO-PHYSICAL PROBLEMS OF HIGH VOLTAGE NETWORKS

Collection of scientific works
- Apatity: Kola Science Centre RAS, 2006. - 96 p.

The collection continues the series of publications on the topical subject for North areas: electrophysical and physicotechnical problems of high-voltage networks operating reliability. It is opened by article devoted to research of the increased values of substation equipment pulse grounding resistance in a microsecond range. In next paper the new research generating complex by capacity up to 100 kW working in a frequency range from 0.1 to 200 Hz is described. The third and forth articles are devoted to the monitoring of high-voltage network current caused by geomagnetic processes, and to their influence on autotransformers operating reliability. In following article the measurement technique and results for more accurate magnetization curves of ferrite in longitudinal high-frequency surge protection devices are presented. The number of papers are devoted to the overvoltages research, the short-circuit current limitation and optimization of steady-state conditions in 10-35kV distribution networks. Three last articles of collection are joined with subjects of nonlinear or asymmetrical load influence on current and voltage waveform distortions, current and voltage jumps, which essentially impact on generating equipment operating reliability. This collection would be useful for scientists and electrical engineers as well as power engineering department students.

Editorial board:

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

© Centre for Physic and Techological Problems of Energy in Northern AreasKSC RAS, 2006

© Kola Science Centre Russian Academy of Sciences, 2006

ВВЕДЕНИЕ

Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (с 2005 г. Филиал КНЦ РАН - Центр физико-технических проблем энергетики Севера) начиная с 80-х годов прошлого века 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), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренц-региона" (1997).

Этой проблеме целиком посвящены сборники:

"Переходные процессы и перенапряжения в элементах энергосистем Севера" (1992);

"Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей и цепей управления" (1999);

"Теоретическая и экспериментальная оценка состояния высоковольтного оборудования" (2002);

"Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей" (2004);

"Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях" (2004).

Институт продолжил серию публикаций на эту тему и в 2005 г. Сборник "Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей" открывается статьей, посвященной специфической для районов Севера проблеме исследования повышенных значений импульсных сопротивлений заземлений подстанционного оборудования в микросекундном диапазоне времен, когда стекание тока происходит лишь с близлежащей части контура подстанции, расположенного, как правило, в грунте с низкой проводимостью. При сопротивлении всего контура менее 1 Ом входное сопротивление в точках установки силовых и, главное, защитных аппаратов при малых временах может достигать десятков ом. Это сравнимо с динамическим удельным сопротивлением нелинейных ограничителей напряжений, что существенно влияет на надежность грозозащиты. Как показали исследования, выполненные в 2005 г. на одной из действующих подстанций, именно большие входные сопротивления заземлений разъединителей приводили к большим высокочастотным перенапряжениям в цепях управления с последующими авариями и отказами. В следующей статье описан новый генераторный комплекс мощностью до 100 кВт, работающий в диапазоне частот от 0.1 до 200 Гц. Комплекс выполнен в мобильном варианте и позволяет создавать токи до 100 А в практически любой промышленной линии электропередачи для исследования условий распространения сигнала в земле и океане, а также для анализа процессов в ионосфере. Третья и четвертая статьи посвящены анализу первых результатов постоянного мониторинга токов в нейтралях высоковольтной сети, вызванных геомагнитными процессами в высоких широтах, а также предварительной оценке влияния этих токов на надежность работы автотрансформаторов. В следующей статье приведена методика и

результаты измерений уточненных кривых намагничивания ферритов в продольных устройствах защиты от высокочастотных перенапряжений. Принцип работы и конструктивное исполнение такой защиты описаны в предыдущих сборниках статей.

Ряд статей посвящен исследованию перенапряжений, ограничению токов коротких замыканий и оптимизации установившихся режимов в сетях распределительных 10-35 кВ.

Три последние статьи сборника объединены тематикой влияния нелинейной и несимметричной нагрузки на искажение формы кривых токов и напряжений, их скачков, которые существенно влияют на надежность работы генерирующего оборудования.

Таким образом, сборники статей по электроэнергетической тематике становятся регулярной формой публикации научных результатов коллектива Центра физико-технических проблем энергетики Севера.

А.Н.Данилин, В.В.Колобов

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ ПЕРЕХОДНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Под переходными импульсными сопротивлениями заземлителей оборудования подстанций понимаются динамические сопротивления растеканию тока в земле при временах, не превышающих нескольких микросекунд, когда растекание происходит лишь с заземляющих устройств, непосредственно примыкающих к исследуемому аппарату. От величины этих сопротивлений зависит уровень коммутационных перенапряжений во вторичных низковольтных цепях, которые подведены к высоковольтным аппаратам подстанций: цепях автоматики, контроля и привода. От их величины может зависеть уровень остающегося напряжения на защитных аппаратах: ОПН и вентильных разрядниках. При высоких значениях переходных импульсных сопротивлений заземлителей аппаратов коммутационные высокочастотные перенапряжения (ВЧП) во вторичных цепях могут иметь величины, превосходящие электрическую прочность изоляции этих цепей, и вызывать аварии, несмотря на то, что общее сопротивление контура заземления подстанции не превышает установленной нормы.

Основным источником ВЧП на подстанциях являются перенапряжения, возникающие при коммутациях разъединителей ненагруженных шин под рабочим напряжением, которые воздействуют на цепи привода разъединителей и измерительные цепи трансформаторов тока (ТТ), включенных после разъединителя. При коммутации разъединителей (РЛ) токи высокой частоты замыкаются через паразитные емкости высоковольтной ошиновки и изоляции ТТ (C_1-C_4) на заземлители по контурам, указанным на рис.1, при этом падения напряжения на переходных сопротивлениях заземлителей R_{31}-R_{34} оказываются приложенными к кабельным коммуникациям 1, подведенным к шкафу 3 автоматики и привода разъединителей, а также измерительным кабелям 2 ТТ, подведенным к отсеку подключения 4. Указанные кабели уходят от разъединителей и ТТ к удаленным источникам питания и измерительным устройствам, поэтому при малых временах их можно рассматривать как коммуникации, уходящие в зону нулевого потенциала, относительно которого на них при разрядах между ножами коммутируемого разъединителя появляются ВЧ перенапряжения. Поэтому чем выше значение переходных импульсных сопротивлений, тем выше амплитуда ВЧ перенапряжения на входе указанных кабелей.

В районах с высоким удельным сопротивлением грунта величины переходных импульсных сопротивлений могут быть весьма высокими, что часто бывает причиной пробоев изоляции силовых и измерительных кабелей.

Аварии по указанной выше причине имели место на подстанциях № 202 и № 204 ОАО "Колэнерго". В связи с изложенным актуальной задачей является разработка методики измерений переходных импульсных сопротивлений оборудования подстанций и разработка мероприятий по их снижению до уровня, при котором ВЧ перенапряжения будут ниже уровня пробоя изоляции кабелей.

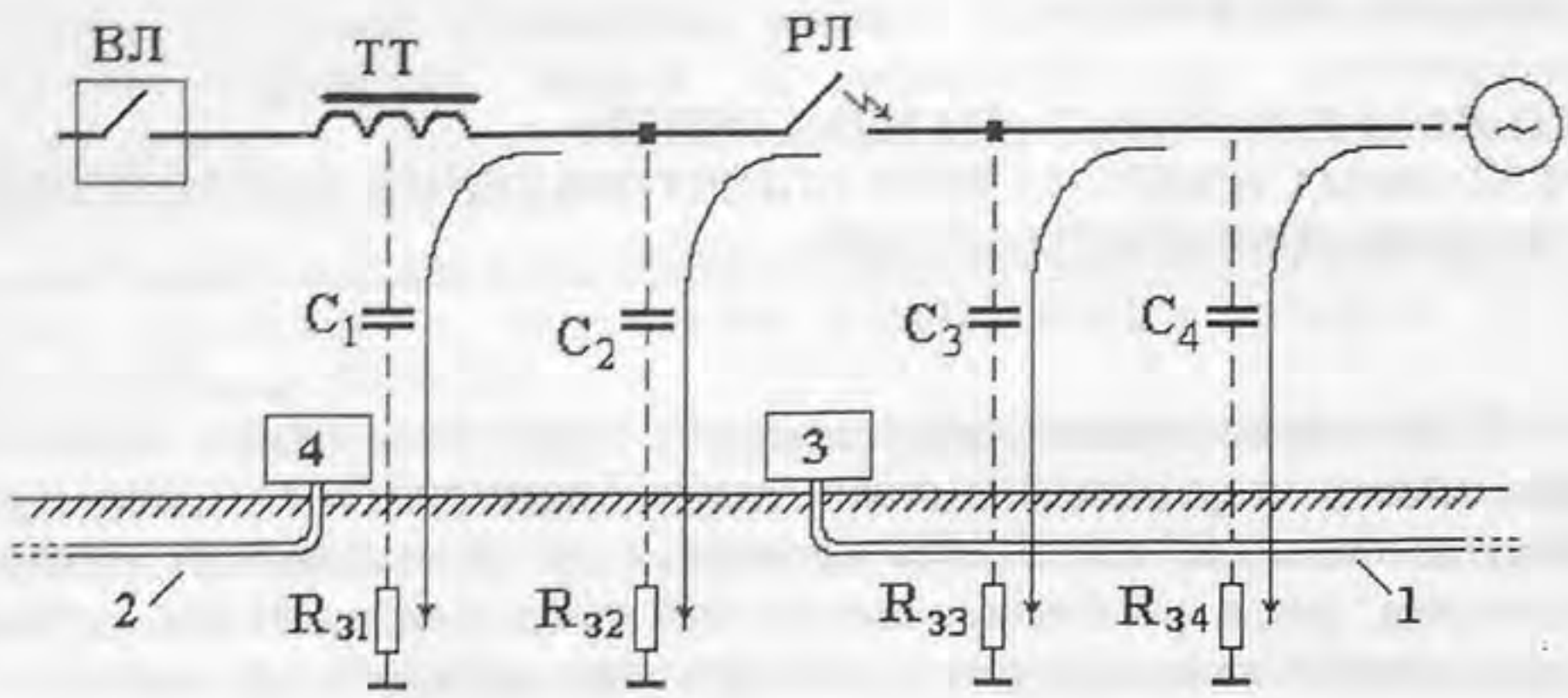


Рис.1. Схема протекания токов ВЧП при коммутации разъединителей под рабочим напряжением:
1 - кабельные коммуникации; 2 - измерительные кабели; 3 - шкаф-автоматики и привода разъединителей; 4 - отсек подключения

Разработана методика измерений переходных импульсных сопротивлений, основанная на известном способе измерения сопротивлений заземлителей (метод трех электродов). Измерительная система содержит токовый и потенциальный контуры (рис.2), в которых измеряется ток в заземлителе и падение напряжения на нем относительно удаленной земли с нулевым потенциалом. Отношение напряжения к току во времени дает значение переходного импульсного сопротивления заземлителя и его изменение во времени.

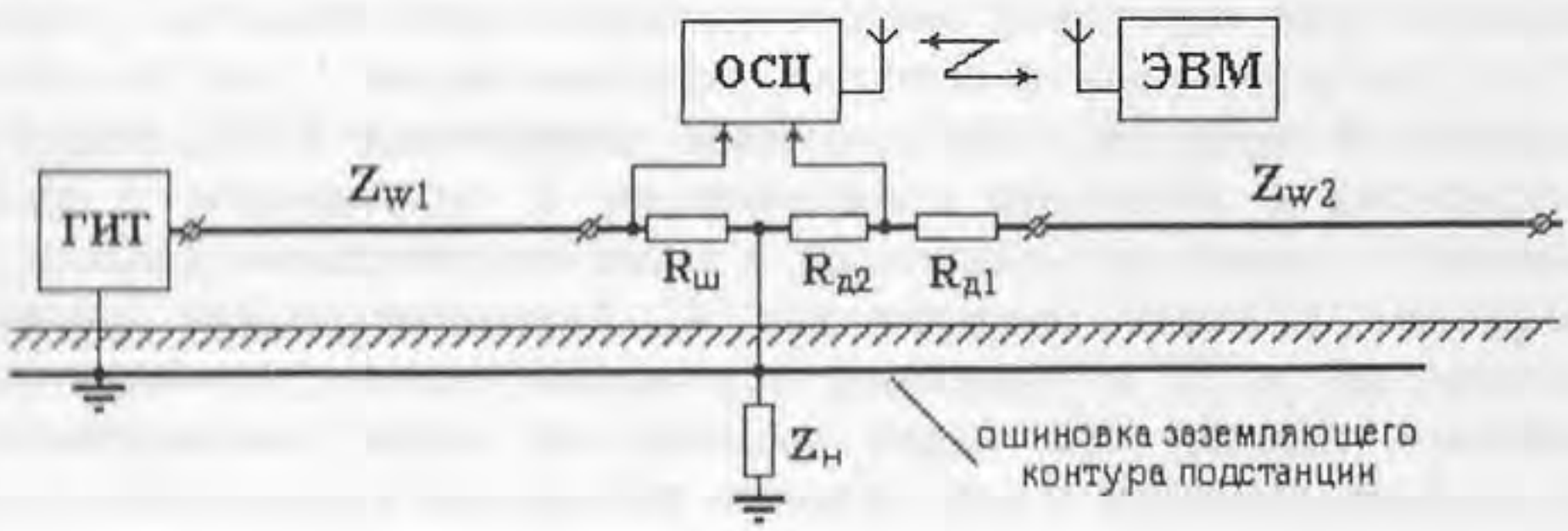


Рис.2. Схема измерений импульсных локальных сопротивлений заземления

Источником тока служит высоковольтный генератор импульсных токов (ГИТ), установленный на удаленном конце токового контура. На приведенной схеме измерений $R_Ш$ - сопротивление шунта, $R_{Д1}$, $R_{Д2}$ - делитель напряжения, Z_{W1}, Z_{W2} - волновые сопротивления токового и потенциального контуров. ГИТ включает в себя источник высокого напряжения, от которого заряжается конденсатор, который затем разряжается через искровой промежуток в линию токового контура Z_{W1}. Измерения выполняются цифровым двухканальным осциллографом, на входы которого поступают сигналы с токового шунта и делителя напряжения. Затем эта информация передается по радиоканалу в

память портативной ЭВМ (notebook), с которой ведется управление процессом измерений.

Предлагаемые метод и схема измерений имеют ряд особенностей.

1. Переходное импульсное сопротивление заземления аппарата создается ошиновкой, размещенной под землей непосредственно вблизи аппарата, которая связана с контуром подстанции. Поэтому значение сопротивления является величиной переменной и изменяется по мере растекания импульсного тока по контуру подстанции.

2. Значимой величиной этого сопротивления является его изменяющаяся величина в течение первых микросекунд, когда на растекание тока оказывает влияние лишь ближняя зона заземляющей подземной ошиновки аппарата.

3. Время измерения определяется также длиной и волновыми сопротивлениями линии Z_{W1} от ГИТ до места измерения локального заземления и линии Z_{W2} потенциального контура, при этом потенциальную линию на дальнем конце от нагрузки можно не заземлять. В этом случае время измерения определяется временем двойного пробега по линиям, поэтому длины токового и потенциального контуров необходимо выбирать одинаковыми.

4. Важнейшим вопросом в таких измерениях является ожидаемая погрешность. Для исключения влияния токового контура на потенциальный линии Z_{W1} и Z_{W2} разводятся радиально от точки измерения. Наибольшую погрешность в измерения вносит влияние импульсного тока в заземляющем контуре подстанции на линию потенциального контура. Поскольку контур заземления подстанции, как правило, представляет собой сетчатую конструкцию, размещенную на глубине 0.5-0.7 м в земле, расположение относительно него потенциального контура значения не имеет, исходя из предположения, что импульсные токи от точки подключения генератора расходятся по сетке радиально и равномерно. Это подтверждено опытами, которые показали, что форма импульса напряжения при изменении направления линии потенциального контура не изменялась. В связи с этим наиболее достоверными являются результаты сравнительных измерений, выполняемых на территории одной подстанции.

Это было подтверждено опытами на подстанции № 202 ЦЭС ОАО "Колэнерго", на которой были реконструированы фундаменты порталов двух из четырех ячеек, на которых установлены аппараты 330 кВ: выключатели, разъединители и трансформаторы тока. Свайные основания были заменены на горизонтальные железобетонные площадки по причине выдавливания свай из грунта верхним слоем мерзлоты. После реконструкции в этих ячейках при коммутациях разъединителей резко повысился уровень ВЧ перенапряжений во вторичных цепях этих ячеек, что привело к выходу из строя приводов разъединителей и тяжелым авариям в системе релейной защиты. Практически все вторичные цепи после аварии в указанных ячейках требовали замены. В связи с этим были выполнены сравнительные измерения переходных импульсных сопротивлений заземлителей аппаратов двух ячеек, оставшихся на свайных фундаментах, и этих же сопротивлений в двух реконструированных ячейках, которые приведены ниже.

Часть упрощенной схемы 330 кВ подстанции № 202 приведена на рис.3, здесь же указаны точки, где были произведены измерения токов и напряжений на заземлителях.

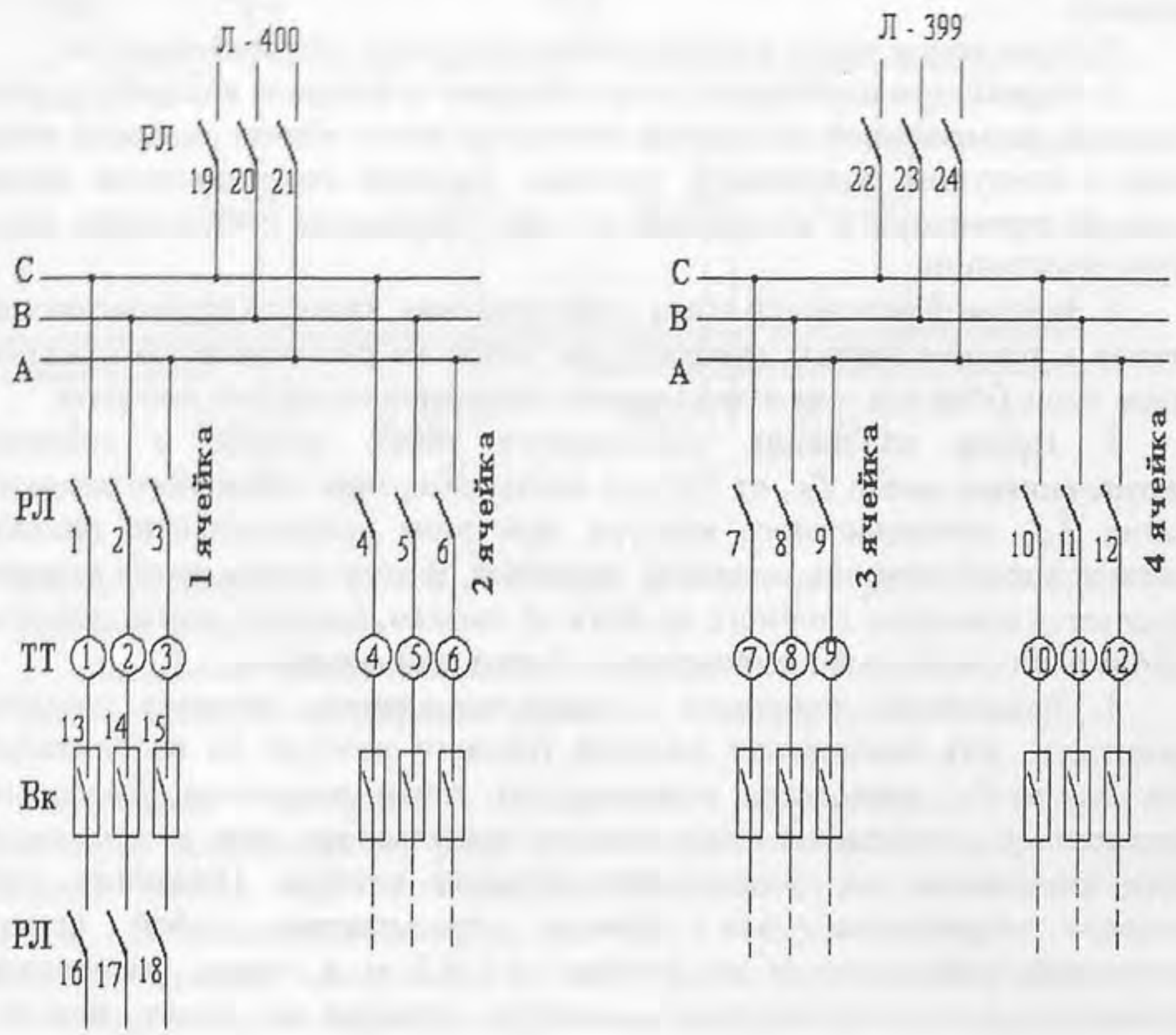


Рис.3. Часть упрощенной схемы 330 кВ подстанции № 202. Точки 1, 2, 3, 4, 5, 6, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 21 - аппараты, у которых фундаменты подверглись реконструкции

Условия эксперимента были следующие:

длины токового и потенциального контуров были равны и составляли 100 м, и время двойного пробега волны по этим линиям "провод-земля" составило 0.85 мкс, что было принято за время измерений;

опыты показали, что форма импульса тока в различных точках измерений при перестановках генераторного оборудования и переориентации линий токового и потенциальных контуров практически оставалась неизменной. На рис.4 приведены совмещенные осциллограммы импульсов тока в разных точках измерений;

поскольку форма импульса тока в нагрузке была близка к прямоугольной, а оценка значений переходных импульсных сопротивлений аппаратов подстанции принята сравнительной, то разницу в значениях этих сопротивлений можно определить по разнице падения напряжения на заземлителях аппаратов.

Ряд результатов сравнительных измерений по предложенной методике приведен на рисунках 5, 6, 7.

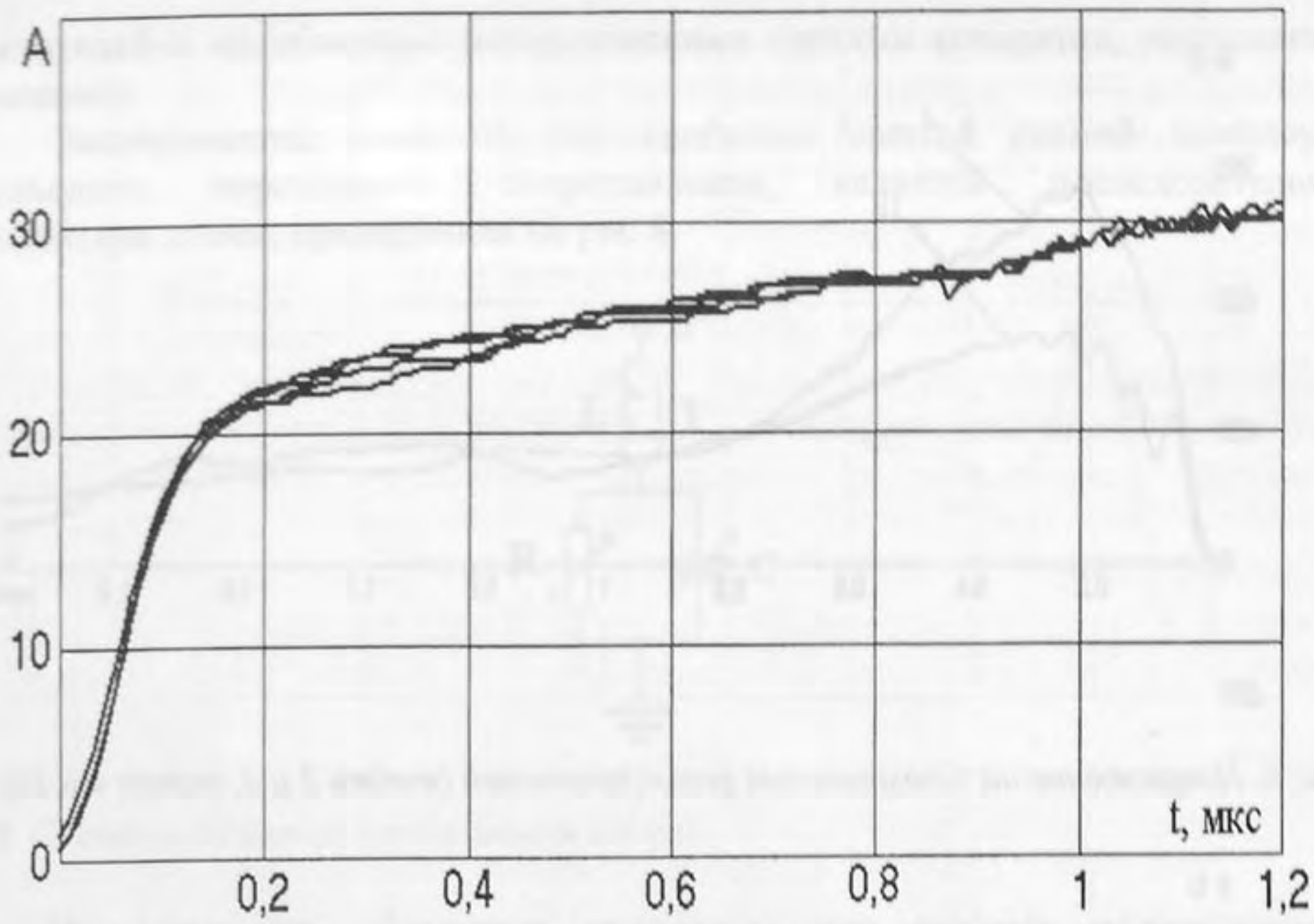


Рис.4. Осциллограммы тока, генерируемого в заземлителе

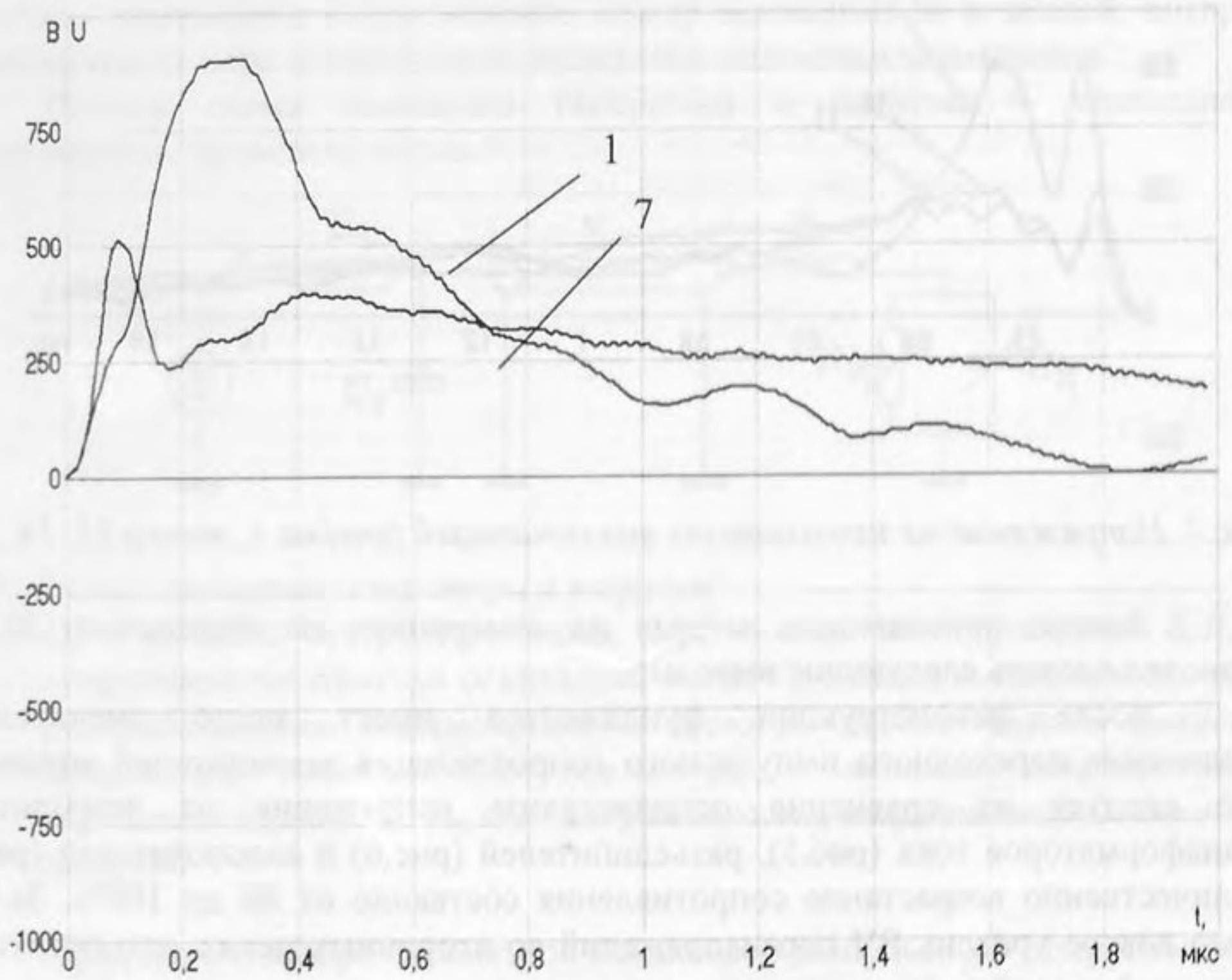


Рис.5. Напряжение на заземлителях трансформаторов тока ТТ-330 (ячейки 1 и 3, точки 1 и 7)

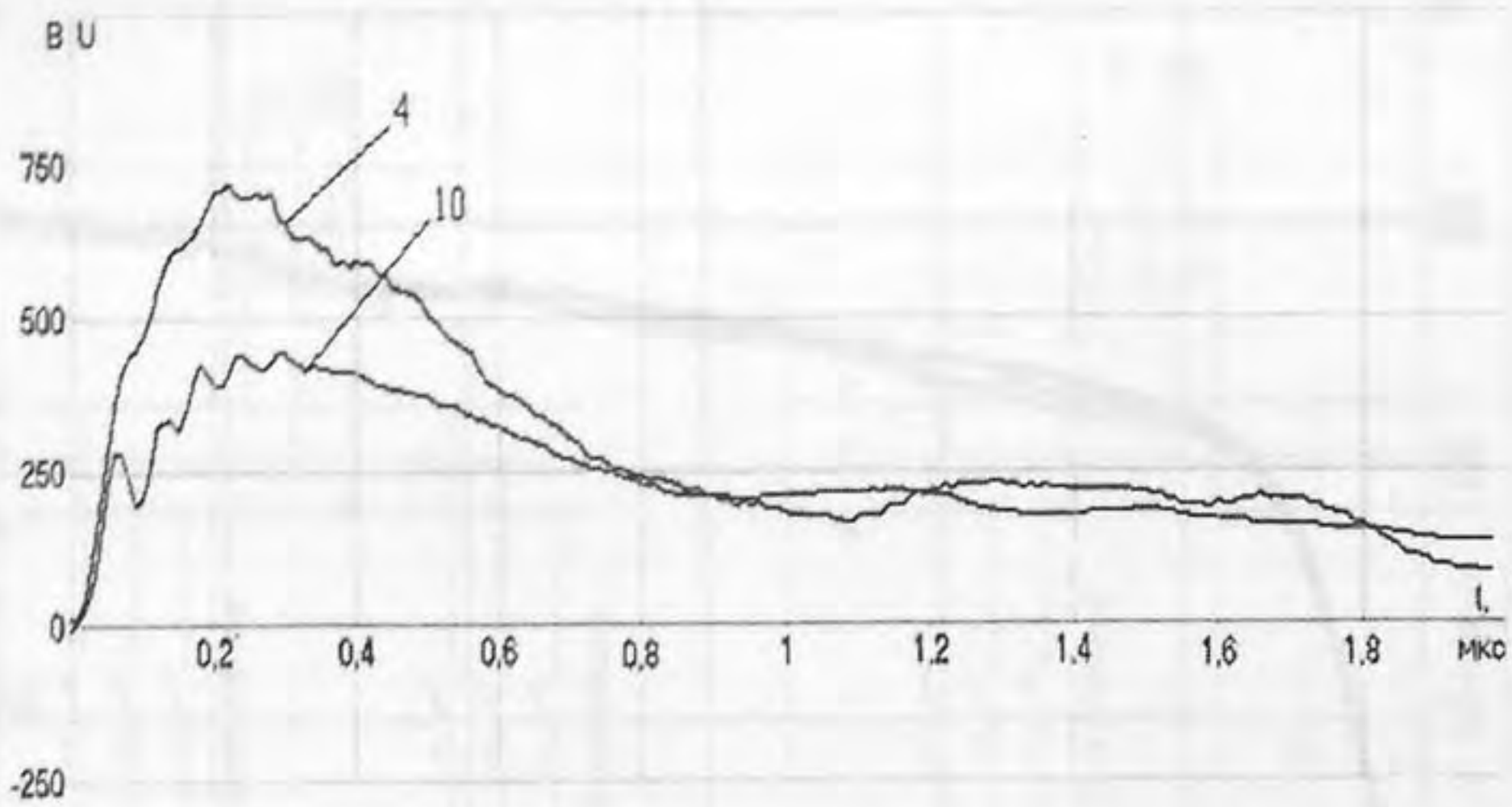


Рис.6. Напряжение на заземлителях разъединителей (ячейки 2 и 4, точки 4 и 10)

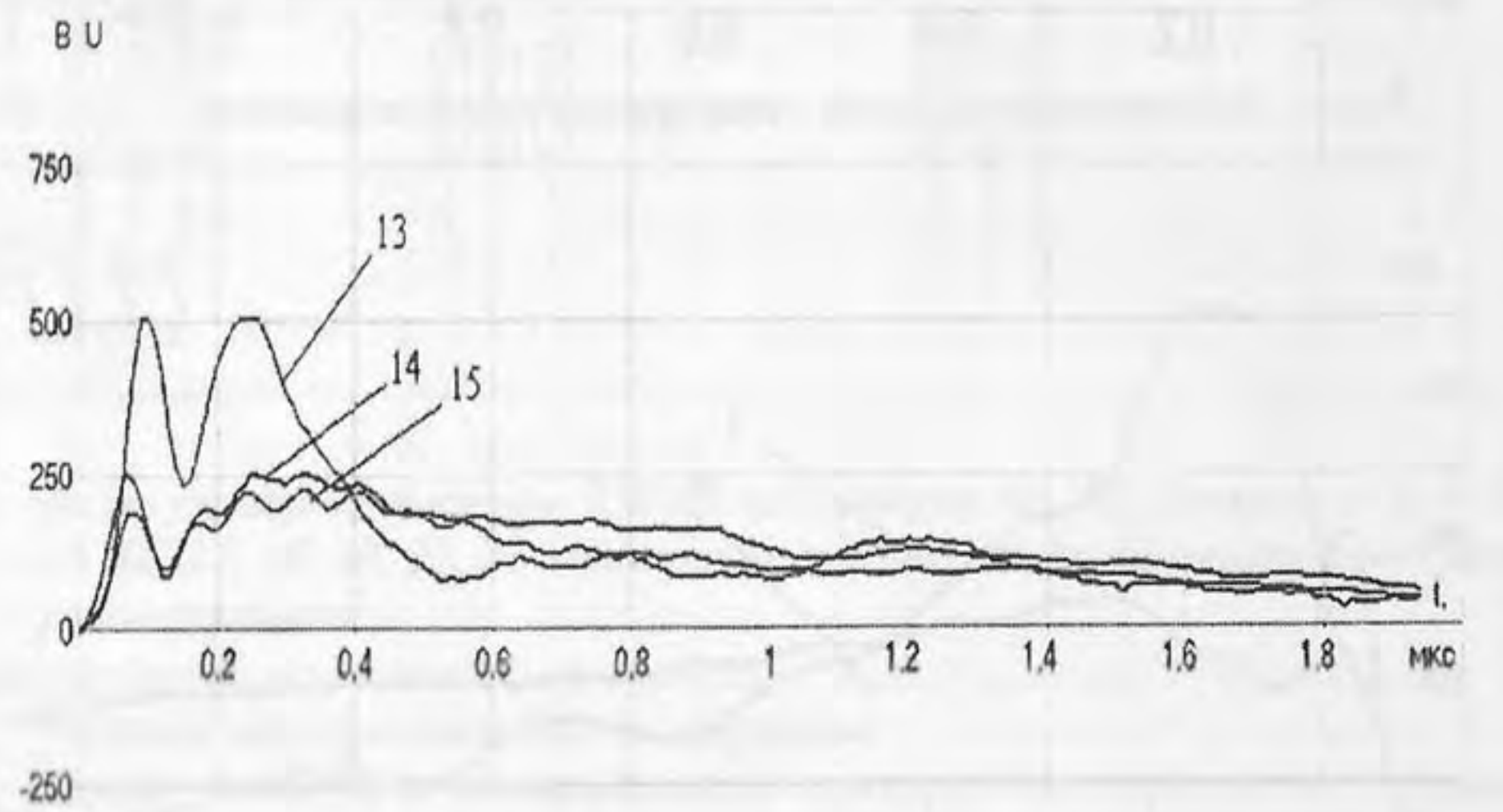


Рис.7. Напряжение на заземлителях выключателей (ячейка 1, точки 13, 14, 15)

Анализ приведенных данных по измерениям на подстанции № 202 позволил сделать следующие выводы:

после реконструкции фундаментов имеет место значительное увеличение переходного импульсного сопротивления заземлителей аппаратов. Это следует из сравнения осциллограмм напряжения на заземлителях трансформаторов тока (рис.5), разъединителей (рис.6) и выключателей (рис.7). Количественно возрастание сопротивления составило от 80 до 100%. За счет этого возрос уровень ВЧ перенапряжений во вторичных цепях, что послужило причиной аварий в этих цепях;

для снижения переходных импульсных сопротивлений заземлителей аппаратов был разработан проект реконструкции заземлителей, в основу которого положено создание системы горизонтальных и вертикальных

заземлителей и их обвязка с металлическими частями аппаратов, подлежащих заземлению.

Эксперименты показали, что наиболее близкой схемой замещения импульсного переходного сопротивления является последовательно-параллельная схема, приведенная на рис.8.

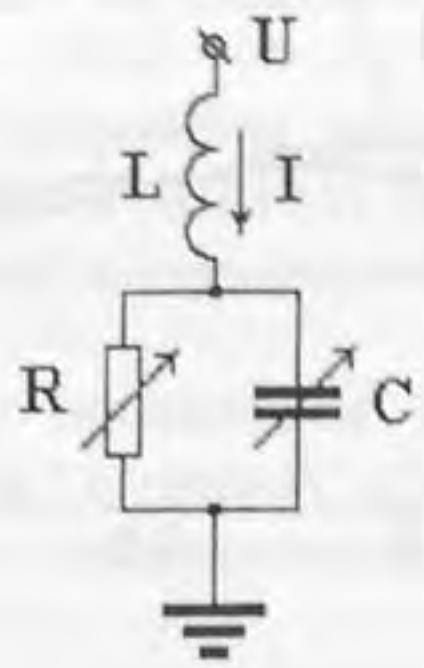


Рис.8. Схема замещения заземлителя опоры

Индуктивность образуется проводами или шинами подсоединения заземляемой части аппарата к заземлителю. Конденсатор - емкость заземлителя, которая возрастает по мере захвата током растекания ошиновки заземлителя, и резистор - переходное сопротивление между заземлителем и землей, которое уменьшается по мере захвата током растекания ошиновки заземлителя.

Полная схема замещения генератора и нагрузки - переходного сопротивления, приведена на рис.9.

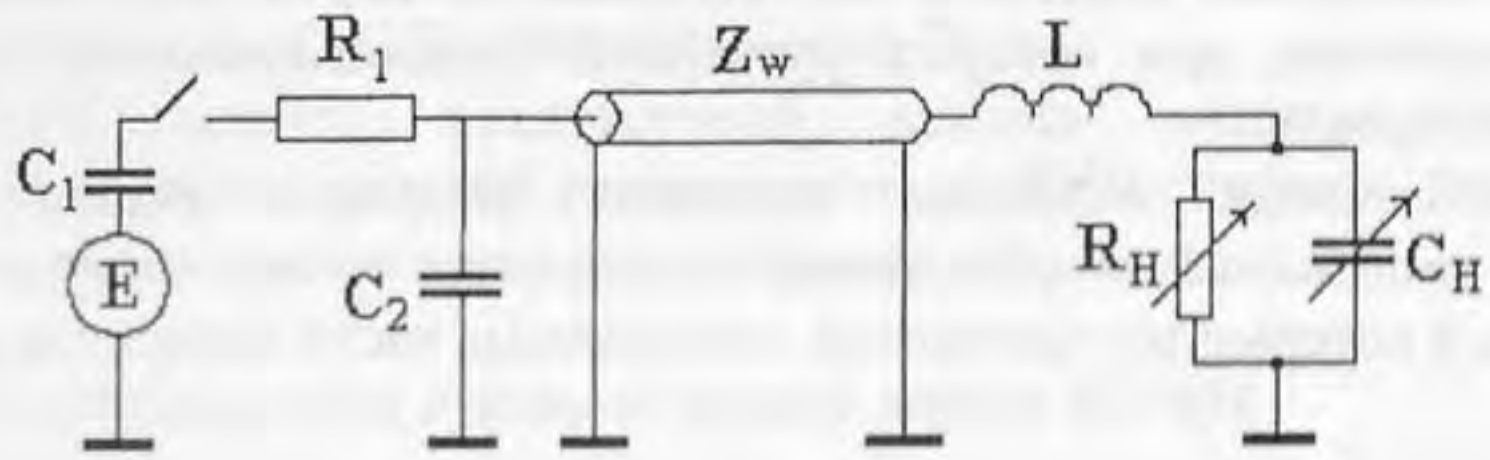


Рис.9. Схема замещения генератора и нагрузки:

C_1 - емкость генератора тока, заряженная до напряжения E; R_1 - сопротивление гашения осцилляций тока; C_2 - входная емкость линии с распределенными параметрами, в которую входит также емкость генератора относительно земли; Z_W - волновое сопротивление передающей линии; L, R_H, C_H - индуктивность, сопротивление и емкость нагрузки

Примером подбора параметров локального импульсного сопротивления заземлителя являются совмещенные экспериментальная и расчетная зависимости напряжения, приведенные на рис.10.

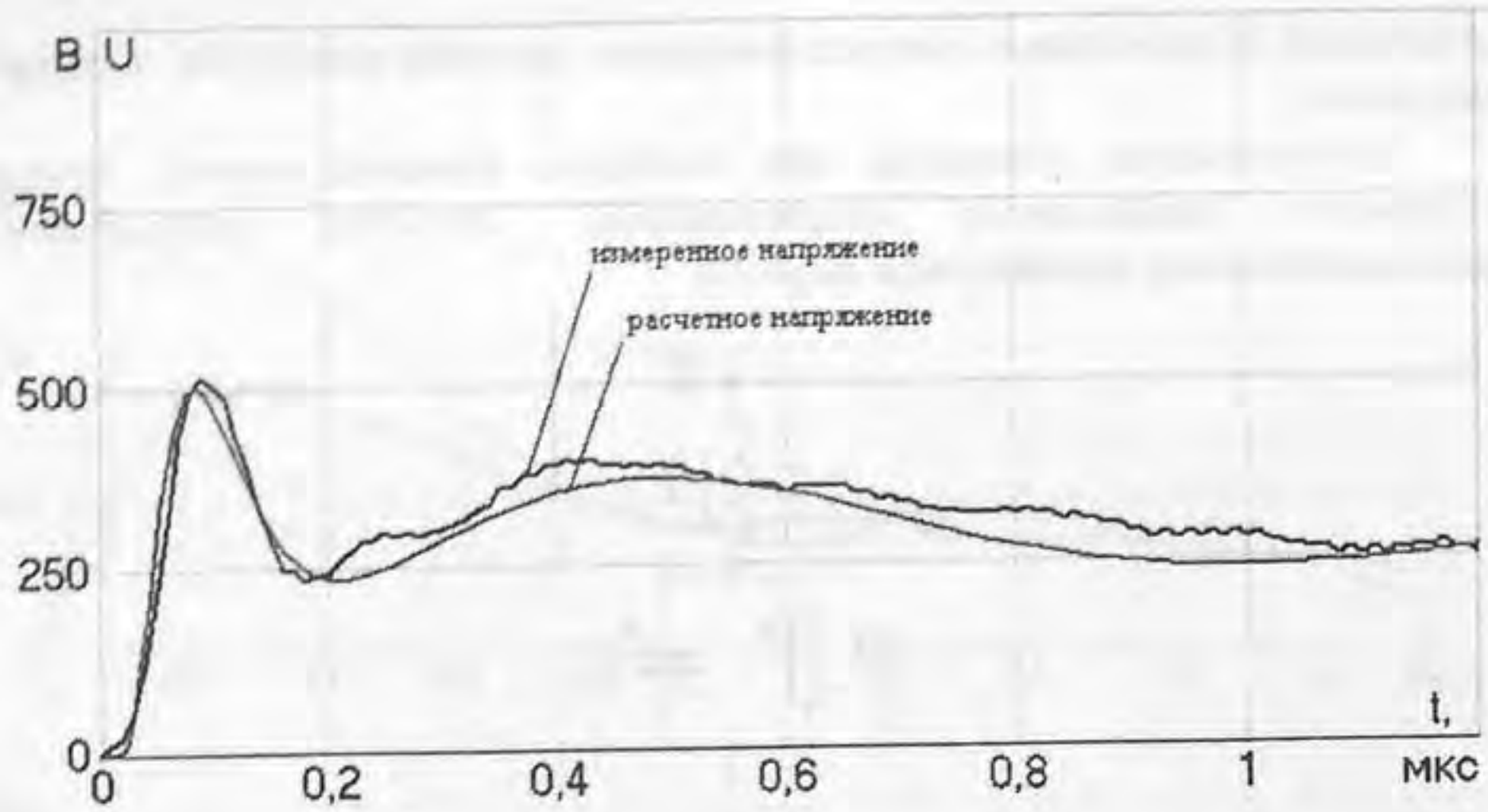


Рис.10. Совмещенные экспериментальная и расчетная зависимости напряжения на заземлителях трансформаторов тока ТТ-330 (ячейка 3, точка 7)

Таким образом, разработанная методика измерений переходных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций позволила выполнить измерения этих сопротивлений на подстанции, на которой возникла аварийная ситуация в связи с реконструкцией элементов контура заземления, и определить причину возникновения недопустимо высоких ВЧ перенапряжений во вторичных цепях. На основании этих результатов был разработан план новой реконструкции контура заземления подстанции, после выполнения которого повторные измерения показали, что импульсные переходные сопротивления достигли значения, при которых уровень ВЧ перенапряжений снизился до допустимого уровня.

Разработанная методика позволяет получать схемы замещения переходных импульсных сопротивлений в локальных точках контура заземления подстанции, в которые подключаются заземляемые части аппаратов подстанции.

М.Б.Баранник, П.И.Прокопчук, В.В.Колобов

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ КНЧ-СНЧ-СИГНАЛОВ В ИССЛЕДОВАНИЯХ УСЛОВИЙ ПЕРЕДАЧИ И ПРИЕМА КНЧ-СНЧ-СИГНАЛОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В КАЧЕСТВЕ АНТЕНН ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛЭП

В статье представлены результаты научно-исследовательских и экспериментальных работ по передаче и приему КНЧ-СНЧ-сигналов с применением экспериментальной излучающей установки на основе созданного генератора "Энергия-1" при использовании в качестве излучающих антенных систем промышленных ЛЭП (ВЛ-401 и ВЛ-154) "Колэнерго".

В задачи НИР и ОКР входило создание мобильного генераторного комплекса и его развертывание на выделенной площадке с последующим подключением к заземляющим устройствам и излучающим антенным системам в виде промышленных ЛЭП. Работы содержали:

натурные испытания созданного мобильного КНЧ-СНЧ-генератора "Энергия-1" мощностью 100 кВт на опытной площадке подстанции № 200 "Колэнерго" (Мурманск);

разработку согласующего устройства для подключения мобильного КНЧ-СНЧ-генератора к ЛЭП (ВЛ-401 и ВЛ-154) системы "Колэнерго" и подбор резонансных RLC-характеристик в намеченном для испытаний диапазоне частот;

калибровку и юстировку приемников в условиях, приближенных к натурным измерениям сигналов, с целью повышения качества и полноты извлекаемой информации от экспериментальной КНЧ-СНЧ-передающей установки;

натурные эксперименты по генерации тока в экспериментальной КНЧ-СНЧ-передающей линии ВЛ-401 и резервной линии ВЛ-154 с применением мобильного генераторного комплекса "Энергия-1";

прием сигналов КНЧ-СНЧ-диапазона на береговых и морских измерительных станциях на ближних (до 200 км) и дальних (до 1000 км) расстояниях от источника.

Важной составной частью работы явилось создание мощной КНЧ-излучающей системы на основе длинных заземленных ЛЭП и разработанного КНЧ-генератора "Энергия-1". Все перечисленные выше виды работ были проведены с тремя типами антенных устройств - субмеридиональной ЛЭП Л-154 протяженностью 122 км, субширотной ЛЭП Л-401 протяженностью 109 км и субширотной сдвоенной ЛЭП протяженностью 70 км.

Конечной задачей исследований явилось экспериментальное и теоретическое изучение условий распространения КНЧ-сигналов, излучаемых с помощью разработанных антенно-генераторных устройств.

1. Работы на субширотной промышленной линии ВЛ-401

Высоковольтная линия Л-401 протяженностью 109 км проходит в субширотном направлении. Она располагается над плохо проводящими породами Мурманского блока и по этой причине представляет собой благоприятное место для расположения КНЧ-СНЧ-антенны. Генерация КНЧ-СНЧ-сигналов в промышленной ЛЭП ВЛ-401 представляет особый интерес, поскольку на ней еще в 1970-е годы выполнялась отработка техники и методики генерации СНЧ-сигналов для задач дальней связи.

Данная линия выбрана по следующим причинам:

большая длина (109 км) и удаленность от большинства линий класса 110-330 кВ. Параллельно ВЛ-401 расположена только линия ВЛ-226, по которой ответвляется часть тока, и этот эффект был исследован специально в одной из предыдущих работ;

фазные провода имеют расщепление на два составляющих провода типа АСО 400, поэтому при параллельном включении фазных проводов линия

включает 6 расщепленных составляющих, что позволяет получить низкое активное сопротивление линии (менее 3 Ом на 100 км длины);

противоположный конец контура ВЛ-401, на котором выполнено заземление линии, находится на значительном удалении от большинства линий высоковольтной сети, что позволяет снизить шунтирующее действие гальванической связи через заземляющие устройства концевых распределительных устройств.

Антенный источник поля выполнен по схеме: генератор тока, один вывод которого заземлен, все провода ЛЭП, включенные параллельно, заземление на противоположном конце ЛЭП. ВЛ-401 соединяет распределительные устройства (РУ-330 кВ) подстанции ПС-200 и ГЭС.

Структурная схема основных узлов генераторно-измерительного комплекса для возбуждения КНЧ-сигналов в промышленных ЛЭП приведена на рис.1. Для компенсации индуктивности ЛЭП на верхних частотах последовательно в контур генератор-линия включены компенсирующие емкости. Как видно из рисунка, схема включает сопротивления контуров заземления РУ подстанции ПС-200 ($R_{ЗПС}$) и ГЭС ($R_{ЗРУ}$).

Генерация тока осуществлялась по схеме питания от трехфазного трансформатора с изолированной от "земли" нейтралью. Из полученных экспериментальных данных параметров тока можно видеть, что амплитуда тока первой гармоники увеличивается от 60-80 А на частотах 15-20 Гц до 120-140 А на частотах 1-2 Гц и ниже.

Осциллограммы тока и напряжения для всех частот, на которых проводилась генерация, приведены на рис.2. В целом наблюдается закономерная картина изменения формы тока от синусоидальной на высоких частотах до квазипрямоугольной на низких частотах.

Рис.1. Принципиальная схема подключения генератора "Энергия-1" к трехфазной сети 380 В и ЛЭП Л-401 для излучения переменного электромагнитного поля КНЧ-диапазона

2. Разработка генераторно-измерительного комплекса "Энергия-1"

Одной из основных задач НИР явилась разработка и экспериментальная проверка научно-технических решений и проведение научно-конструкторских разработок по усовершенствованию образца генераторно-измерительного комплекса "Ливадия-2Т", с целью повышения его реальной мощности и надежности работы в условиях наведенных помех. В ходе испытаний КНЧ-СНЧ-генератора "Ливадия-2Т" был выявлен ряд принципиальных недостатков, которые не позволяли эксплуатировать станцию в заданных режимах, обеспечивающих выходные параметры (ток в нагрузке), соответствующие заложенным в техническом задании.

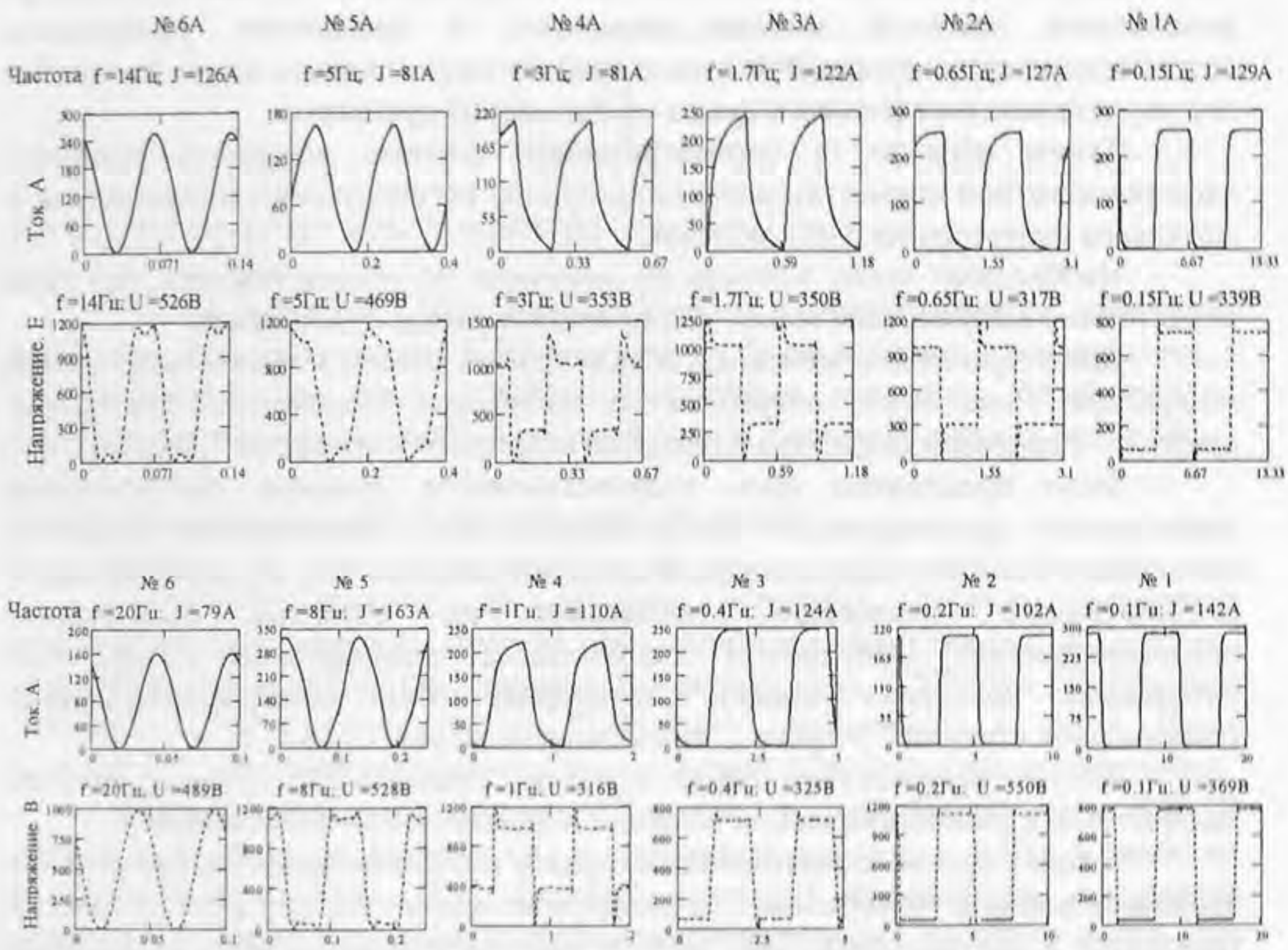


Рис.2. Графики тока и напряжения в ЛЭП Л-401

Так, при работе на нагрузку с комплексным RLC-сопротивлением и с наведенным напряжением (на промышленные ЛЭП) происходили частые срывы коммутации и характерные отказы тиристорного выпрямителя. При подаче тока на резонансных частотах, подобранных в ходе испытательных работ, наблюдались срывы коммутации при попытках поднять выходное напряжение выше 300 В на высших частотах (15 Гц и выше).

Анализ вышеизложенных признаков нестабильной работы генератора позволил сделать вывод, что причиной возникновения сбоев и отказов является влияние комплексной нагрузки на работу тиристорного регулируемого выпрямителя и инвертора на IGBT-транзисторах.

В тиристорном регулируемом выпрямителе регулировка уровня выпрямленного напряжения осуществляется методом изменения фазного угла открытия тиристоров. При таком методе возникают высокочастотные помехи с большой энергией, которые различными путями (гальванические или индукционные, через цепи питания и управления) могут воздействовать на цепи управления ключами инвертора (драйвера IGBT-транзисторов). Сбои в работе драйверов могут приводить к несвоевременному открытию или закрытию транзисторов мостовой схемы инвертора, что вызывает срывы генерации, а также увеличивает вероятность возникновения недопустимого состояния IGBT-ключей, приводящего к их дальнейшему выходу из строя. Нужно отметить, что драйвера инвертора были выполнены на дискретных элементах, имели значительную монтажную емкость, не были экранированы. В схеме инвертора использован навесной монтаж элементов, а сигнальные проводники, соединяющие транзисторный модуль и драйвер имели значительную длину. Все это увеличивало вероятность ложных срабатываний драйверов.

Таким образом, в рассматриваемой системе возникала проблема электромагнитной совместимости тиристорного регулируемого выпрямителя и мостового инвертора на IGBT-модулях.

Необходимо также принять во внимание то обстоятельство, что сами тиристорные выпрямители имеют ряд принципиальных недостатков.

Для устранения отмеченных и ряда других конструктивных недостатков генератора "Ливадия-2Т" потребовалось проведение опытно-конструкторских работ, что и привело к разработке и созданию нового КНЧ-генератора "Энергия-1".

Было предложено иное схемотехническое решение, исключающее тиристорный регулируемый выпрямитель. Для выпрямления входного напряжения был применен пассивный диодный выпрямитель, а в качестве звена, регулирующего напряжение, подаваемое на инвертор, использован последовательный импульсный стабилизатор понижающего типа (так называемая "чопперная" схема). Структурная схема усовершенствованной генераторной станции "Энергия-1" представлена на рис.3.

Анализ инверторного блока станции "Ливадия-2Т" показал наличие недоработок в схемотехническом решении и конструктивном исполнении.

С точки зрения схемотехники спорным моментом являлось применение драйверов ключей, выполненных на дискретных элементах, при этом на каждый транзистор в полумостовом IGBT-модуле работал отдельный модуль драйвера. В настоящее время доступна большая номенклатура специализированных микросхем драйверов полумоста, применение которых значительно повышает надежность работы каждого полумоста инвертора, одновременно упрощая схему. Конструкция трансформаторов ВЧ-питания драйверов имела недостатки. Обмотки не были секционированы, вследствие чего паразитная емкость между обмотками составляла порядка 170 пФ и являлась дополнительным каналом проникновения ВЧ-помех. Производители IGBT-модулей рекомендуют не превышать величины 100 пФ (в станции "Энергия-1" ВЧ-трансформаторы блоков питания имеют паразитную емкость порядка 10 пФ). В драйверах были применены неэкранированные оптопары, что также снижало надежность системы управления силовыми IGBT-ключами. В качестве элементов защиты инвертора были применены ограничители перенапряжения (ОПН) с остаточным напряжением порядка 1400 В, при этом сами IGBT-модули имели величину

допустимого приложенного напряжения 1200 В. При заявленной мощности станции "Ливадия-2Т" в 100 кВт, что соответствует максимальному току в нагрузке 200 А, в инверторе были использованы IGBT-модули на максимальный ток в 150 А.

Рис.3. Структурная схема генератора "Энергия-1"

Таким образом, был сделан вывод о необходимости доработки инвертора, а именно замены IGBT-модулей на более мощные и современные, и усовершенствования схем управления ключами инвертора (драйверов) с использованием современной элементной базы и схемотехнических решений.

2.1. Функциональная схема генератора "Энергия-1"

Генератор состоит из четырех основных блоков: пассивного выпрямителя, регулятора напряжения, инвертора напряжения и системы управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА). Обобщенная функциональная схема генератора "Энергия-1" представлена на рис.4. Далее проведено описание назначения и взаимодействия основных блоков генератора.

Регулируемый выпрямитель. Питание от трехфазной сети 380 В поступает на входной автомат (А) и магнитный пускатель (МП), а затем на диодный выпрямитель (ДВ). Входной (сетевой) выпрямитель генератора выполнен по схеме Ларионова с применением пассивного диодного моста. Для обеспечения мягкого запуска, ограничения тока заряда фильтрующих емкостей, которые имеют значительную емкость (порядка 11000 мкФ), применяется устройство плавного пуска, в состав которого входит зарядный резистор, магнитный пускатель и специальный таймер. Дроссель (L1) и емкость (C1) составляют сглаживающий фильтр выпрямленного напряжения. В состав импульсного стабилизатора понижающего типа входят силовой ключ (VT), осуществляющий высокочастотную коммутацию тока (фаза накачки энергии), разрядный диод (D1), через который поддерживается ток в дросселе (L2) при закрытом ключе (VT) (фаза разряда на нагрузку). Дроссель (L2) и емкость (C2) образуют низкочастотный сглаживающий фильтр. Широтно-импульсный модулятор (ШИМ-контроллер) управляет ключом, формируя импульсы постоянной частоты (19 кГц) и переменной скважности. Изменением

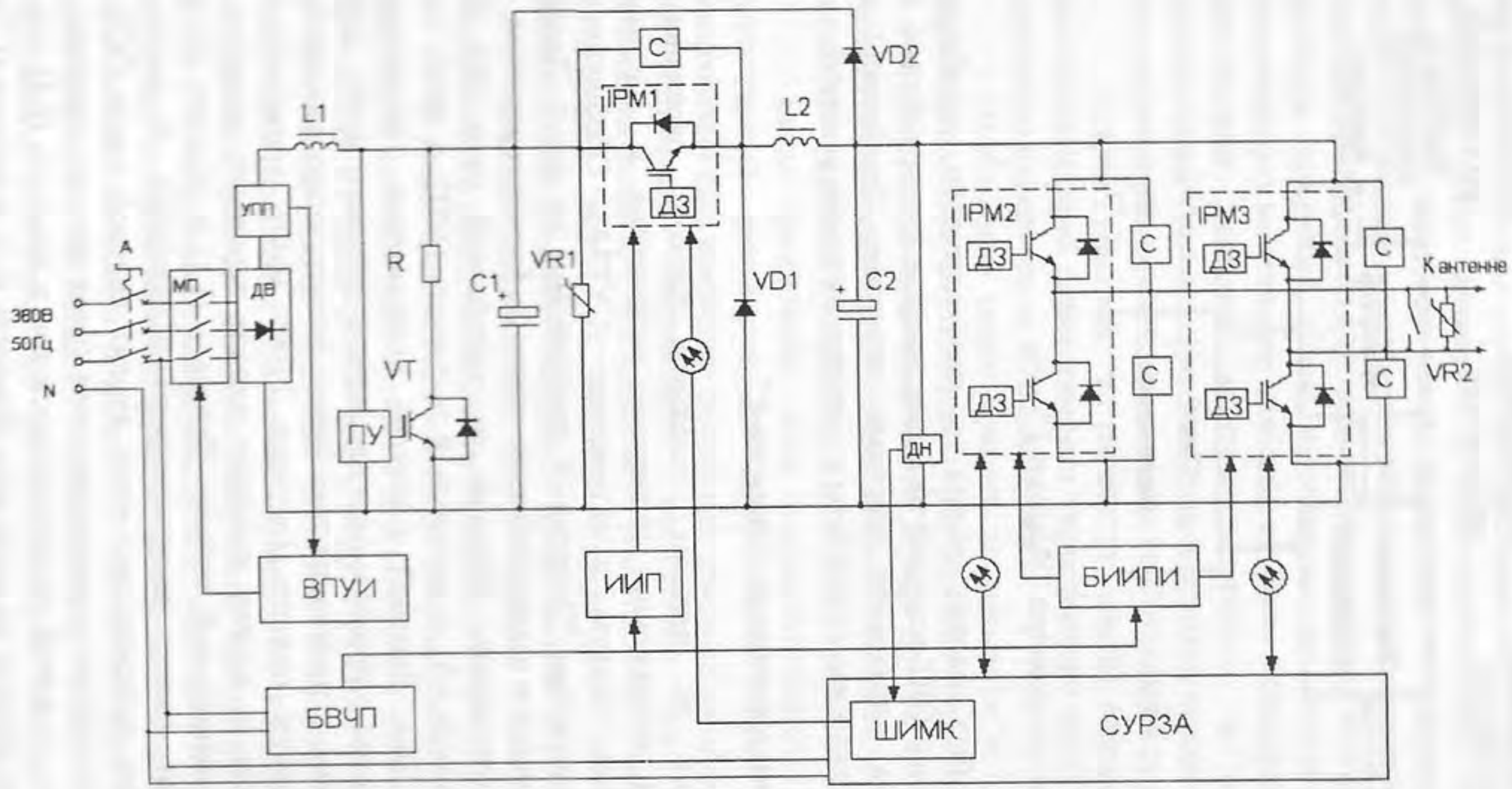


Рис.4. Упрощенная функциональная схема генератора "Энергия-1":
А - входной автомат; МП - магнитный пускатель; ДВ - диодный выпрямитель; УПП - устройство плавного пуска; ПУ - пороговое устройство; ВПУИ - выносной пульт управления и индикации; БВЧП - блок ВЧ питания; ИИП - изолированный источник питания; ДН - изолированный датчик напряжения; ШИМК - ШИМ-контроллер; БИИПИ - блок изолированных источников питания инвертора; ДЗ - встроенные в интеллектуальные силовые IGBT-модули драйверы и цепи защиты; С - снабберные цепи. На схеме не указаны измерительные цепи блокировок, защит и контроля выходных параметров. Значком обозначены сигнальные цепи с оптической развязкой

скважности импульсов управления, а значит, и изменением соотношения времен фазы накачки энергии и фазы разряда осуществляется регулировка выходного напряжения чоппера в диапазоне от нуля и до величины выпрямленного постоянного напряжения 540 В на (С1). Для предотвращения выхода из строя силового транзистора и электролитических конденсаторов выпрямителя от возможных импульсных перенапряжений в схему введен варистор (VR1).

ШИМ-контроллер, конструктивно расположенный в блоке СУРЗА, выполнен на 8-разрядном микроконтроллере фирмы ATMEL. Контроллер осуществляет следующие функции:

регулировка и стабилизация выходного напряжения преобразователя - величина напряжения задается переменным резистором, контролируется по цифровому индикатору. Напряжение для схемы индикации снимается с датчика напряжения LEM, который измеряет выходное напряжение на емкости (С2). Это же напряжение с датчика используется контроллером как напряжение обратной связи для стабилизации выходного напряжения преобразователя;

плавный пуск - после каждого запуска чоппера выходное напряжение плавно поднимается от нуля до задаваемого уровня;

контроль напряжения на конденсаторах выпрямителя - при превышении некоторого порога срабатывает звуковая сигнализация.

Выбор элементной базы. В качестве силовых ключей были применены интеллектуальные силовые модули (IPM) фирмы Mitsubishi Electric, которые представляют собой гибридные силовые приборы, объединяющие высокоскоростные, высокоэффективные IGBT-модули с оптимизированными драйверами управления затвором и схемами защиты. Защита от перегрузок по току и режима короткого замыкания достигается за счет современного датчика тока на IGBT-кристаллах, который осуществляет непрерывный мониторинг тока прибора. Надежность прибора также повышена благодаря применению схем температурного контроля и защиты от пониженного напряжения питания встроенных схем управления и защиты.

В генераторе используются три IPM-модуля: одиночный модуль в чоппере (IPM1) и два полумостовых в инверторе (IPM2, IPM3). Для выбранных IPM необходимы один гальванически изолированный источник питания для чоппера (ИИП на функциональной схеме) и один многоканальный источник (БИИПИ) для питания полумостов инвертора. Как уже отмечалось, модули управляются сигналами логического уровня, которые поступают от управляющего контроллера (ШИМК и СУРЗА). В генераторе гальваническая развязка сигналов управления IPM осуществляется с помощью оптопар. В примененных модулях имеются выходы, сигналы на которых позволяют получать информацию о срабатывании защит.

Инвертор. В состав инвертора входят два полумостовых IGBT-модуля: IPM2, IPM3. Инвертор выполнен по схеме полного моста, работающего на комплексную нагрузку (антенну). Управление частотой переменного напряжения в нагрузке, формируемого инвертором, как и регулировка постоянного напряжения питания инвертора, осуществляется управляющим блоком СУРЗА. В состав блока инвертора входит также возвратный диод VD2.

Демпфирующие цепи (снабберы). Обязательным для модуля инвертора является наличие цепей защиты ключей IGBT от коммутационных перенапряжений (снабберов).

При разработке преобразователей большой мощности важное значение имеет правильность выполнения топологии соединений. Высокие значения di/dt, dv/dt, возникающие при переключении силовых модулей, приводят к появлению переходных перенапряжений, которые могут вывести элемент из строя. При коммутации токов, достигающих значений в сотни ампер, паразитная индуктивность шины питания не должна превышать единиц нГн. Энергия, запасаемая в паразитных индуктивностях силовых цепей, пропорциональна квадрату рабочего тока, поэтому для мощных схем уменьшение распределенных индуктивностей приобретает важное значение. Но снижение длины силовых шин затруднено тем, что мощные модули имеют большие размеры, а для обеспечения необходимого теплоотвода их приходится устанавливать на значительном расстоянии. Поэтому необходимо применение снабберов, их главная задача - ограничение переходных перенапряжений. Конфигурация снабберных цепей и номиналы элементов зависят от многих параметров: типа силовых модулей, рабочей частоты и параметров нагрузки.

В разработанной схеме генератора используются два типа снабберных цепей: R-C-D-снабберы применены в схеме преобразователя напряжения и инвертора. В схеме последнего использованы и С-снабберы, представляющие собой специализированные низкоиндуктивные конденсаторы (Lc<10 нГн), также имеющие низкие диэлектрические потери и расположенные непосредственно на выводах полумостовых IGBT модулей, подключенных к шинам питания.

Подавление перенапряжений, вызванных индуктивным характером нагрузки. Нагрузка КНЧ-генератора в виде ЛЭП имеет индуктивный характер, и значение индуктивности может находиться в пределах 0.1÷0.3 Гн. При низком активном сопротивлении квазипостоянный ток в линии может достигать 150-200 А, поэтому накопленная индуктивная энергия будет составлять величину порядка 6 кДж. Эта энергия при коммутации переходит сначала в электрическую энергию конденсаторов на входе инвертора, а при превышении напряжения на шине питания величины заряда на конденсаторах выпрямителя через возвратный диод D2 переходит в эти конденсаторы. При этом в цепи питания могут возникать значительные перенапряжения, способные привести к выходу из строя IGBT-модули чоппера и инвертора. Полный расчет перенапряжений на шине питания инвертора станции "Ливадия-2Т", работающего на линию Л-401, показал, что при токе нагрузки 200 А уровень напряжения в цепи питания достигает 1370 В. Такой уровень напряжения превышает допустимый и может вывести из строя IGBT-транзисторы и конденсаторы питания.

Существует несколько способов борьбы с перенапряжениями.

Разрядник - наиболее простой способ, но он имеет такой недостаток, как нестабильность порога срабатывания. Каждое его срабатывание приводит к короткому замыканию, из-за чего применение данного способа недопустимо.

Ограничитель перенапряжений (ОПН), или варистор - данный тип защиты является эффективным, так как имеет большую степень нелинейности. Данные устройства могут поглощать импульсы с большими токами и энергиями, но имеют ограничение по средней мощности рассеивания. Ввиду того, что перенапряжения возникают при каждом переключении инвертора, применение ОПН недопустимо по причине слишком большой рассеиваемой на них энергии.

Конденсаторы питания - емкость конденсаторов должна быть пропорциональна энергии, накопленной в индуктивности нагрузки. Данный

способ имеет важное преимущество, а именно: вся энергия практически без потерь уходит в электрическую энергию конденсаторов, которая используется инвертором сразу после противотока самоиндукции нагрузки. Данный способ борьбы с перенапряжениями является сравнительно дорогим и исключает возможность поглотить сильноточные выбросы (к примеру, при перенапряжении, вызванном коротким замыканием на соседней линии).

Гасящий резистор - данный способ является эффективным при энергиях, выделяющихся за сравнительно долгое время. Имеет ряд конструктивных сложностей - требуется применение сильноточного IGBT-транзистора, снабберных цепей и хорошо охлаждаемой нагрузки. Имеет ряд недостатков: при слишком большом токе разряда конденсаторов питания является большим источником помех, а при слишком низком токе разряда не может справиться с погашением индуктивного выброса. В то же время данный способ является единственным способом борьбы с перенапряжением от наведенного напряжения, если оно превосходит напряжение питания инвертора.

Генератор "Ливадия-2Т" не был способен подавить перенапряжения при токах в нагрузке более 90 А. Это объясняется недостаточной емкостью выпрямителя - 2000 мкФ. Также в инверторе стояли ОПН, на которых при токе 100 А остаточное напряжение составляло 1650 В. Теоретически они не могли работать, так как предельно допустимое напряжение на IGBT-транзисторах находится в пределах 800÷1200 В в зависимости от их состояния. В генераторе также не была предусмотрена установка гасящего резистора, следовательно, инвертор мог выйти из строя при сравнительно большом наведенном напряжении.

В генераторе "Энергия-1", как видно из функциональной схемы, совместно применены 2-, 3- и 4-й способы защиты от перенапряжений (конденсаторы C1 и C2 большой емкости, варисторы (ОПН) VR1 и VR2, гасящий резистор R).

Примененный варистор VR1 при токе 300 А имеет остаточное напряжение 1025 В. Он способен поглотить одиночный импульс с энергией 800 Дж. Средняя мощность рассеивания составляет 1.4 Вт. Остаточное напряжение при токе 1 мА равно 640 В. Импульс тока величиной 40 кА с характеристиками 8/20 мкс является безопасным. Полная емкость конденсаторов генератора равна 11600 мкФ. Данная емкость способна самостоятельно поглощать индуктивные выбросы при токе нагрузки до 120 А, при этом максимальное напряжение в цепях питания достигает 640 В. Примененный гасящий резистор и схема его коммутации имеют следующие параметры:

ток разряда конденсаторов питания - не менее 183 А;
напряжение срабатывания - 640 В;
напряжение выключения - 625 В;
максимальная энергия поглощения одиночного импульса - 600 кДж;
мгновенная мощность поглощения перенапряжения - не менее 117 кВт;
средняя мощность теплового рассеяния - 2.2 кВт.

В схему с ограничительным резистором R входят также силовой ключ VT и пороговое устройство. При работах на линии 401 гасящий резистор позволил поднять ток в линии до 150 А, при этом было отмечено, что для лучшего отвода тепла от гасящего резистора необходимо принудительное охлаждение. Результат работы схемы с гасящим резистором иллюстрируют рис.5. Исходные данные: линия 401 (L=0.19 Гн, R=2.5 Ом), I=150 А, энергия погашения =984 Дж.

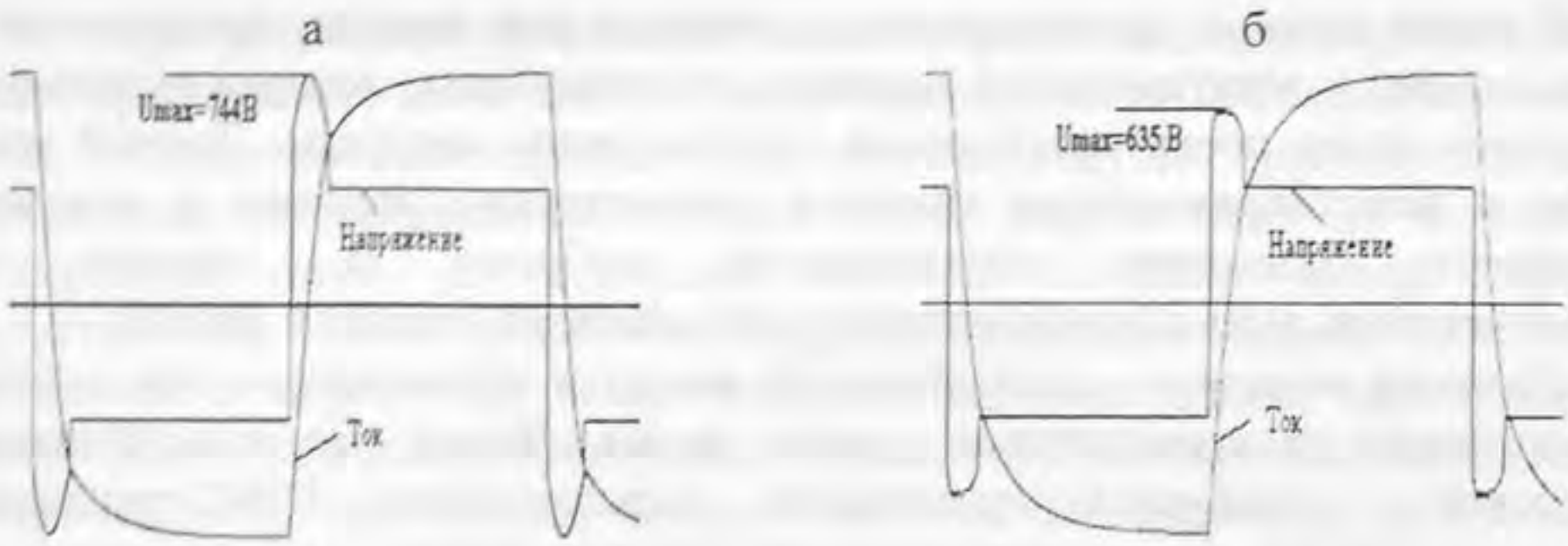


Рис.5. Осциллограммы тока и напряжения: а - без гасящего резистора; б - с гасящим резистором

Цифровой регистратор тока и напряжения в цепи нагрузки генератора "Энергия-1" на основе АЦП Е-140. Для записи значений тока в линии и напряжения на нагрузке на выходе генератора использованы два канала аналогового входа 32-канального 14-разрядного АЦП Е-140 фирмы L-card с частотой оцифровки 100 Гц. Канал 1 служил для измерения ЭДС LEM-датчика измерителя тока. На канал 2 входа АЦП через делитель подавалось напряжение на нагрузке. Запись оцифрованных сигналов с АЦП на ноутбук Hewlett Packard осуществлялась через USB-порт. Синхронизация часов компьютера цифрового регистратора тока и напряжения с часами компьютера измерительной станции ЦАИС-2000 производилась с помощью двух портативных GPS-приемников перед началом каждого рабочего цикла.

В качестве примера на рис.6 приведен пример записи сеанса генерации КНЧ-сигналов в промышленной ЛЭП Л-401.

Рис.6. Пример цифровой записи на note-book сеанса генерации КНЧ-сигналов в промышленной ЛЭП Л-401 28 сентября 2005 г.

3. Предложения по дальнейшему усовершенствованию генератора "Энергия-1"

В ходе эксплуатации возникли предложения по дальнейшей модернизации генератора "Энергия-1".

1. Полная переработка блока СУРЗА. На основе современных схемных решений и элементной базы создать блок управления, в котором использовать один или несколько микроконтроллеров. Контроллер, отвечающий за формирование генерируемой частоты, должен иметь термостатированный кварцевый задающий генератор.

2. Применить микроконтроллер с алфавитно-цифровым многострочным жидкокристаллическим индикатором с подсветкой и компактной функционально достаточной клавиатурой, обеспечивающей возможность оператору заранее набирать нужную программу (частоту, время генерации, уровни ограничения по току, напряжению и др.), и таким образом максимально снизить человеческий фактор во время работы.

3. Разработать систему отображения, позволяющую в процессе генерации выводить на индикатор необходимые контролируемые параметры (например, ток и напряжение на нагрузке), с автоматическим контролем и информированием об отклонении заданных параметров.

4. Предусмотреть возможность подключения СУРЗА к персональному компьютеру по одному из современных интерфейсов (например, USB) для дистанционного управления программой генерации, чтобы обеспечить автономную работу генератора без непосредственного участия оператора.

5. Реализовать в "СУРЗА" таймер реального времени, чтобы индицировать текущее время и организовать коррекцию времени по GPS.

6. Используя контрольные выходы IPM IGBT-модулей и при необходимости внешние датчики, осуществлять мониторинг теплового режима силовых элементов с функцией аварийного отключения.

7. При аварийном отключении контроллер должен производить анализ сигналов, поступающих как с внешних датчиков тока и напряжения, так и с заложенных в IPM-модулях, и выводить сообщение о причине срабатывания защиты или аварийного отключения.

8. Усовершенствовать плату снабберов IPM-модуля и понижающего преобразователя с использованием специальных низкоиндуктивных емкостей.

9. Предусмотреть возможность генерации сигналов произвольной формы. С этой целью может быть использован принцип широтно-импульсной модуляции в инверторе с последующим детектированием сигнала огибающей на нагрузке.

10. Разработать вариант гальванической развязки выпрямителя и инвертора для возможности проведения работ без отключения нейтрали.

М.Б.Баранник, А.Н.Данилин, О.В.Дроздова

РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 330 кВ

К источникам мощных электромагнитных помех, воздействие которых на объекты энергетики практически не изучено и не отражено в нормативных документах по проектированию, относятся электромагнитные поля ультранизкой частоты (ЭМП УНЧ) естественного происхождения.

Естественным источником ЭМП УНЧ являются мировые геомагнитные бури (ГМБ), периодически возникающие на Земле в результате усиления солнечной активности. Природные ГМБ возникают в результате взаимодействия солнечной плазмы с магнитным полем Земли. В ходе этого взаимодействия энергия солнечного ветра передается внутрь магнитосферы Земли, накапливается в ее плазменном слое и высвобождается в форме геомагнитных возмущений. Наиболее часто и с высокой интенсивностью эти возмущения наблюдаются в так называемой авроральной зоне - полосе широт от 60 до 70°, являющейся проекцией плазменного слоя магнитосферы на ионосферу Земли. Авроральные магнитные возмущения генерируются интенсивными струйными токами (электроджетами) преимущественно широтного направления, текущими на высоте Е-слоя ионосферы (90-120 км). Амплитуда этих токов может достигать 10^6 А. Соответственно амплитуда переменной составляющей магнитного поля Земли (МПЗ) может достигать нескольких тысяч нанотесла с периодом изменения от десятков секунд до двух часов. Во время сильных магнитных возмущений - мировых магнитных бурь - авроральная зона расширяется в направлении к экватору и ее южная граница может достигать широты 50° (т.е. доходить до широты Москвы).

Повторяемость ГМБ зависит от фазы 11-летнего цикла солнечной активности и чаще всего наблюдается спустя 3-4 года после прохождения максимума солнечной активности. Скорость нарастания токов электроджетов составляет у мощных ГМБ до 400 А/с, а магнитных вариаций до 500 нТл/мин.

Переменный магнитный поток, пронизывая толщу проводящей Земли, наводит в ней индуктированные электрические поля и токи. Амплитуды электрических полей на поверхности Земли при ГМБ достигают в среднем 4-10 В/км (при сильных ГМБ наблюдались поля с амплитудой до 40 В/км). Они чаще всего ориентированы в широтном направлении. Мощность индуктированных токов достигает нескольких тысяч мегаватт, а зона их влияния составляет несколько миллионов квадратных километров.

В протяженных наземных и подземных проводящих коммуникациях, имеющих гальваническую связь не менее чем в двух пространственно разделенных точках (линии электропередачи и связи, нефте- и газопроводы), под действием индуктированных электрических полей возникают геомагнитные индуктированные токи (ГИТ). Спектральный состав электрических полей ГМБ охватывает диапазон ультранизких частот (от 0 до 1 Гц), поэтому амплитуда ГИТ при фиксированной разности потенциалов ограничивается только

резистивными составляющими сопротивлений, образующими цепь "проводник-земля", и может достигать значительных величин.

Во время геомагнитных бурь в нулевой последовательности воздушных линий электропередач генерируются ГИТ, которые протекают через обмотки автотрансформаторов 330 кВ. Последствием этого протекания является дополнительное намагничивание сердечника АТ. Величины ГИТ во время сильных геомагнитных бурь могут достигать нескольких сотен ампер, что значительно превышает токи намагничивания АТ (десятки ампер). Это приводит к насыщению сердечника и, как следствие, появлению в сети высших гармоник, разогреву сердечника, обмоток и стальных арматур автотрансформаторов. В результате в трансформаторах начинается газовыделение, появляются вибрации, происходит ускоренное старение изоляции и срабатывание защит нулевой последовательности. В "Колэнерго" результатом такого воздействия было аварийное отключение в 2001 и 2003 годах транзитной линии 330 кВ КАЭС - Мурманск на подстанции № 202.

В связи с изложенным актуальной задачей являются проведение длительного мониторинга ГИТ в глухозаземленных нейтралях АТ 330 кВ, разработка системы прогнозирования воздействия геомагнитных бурь на оборудование и разработка рекомендаций по их защите.

В 2003 году была разработана и установлена на АТ-2 подстанции № 204 ЦЭС "Колэнерго" система непрерывной регистрации токов в нейтрали трансформатора. При разработке системы регистрации геоиндуктированных токов ставилась задача создать устройство, выполняющее функции:

постоянной регистрации (мониторинг) ГИТ, протекающих в глухозаземленной нейтрали трансформатора;

выборочной записи фазных токов с целью изучения их формы и спектрального состава; критерием начала выборки является превышение регистрируемым током в нейтрали некоторого заданного порога.

Система регистрации геоиндуктированных токов состоит из измерительного модуля и цифрового регистратора, соединенных между собой линией связи. Структурная схема системы в целом представлена на рис.1. Измерительный модуль предназначен для непрерывной регистрации токов, текущих в нейтрали трансформатора, первичной обработки измерительной информации (усиления, фильтрации) и преобразования ее к виду, удобному для передачи по линии связи. Для передачи квазипостоянного сигнала по линии связи было применено преобразование напряжение-частота. Измеренная величина ГИТ в виде импульсов, частота которых пропорциональна величине тока, по линии связи поступает на цифровой регистратор, где происходит ее преобразование в цифровой вид и запись на накопитель информации, а также сравнение с пороговым значением. Запись амплитуды тока происходит 4 раза в секунду. При превышении регистрируемым током некоторой заданной величины (порога) начинается регистрация непосредственно фазных токов, информация о которых снимается с токовых датчиков (трансформаторов тока), включенных во вторичную цепь штатных ТТ подстанции. Измерительная информация преобразуется в цифровую форму и также сохраняется на магнитном носителе. Для упрощения на структурной схеме показан датчик тока только одной фазы. Система позволяет регистрировать ГИТ в диапазоне ±200 А.

Одним из основных требований к устройству измерения ГИТ была необходимость обеспечить гальваническую развязку между нейтралью и измерительным модулем и между измерительным модулем и цифровым регистратором. Поэтому в качестве датчика тока были использованы токовые клещи, основанные на эффекте Холла, обеспечивающие бесконтактное измерение постоянного тока.

Цифровой регистратор выполнен на основе системного блока персонального компьютера, в котором установлена операционная система Windows NT и оригинальное программное обеспечение. Регистратор расположен в служебном помещении подстанции. В качестве линии связи между измерительным модулем и цифровым регистратором использован коаксиальный кабель длиной 200 м, проложенный в кабельных каналах подстанции. К регистратору кабель подключен через схему оптической развязки.

Вышеописанная система регистрации была установлена на АТ-2 подстанции № 204 ЦЭС "Колэнерго" в середине ноября 2003 г. и функционирует до настоящего времени.

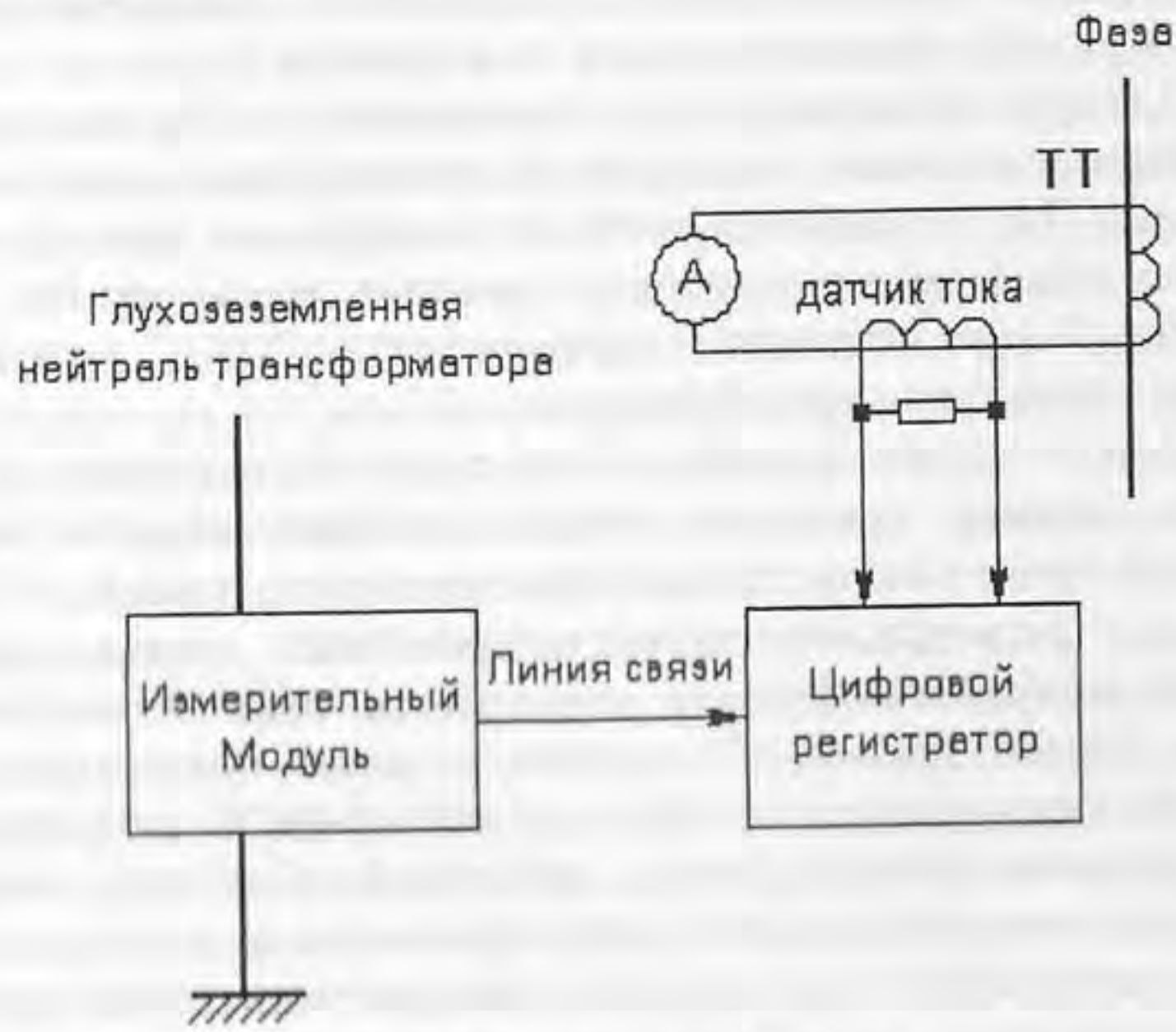


Рис.1. Структурная схема измерительной системы

В качестве образца, иллюстрирующего реальную корреляцию между геомагнитными возмущениями и токами в нейтрали, приведем пример магнитной бури в ноябре 2003 г. На рис.2. представлен интегральный индекс геомагнитной активности за ноябрь 2003 г., имеющий ярко выраженный экстремум 19-20 ноября. На рис.3 представлены осциллограммы токов в нейтрали трансформатора за 20 ноября и совмещенные с ними данные о компонентах геомагнитного поля, измеренные одной из геофизических станций. Максимальная величина ГИТ за время рассматриваемой бури составила 12 А.

На рисунке 4 приведено временное распределение максимального суточного значения регистрируемого тока за весь период измерений. Цифрами

выделены участки следующих типов: 1, 2 - ГИТ вызванные сильными магнитными бурями; 3,4 - периоды времени, когда измерительная аппаратура была отключена, или был выведен из работы АТ-2. Подробнее остановимся на участках 5 и 6. Они соответствуют периодам времени, когда линия с низкой стороны АТ-2 была выведена. При такой конфигурации возникало явление, которое условно было названо "воронкой", когда величина тока в нейтрали при отсутствии геомагнитных возмущений увеличивалась в десятки раз по сравнению с фоновым током при обычной схеме включения АТ (1-3А) и достигала величин 20-25 А. При возврате схемы подключения линии к АТ-2 в нормальное состояние ток в нейтрали возвращался к прежнему фоновому значению. Такое явление было зафиксировано 2 раза. Природа этого явления пока не ясна, но в дальнейшем, при переходе к моделированию и теоретическим расчетам, может быть выявлена.

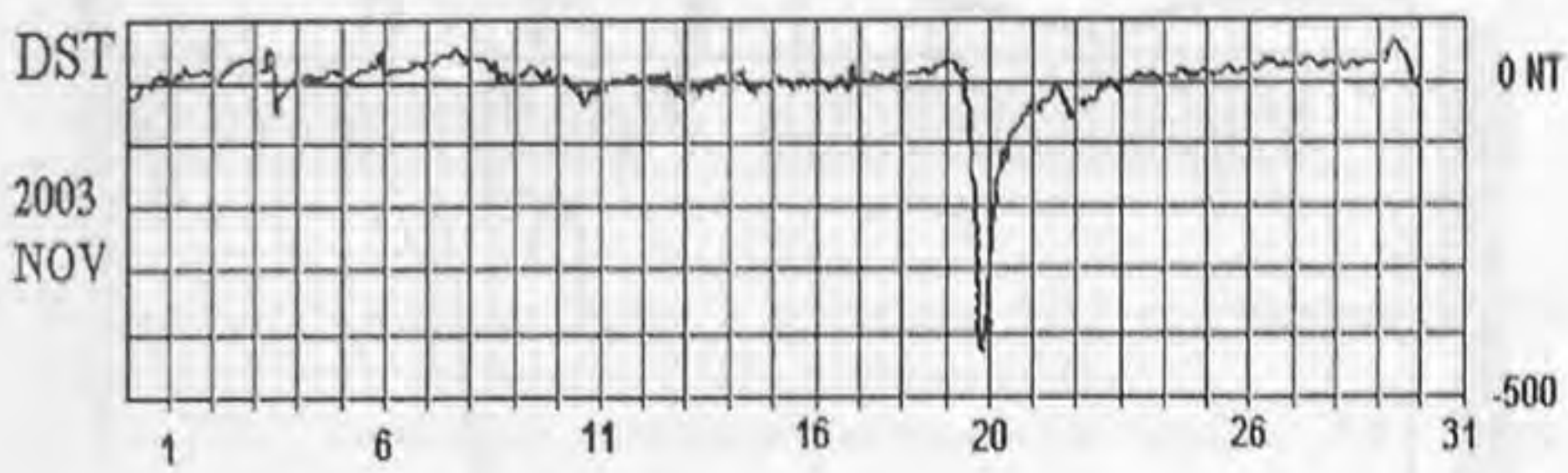


Рис.2. Индекс DST, ноябрь 2003 г.

На рисунке 5 представлена гистограмма, показывающая, какое количество дней (вертикальная ось) за весь период наблюдения пиковая суточная величина измеряемых токов лежала в соответствующем диапазоне значений (горизонтальная ось).

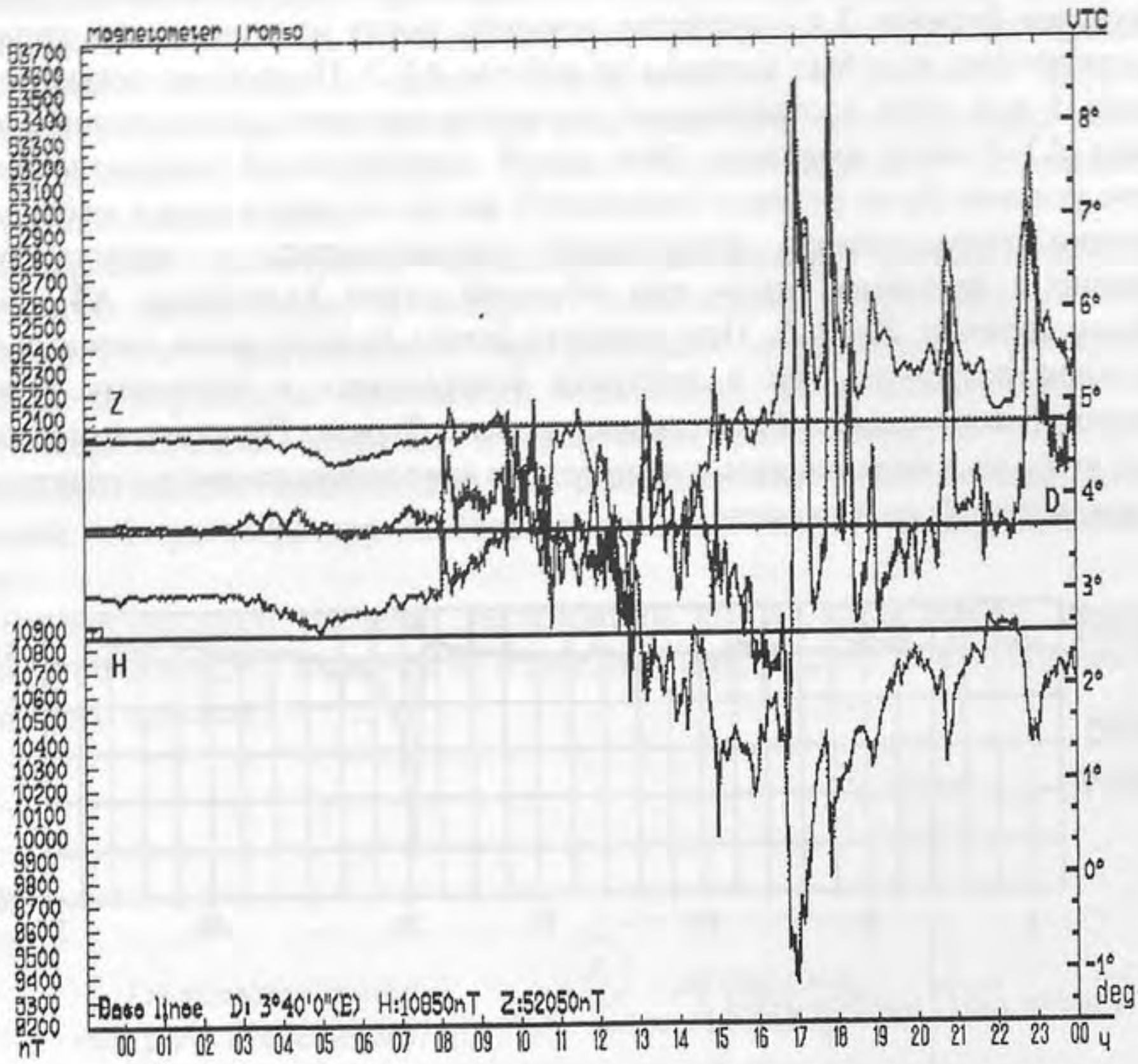
Анализируя полученные данные, можно сделать некоторые выводы:

не все, даже сильные геомагнитные возмущения приводят к значительному увеличению ГИТ. Очевидно, что это связано с рядом факторов, таких, например, как ориентация электроджета относительно направления линии электропередачи;

даже при значительных магнитных бурях ГИТ в нейтрали трансформатора не превышал 15 А;

при токах в нейтрали, достигающих 20-25А, спектральный состав фазных токов, фиксируемых соответствующими датчиками, практически не менялся и четных гармоник не возникало, то есть трансформатор не намагничивался. Это может объясняться как относительно небольшой величиной ГИТ, так и конструкционной особенностью данного типа трансформатора. Следовательно, такие величины квазипостоянных геоиндуктированных токов не представляют опасности для данного конкретного трансформатора;

с точки зрения безопасности может представлять интерес теоретический случай совпадения по времени эффекта "воронки" и сильной геомагнитной бури.



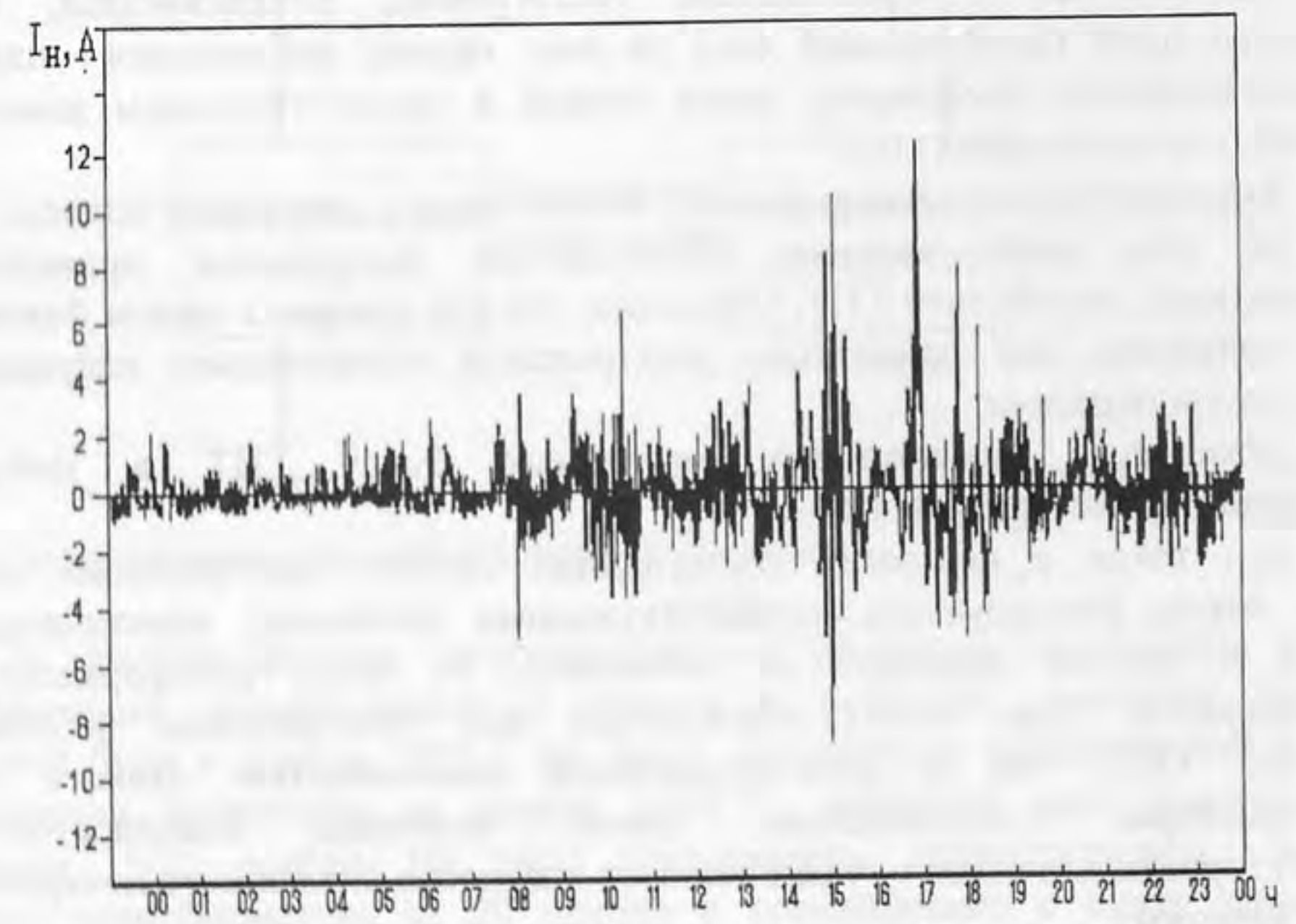


Рис.3. Совмещенные осциллограммы тока в нейтрали АТ-2 подстанции № 204 ЦЭС "Колэнерго" и Z, H, D компоненты геомагнитного поля, 20 ноября 2003 г.

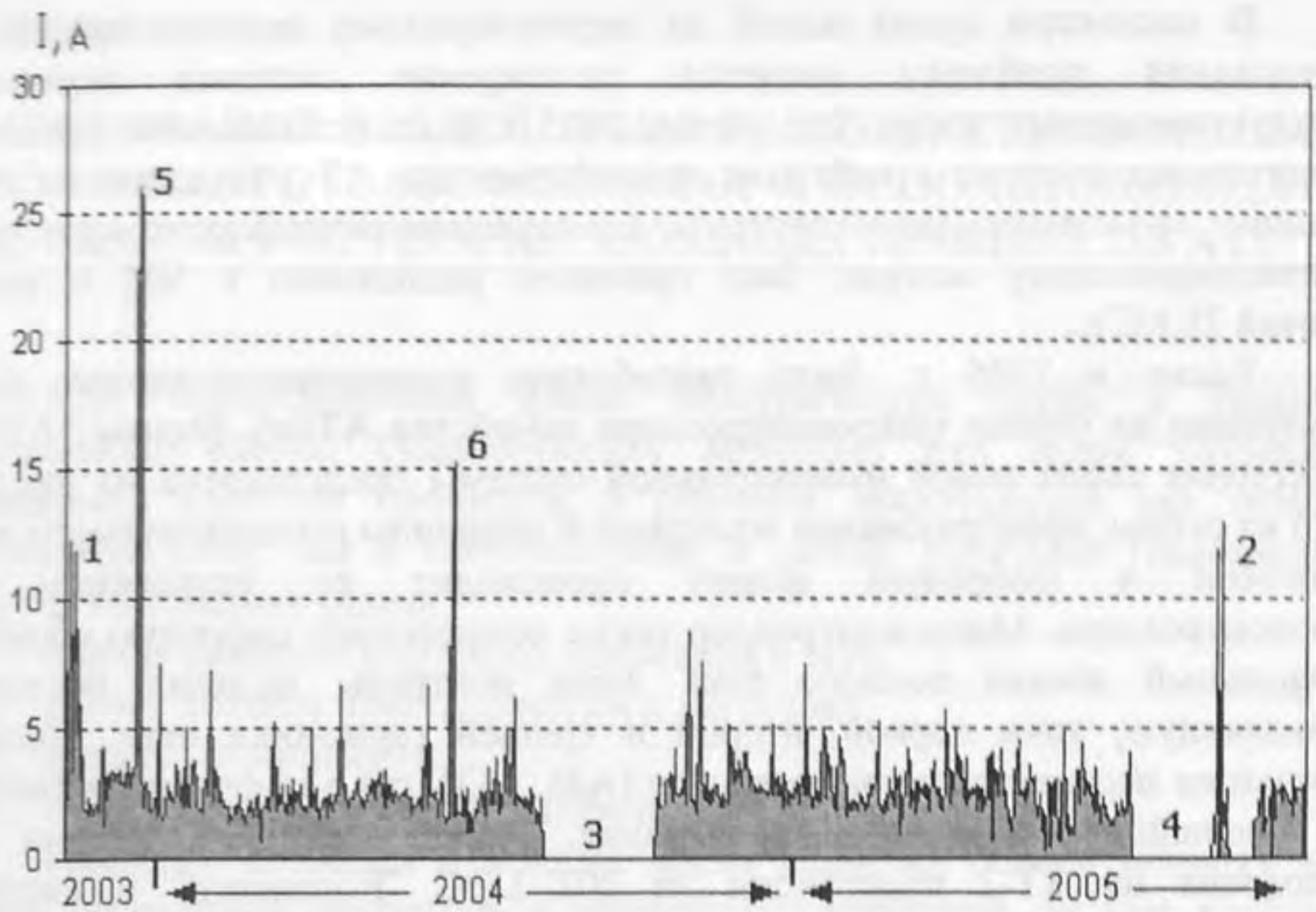


Рис.4. Временная диаграмма токов в нейтрали АТ-2 подстанции № 204 за период наблюдения (ноябрь 2003 - октябрь 2005 гг.):
1,2 - ГИТ, вызванные сильными магнитными бурями; 3,4 - периоды отключения измерительной аппаратуры; 5,6 - "воронка"

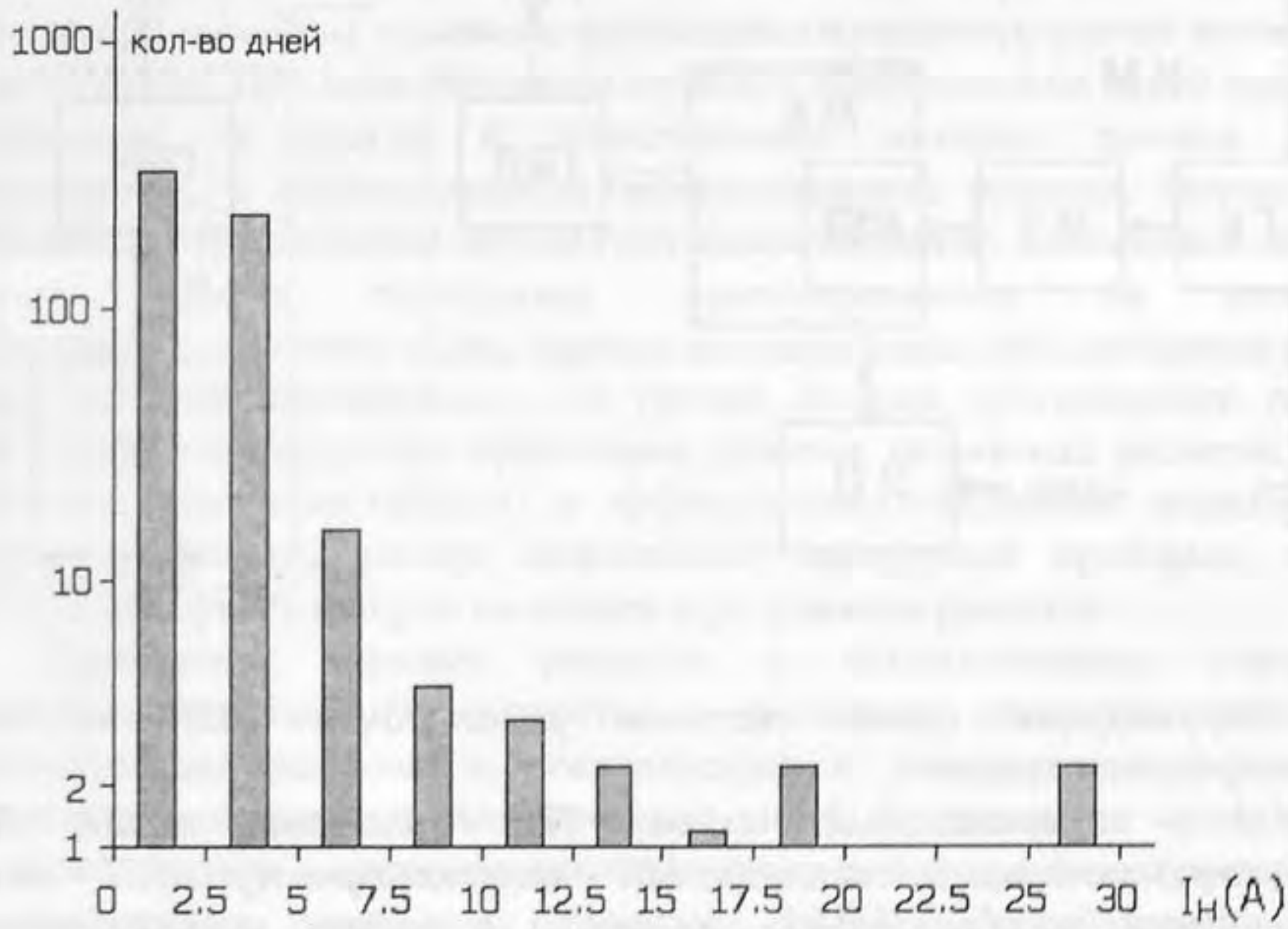


Рис.5. Статистическое распределение количества дней (вертикальная ось) с соответствующими им величинами токов (горизонтальная ось) в нейтрали АТ-2 подстанции № 204 за период наблюдения (ноябрь 2003 - октябрь 2005 гг.)

В настоящее время одной из первоочередных задач в продолжении исследования проблемы является расширение системы мониторинга геоиндуктированных токов. Так, летом 2005 г. была установлена аналогичная измерительная система в нейтрали трансформатора АТ-1 подстанции № 204. В отличие от вышеописанной системы, для передачи сигнала от измерительного к регистрирующему модулю был применен радиоканал с ЧМ и несущей частотой 28 МГц.

Также в 2005 г. была разработана усовершенствованная система регистрации на основе микроконтроллера семейства ATtiny фирмы "ATMEL". Структурная схема новой измерительной системы представлена на рис.6. Как видно из схемы, преобразование измеряемой величины регистрируемого тока из аналоговой в цифровую форму происходит во встроенном АЦП микроконтроллера. Микроконтроллер также осуществляет цифровую обработку - спектральный анализ полного тока через нейтраль, выделяя постоянную составляющую, токи первой, второй и третьей гармоники сети. Далее эта информация передается по радиоканалу (АМ, 433Мгц) в цифровой регистратор для дальнейшей записи и сохранения. Вышеописанная система была установлена на АТ-2 подстанции № 202 ЦЭС "Колэнерго" и введена в эксплуатацию в начале сентября 2005 г.

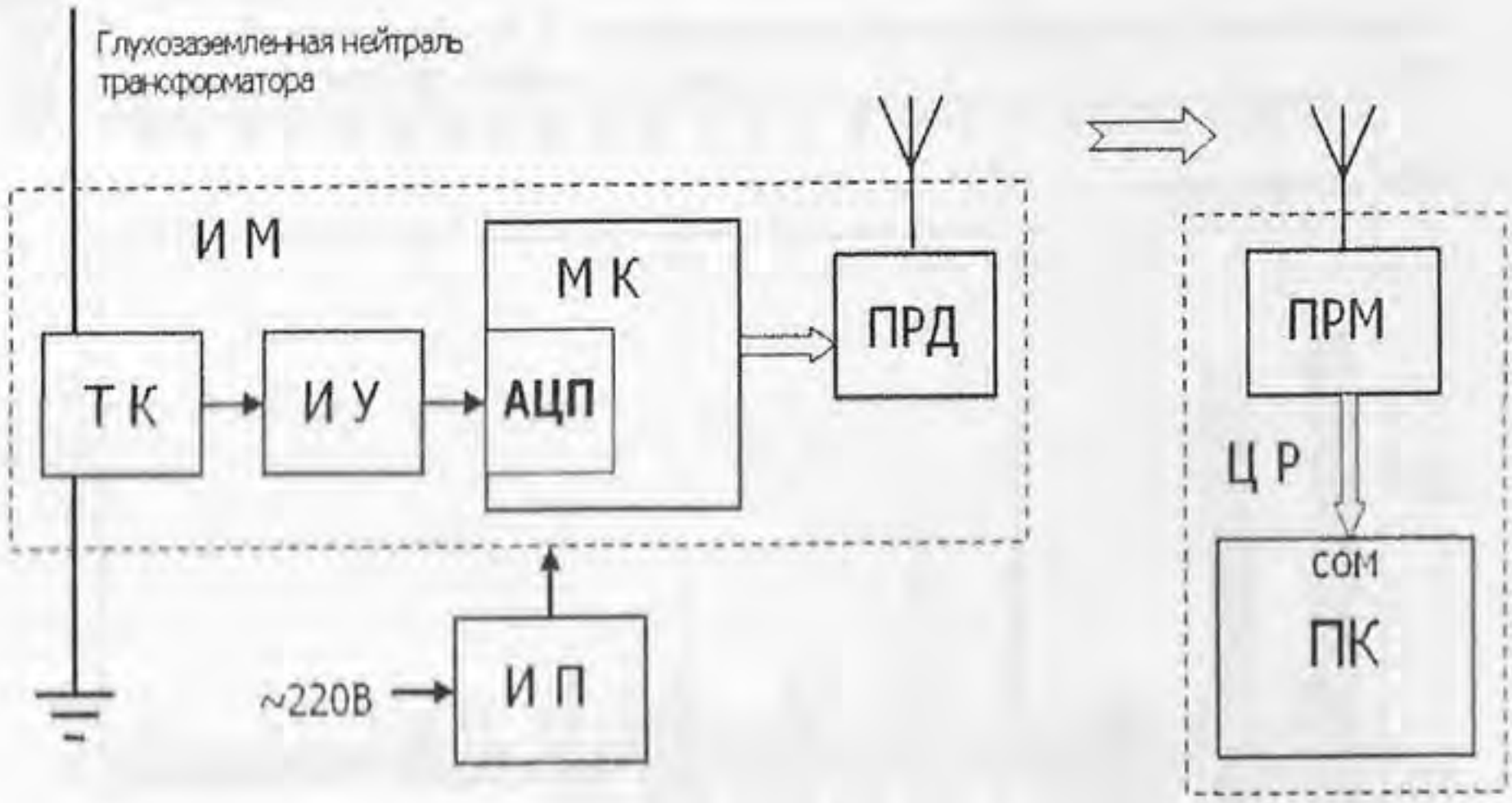


Рис.6. Структурная схема системы регистрации ГИТ на основе микроконтроллера:
ИМ - измерительный модуль; ТК - токовые клещи; ИУ - инструментальный усилитель; МК - микроконтроллер; АЦП - аналого-цифровой преобразователь, входящий в состав микроконтроллера; ПРД - передатчик; ИП - источник питания; ЦР - цифровой регистратор; ПРМ - приемник; ПК - персональный компьютер (системный блок)

В.Н.Селиванов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ НА АВТОТРАНСФОРМАТОР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ АТР

При проектировании новых электрических сетей, а также при исследовании работы существующих возникает ряд задач, связанных с проведением расчетов процессов и режимов эксплуатации как отдельных компонентов сети, так и энергосистемы в целом. Наиболее традиционными являются следующие задачи:

анализ режимов короткого замыкания в сети;

расчет потоков электроэнергии и нагрузок;

анализ устойчивости;

анализ электромагнитных переходных процессов.

Наиболее сложным и в то же время наиболее общим является вопрос расчета переходных процессов в электроэнергетической системе вообще и в отдельных электрических сетях и их компонентах в частности. При анализе эксплуатационных или аварийных режимов сети необходимо учитывать различного рода коммутации, возмущения и временные изменения параметров электрооборудования и связанные с этим изменения токов и напряжений, в общем случае носящие нелинейный характер. После постановки задачи и построения эквивалентной электрической схемы, корректно описывающей процессы при заданных условиях, необходимо произвести расчет возникающих в цепи сигналов. При моделировании сложных электрических цепей совершенно естественным, а иногда и единственным методом расчета является компьютерный, с использованием вычислительной техники. Отечественные исследователи традиционно используют самостоятельно написанные на языках высокого уровня программы, ориентированные на вычисления узкоспециализированных задач, причем использование этих программ зачастую требует высокой квалификации на уровне авторов программного продукта. Такой подход оправдан при проведении разовых нетиповых расчетов, так как обеспечивает большую гибкость и эффективность численного моделирования, позволяет учитывать тонкие особенности конкретной проблемы, а также сохранить приоритет авторов на модель и результаты расчетов.

Проведение типовых расчетов с использованием стандартных компонентов удобно осуществлять с помощью программ, снабженных графическим интерфейсом и поставляемых в комплекте с библиотеками стандартных компонентов электрических сетей. В настоящее время во всем мире исследователи-электроэнергетики широко используют программу расчета электромагнитных переходных процессов EMTP (ElectroMagnetic Transient Program) и ее некоммерческую версию ATP (Alternative Transient Program). Программа EMTP была разработана более тридцати лет назад при поддержке BPA (Bonneville Power Administration). В 1984 г., после того как программа EMTP стала платной, часть разработчиков покинула этот проект и занялась разработкой некоммерческой версии EMTP-ATP. В настоящее время все

желающие, на определенных условиях (http://www.emtp.org/atplic.html), могут бесплатно получить лицензию на использование программы ATP, загрузив ее копию с официального сайта программы (http://www.emtp.org).

Универсальной системой программирования для цифрового моделирования переходных явлений как электромагнитного, так и электромеханического характера является ATP. С помощью этой программы могут моделироваться сложные сети и системы управления произвольной структуры. ATP имеет обширные возможности моделирования и дополнительные важные особенности помимо вычисления переходных процессов.

Для анализа коммутационных и грозовых перенапряжений, исследования координации изоляции и вращательных колебаний электрических машин, моделирования релейной защиты и гармонического анализа, изучения качества электроэнергии и т.д. используется ATP-EMTP.

При использовании программы ATP для расчета переходных процессов в электрической цепи необходимо создать структурированный текстовой файл с описанием параметров входящих в цепь элементов и соединений между ними, опций численного метода и выходных данных, которые необходимо анализировать после проведения расчета. Структура файла содержит строго определенные поля для ввода различной информации. Сформированный файл является файлом исходных данных для головной программы, производящей численное интегрирование методом трапеций системы дифференциальных уравнений, составленных для схемы замещения электрической цепи.

Библиотека программы включает большое количество стандартных элементов электроэнергетических сетей, а также:

линейные R, L, C элементы и их комбинации;

линии электропередачи и кабели с распределенными и частотнозависимыми параметрами;

нелинейные сопротивления и нелинейные индуктивности, в том числе с гистерезисом;

трансформаторы, в том числе идеальные и насыщающиеся, с гистерезисной характеристикой, однофазные и трехфазные с различными схемами включения обмоток и конструкций магнитопровода;

коммутационные элементы с различными управляющими характеристиками;

разрядники и варисторы с управляемой степенью нелинейности;

нелинейные ключевые элементы (диоды, тиристоры и динисторы);

источники энергии, в том числе постоянные, гармонические и импульсные, широкого спектра характеристик;

вращающиеся электрические машины (постоянного и переменного тока, однофазные и многофазные, синхронные и асинхронные).

Кроме того, пользователь может создавать свои собственные компоненты и модули, используя либо язык GPDL (General-Purpose Description Language - универсальный язык описаний), поддерживаемый многочисленными моделирующими программами, либо Fortran-подобный язык.

Создание файла входных данных требует глубокого знания формальных правил и постоянного контроля над корректностью вводимых данных, что

является достаточно сложной задачей для неподготовленного пользователя, ставящего перед собой цель сосредоточить основное внимание на исследовании характера процессов в электрической сети, а не на изучении особенностей поведения программы при допущенных им ошибках. В помощь таким неискушенным пользователям была создана программа ATPDraw - графический препроцессор для программы ATP. Эта программа имеет удобный графический пользовательский интерфейс в стиле MSWindows® и поддерживает режим drag'n'drop. Программа позволяет создавать схемы замещения электрических цепей и электроэнергетических сетей с использованием всех доступных в ATP библиотечных элементов, представляемых в графическом изображении, понятном любому специалисту в области электроэнергетики (рис.1). На основе построенной схемы электрической цепи препроцессор ATPDraw создает корректный входной файл для программы ATP, запуск которой возможен непосредственно из данной графической среды разработки. Кроме того, из ATPDraw возможен запуск программ анализа выходных данных, полученных в результате расчета, таких как PCPLOT, TOP, PlotXY, специально созданных для построения графиков сигналов, рассчитанных программой ATP-EMTP.

Рис.1. Внешний вид окна программы ATPDraw

В данной работе описывается опыт использования вышеуказанных продуктов при исследовании воздействия геоиндуктированных токов (ГИТ), возникающих во время геомагнитных бурь (ГМБ), на электрические сети с глухозаземленной нейтралью.

Мировой опыт показывает, что ГМБ являются причиной тяжелых аварий, функциональных нарушений и ускоренного старения и накопления дефектов электрооборудования магистральных электроэнергосистем [1]. Основным негативным фактором воздействия ГМБ является генерирование ГИТ, протекающих в нулевой последовательности протяженных линий через заземленные нейтрали трансформаторов и вызывающих насыщение стали сердечников. Это приводит к многократному возрастанию токов намагничивания, что, в свою очередь, приводит к нарушениям симметрии передачи энергии по фазам, появлению высших гармоник, перегреву стали сердечников, резкому росту вибраций и, в конечном итоге, к нарушениям электроснабжения и ускоренному старению силовых трансформаторов. Аналогично воздействие ГМБ на трансформаторы тока.

ГИТ появляются в результате возникновения разности потенциалов в удаленных точках на поверхности Земли во время геомагнитных бурь. При характерной частоте токов от 0.001 до 0.1 Гц их амплитуда может достигать 200 А. В случае протекания такого квазипостоянного тока в протяженной электрической сети с трансформаторами или автотрансформаторами с глухозаземленной нейтралью (рис.2) кривая намагничивания трансформаторов может сместиться, что приведет к полупериодному насыщению сердечника. В результате этого явления происходит возрастание тока намагничивания и содержания гармоник в сети. Увеличение тока намагничивания может вызвать рост реактивной нагрузки трансформатора и значительное падение напряжения в сети. Генерирование высших гармоник насыщенным трансформатором приводит к перегрузке емкостных элементов энергооборудования и может вызвать ложные срабатывания систем релейной защиты и автоматики. В итоге при наиболее опасных геомагнитных возмущениях в некоторых энергосистемах возможно возникновение серьезных аварий, подобных тем, что произошли в конце прошлого века в пик геомагнитной активности в северных районах США и Канады. Кроме того, из-за увеличения потоков рассеяния и добавочных потерь в трансформаторе возможен локальный перегрев обмоток и элементов конструкции, приводящий к повышению газовыделения и деградации изоляции. Таким образом, геомагнитное воздействие носит кумулятивный эффект, снижая срок службы трансформатора.

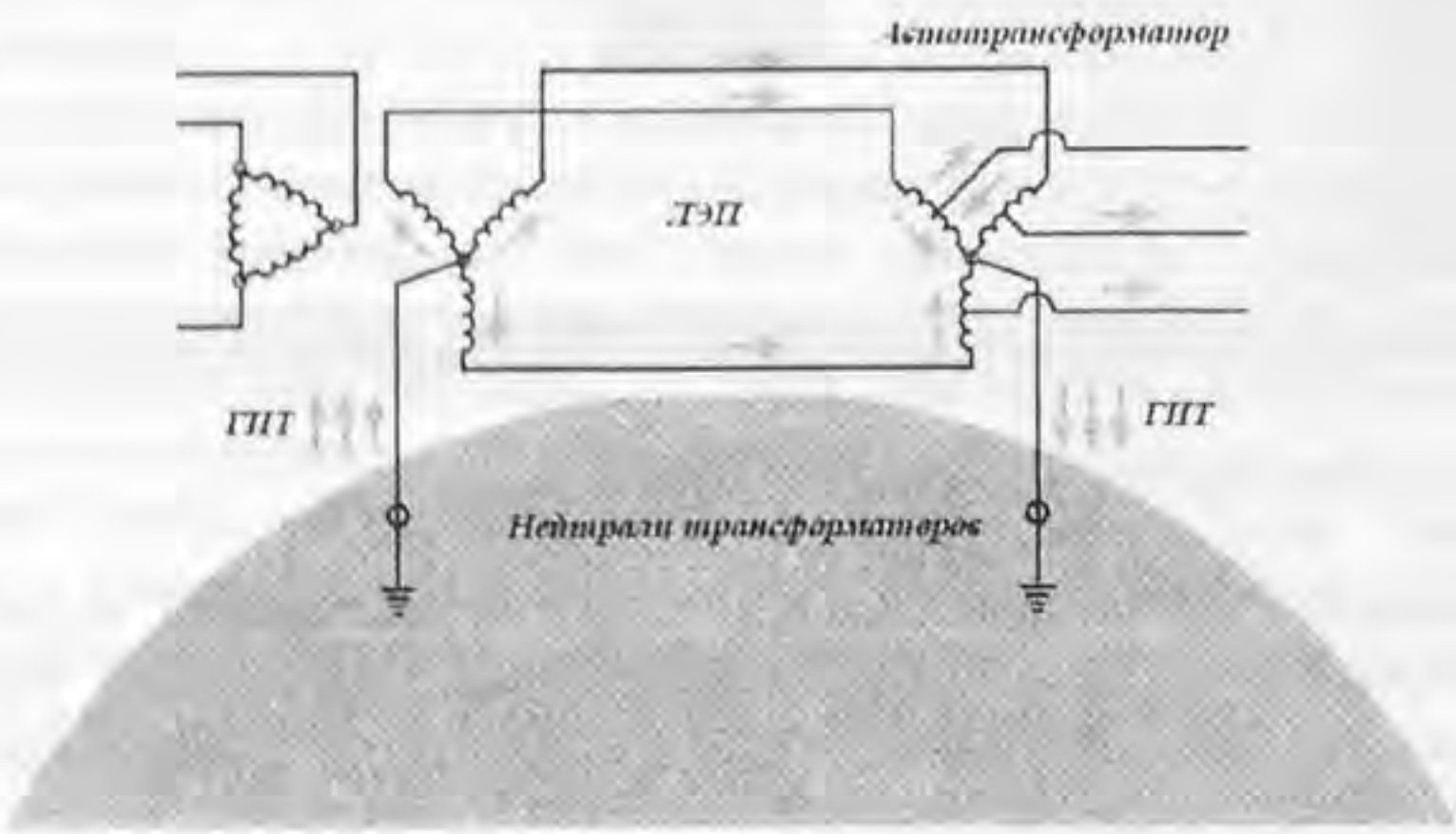


Рис.2. Путь протекания геоиндуктированного тока

Для оценки вероятного ущерба в конкретной электрической сети важно знать, каков уровень гармоник, генерируемых установленным в сети трансформатором при насыщении ГИТ. Система мониторинга, развиваемая в Кольской энергосистеме сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН в течение 3 лет [2], позволяет проводить прямую регистрацию квазипостоянных токов в нейтралях автотрансформаторов, а также контролировать содержание гармоник в сети, возникающих при ГИТ, превышающих заданное пороговое значение, например 10 А. Однако явление носит вероятностный характер, кроме того, в текущий момент времени наблюдается спад геомагнитных возмущений, характерный для периода минимума солнечной активности. Компьютерное моделирование явлений в реальной электрической сети позволяет исследовать процессы в области параметров, маловероятной при непосредственном измерении в данный момент времени.

Построению адекватной модели насыщающегося трехфазного трансформатора посвящено большое количество научных исследований. В данном направлении достигнуты значительные успехи, позволившие построить численные модели, охватывающие широкий спектр электромагнитных процессов в реальных трансформаторах. В частности, в последней версии программы ATPDraw появилась в дополнение к существующим модель XFMR.

Гибридная модель трансформатора XFMR используется для моделирования трехфазных трансформаторов с двумя или тремя обмотками, соединенными как треугольник или звезда, а также автотрансформаторов. Есть возможность выбора сдвига фаз каждой обмотки. Возможен выбор 3- и 5-стержневого магнитопровода с цилиндрическими или дисковыми обмотками.

Модель является развитием модели, предложенной в работе Bruce Mork (Michigan Tech) и его сотрудников Fransisco Gonzalez-Molina и Dmitry Ishchenko "Parameter Estimation and Advanced Transformer Models for EMTP Simulations", выполненной при поддержке Bonneville Power Administration.

Принцип моделирования состоит в получении топологически корректной модели трансформатора с магнитопроводом, связанным с искусственной обмоткой, расположенной на поверхности магнитопровода. Для каждого стержня и ярма магнитопровода можно задать кривую намагничивания в зависимости от их длины и сечения.

Модель трансформатора имеет четыре части (рис.3):

линейные индуктивности рассеяния, представляющие реактивные потери в обмотках и магнитопроводе;

сопротивления, задающие активные потери в обмотках и магнитопроводе;

емкости между обмотками и обмотки на землю;

нелинейные индуктивности, эквивалентирующие магнитопровод.

Задание параметров модели возможно осуществлять тремя способами для каждой из перечисленных частей:

по конструкционным параметрам трансформатора, что требует информации о геометрии магнитопровода и данных для всех обмоток;

по паспортным данным конкретного трансформатора;

по типовым значениям для трансформаторов заданного типа, содержащихся в базе модели XFMR.

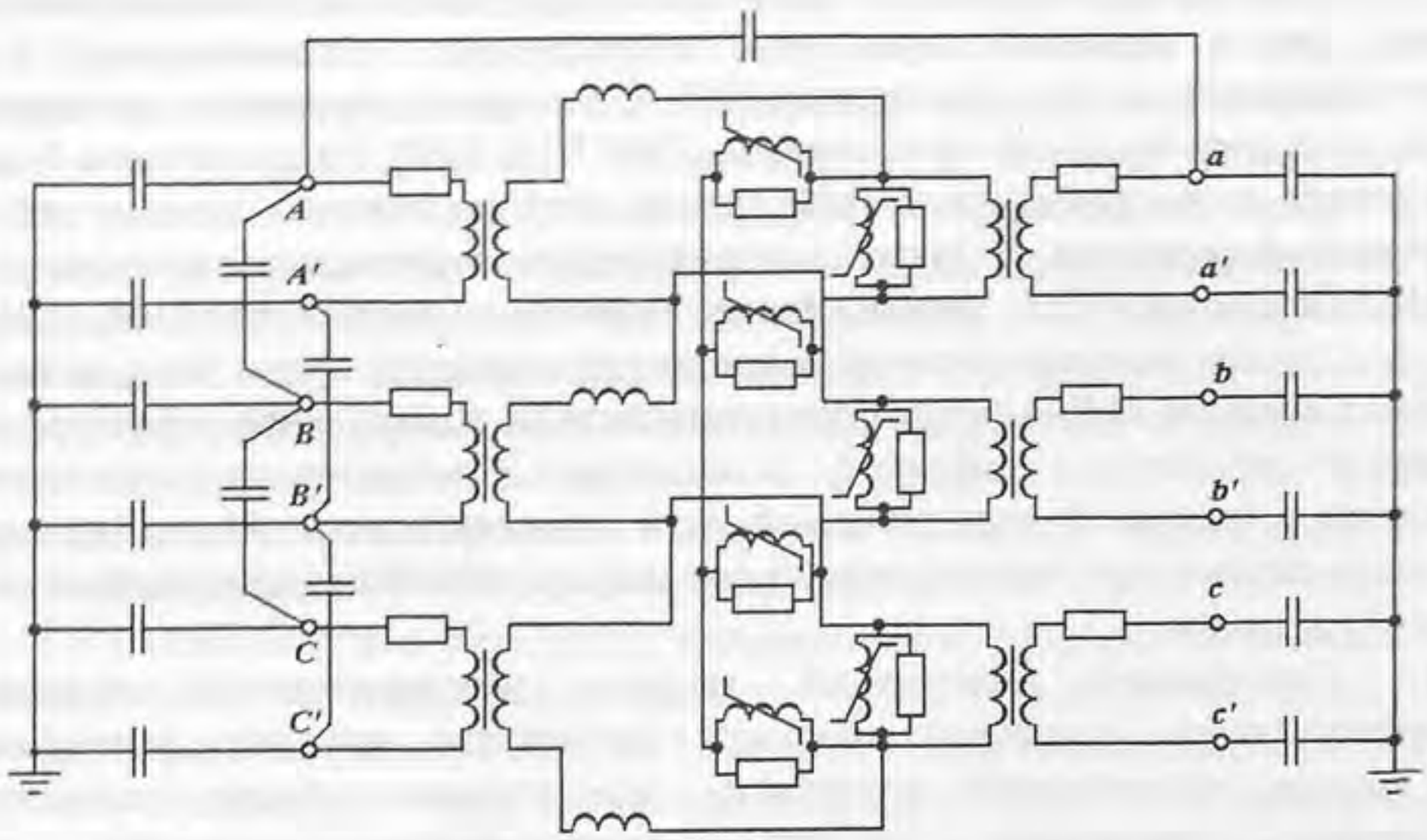


Рис.3. Схема замещения двухобмоточного трехфазного трансформатора в модели XFMR

Наиболее сложной задачей при моделировании является именно задание параметров отдельных элементов схемы замещения, в частности реальных трансформаторов. Информации, содержащейся в технической документации, явно недостаточно для подробного задания всех параметров модели, в особенности кривых намагничивания элементов магнитопровода. Ниже приводятся технические данные автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/330/150, который установлен на одной из подстанций Кольской энергосистемы, включенной в систему мониторинга ГИТ.

Автотрансформатор типа АТДЦТН-250000/330/150-80У1 - силовой трехфазный трехобмоточный автотрансформатор общего назначения с системой охлаждения вида "ДЦ" и регулированием напряжения под нагрузкой в линии СН. Предназначен для связи электрических сетей напряжением 330 и 150 кВ или в качестве понижающего. Рассчитан для работы при наружной установке в условиях умеренного климата.

Технические данные:

номинальная проходная мощность - 250 МВА;

мощность обмотки НН - 100 МВА;

номинальные напряжения обмоток ВН - 330 кВ, СН - 158 кВ, НН - 38.5 кВ;

наибольший длительно допустимый ток в общей обмотке - 570 А;

номинальные линейные токи сторон ВН - 437 А, СН - 913 А, НН - 1500 А;

частота тока - 50 Гц;

схема и группа соединения обмоток - Yн авто/Д-11;

диапазон регулирования напряжения (от Uсн) - 6х(2)%;

напряжение короткого замыкания ВН-СН - 10.5%, ВН-НН - 54.0%, СН-НН - 42.0%

потери холостого хода - 165 кВт;

потери короткого замыкания ВН-СН - 660 кВт, ВН-НН - 490 кВт, СН-НН - 400 кВт;

максимальные нагрузочные потери - 1100 кВт;

ток холостого хода 0.5%.

Автотрансформатор содержит следующие основные части (сборочные единицы):

активную часть, в которую входят остов, обмотки, изоляция, отводы с установленными резисторами, устройства прессовки обмоток;

бак с арматурой;

вводы 330, 150 и 35 кВ;

устройство РПН типа РНОА-220/1000;

систему охлаждения;

расширитель и лестницу;

контрольно-измерительные приборы и аппаратуру;

устройства защиты.

Остов трансформатора - трехстержневой, состоит из магнитопровода (активной стали) и элементов конструкции, обеспечивающих стяжку и прессовку магнитопровода, механическую прочность остова, изоляцию между активной сталью и металлическими деталями, заземление магнитопровода и деталей стяжки, установку обмоток на остове и их прессовку, устойчивое положение активной части в баке.

Магнитопровод - двухрамный, шихтованный, с комбинированными стыками пластин в схеме шихтовки. Пластины изготовлены из холоднокатаной электротехнической стали толщиной не более 0.35 мм с теплостойким изоляционным покрытием. Шихтовка магнитопровода выполнена в два листа с чередованием лакированных и нелакированных пластин.

Стяжка стержней остова выполняется бандажами из стеклоленты, а торцевых ярм с помощью ярмовых балок и стальных полубандажей.

Обмотки расположены концентрически на стержнях остова в следующем порядке (от стержня):

обмотка низшего напряжения НН;

обмотка регулировочная РО;

обмотка общая ОО;

обмотка последовательная ПО.

Схемы соединения обмоток показаны на рис.4.

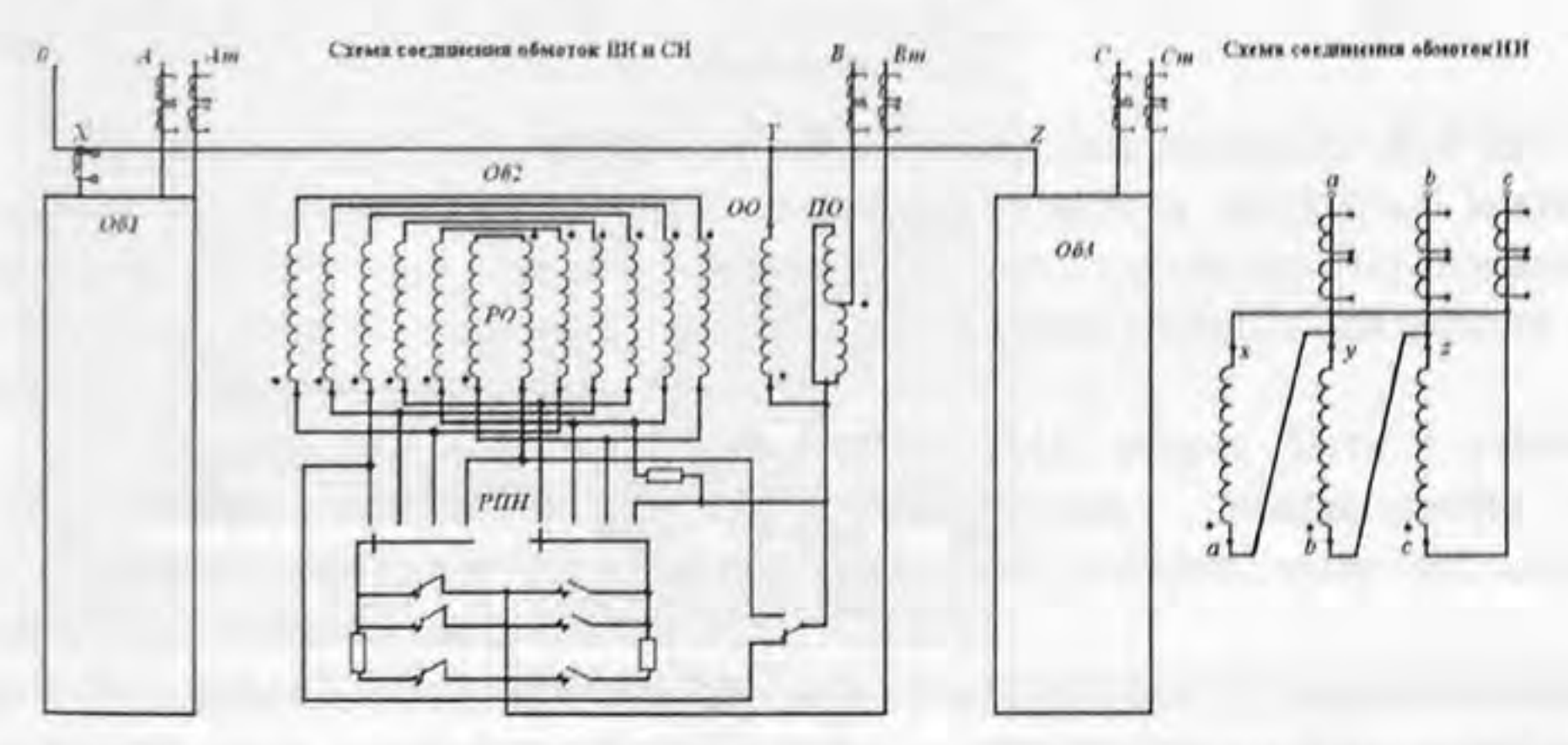


Рис.4. Схема соединения обмоток автотрансформатора АТДЦТН-250000/330/150

Обмотки ПО и ОО непрерывной конструкции, с градацией каналов в определенных зонах. Обе обмотки выполнены из медного двухжильного подразделенного провода.

При подготовке схемы замещения трансформатора на основе модели XFMR эти данные были использованы практически в полном объеме, однако наиболее существенная часть - кривые намагничивания стержней и ярем, отсутствуют, поэтому пришлось использовать типовые значения из базы модели для трансформаторов близкой мощности, класса напряжений и конструкции. Это, несомненно, приводит к значительным расчетным погрешностям, поэтому одной из задач на перспективу является получение недостающих сведений либо у заводов-изготовителей, либо расчетным путем на основе конструкционных параметров.

На рисунке 5 представлена схема замещения электрической сети для исследования воздействия на нее ГИТ, подготовленная в программе ATPDraw, с примером заполненного бланка модели XFMR. В схеме возможен учет и варьирование активного сопротивления проводов линии электропередачи и сопротивления нейтрали, нагрузки трансформатора на сторонах среднего и низшего напряжения и разности потенциалов между нейтралями источника эдс и автотрансформатора. Произведен расчет цепи для различных вариантов нагрузок и токов. Результаты расчета, приведенные на рис.6, дают представление об уровне гармоник в токе первичной обмотки при воздействии ГИТ, который может возникать при сильных геомагнитных бурях, наводящих на поверхности Земли потенциалы вплоть до 6 В/км.

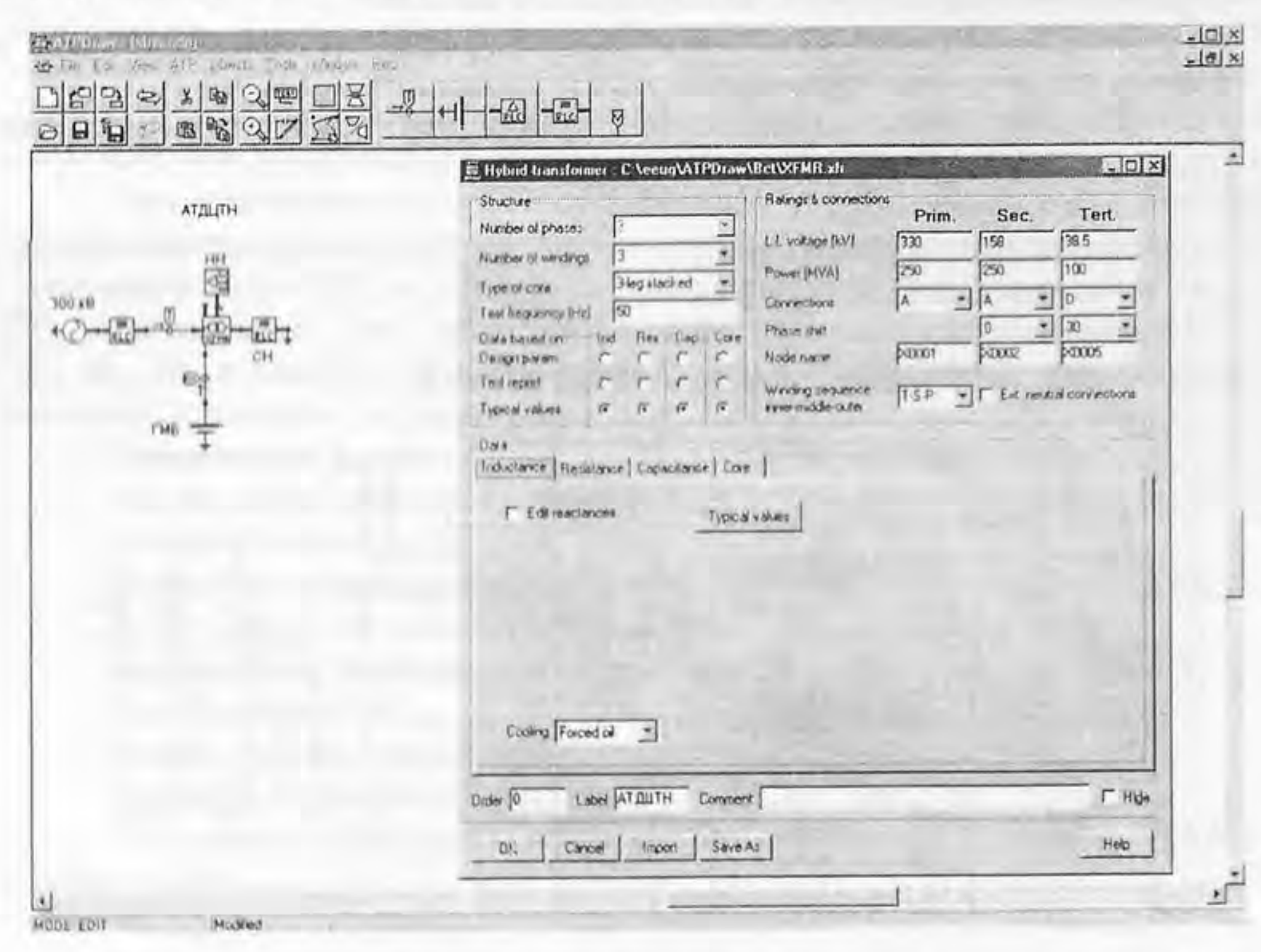


Рис.5. Окно программы ATPDraw со схемой замещения электрической сети

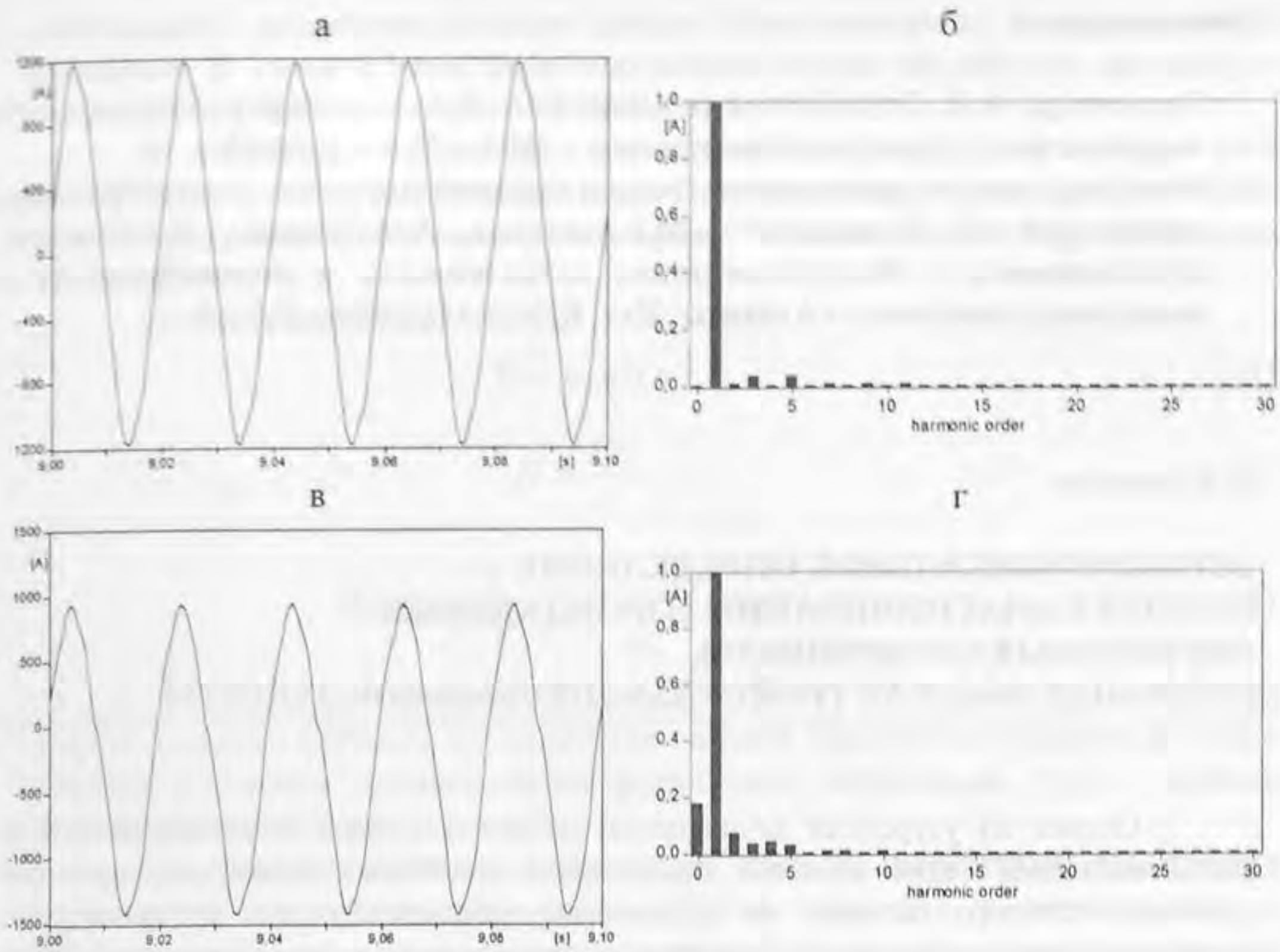


Рис.6. Кривая тока первичной обмотки и ее гармонический состав под номинальной нагрузкой без воздействия ГИТ (а,б); то же, но при воздействии ГИТ с уровнем 150 А (в,г)

Было произведено большое количество расчетов в широком диапазоне изменения параметров как электрической сети, так и модели автотрансформатора, что позволило сделать некоторые предварительные выводы относительно выбора методики численного моделирования воздействия ГИТ на высоковольтное оборудование.

Выводы

1. Программа расчета электромагнитных переходных процессов ATP-EMTP с графическим препроцессором ATPDraw является удобным и достаточно мощным инструментом для анализа явлений в электрических сетях любой степени сложности. Также рекомендуется использовать программу в высших учебных заведениях при обучении электротехническим специальностям.

2. Гибридная модель трансформатора XFMR может быть с успехом применена для моделирования геомагнитных воздействий на автотрансформаторы, так как корректно учитывает распределение магнитных потоков в элементах магнитопровода.

3. Для проведения расчетов возможного воздействия ГИТ на конкретные электрические сети с автотрансформаторами и трансформаторами известного типа необходимо получить полную информацию о характеристиках магнитопровода как конструкционных, так и испытательных.

Литература

1. Гершенгорн А.И. Воздействие геомагнитных токов на электрооборудование энергосистем // Электрические станции. - 1993. - № 6. - С.54-63.
2. Разработка систем мониторинга геоиндуктированных токов в магистральных линиях 330 кВ "Колэнерго" / М.Б.Баранник, А.Н.Данилин, Я.А.Сахаров, В.Н.Селиванов // Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. - С.7-18.

В.В.Колобов

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИВОЙ НАМАГНИЧИВАНИЯ ТОРОИДАЛЬНЫХ ФЕРРИТОВЫХ СЕРДЕЧНИКОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В УСТРОЙСТВАХ ПРОДОЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Одним из устройств подавления высокочастотных перенапряжений в высоковольтных сетях является продольное защитное устройство, принцип действия которого основан на вытеснении высокочастотной составляющей перенапряжения из проводов ошиновки в диссипативные элементы устройства за счет создания индуктивного заграждения в проводах, на которые надеты ферритовые кольца. Конструкция защитного устройства приведена на рис.1. Ферритовые кольца надеты на расщепленные провода, и между ними устанавливаются резиновые прокладки. Защитные резисторы, которые используются в качестве диссипативных элементов, устанавливаются между промежуточными металлическими распорками на проводах.

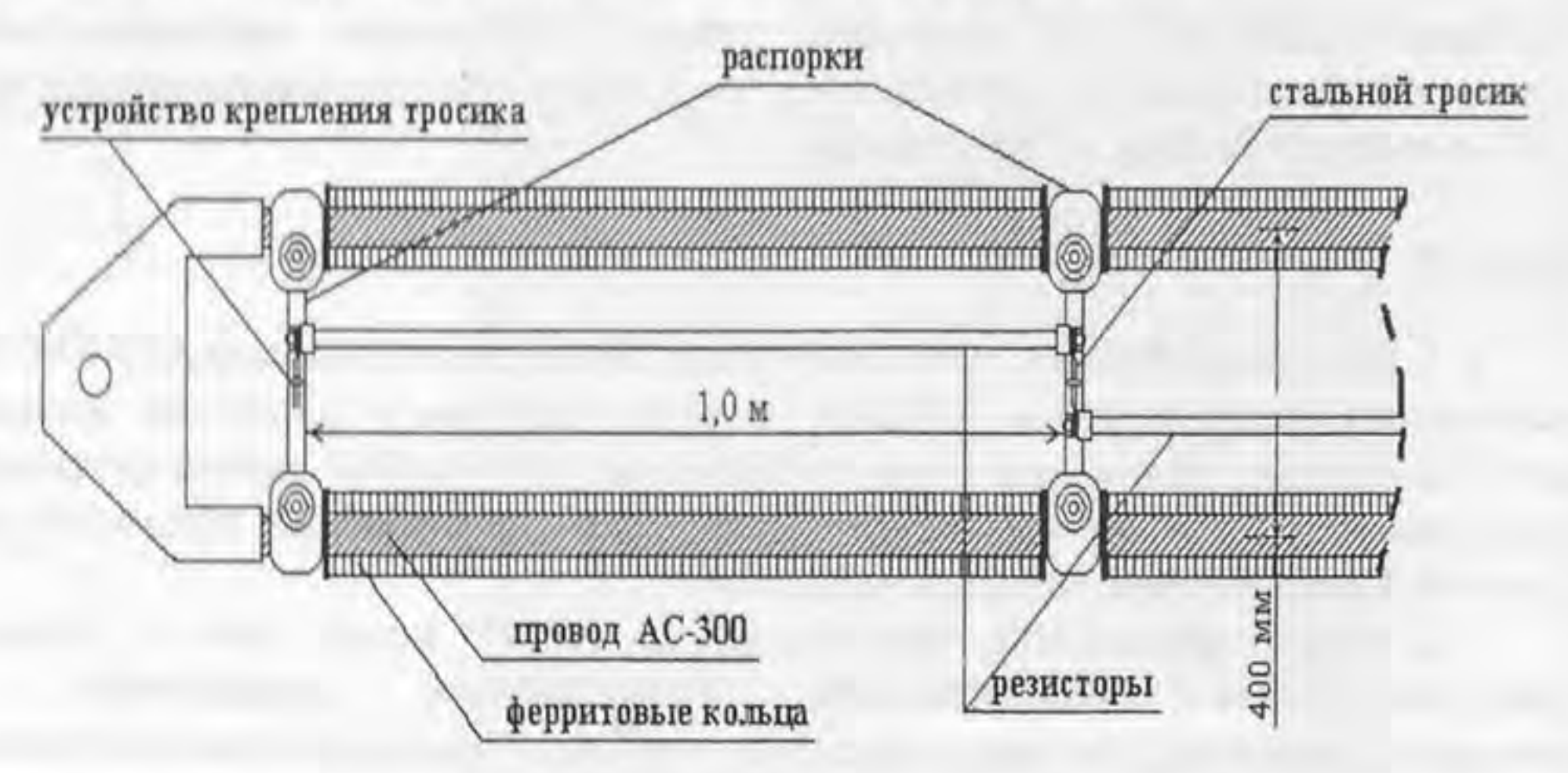


Рис.1. Конструкция защитного устройства

Для расчета защитного устройства на заданные рабочие напряжения и предельную частоту и кратность высокочастотного перенапряжения необходимо

использовать достаточно точную кривую намагничивания ферромагнитного материала. В связи с этим была поставлена задача разработать методику и выполнить измерения кривой намагничивания.

В лабораторных опытах использовались ферритовые кольца типа М1000НМ-А с размерами 20x12x5.5 мм. При определении зависимости $B=f(H)$, применена известная методика снятия кривой намагничивания ферромагнитных сердечников.

Использованы зависимости:

$$B = \mu_0 \mu H; \tag{1}$$

$$H = \frac{Iw}{l}; \tag{2}$$

$$B(t) = \frac{1}{f \cdot S \cdot w} \cdot \frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t} U_L(t) \cdot dt, \tag{3}$$

где S - площадь сечения ферромагнитного материала; f - частота синусоидального сигнала; w - количество витков обмотки на феррите; I - ток в обмотке; l - длина средней линии ферритового сердечника; $U_L(t)$ - падение напряжения на обмотке.

Для генерирования и регистрации тока и напряжения на обмотке ферритового сердечника использована ПЭВМ, задающая, регистрирующая и обрабатывающая аналоговую информацию. Проводилось измерение тока в обмотке сердечника и падения напряжения на обмотке (с учетом внутреннего сопротивления обмотки). По приведенным выше формулам рассчитывается зависимость $B=f(H)$. Схема измерительной установки приведена на рис.2.

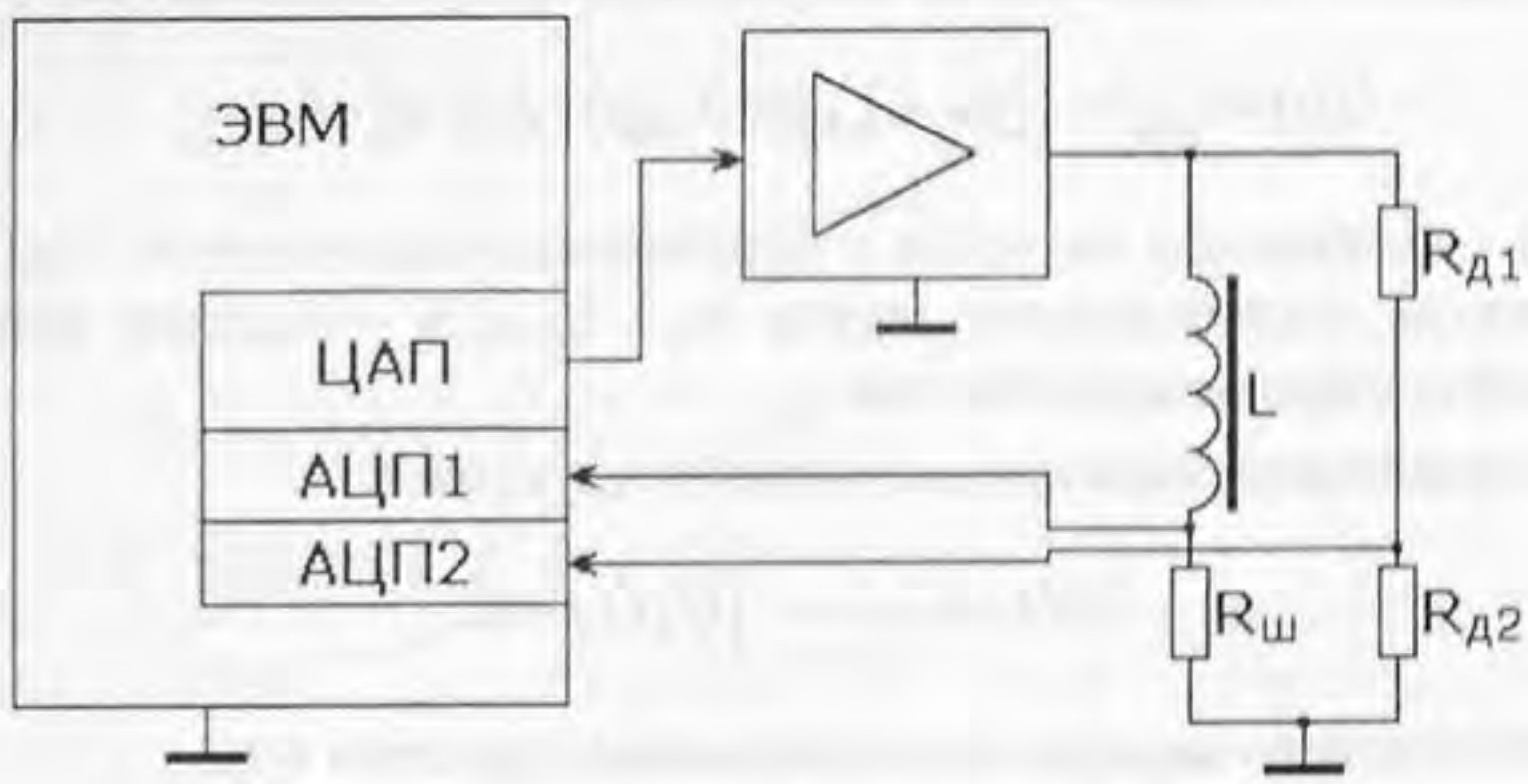


Рис.2. Схема определения зависимости B=f(H) для ферритовых сердечников

Особенности предложенной методики и способа получения кривой намагничивания следующие. Исходный синусоидальный сигнал заданной частоты задается программой ЭВМ и поступает на ЦАП звуковой платы (ЗП). С выхода ЗП аналоговый сигнал подается на усилитель мощности с малым выходным сопротивлением. Усиленный сигнал поступает на обмотку, намотанную на ферритовый сердечник и делитель напряжения. Сигналы с

нижнего плеча делителя и токового шунта, последовательно включенного с обмоткой, поступают на АЦП1 и АЦП2 звуковой платы.

Преимущество данной схемы генерирования и измерений в том, что ЦАП звуковой платы создает на выходе напряжение, описываемое уравнением плавного подъема напряжения, при этом в памяти ЭВМ сохраняются все точки процесса подъема напряжения, значит, роста тока за весь период генерации (заданное время подъема напряжения $t_{ген}$ до установленной величины U_m):

$$U(t) = U_m \cdot \frac{t}{t_{ген}} \cdot \sin(\omega t), \tag{4}$$

где $t_{ген}$ - время генерации; ω - круговая частота генерации.

Объем записанной информации за цикл генерации, равный 5 сек, составляет $2.4 \cdot 10^5$ точек на каждый АЦП, что обеспечивает расчет кривой намагничивания феррита по 150 петлям гистерезиса.

Расчеты ведутся в следующей последовательности:

1) ток в индуктивности:

$$I_L(t) = \frac{U_{R_ш}(t)}{R_ш}, \tag{5}$$

где $U_{R_ш}(t)$ - сигнал, поступающий на АЦП1; $Rш$ - сопротивление шунта;

2) напряжение на выходе усилителя:

$$U_{Lиз}(t) = U_{R_{Д2}}(t) \cdot \frac{R_{Д1} + R_{Д2}}{R_{Д2}}, \tag{6}$$

где $U_{R_{Д2}}(t)$ - сигнал поступающий на АЦП2; $R_{Д1}$, $R_{Д2}$ - сопротивление верхнего и нижнего плеч делителя напряжения;

3) падение напряжения на индуктивной составляющей обмотки:

$$U_L(t) = U_{обм}(t) - U_ш(t) - U_{Rобм}(t) = U_{обм}(t) - I_L(t) \cdot R_ш - I_L(t) \cdot r_L, \tag{7}$$

где $U_{обм}(t)$ - напряжение на ветви с ферритовым сердечником; $U_Ш(t)$ - падение напряжения на сопротивлении шунта $R_Ш$; $U_{Rобм}(t)$ - падение напряжения на резистивной составляющей обмотки r_L;

4) мгновенное значение магнитной индукции:

$$B(t) = \frac{1}{S \cdot w} \cdot \int_{t_0}^{t} U_L(t) \cdot dt, \tag{8}$$

где t_0 - начало нового периода интегрирования, при этом $t \geq t_0$.

По результатам эксперимента и расчетов построена зависимость $B=f(H)$, приведенная на рис.3. График построен по вершинам петель гистерезиса. Экспериментальные петли гистерезиса ферритового сердечника за цикл интегрирования для различных уровней тока, по вершинам которых строилась кривая намагничивания (рис.3), приведены на рис.4.

Измерения выполнены на сравнительно низкой частоте 30 Гц, что обеспечило высокую точность при интегрировании (1600 точек на период интегрирования). Данная зависимость применима и для более высоких частот, поскольку нет частотной зависимости $B=f(\omega)$ до частоты в несколько мегагерц.

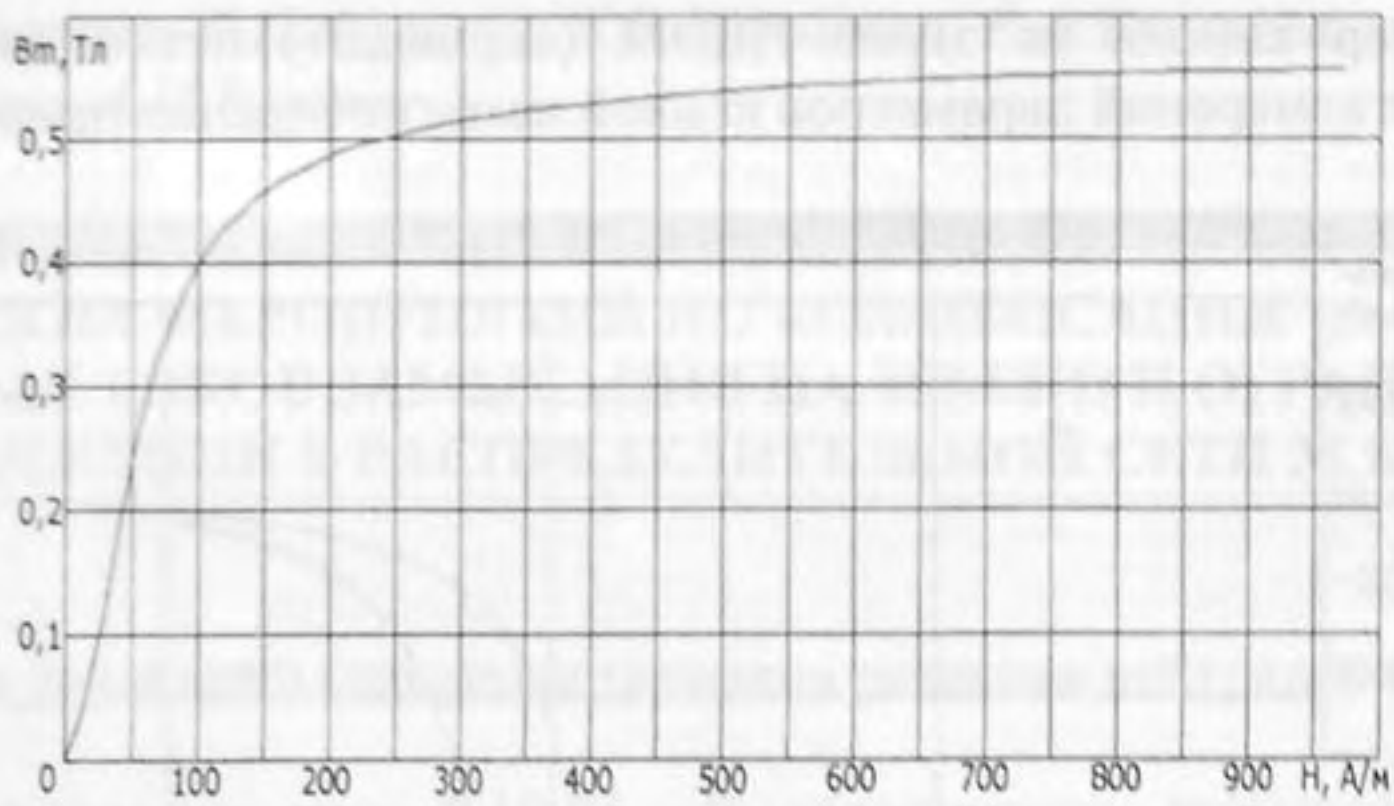


Рис.3. Зависимость амплитудной магнитной индукции в тороидальном ферромагнитном сердечнике от напряженности магнитного поля

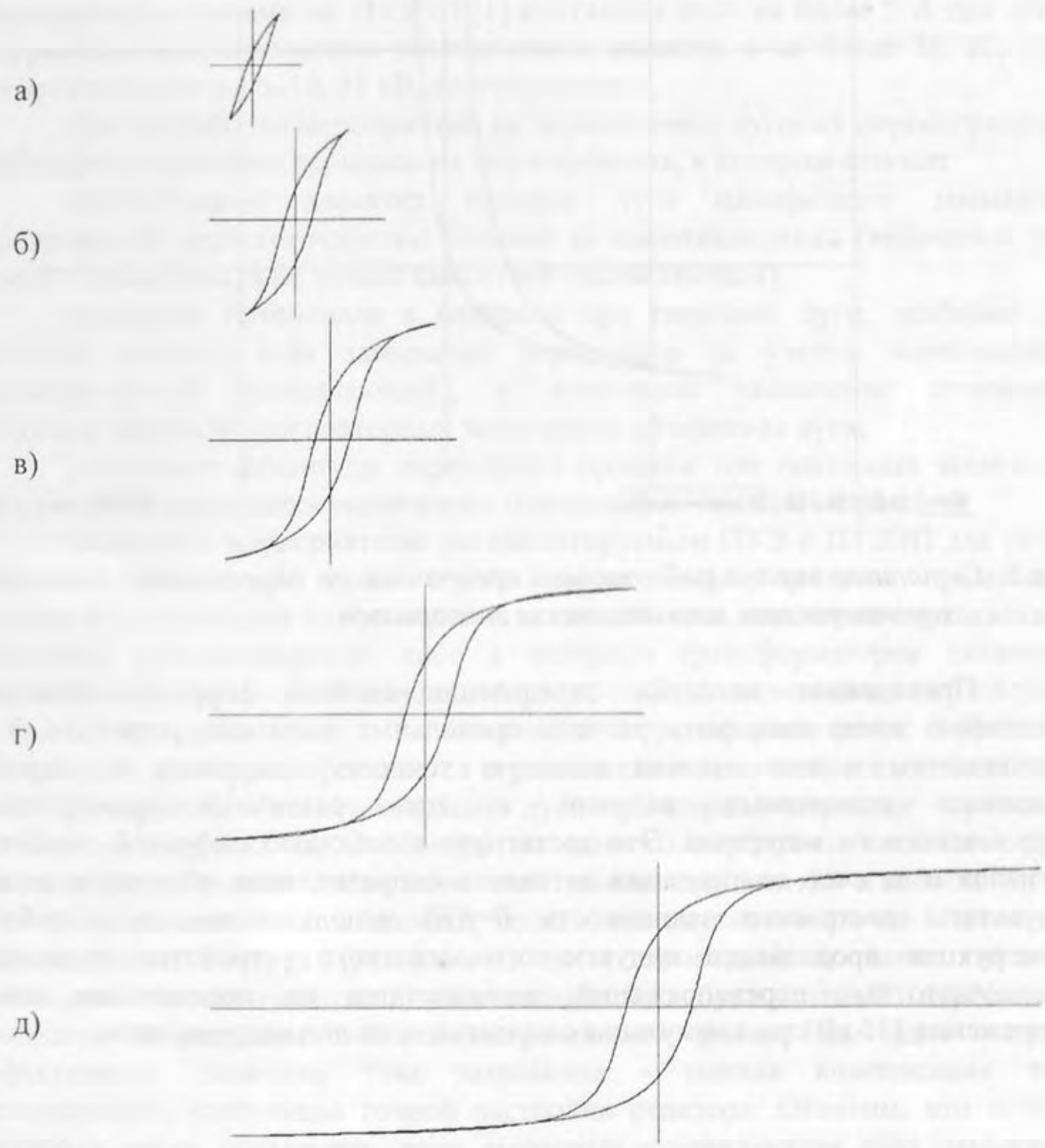


Рис.4. Измеренные петли гистерезиса при различных амплитудах магнитного поля: а) - H_m=50 А/м, B_m=0.243 Тл; б) - H_m=100 А/м, B_m=0.398 Тл; в) - H_m=200 А/м, B_m=0.487 Тл; г) - H_m=400 А/м, B_m=0.529 Тл; д) - H_m=800 А/м, B_m=0.554 Тл

Пример вывода на экран ПВЭМ (скриншот) петли гистерезиса при производстве измерений параметров кривой намагничивания приведен на рис.5.

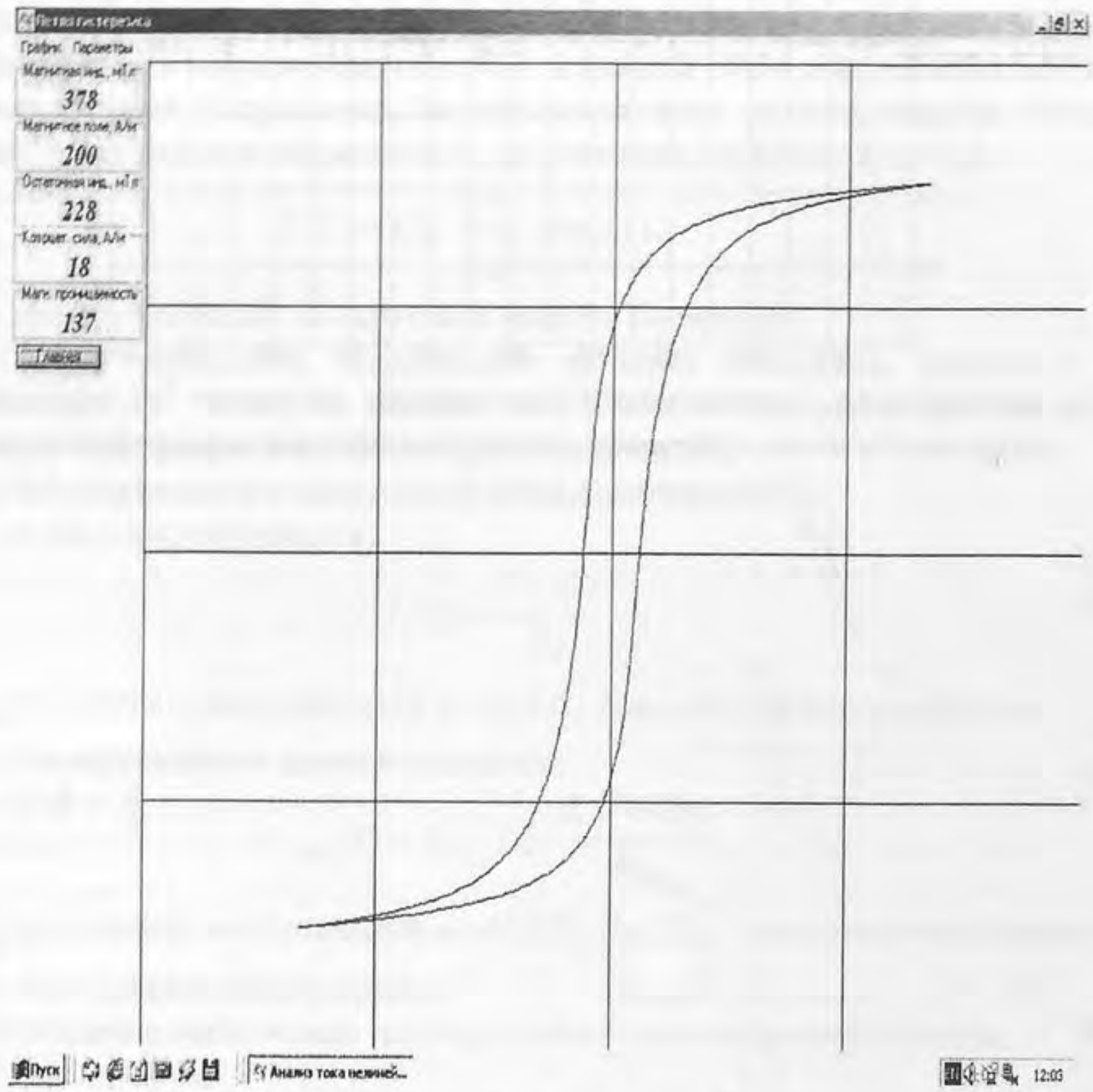


Рис.5. Скриншот экрана работающей программы по определению магнитных характеристик магнитомягких материалов

Приведенная методика определения свойств ферритов позволяет достаточно точно выполнять расчеты продольных защитных устройств. К ее достоинствам можно отнести высокую точность измерения в широком диапазоне измеряемых величин и при различных конструкциях ферромагнитного материала. Это достигнуто с помощью цифровой обработки сигналов и за счет компенсации активного сопротивления обмотки и шунта. Результаты построения зависимости $B=f(H)$ использовались в разработке конструкции продольного индуктивного защитного устройства подавления высокочастотных перенапряжений, возникающих на подстанциях класса напряжения 330 кВ при коммутациях холостых шин под напряжением.

Ю.М.Невретдинов, Г.П.Фастий, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева, Л.В.Сенюшина, А.И.Крутов

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И ОГРАНИЧЕНИЮ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 35 КВ

Современные тенденции совершенствования режимов нейтралей сети 6-35 кВ

Электрические сети 6-10-35 кВ традиционно называются сетями с малыми токами однофазного замыкания на землю (033). Однофазные повреждения составляют до 80% всех повреждений в подобных сетях. Нормируемыми токами по ПТЭЭП [1] считаются токи не более 5 А для сетей, содержащих высоковольтные электрические машины, и не более 30, 20, 10 А для остальных сетей 6, 10, 35 кВ, соответственно.

При разработке мероприятий по ограничению дуговых перенапряжений необходимо учитывать процессы их формирования, к которым относят:

неустойчивый характер горения дуги однофазного замыкания, определяемый недостаточностью условий ее самоликвидации (величиной тока полного замыкания, а не только емкостной составляющей);

смещение потенциала в нейтрали при гашениях дуги, особенно при переходе полного тока замыкания через ноль (с учетом переходной - высокочастотной составляющей), и возможное увеличение потенциала смещения нейтрали при повторных зажиганиях и гашениях дуги;

увеличение амплитуды переходного процесса при повторных зажиганиях дуги, которое определяется увеличением потенциала смещения нейтрали.

Основным мероприятием, регламентируемым ПУЭ и ПТЭЭП для сети с большими значениями токов замыкания на землю, является применение устройств компенсации емкостной составляющей тока замыкания - дугогасящих реакторов, устанавливаемых либо в нейтрали трансформаторов питающей подстанции, если имеется вывод нейтрали, либо подключаемых в нейтраль, выделенную специально включенными трансформаторами. Действие дугогасящих реакторов проявляется в уменьшении величины тока замыкания в точке перекрытия и самоликвидации дуги при первом переходе через ноль полного тока замыкания. Особенностью данного мероприятия является факт невозможности полной ликвидации тока замыкания, так как в любом случае имеется активная составляющая тока вследствие наличия активного сопротивления контура (заземления, дуги, проводов), а также наличия переходной (высокочастотной) составляющей, обусловленной переходным процессом и разрядом емкости поврежденной фазы. Еще одно условие эффективного снижения тока замыкания - полная компенсация этой составляющей, требующая точной настройки реактора. Отметим, что точную настройку легче обеспечить, если емкостная составляющая тока замыкания значительно больше активной. Сложность заключается в постоянном изменении параметров участка сети, вызванном оперативными, ремонтными и другими

переключениями. Дополнительную расстройку создает изменение нагрузки, которое шунтирует междуфазные емкости и процесс их разряда при замыкании.

Следующее мероприятие, которое в последнее время находит все более широкое применение, - заземление нейтрали через высокоомный резистор [2-4]. Действие резистивного заземления проявляется в эффективном снижении потенциала смещения нейтрали, образовавшегося после гашения дуги, до момента повторного зажигания дуги. Таким образом, изменяются условия повторного зажигания: напряжение на поврежденной фазе снижается до фазного, что фактически предотвращает зажигание, если электрическая прочность изоляции восстановилась через половину периода - 0.01 с.

Поэтому для дальнейшей разработки рассматриваем два возможных технических решения - включение дугогасящих реакторов или высокоомных резисторов в нейтрали питающих трансформаторов.

Анализ эффективности применения компенсации емкостных токов замыкания на землю

Для решения этой проблемы были проведены серии расчетов для ряда секционированных участков электрических сетей 35 кВ с наибольшей величиной емкостных токов замыкания на землю.

Для выбранных участков сети 35 кВ выполнены расчеты индуктивности реакторов из условий полной компенсации расчетных токов. Результаты сведены в таблицу.

Полученные значения индуктивности реакторов включены в модели участков сети 35 кВ соответствующих подстанций. Пример схемы участка сети и его модели приведен на рисунках 1 и 2. С помощью разработанных моделей выполнены расчеты переходных процессов в сети при однофазных замыканиях на линиях электропередачи. В расчетах предусматривались условия возникновения замыкания с образованием переходных составляющих, в том числе от разряда емкости поврежденной фазы через место замыкания, а также условия гашения дуги. Пример расчетов перенапряжений приведен на рис.3.

Как видно из рис.3, применение компенсации способствует уменьшению переходной составляющей тока замыкания - в данном случае до 92 А. Дуга гаснет при первом переходе полного тока через ноль, а напряжение нейтрали после гашения изменяется в соответствии с э. д. с. поврежденной фазы, определяется колебаниями в контуре из индуктивности дугогасящего реактора, индуктивности и сопротивления элементов сети и емкости трех фаз на землю. Колебания в этом контуре определяют медленный характер увеличения напряжения на поврежденной фазе (после гашения дуги) относительно земли. Это способствует восстановлению прочности изоляции в месте повреждения, если перекрытие имело кратковременный характер.

Результаты расчета переходных процессов при замыкании на рассматриваемом участке для режима включения реактора с "точной" настройкой показывают, что идеальной настройки не достигнуто и это объясняется влиянием индуктивности элементов сети - трансформатора и линий электропередачи. Таким образом, для данного участка можно отметить увеличение влияния параметров элементов сети на расстройку системы компенсации.

Результаты расчета параметров дугогасящих реакторов для участков сети 35 кВ

№ пп	Участок	Общая длина линий, км	Емкость подключенных линий, нФ	Емкость подключенного оборудования, нФ	Емкость фазная, нФ	Iозз, А	Индуктивность дугогасящего реактора $L_{ДГР}$, Гн			Сопротивление заземления нейтрали R_N, кОм	Мощность резисторов, кВА	Полный ток замыкания, А
							точная настройка	перекомпенсация на 5%	недокомпенсация на 5%			
1	ПС-53 1с.ш.	67.9	277.6	13	290.6	5.5	11	10.45	11.6	3.8 - 7.3 (9.1)	129 - 68 (54)	8.0 -6.3 (6.0)
2	ПС-53 2с.ш.	72.2	295.2	15	310.2	5.9	10	9.5	10.5	3.6 -6.8 (8.5)	138 - 73 (58)	8.6 - 6.7 (6.5)
3	ПС-28 1с.ш.	38	154.6	13.6	168.2	3.2	20	19	21	6.6 - 12.6 (15.7)	75 - 40 (32)	4.6 - 3.7 (3.5)
4	ПС-28 2с.ш.	38	154.6	13.6	168.2	3.2	20	19	21	6.6 - 12.6 (15.7)	75 - 40 (32)	4.6 - 3.7 (3.5)
5	ПС-21 1с.ш.	71.5	290.3	35.1	325.4	6.2	10	9.5	10.5	3.4 - 6.5 (8.1)	145 - 76 (61)	9.0 - 7.1 (6.8)
6	ПС-21 2с.ш.	78	317	22.2	339.2	6.5	9	8.55	9.5	3.3 - 6.2 (7.8)	151 - 79 (64)	9.4 - 7.4 (7.1)
7	ПС-29 1с.ш.	69.6	285.3	31.7	317.0	6.0	10	9.5	10.5	3.5 - 6.7 (8.3)	141 - 74 (59)	8.8 - 6.9 (6.6)
8	ПС-29 2с.ш.	41.1	168.4	24.2	192.6	3.7	17	16.15	17.9	5.8 - 11 (13.7)	86 - 45 (36)	5.3 - 4.2 (4.0)
9	ПС-100 1с.ш.	28.8	117.2	13.6	130.8	2.5	25	23.75	26.3	8.5 - 16.2 (20.2)	58 - 31 (25)	3.6 - 2.9 (2.7)
10	ПС-3 Т-2	51.2	207.2	9.5	216.7	4.1	15	14.25	15.8	5.1 - 9.8 (12.2)	96 - 51 (41)	6.0 - 4.7 (4.5)

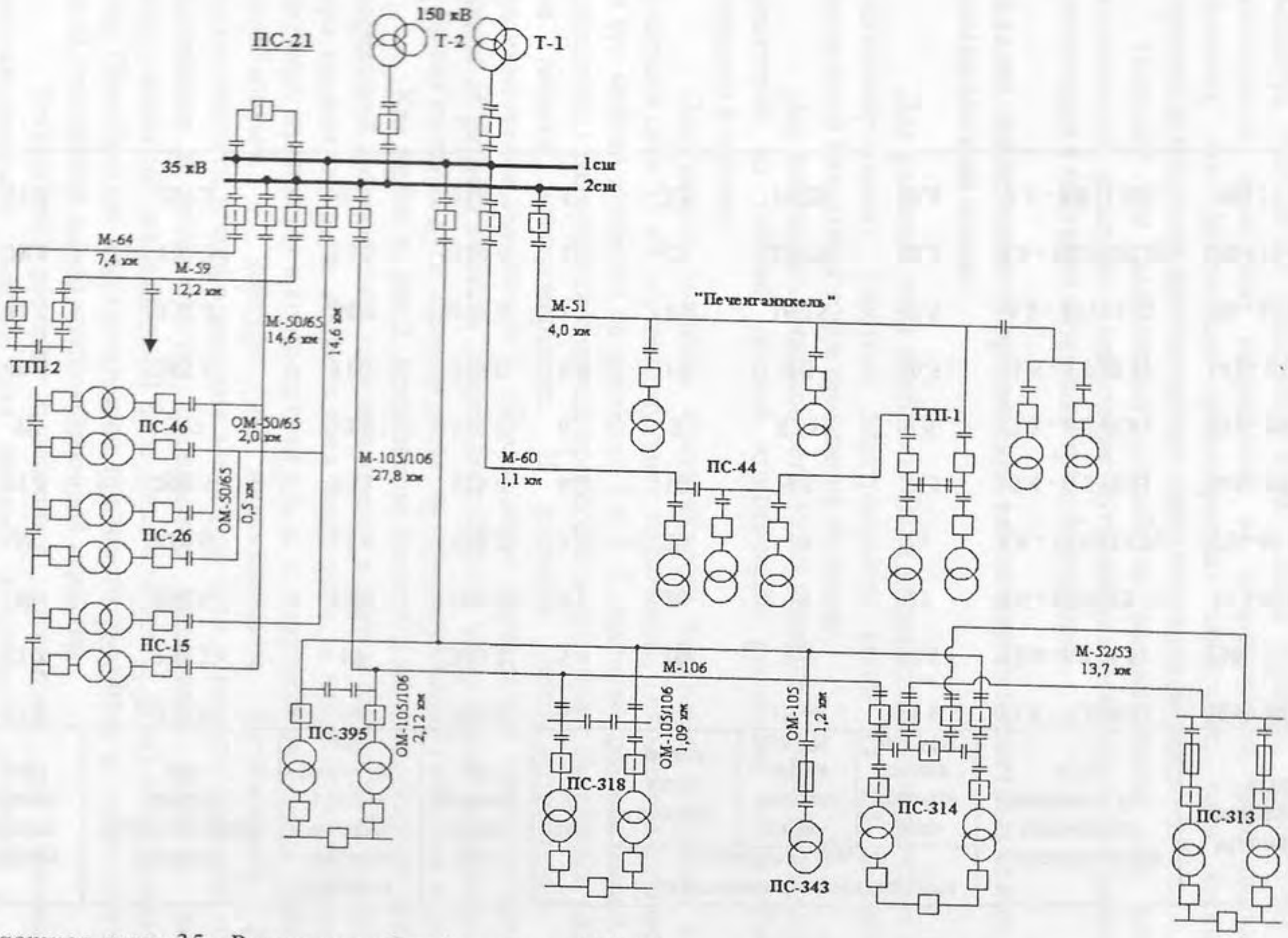


Рис.1. Схема участков сети 35 кВ питающей подстанции ПС-21

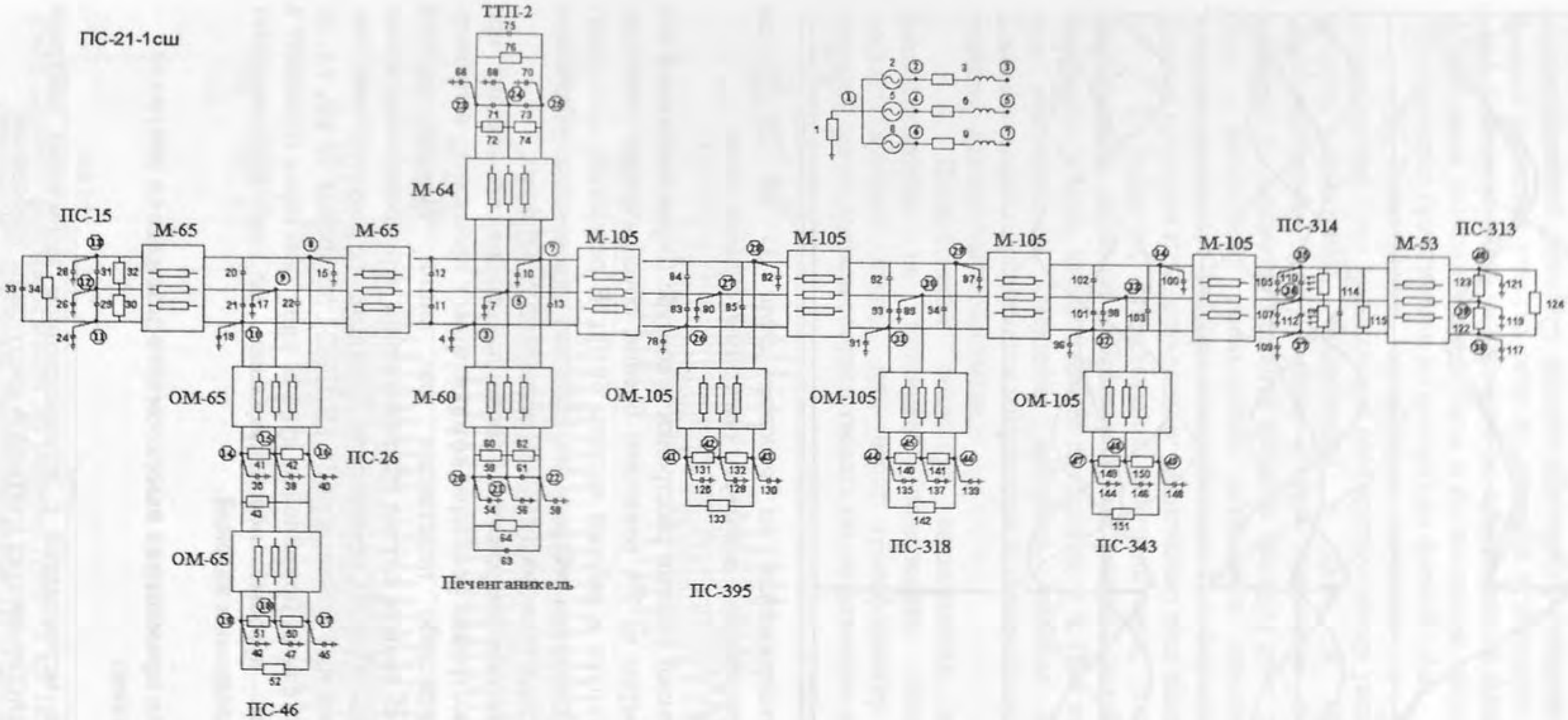


Рис.2. Схема модели участка сети 35 кВ подстанции ПС-21-1сш

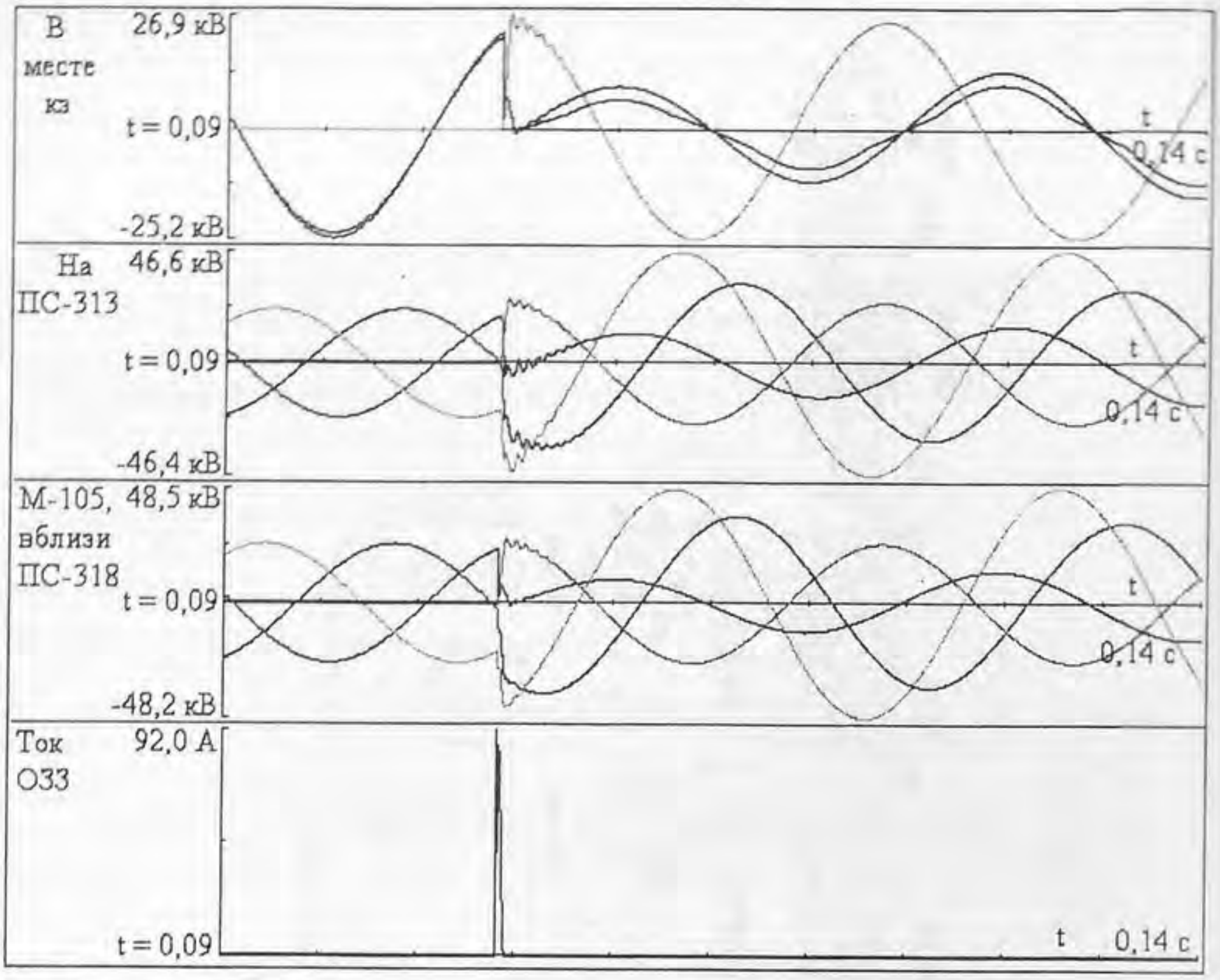


Рис.3. Дуговые перенапряжения на участке сети 35 кВ ПС-21-1 сш с дугогасящим реактором в нейтрали при замыкании на землю

При появлении большей степени расстройки в контуре (перекомпенсации или недокомпенсации) примерно на 5% возникают биения, обусловленные разностью резонансной частоты контура и рабочей частоты 50 Гц. В результате происходит увеличение напряжения смещения нейтрали, что приводит к увеличению напряжения на поврежденной фазе (после гашения дуги) и на неповрежденных фазах.

Дальнейшее увеличение напряжений после замыкания происходит при увеличении степени расстройки реактора, которое может произойти, например, при отключении какой-либо подстанции или линии. Пример расчета представлен на рис.4. В данном случае напряжение на неповрежденных фазах достигает 49.9 кВ. Таким образом, применение дугогасящего реактора позволяет снизить перенапряжения на участке сети 35 кВ ПС-21 до уровня 50 кВ, т.е. до кратности 1.7. Следовательно, применение дугогасящих реакторов позволяет в ряде случаев снизить дуговые перенапряжения, но не предотвращает возбуждение феррорезонансных явлений.

Анализ эффективности применения высокоомного заземления нейтрали сети 35 кВ на подстанциях

При разработке мероприятий с использованием заземления нейтрали через высокоомный резистор следует учитывать следующие требования.

1. В соответствии с основной задачей ограничения дуговых перенапряжений резистор должен обеспечить стекание остаточного заряда на фазных емкостях участка сети до момента возможного повторного зажигания дуги. Соответственно напряжение на поврежденной фазе, которое определяется мгновенным значением э.д.с. фазы и потенциалом смещения нейтрали, должно быть снижено практически до амплитуды фазной э.д.с.

2. Резистивное заземление приводит к увеличению активной составляющей тока замыкания и соответствующему увеличению полного тока и энергии ионизации, выделяемой в дуге, и снижению вероятности самоликвидации дуги. Вместе с тем появление активной составляющей приводит к смещению момента времени гашения дуги при переходе тока через ноль и некоторому уменьшению потенциала смещения нейтрали. Однако влияние последнего фактора незначительно. Поэтому подключение резистора не должно привести к существенному увеличению тока замыкания.

3. Резистор, заземляющий нейтраль сети, должен без повреждений выдерживать наиболее неблагоприятный режим - устойчивое (металлическое) замыкание в сети, которое может длиться до 2 ч. При этом резистор находится под напряжением смещения нейтрали, равным фазному напряжению. Соответственно определяется напряжение и минимальная мощность, на которые резистор должен быть рассчитан.

4. Подключение резистора выполняется к нейтрали силового трансформатора на питающей подстанции, если последний имеет соответствующий вывод, или через трансформатор выделения нейтрали, который также должен соответствовать по напряжению и мощности.

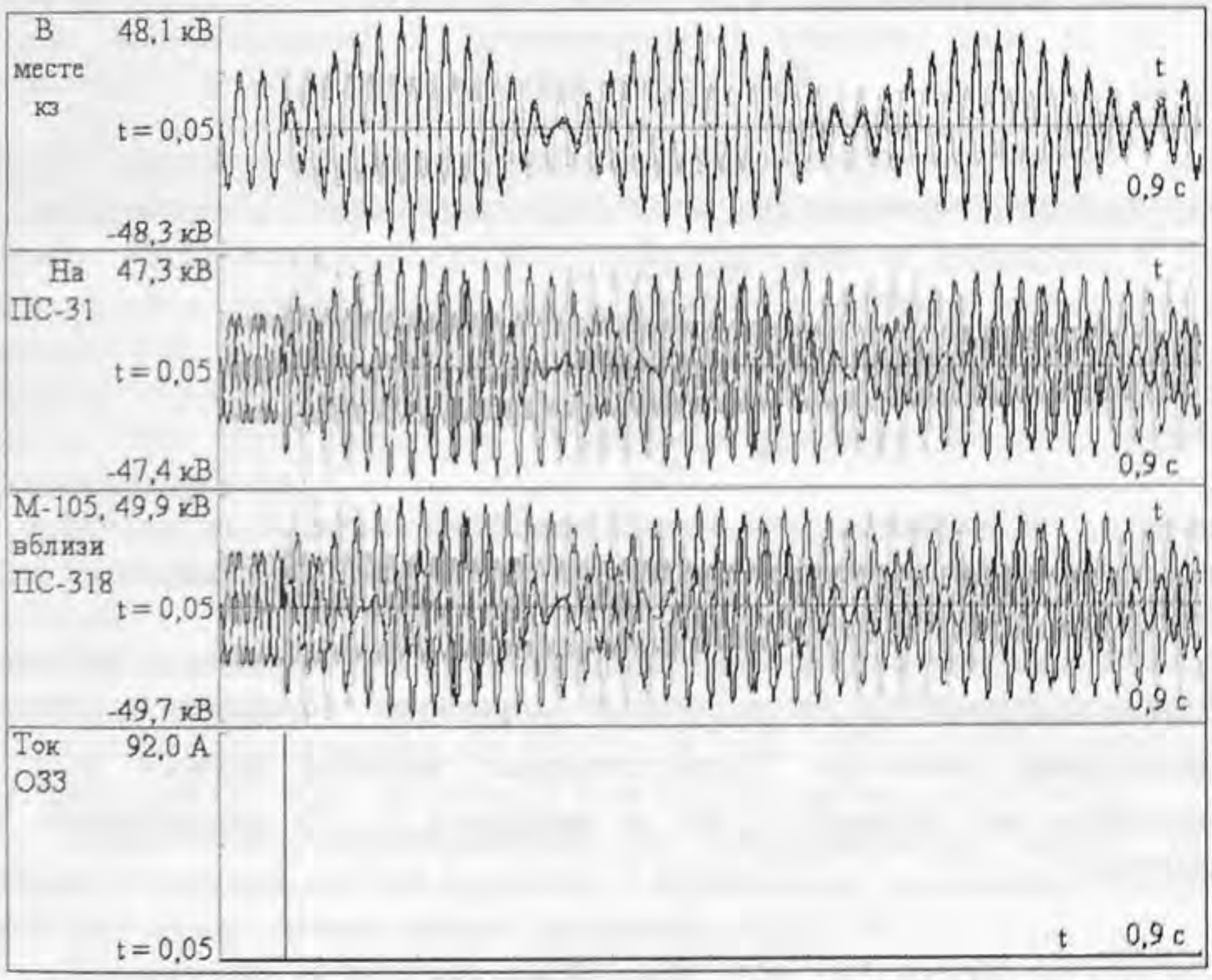


Рис.4. Дуговые перенапряжения на участке сети 35 кВ ПС-21-1 сш с дугогасящим реактором в нейтрали (недокомпенсация 10%) при замыкании на землю

5. Включение высокоомного резистора в нейтраль сети способствует предотвращению возбуждения феррорезонансных явлений - намагничивания трансформаторов напряжения [5].

При определении критерия для выполнения первого условия (уменьшение потенциала смещения нейтрали до момента времени повторного зажигания) принято считать наиболее неблагоприятным моментом повторного зажигания дуги 10 мс - половину периода промышленной частоты. Поэтому постоянную времени разряда емкости нулевой последовательности $3C_Ф$ на резистор R_N, обеспечивающую практически полный разряд емкости за время 10 мс после очередного погасания перемежающейся дуги, определяют из условия [5] $\tau=3R_NC_Ф\leq 3\ 0.01$ с. Тогда напряжение смещения нейтрали U_N через интервал времени 10 мс после очередного гашения дуги снизится примерно до 5% от начального смещения U_0:

$$U_N(t=0.01)=U_0\cdot\exp\left(-\frac{0.01}{3\cdot C_Ф\cdot R_N}\right)=0.05\cdot U_0. \qquad (1)$$

При этом нижняя граница значения сопротивления в нейтрали определяется из условия:

$$R_N=\frac{t=0.01}{3\cdot 3\cdot C_Ф}=\frac{1}{900\cdot C_Ф}. \qquad (2)$$

По критерию снижения дуговых перенапряжений, разработанному Петерсеном (Petersen, [6]), величина сопротивления в нейтрали может быть определена из выражения:

$$R_N=\frac{1.0....2.5}{3\cdot\omega\cdot C_Ф}. \qquad (3)$$

Критическая величина сопротивления, при которой в контуре возможно развитие феррорезонансных процессов, рассчитывается по [5] из условия:

$$R_N=\frac{2}{3\cdot\omega\cdot C_Ф}. \qquad (4)$$

Мощность резистора находится из условия:

$$P_R=\frac{U^2_{f\,max}}{R_N}, \qquad (5)$$

где $U^2_{f\,max}$ - наибольшая величина напряжения смещения нейтрали при длительном металлическом замыкании на землю, принимается равной наибольшему фазному напряжению.

Оценка увеличения тока замыкания при резистивном заземлении нейтрали выполняется из величины напряжения смещения нейтрали и сопротивления резистора. Соответствующее значение полного тока $I_K^{(1)}$ определяется из активной I_A (6) и емкостной I_C (7) составляющих тока замыкания:

$$I_A=\frac{U_{f\,max}}{R_N}; \qquad (6)$$

$$I_C=\sqrt{3}j\omega\cdot C_\Sigma\cdot U_{НОМ}=3j\omega\cdot 3C_Ф\cdot U_{f\,max}; \qquad (7)$$

$$I_K^{(1)} = \sqrt{I_C^2 + I_A^2}\,. \qquad (8)$$

В соответствии с приведенными критериями определены диапазоны параметров резисторов заземления нейтралей для участков сети 35 кВ рассматриваемых подстанций. Расчетные параметры были ранее приведены в таблице.

В таблице нижняя граница сопротивления заземления соответствует условиям стекания заряда с емкости нулевой последовательности участка сети до уровня 5% от начальной величины и обеспечения демпфирования феррорезонансов. Верхняя граница обеспечивает ограничение феррорезонансных явлений при некотором увеличении остаточного напряжения смещения нейтрали в момент повторного зажигания дуги. В скобках указана верхняя граница сопротивления, достаточная (по Петерсону) для ограничения дуговых перенапряжений.

В таблице приведены также минимальная мощность резисторов и величина полного тока при включении резисторов.

Следует отметить, что в таблице расчеты приведены для интервала значений сопротивления заземления - нижняя граница, верхняя граница и выбор по критерию Петерсена. Из данных таблицы видно, что от выбора значения сопротивления резистора зависит его конструктивное исполнение, т.е. мощность. Одновременно снижение сопротивления резистора ведет к увеличению тока замыкания в 1.45 раза (нижняя граница сопротивления), а при выборе сопротивления по верхней границе увеличение тока замыкания составляет всего 14%. Поэтому для выбора параметров резисторов выполнены расчеты перенапряжений в рассматриваемых участках сети 35 кВ при использовании резистивных заземлений нейтрали.

Пример осциллограмм дуговых перенапряжений при замыканиях на участках сети 35 кВ подстанции ПС-21 приведен на рис.5. Как видно, дуговые перенапряжения на поврежденной фазе не превышают 30 кВ (амплитудного значения), а на неповрежденных фазах перенапряжения не превышают 47.5 кВ. Таким образом, действие резистивного заземления нейтрали эффективно при переключениях в схеме участка. Несмотря на увеличение полного тока замыкания, характер гашения дуги устойчивый, гашение происходит при первом переходе тока через ноль, т.е. в реальных условиях наиболее вероятна самоликвидация дуги.

Из сопоставления эффективности мероприятий по установке дугогасящих реакторов и резистивного заземления нейтралей можно отметить следующее.

Для всех вариантов участков сети применение резистивного заземления нейтрали позволяет существенно снизить уровень перенапряжений на поврежденной фазе, например, для ПС-21 с 44.7 кВ с ДГР до 30 кВ с резистором 3.3-3.4 кОм, для ПС-100 с 50.8 кВ с ДГР до 36.2 кВ с резистором 8.5 кОм.

Ограничение перенапряжений на неповрежденных фазах также достигается эффективнее для вариантов с резистивным заземлением нейтрали, хотя эффект в ряде случаев невелик, например для ПС-100.

Применение выбранных резисторов для заземления нейтралей в рассмотренных участках сети позволяет исключить возникновение резонансных

явлений в контуре нулевой последовательности. Отметим, что при использовании ДГР возможны такие же резонансы, как на ПС-28.

4. При изменении параметров участков сети 35 кВ после оперативных, ремонтных или аварийных переключений в схемах с ДГР возникает расстройка компенсации, которая в значительной степени влияет на уровень перенапряжений. В схемах с резистивным заземлением нейтрали при уменьшении емкости участка после переключений эффективность защитного действия резистора увеличивается. Лишь при увеличении емкости эффект несколько снижается. Однако по данным расчетов повышение перенапряжений на неповрежденных фазах не превышает 7% при увеличении емкости в 1.5 раза.

Резистивное заземление нейтрали в сравнении с заземлением через дугогасящий реактор позволяет предотвращать возбуждение феррорезонансных явлений - намагничивание трансформаторов напряжения.

Мощность резисторов значительно меньше мощности реакторов.

Таким образом, в целях снижения аварийности в сети 35 кВ целесообразно на рассмотренных участках подстанций изменить режим заземления нейтрали сети путем включения заземляющих высокоомных резисторов.

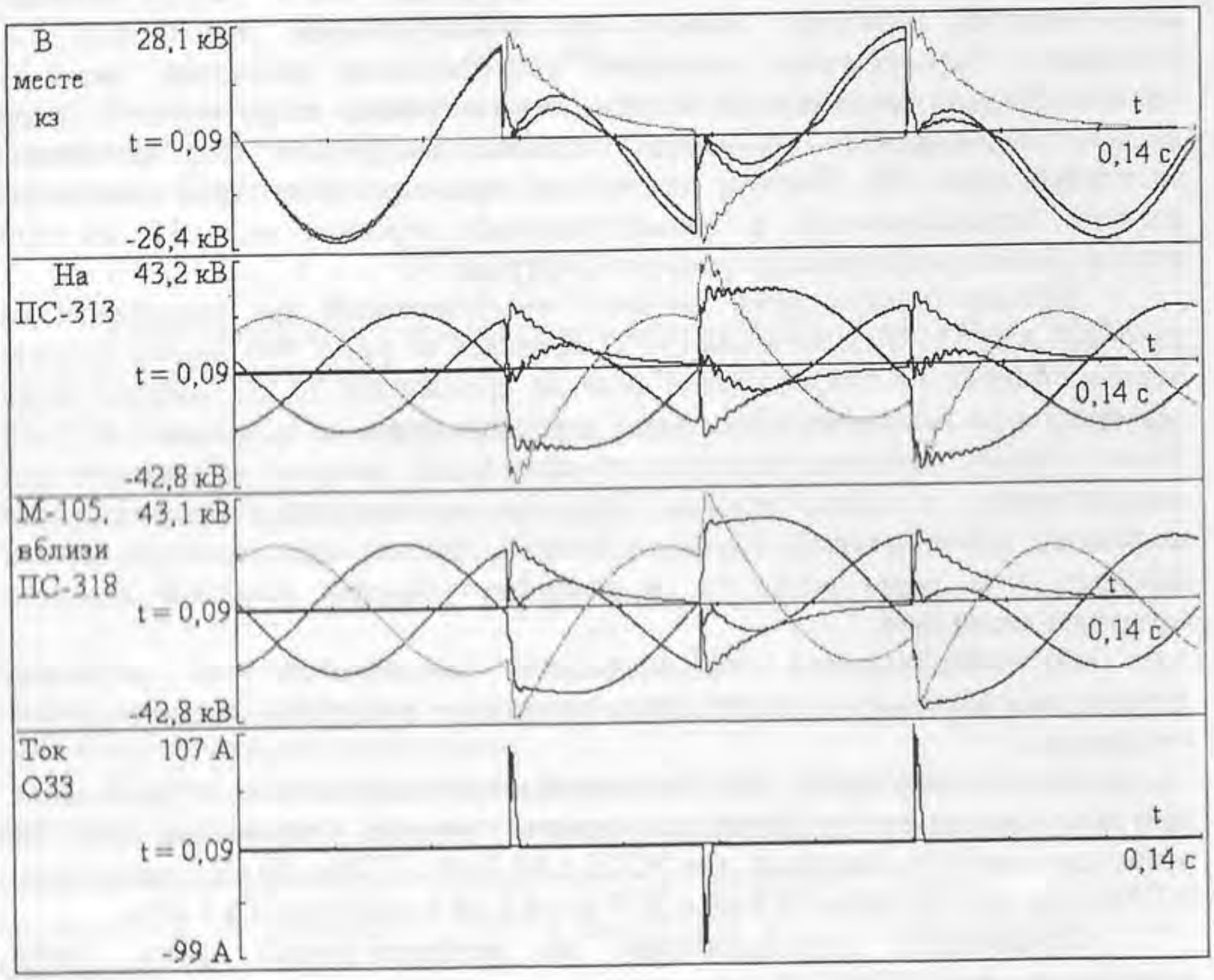


Рис.5. Дуговые перенапряжения на участке сети 35 кВ ПС-21-1 сш с высокоомным резистором в нейтрали при замыкании на землю

Литература

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Госэнергонадзор Минэнерго России. - М.: Энергосервис, 2003. - 392 с.
2. Иванов А.В., Кадомская К.П. О режимах заземления нейтрали в сетях собственных нужд атомных электрических станций // Материалы Междунар. научно-технической конф. "Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования". - СПб.: ПЭИПК, 2003. - Вып.1. - С. 57-66.
3. Сарин Л.И., Емельянов Н.И. Высоковольтные резисторы для заземления нейтрали сетей 3-35 кВ. Проверка эффективности их применения и опыт эксплуатации // Там же. - С. 232-240.
4. Софинский А.В., Кучеренко В.И., Багаев Д.В. и др. Резистивное заземление нейтрали в сети собственных нужд электрических станций // Там же. - С. 159-164.
5. Халилов Ф.Х., Евдокунин Г.А., Поляков В.С., Подпоркин Г.В., Таджибаев А.И. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Под ред. Ф.Х.Халилова, Г.А.Евдокунина, А.И.Таджибаева. - СПб.: Энергоатомиздат (СПб. отд.), 2002. - 272 с.
6. Petersen W. Supression of arcing grounds through neutral resistors and lightning arresters / Elektrotechn. Ztschr. - 1918. - № 39. - P. 341.

А.Е.Веселов, Е.А.Дедюлина, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БЕСКОНТАКТНЫХ КОММУТИРУЮЩИХ И ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ АППАРАТОВ

Опыт эксплуатации систем электроснабжения (СЭ) с преобладанием двигательной нагрузки, например на горно-обогатительных комбинатах, показывает недостаточную устойчивость нагрузки в аварийных и послеаварийных режимах. Использование схемных решений при проектировании СЭ, связанных со стремлением ограничить токи короткого замыкания (КЗ) до уровня безопасной эксплуатации коммутационной аппаратуры, такой как раздельная работа секций сборных шин, применение одиночных и групповых реакторов в цепях питания и на отходящих фидерах, приводит к недопустимо большим посадкам напряжения при нормальных пусках электродвигателей, невозможности осуществления режимов самозапуска, АПВ и АВР.

Дробление СЭ на многочисленные секции не позволяет рационально организовать питание потребителей для предотвращения полного расстройства технологического цикла при аварии на одной из секций сборных шин.

Эффективным является использование бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих аппаратов (БКТА) [1-5]. Исследования и разработка БКТА позволяют предположить, что в ближайшие годы будут пересмотрены

некоторые концепции радиального построения сетей в сторону объединения на параллельную работу через БКТА секций сборных шин одного напряжения понижающих трансформаторов на промышленных предприятиях. Этим можно достичь в нормальном режиме мощности КЗ на шинах 6-10 кВ более 1000 МВ·А и на шинах 0.4 кВ - до 100 МВА, резко повысив качество электрической энергии без применения компенсирующих устройств и замены коммутационной аппаратуры.

Для использования в качестве шиносоединительных наиболее подходят БКТА, имеющие в нормальных условиях независящее от частоты и практически равное нулю сопротивление и дополнительно совмещающие функции быстродействующего выключателя и регулятора тока. Этими свойствами обладают реакторно-тиристорные коммутирующие и токоограничивающие устройства [2-5].

На рисунке 1 представлена схема фазы БКТА [2,5], позволяющего объединить на параллельную работу четыре секции 1-4 сборных шин 6-10 кВ и дополнительно питать от секции 5-ю группу электроприемников, не терпящих даже незначительных понижений напряжения и перерывов питания. В состав схемы входят трехфазный реактор Р и биполярные тиристорные группы, число которых равно числу соединяемых на параллельную работу секций. Аноды и катоды тиристоров соединены друг с другом и подключены к зажимам реактора. Последовательно с реактором включен маломощный выпрямитель В, питающийся от шин собственных нужд; цепь реактор-выпрямитель зашунтирована диодом Д.

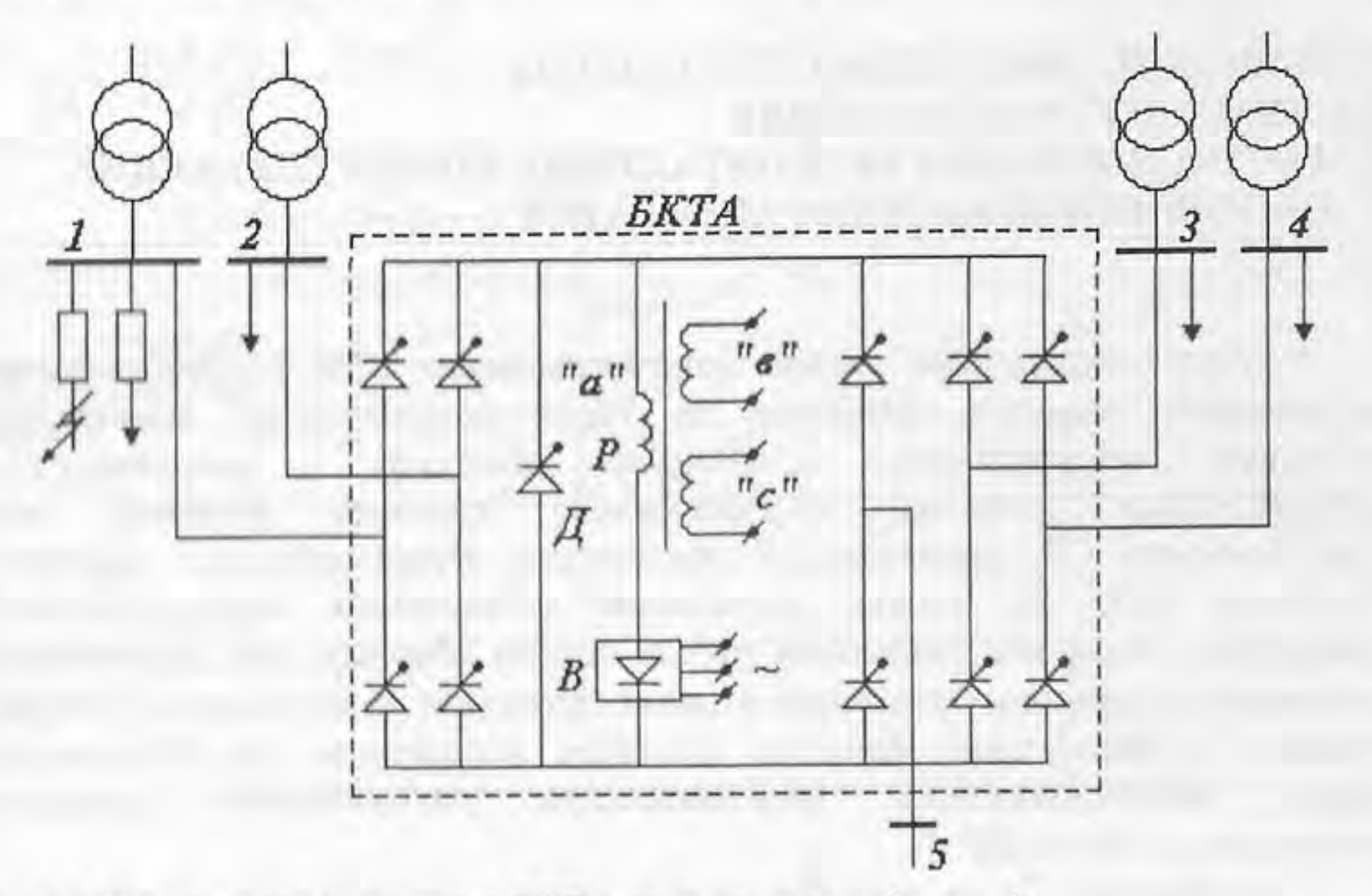


Рис.1. Принципиальная схема БКТА на пять присоединений:
1-4 - параллельная работа четырех секций; 5 - секция; Р - трехфазный реактор; В - маломощный выпрямитель, питающийся от шин собственных нужд; Д - цепь реактор-выпрямитель, зашунтированная диодом

В нормальном режиме в контуре реактор-выпрямитель-диод развивается постоянный ток, величина которого должна быть больше расчетной амплитуды переменного тока в любом из присоединений БКТА. Тогда диод Д будет непрерывно находиться в проводящем состоянии, закорачивая аноды и катоды тиристорных групп на присоединениях. При подаче на эти тиристоры импульсов управления одноименные фазы линий связи секций соединяются в звезду и резко уменьшается эквивалентное сопротивление цепи питания. Согласно анализу нормальных режимов номинальная проходная мощность присоединений БКТА не должна превышать 30% от мощности трансформатора секции. При КЗ на одном из присоединений, например на секции 1, под влиянием резко возросшего напряжения на БКТА часть тиристоров запирается, и между аварийной и неповрежденными секциями включается реактор Р, ограничивающий ударную полуволну тока КЗ от неповрежденных секций при целесообразных для применения реакторах на уровне, меньшем двойного значения номинального тока трансформатора секции.

При быстрой блокировке импульсов управления на тиристорах, присоединенных к поврежденной секции, ток подпитки прекращается за время порядка 0.01 с. На неаварийных секциях при этом нет понижения напряжения. Повторное включение с использованием БКТА и восстановлением параллельной работы всех секций может быть произведено немедленно после отключения аварийного фидера. При использовании БКТА легко реализуется принцип бесперебойного питания ответственных потребителей, не терпящих даже кратковременных перерывов электроснабжения. Такие потребители следует питать от шин, присоединенных к БКТА через отдельный бесконтактный коммутатор (шины 5 на рис.1). Напряжение на этих шинах не изменяется при авариях или потере питания на трех из четырех секций сборных шин.

Однако в СЭ с преобладающей двигательной нагрузкой токи КЗ на отдельных секциях могут достигать столь же больших величин, что и при раздельной работе секций. Необходимо производить реактирование цепей питания или применять выключатели с повышенной коммутационной способностью. Для типовых случаев [3] разработаны схемы электроснабжения с включением в цепи питания сдвоенных реакторов и реакторов-трансформаторов с коэффициентом электромагнитной связи K_c между обмотками реакторов, близким к единице. Ветви таких реакторов в нормальном режиме соединяются через БКТА. На рис. 2 представлен ряд вариантов СЭ такого типа. Аналогично строятся и двухтрансформаторные схемы - следует применить БКТА с удвоенным числом присоединений к секциям.

В цепь трансформатора ввода 6-10 кВ (рис.2а) включен сдвоенный реактор, в котором при применении конструкции с чередующимися дисковыми катушками достигается K_C=0.94-0.96. В нормальных и послеаварийных режимах ветви реактора закорочены через БКТА и его эквивалентное индуктивное сопротивление

$$X_Э = (I-K_C) / 2X_p$$

(X_p - сопротивление плеча реактора) даже при X_p=12% оказывается не большим 0.3%, т.е. реактирование цепи питания практически отсутствует.

При КЗ на одной из секций имеем эффект глубокого ограничения тока, так как после отключения БКТА в цепь питания вводится индуктивное

сопротивление плеча реактора. Бесконтактное АПВ после отключения аварии вновь восстанавливает параллельную работу секций подстанции, что существенно облегчает условия самозапуска нагрузки.

Включение БКТА непосредственно на зажимы ветвей реактора (рис.2) устраняет дополнительное реактирование со стороны питания при отключениях выключателем секций 1 или 3. Секция 2 является секцией надежного питания.

При использовании в СЭ трансформаторов с расщепленными обмотками целесообразно применять сдвоенные реакторы с разъединенной средней точкой - реакторы-трансформаторы (рис.2б).

Находят применение и схемы СЭ, построенные по типу, где часть мощных электроприемников присоединяется к сборным шинам понижающего трансформатора через выключатели B_1, а большинство фидеров нагрузки питается от секций шин через токоограничивающую схему на базе сдвоенного реактора в сочетании с БКТА (рис.2в). Выключатели B_2 могут быть выбраны более дешевые и малогабаритные, в то же время качество электрической энергии на шинах всех электроприемников будет одинаково высоким.

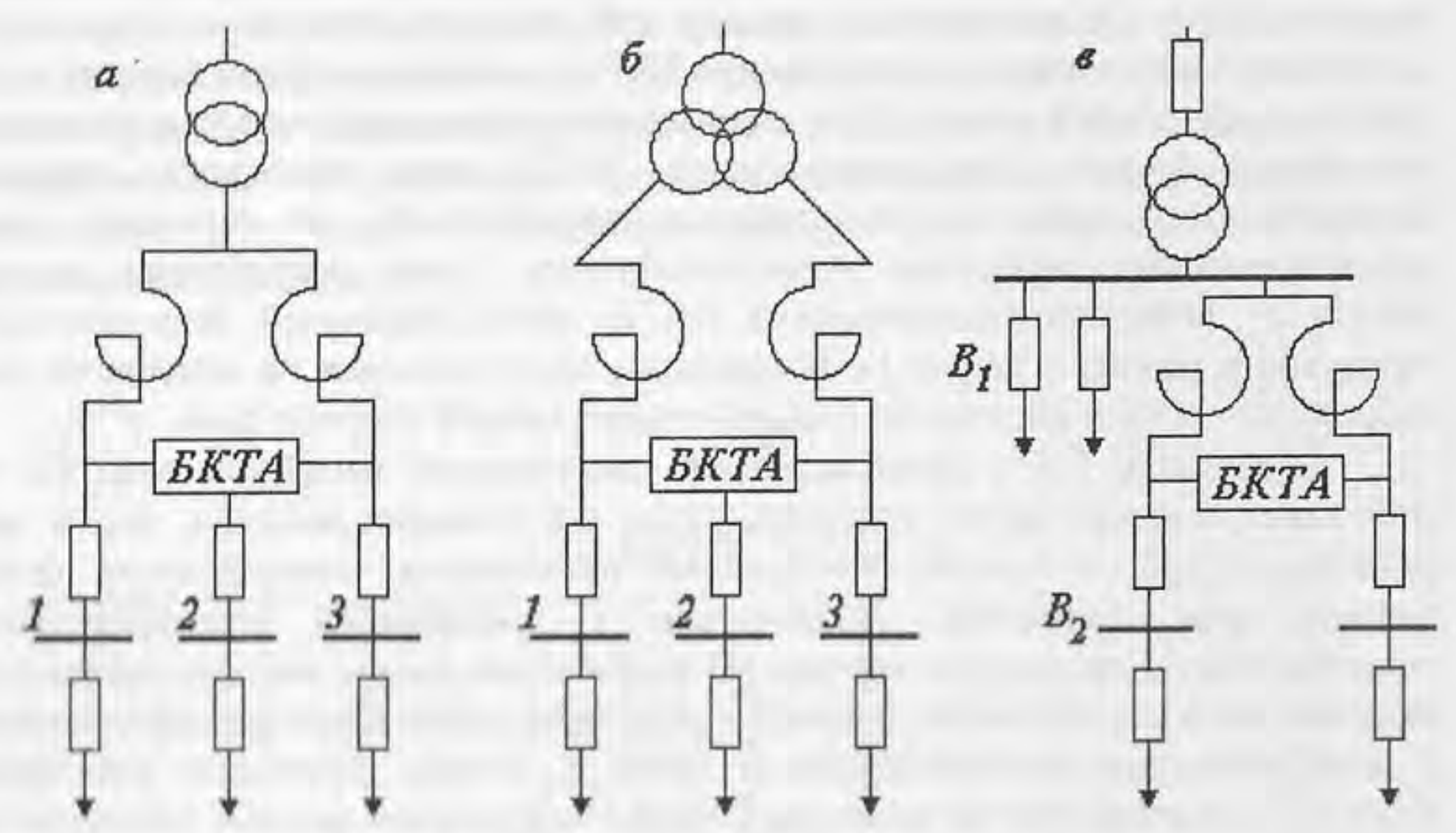


Рис.2. Варианты построения систем электроснабжения при использовании БКТА:
а - трансформатор со сдвоенным реактором; б - сдвоенный реактор с разъединенной средней точкой; в - выключатель B_1 с присоединением мощных электроприемников и выключатель B_2 с присоединением большинства фидеров через сдвоенный реактор в сочетании с БКТА

Для анализа режимов работы СЭ с двигательной нагрузкой при использовании БКТА проведены расчеты на компьютере переходных процессов в схемах (рис.2) по методике, согласно которой в составе нагрузки секций учитываются по уравнениям Парка-Горева синхронные и асинхронные двигатели с полным воспроизведением зависимости момента сопротивления механизмов от скорости и работы систем возбуждения и автоматики

ресинхронизации синхронных двигателей [6]. Расчеты были ориентированы на исследования СЭ горно-обогатительных комбинатов, где в схемах распределительных сетей в цепях трансформаторов обычно включены реакторы, имеющие X_p=12%, а секции сборных шин питаются раздельно. При тяжелых авариях (КЗ на секции, перерыв питания секции, потеря питания трансформатора) самозапуск затягивается до десяти и более секунд и в большинстве случаев является неуспешным, что влечет за собой расстройство технологического цикла производства. При пусках мощных двигателей возникают посадки напряжения на 20-25%. Замена реакторов в цепях трансформаторных вводов на сдвоенные реакторы с K_C, близким к единице, с объединением секций сборных шин на параллельную работу через БКТА позволяет существенно облегчить процесс самозапуска двигательной нагрузки, сократив его длительность в 2-3 раза. При пусках электродвигателей в нормальном режиме величины провалов напряжения не превышают 5-10%, при этом в аварийных и послеаварийных режимах величины токов, протекающих через БКТА с проходной мощностью порядка 30% от номинальной мощности секции, не превышают допустимых по перегрузочной способности для тиристоров БКТА.

В настоящее время выполнены все необходимые исследования для расчета параметров силовых элементов БКТА, их систем управления, защиты и контроля, доказана высокая надежность БКТА. Проведены натурные испытания макета БКТА на напряжение 6 кВ, составлены технические требования к БКТА на напряжения 6-10 кВ с номинальной проходной мощностью 5-15 МВ·А и на напряжение 0.4 кВ с проходной мощностью до 2 МВ·А. Например, БКТА (рис.1) на 4 присоединения с номинальными параметрами: S_H=11 МВ·А, V_H =10 кВ - имеет габаритные размеры трех шкафов КРУ 2-10, потери активной мощности - не более 1.5%.

Расчеты сдвоенных реакторов и реакторов-трансформаторов, имеющих большой коэффициент K_C, показали, что их индуктивные сопротивления, габаритные размеры и потери мощности не должны превышать аналогичные параметры существующих конструкций сдвоенных реакторов, выполняемых с $X_P \leq 12\%$ и $K_C \approx 0.5$. Включение в трансформаторные вводы реакторов с X_P=12% (рис.2) вполне достаточно для получения токов КЗ на уровне 10-20 кА в СЭ с преобладающей двигательной нагрузкой и понижающими трансформаторами мощностью 63-80 МВА [3].

Исследования технико-экономических показателей предложенных СЭ [7] показывают, что благодаря решению проблем повышения качества и надежности электроснабжения как при реконструкции, так и при проектировании СЭ может быть достигнута экономическая эффективность 10 млн руб. на подстанции мощностью порядка 10 МВт.

Из изложенного можно сделать следующие выводы.

На настоящем этапе развития техники возможно создание систем электроснабжения с параллельной работой на предприятиях секций сборных шин однотипных трансформаторов для получения высокого уровня качества электроэнергии при сохранении или даже ограничении токов КЗ на уровне, соответствующем подпитке точки КЗ только от одного трансформатора и двигателей нагрузки аварийной секции.

Системы электроснабжения, обладающие указанными свойствами, могут быть реализованы на базе предложенных бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих аппаратов и при включении в цепи питания сдвоенных реакторов с большим коэффициентом электромагнитной связи между обмотками.

Литература

1. Розенберг В.А. Тиристорный выключатель в системе электроснабжения промышленных предприятий // Опыт проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. - М., Энергия, 1972.
2. А. с. 353349, БИОТЗ. Устройство для коммутации и регулирования переменного тока / Л.А.Кучумов, В.Д.Латышко. - 1970, Бюл. № 28.
3. Кучумов Л.А., Утегулов Н.И. Применение в распределительных электрических сетях сдвоенных реакторов в сочетании с токоограничивающими устройствами // Электричество. - 1976. - № 12.
4. Кучумов Л.А. О путях преодоления противоречивых требований повышения качества электроэнергии и уменьшения уровней токов короткого замыкания // Проблемы технической электродинамики. - 1977. - № 64. - С. 61-63.
5. А. с. 600659, БИОТЗ. Система для электроснабжения потребителей переменным током / Л.А.Кучумов, Н.И.Утегулов. - 1978, Бюл. № 12.
6. Меркурьев Г.В., Черновец А.К., Шергин Ю.М. Переходные процессы в системах надежного питания АЭС при наличии синхронных электродвигателей // Электричество. - 1977. - № 9.
7. Веселов А.Е., Воронкин А.Ф. и др. Технико-экономические вопросы применения токоограничивающих устройств в электрических сетях промышленных предприятий // Экономия энергоресурсов и оптимизация режимов электропотребления на предприятиях цветной металлургии. - М., 1977.

Б.В.Ефимов, А.Е.Веселов, А.А.Живодеров

АЛГОРИТМЫ АКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сущность практических методов, используемых в электроэнергетике в настоящее время, сводится к частному виду регулирования - одностороннему ограничению регулируемой величины. Обычно задаются ограничения сверху на активную мощность в часы максимума нагрузки энергосистемы и лимитируется активная энергия на фиксированных периодах времени (от рабочей смены до года).

Руководствуясь различными инструктивными материалами, энергосистемы разрабатывают практические алгоритмы расчетов ограничений по мощности и лимитов энергии. Алгоритмы могут в деталях отличаться от

энергосистемы к энергосистеме, так как в них учитываются местные условия - структура электропотребления и генерирующих мощностей, сменность работы предприятий и организаций и т.п. [1,2].

При недостатке электрической мощности и энергии в энергосистемах (в зимний период, в аварийных ситуациях, а иногда и в нормальных режимах) вводятся ограничения по нагрузке и режиму электропотребления на промышленных предприятиях. Предприятия выполняют требования энергосистем прежде всего за счет отключения электроприемников 3-й категории.

Установленная мощность электроприемников 3-й категории составляет обычно небольшую долю от общей установленной мощности предприятия, как правило 3-5%, поэтому может оказаться, что $\sum_{i=1}^{m} P_i < \Delta P$, где ΔP - заданная величина снижения активной нагрузки предприятия; P_i - установленная мощность i-го электроприемника 3-й категории.

Основная доля электроэнергии расходуется на электропривод агрегатов 1-й и 2-й категорий. Отключение, даже кратковременное, потребителей 2-й категории крайне нежелательно, так как основные производства предприятия характеризуются непрерывностью и поточностью. Выход из строя даже одного звена вызывает длительное расстройство всего технологического процесса, ухудшение качества или брак продукции, выход из строя или поломку оборудования. Настройка агрегатов после отключения требует длительного времени (нескольких часов), а пуск агрегатов сопровождается повышенным расходом электроэнергии.

Имеется другой путь решения поставленной задачи. Можно обеспечить выполнение требований энергосистемы по ограничению нагрузки со значительно меньшим ущербом путем регулирования режима напряжения в электросети предприятия. Известно [1], что потребляемая мощность электроприемников изменяется в зависимости от величины напряжения следующим образом:

пропорционально напряжению - в асинхронных двигателях;

не зависит от напряжения - в синхронных двигателях;

пропорционально квадрату напряжения - в лампах накаливания;

пропорционально более чем второй степени напряжения и т.д. - в люминесцентных лампах

Границы изменения напряжения регламентируются ГОСТ 13109, который ограничивает возможный диапазон понижений напряжения при управлении электропотреблением на уровне 5% $U_{НОМ}$. Регулирование напряжения в электросети предприятия производится в соответствии со статическими характеристиками нагрузки.

В большинстве случаев нагрузка крупных промышленных предприятий является комплексной, т.е. состоит из совокупности асинхронных, синхронных двигателей и пассивной (безындукционной) нагрузки (освещение, сварка, печи). Структуру всех рассматриваемых видов электроприемников предприятия можно представить укрупненно тремя элементами (рис.1): эквивалентным асинхронным двигателем (АД), эквивалентным синхронным двигателем (СД) и элементом, объединяющим всю пассивную нагрузку (ПН).

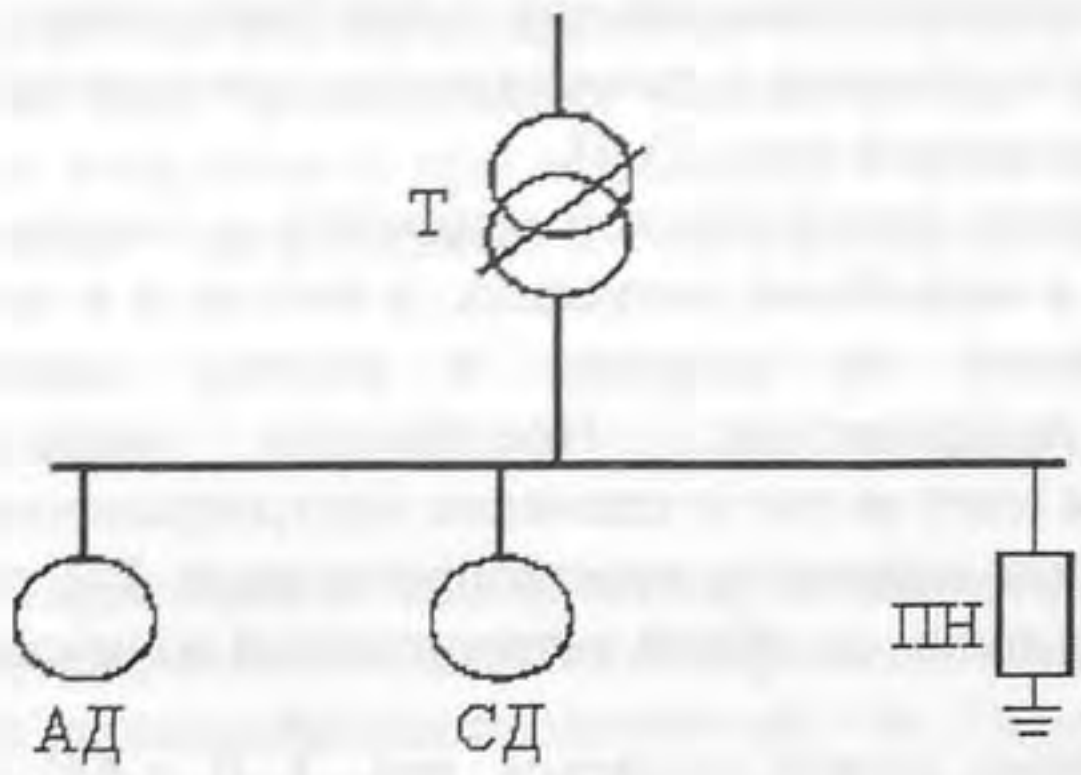


Рис.1. Схема узла нагрузки

Схема замещения комплексного узла нагрузки представляет собой параллельно соединенные элементы АД, СД, ПН (рис.2) со следующими параметрами:

для эквивалентного АД: r_1, x_1, r_2, x_2 - активное и реактивное сопротивление статора и ротора соответственно; r_μ, x_μ - активное и реактивное сопротивление шунта намагничивания; s - скольжение ротора;

для эквивалентного СД: x_d, x_q - синхронные реактивности в продольной и поперечной осях; E_q - синхронная ЭДС; δ - угол между E_q и U на зажимах СД;

для постоянной нагрузки: $R_э$ - активное эквивалентное сопротивление.

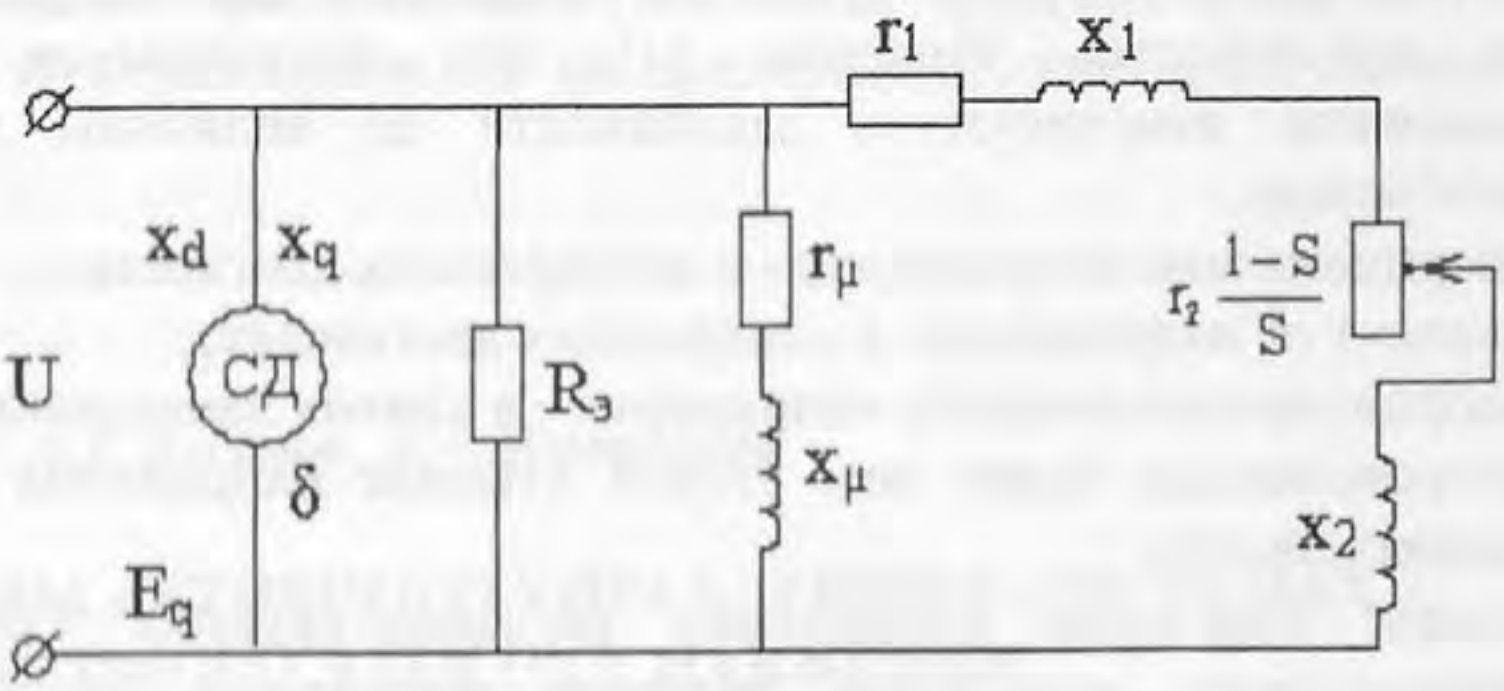


Рис.2. Схема замещения узла нагрузки

Аналитические выражения статических характеристик комплексного узла нагрузки для схемы замещения (рис.2) имеют вид [3]:

$$P = P_{2H}\left(\frac{1-\dfrac{s_H}{k_U^{\alpha 1}}}{1-s_H}\right)^{\beta+1} + P_{CH} + P_{П}k_U^2 + P_{\mu H}k_U^2 + \Delta P_{1H}\frac{1}{k_U^{\alpha 1}} + \Delta P_{\mu H}k_U^{\alpha 2}, \qquad (1)$$

$$Q = Q_{2C} k_U^3 - Q_{1C}\left(\frac{k_U^4 - b^2}{1 - b^2}\right)^{0.5} + Q_{\Pi} k_U^2 + Q_{\mu H} k_U^4 + \Delta Q_{1H} \frac{1}{k_U^{\alpha 1}} + \Delta Q_{\mu H} k_U^{\alpha 2}, \qquad (2)$$

где P_{2H}, P_{CH} - полезные мощности на валу эквивалентных АД и СД при U_{HOM}; P_{Π}, Q_{Π} - активная и реактивная мощности, потребляемые пассивным эквивалентным элементом при U_{HOM}; $P_{\mu H}$, $Q_{\mu H}$ - активная и реактивная намагничивающие мощности эквивалентного АД при U_{HOM}; Q_{1C}, Q_{2C} - реактивные мощности эквивалентного СД, генерируемая и потребляемая из сети при U_{HOM}; $\Delta P_{\mu H}$, $\Delta Q_{\mu H}$ - активные и реактивные нагрузочные потери, вызванные током намагничивания эквивалентного АД при U_{HOM}; ΔP_{1H}, ΔQ_{1H} - активные и реактивные нагрузочные потери, вызванные нагрузочными токами АД и СД; β - показатель, учитывающий характер изменения момента сопротивления на валу АД в интервале изменения напряжения от 0.8 до 1.1 U_{HOM}; α_1 и α_2 - коэффициенты, определяющие степень зависимости нагрузочных потерь от полезной мощности и мощности холостого хода; b - коэффициент, учитывающий влияние степени нагрузки и тока возбуждения синхронной нагрузки; $k_U = \dfrac{U}{U_{HOM}}$.

Аналитические выражения (1) и (2) представляют собой полные эталонные математические модели статических характеристик нагрузки. Они отражают физическое содержание моделируемых элементов, учитывают состав нагрузки узла, потери холостого хода и нагрузочные потери, влияние насыщения магнитной системы, характеристики приводных механизмов и т.д.

Эталонные модели СХН содержат много неизвестных параметров ($\alpha_1, \alpha_2, P_{2H}$, P_{CH}, $P_{\mu H}$, $P_{\mu H}$, $\Delta P_{\mu H}$,...) для выражения (1), которые входят в модель нелинейно и различаются между собой примерно на два порядка. Определение же неизвестных параметров требует экспериментальных статических данных, что делает эталонные модели СХН малопригодными для практического использования.

В практике статические характеристики активной и реактивной мощностей нагрузок по напряжению аппроксимируются обычно полиномами второй степени [4]:

$$P = P_H\left(a_0 + a_1 k_U + a_2 k_U^2\right), \qquad (3)$$

$$Q = Q_H\left(b_0 + b_1 k_U + b_2 k_U^2\right), \qquad (4)$$

где α_i, b_i - коэффициенты моделей (3) и (4).

Аппроксимирующие модели СХН просты и удобны для применения, однако их выражения не соответствуют физическому содержанию процессов в узлах нагрузки.

Для управления нагрузкой промышленных предприятий типовые СХН использовать нельзя, так как в расчетный период (например, зимой) факторы, определяющие СХН (долевой состав потребителей, загрузка двигателей, $\cos\varphi$

и др.), могут значительно отличаться от типовых. Учитывая тот факт, что расчетные СХН предприятия являются, по существу, прогнозными, предлагается рассчитывать коэффициенты аппроксимирующих моделей (3) и (4) для типового узла комплексной нагрузки методом планирования эксперимента с помощью регрессионных моделей [1].

Выбор метода планирования эксперимента обусловлен следующим. Поскольку влияющие на СХН факторы могут изменяться в широких пределах, то должны соответственно изменяться значения α_i, b_i, пригодные в течение длительного времени, поэтому необходимо рассчитать α_i, b_i при вариации влияющих факторов. Учет вариации влияющих факторов производится методом планирования эксперимента [2].

Из выражений (1-4), зависимости мощности нагрузки от напряжения являются в общем случае нелинейными. В окрестностях точки данного режима они могут быть линеаризованы и охарактеризованы регулирующим эффектом нагрузки по напряжению:

$$K_{P,U} = \frac{dP}{dU};\ K_{Q,U} = \frac{dQ}{dU}.$$

Несмотря на очевидность преимуществ такого подхода, он нигде не реализован по причине его сложности.

Литература

1. Гусейнов Ф.Г., Мамедьяров О.С. Планирование эксперимента в задачах электроэнергетики. - М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. Гусейнов Ф.Г., Рахманов Н.Р., Баймаров А.И. Влияние вариации состава и параметров нагрузки электрической системы на математическую модель ее статических характеристик // Вопросы повышения надежности и экономичности энергетических систем - 1972. - № 63.
3. Рахманов Н.Р. Некоторые вопросы эквивалентирования нагрузок электрических систем. - Баку, 1968.
4. Карпов Ф.Ф., Солдаткина А.А. Регулирование напряжения в электрических цепях промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1970.

Б.В.Ефимов, А.Е.Веселов, А.А.Живодеров

ОБ АЛГОРИТМАХ ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

В научно-технической литературе при рассмотрении вопроса об оптимизации режимов систем электроснабжения (СЭ) промышленных предприятий основное внимание уделяется решению задачи минимизации потерь мощности и энергии в электрических сетях СЭ и в питающей сети

энергосистемы за счет мероприятий по компенсации реактивной мощности (КРМ). Последние включают в себя выбор мощности, оптимальных мест установки и законов регулирования компенсирующих устройств (КУ), в основном наиболее дешевых, типа конденсаторных батарей (КБ), обеспечивающих за счет разгрузки сети от реактивных токов снижение активных потерь.

В общем виде критерий оптимизации отвечает минимизации функционала суммы приведенных затрат на КУ ($З_{КУ}$) и издержек на покрытие потерь мощности ($З_{пот}$):

$$З = З_{КУ} + З_{пот} \to \min \qquad (1)$$

Применительно к эквивалентной схеме, отвечающей передаче мощности через линию с сопротивлением Z от системы в узел с напряжением U и мощностями нагрузок P_H и Q_H с использованием (1) можно получить оптимальное (экономическое) значение реактивной мощности нагрузки Q_H, или величину экономического значения коэффициента реактивной мощности [1]:

$$tg\varphi_Э = \frac{Q_Э}{P_H} = \frac{З_{КУ}\left(1 + tg^2\varphi_H\right)}{2C_{\Delta P}\Delta p'}, \qquad (2)$$

где $\Delta p' = \frac{\Delta p}{P_H}$, $tg\ \varphi_H = \frac{Q_H}{P_H}$; $З_{КУ}$ - удельные приведенные затраты на КУ, $\frac{руб}{кВАр \cdot год}$; $C_{\Delta P}$ - удельная стоимость активных потерь, $\frac{руб}{кВт \cdot год}$.

При обосновании значений $tg\varphi_Э$, используемых в инструкции по КРМ [2], величина $\Delta p'$ принималась равной $\Delta p'$=9÷12% [1], что в 3-5 раз больше фактических нагрузочных активных потерь в локальных промышленных СЭ. Задавая требования по $Q_Э$ и реально высокий уровень активных потерь $\Delta p'$, обусловленный в основном потерями в высоковольтных электрических сетях, энергосистема получает наибольшую долю эффекта от снижения потерь, а затраты предприятия на установку КУ практически всегда превышают долю эффекта от снижения потерь в его электрических сетях ниже точки учета электроэнергии. Экономические значения параметров реактивной мощности и энергии $Q_Э$, $tg\varphi_Э$, $W_{Q_Э}$ следует рассматривать как отвечающие в основном интересам энергосистемы. Потребитель при существующей системе взаимоотношений с энергосистемой вынужден учитывать эти требования, несмотря на явное отсутствие своих экономических интересов в снижении активных потерь.

В свете вышесказанного очевидна необходимость поиска критерия оптимизации электрических режимов, ближе отражающего непосредственные интересы предприятия. Вместо критерия (1) представляется целесообразным использовать критерий (3), отвечающий минимизации функционала, равного сумме всех составляющих годовой оплаты предприятием электроэнергии $П_{Э\Sigma}$ и годовых затрат на КУ:

$$З = З_{КУ} + П_{Э\Sigma} \to \min, \qquad (3)$$

где $П_{Э\Sigma} = П_P + П_{WP} + П_Q + П_{WQ}$.

При выполнении критерия (3) должны учитываться ограничения, задаваемые в виде экономических значений $Q_Э$ и $W_{Q_Э}$, допустимых уровней напряжения, должны исключаться режимы генерации реактивной мощности в энергосистему, а также соблюдаться другие возможные технические ограничения. Потребитель имеет возможность влиять на каждую из составляющих платы за электроэнергию за счет перехода на новые энергосберегающие технологии, экономии электроэнергии, ввода дополнительных КУ, регулирования напряжения и т.п.

Так, за счет установки КУ и увеличения тем самым величины затрат $З_{КУ}$ достигаются соответствующие уменьшения составляющих $П_{Q,}$ $П_{WQ}$ и $П_{WP}$, если КРМ приводит к уменьшению потерь активной энергии в сетях потребителя. Приращения $\Delta П_Q$, $\Delta П_{WQ}$ и $\Delta П_{WP}$ при известных тарифных ставках оплаты электроэнергии $a_{Q,}(\frac{руб}{кВАр \cdot год})$, $b_{Q,}(\frac{руб}{кВАр \cdot ч})$ и $b_P(\frac{руб}{кВт \cdot ч})$ могут быть представлены как

$$\Delta П_Q = a_Q \cdot Q_{КУ},$$
$$\Delta П_{WQ} = b_Q \cdot W_{QКК} = b_Q \cdot Q_{КУ} \cdot T_{вкл},$$
$$\Delta П_{WP} = b_P \cdot \Delta W_P,$$

$$T_{ОК} = \frac{K_{КУ}}{\Delta П_Q + \Delta П_{WQ} - \Delta П_{WP}}, \qquad (4)$$

где $K_{КУ} = Ц_{КУ} \cdot Q_{КУ}$ и $Ц_{КУ}$ - капитальные затраты и результирующая цена 1 кВАр КУ соответственно; $T_{вкл}$ - годовое время включения вводимого КУ; $T_{ок}$ - срок окупаемости затрат по вводу КУ.

Нетрудно убедиться, что при современных тарифах оплаты реактивной мощности и энергии, а также удельных стоимостях КУ типа КБ, установка КБ, обеспечивающая повышение коэффициента реактивной мощности с исходного значения $tg\varphi$ =0.5-0.6 до $tg\varphi_Э$ =0.25-0.3, окупается в срок до 1-2 лет. Причем это достигается без учета того, что установка КУ, как правило, приводит к некоторому уменьшению нагрузочных потерь мощности и энергии в электрических сетях предприятий ниже точки учета электроэнергии (обычно вводы 6-10 кВ).

Не менее важным направлением совершенствования электрических режимов СЭ промышленных предприятий является обеспечение условий для уменьшения потребления активной и реактивной мощности и энергии за счет рационализации режимов напряжения в распределительных сетях и на зажимах потребителей.

Известно, что активная и реактивная мощности нагрузочного узла зависят от напряжения. Степень зависимости принято характеризовать так называемыми регулирующими эффектами нагрузки по напряжению $K_{P,u}$ и $K_{Q,u}$ [3,4], величины которых могут составить:

$$K_{P,u} = \frac{\Delta P / P_0}{\Delta u / u_0} = 0 \div 1.8 \text{ и } K_{Q,u} = \frac{\Delta Q / Q_0}{\Delta u / u_0} = 0 \div 1, \quad (5)$$

где индексом "0" обозначены параметры исходного режима до изменения напряжения.

Например, величина $K_{P,u}$=1 означает, что при увеличении (уменьшении) напряжения на 1% активная мощность также увеличивается (уменьшается) на 1%. В среднем для нагрузочных узлов 6-10 и 0.4 кВ промышленных предприятий, состоящих из электроприемников различного типа (двигатели, освещение и т.п.), характерны значения $K_{P,u} = 0.3 \div 0.6\%$ и $K_{Q,u} = 1 \div 3\%$ [3,4], хотя для отдельных объектов могут быть значительные отклонения от средних значений.

Расчеты показывают, что даже при понижении напряжения в электрической сети на 1% уменьшение потребления мощности в точке ее учета может быть в несколько раз большим, чем предельно допустимое уменьшение потерь мощности в сети предприятия за счет мероприятий по КРМ.

По аналогии с (5) регулирующие эффекты потребленной энергии по напряжению могут быть записаны:

$$K_{W\,P\,u} = \frac{\Delta W_P / W_{P0}}{\Delta u / u_0} \text{ и } K_{W\,Q\,u} = \frac{\Delta W_Q / W_{Q0}}{\Delta u / u_0}. \quad (6)$$

Эти регулирующие эффекты всегда оказываются меньшими по сравнению с эффектами (5), но тем не менее итоговое снижение потребляемой электроэнергии, фиксируемое электросчетчиками в точке учета, и, соответственно, уменьшение платы за электроэнергию во всех типовых СЭ превышает возможное снижение платы после выполнения оптимальной КРМ.

При проведении расчетов по оптимизации электрических режимов СЭ за счет КРМ как аналитическими методами, так и по специальным программам ЭВМ практически всегда принимается допущение о неизменности напряжения в узле нагрузки, несмотря на подключение соответствующего КУ [1]. Это связано со значительными усложнениями алгоритмов расчета и оправдывается возможностью соответствующего регулирования напряжения при изменении мощности КУ за счет, например, изменения коэффициентов трансформации понижающих трансформаторов.

На практике корректировка напряжения, возникшего по причине изменения мощности КУ, как правило, не осуществляется, тем более в сетях 0.4 кВ: по причине отсутствия в них средств регулирования напряжения под нагрузкой. Поэтому при включении КУ происходит увеличение напряжения, потребление активной и реактивной мощности (энергии) и в итоге увеличение платы за электроэнергию порой больше, чем экономия, достигаемая при установке КУ.

Сказанное свидетельствует о необходимости строгого учета влияния фактора напряжения на минимизацию функционала (3). Это может быть корректно выполнено при использовании соответствующих программ расчета на ЭВМ.

Разработаны алгоритмы оптимизации режимов СЭ с использованием программы для ЭВМ, позволяющей вести совместно расчеты сложных

электрических сетей с номинальными напряжениями классов 0.4-10 кВ с учетом регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и при последующем переходе к оценкам затрат и платы за электроэнергию.

Анализируется влияние на результирующий эффект выбора мощности КУ, их размещения, законов регулирования во времени, потерь в КУ, форм суточных графиков нагрузки. В результате определяется величина возможного годового эффекта по оптимизации, рекомендации по выбору законов регулирования отпаек трансформаторов и мощности КУ во времени.

Опыт проведения расчетов показал, что, как правило, удается за счет целенаправленного изменения отпаек трансформаторов на главных понижающих подстанциях и трансформаторов 6-10/0.4 кВ понизить напряжение на 2-5% при гарантированном обеспечении допустимых по ГОСТ 13109 минимальных отклонений напряжения не более (-5%) у наиболее удаленных потребителей. При учете реально допустимых значений $K_{WP.u} = 0.2\text{-}0.4$ и $K_{WQ.u} = 0.6\text{-}2$, при этом возможно снижение электропотребления активной мощности на 0.4-2.% и реактивной на 1.5-10%.

Учитывая существенную зависимость оптимизационных расчетов от предварительно принятых величин регулирующих эффектов активной и реактивной мощности (энергии) нагрузки по напряжению, а также известную неопределенность в исходных оценках регулирующих эффектов, на стадии внедрения результатов оптимизации в практику ведения электрических режимов предприятия целесообразно проводить экспериментальные исследования с возможно более строгим контролем за количеством и качеством выпускаемой продукции с тем, чтобы, по возможности, более достоверно определить зависимость удельных расходов электроэнергии от уровней напряжений и установить реальную величину годового экономического эффекта от оптимизации электрических режимов по критерию энергосбережения.

Литература

1. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. - М.: Энергоиздат, 1981.
2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. - Промышленная энергетика. - 1991. - №7.
3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. - М.: Энергоатомиздат, 1984.

А.Е.Веселов, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий, В.В.Ярошевич

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭМИССИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК И ИСКАЖЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНУЮ СЕТЬ 10 кВ

Модель для анализа эмиссии высших гармоник

Для анализа влияния мощной нелинейной нагрузки Кандалакшского алюминиевого завода (КАЗ) на гидрогенераторы питающей электростанции ГЭС-3 была выполнена модель в среде Matlab Simulink с использованием в качестве модулей демонстрационных разработок блока "Power System", в том числе модулей "Synchronous generator powered by hydraulic turbine with excitation and governor systems". Сформированная модель приведена на рис. 1.

В представленной модели учтена конфигурация участка схемы включения генераторов ГЭС-3, включая гидротурбину, гидрогенератор, систему управления, нагрузку собственных нужд, шинопровод и нагрузку приемников КАЗ, а также источник искажения тока и напряжения. Учтена также связь сети генераторного напряжения с сетью 110 кВ через трансформатор мощностью 45 МВА, эквивалентные параметры системы и нагрузка сети для моделирования перераспределения потоков энергии через силовой трансформатор как в сеть 110 кВ, так и из сети 110 кВ (например, при выводе одного из генераторов в ремонт). В представленной модели в связи с большой сложностью и большим объемом расчетов в разветвленной сети с необходимостью учета наличия несимметрии и высших гармоник принято упрощение - разделение полной схемы включения всех генераторов указанной ГЭС на шинах генераторного напряжения.

Появление высших гармоник учтено сторонним источником с параметрами, определяемыми составом гармоник и их мощностью (относительной амплитудой и внутренним сопротивлением). Мощность источников гармоник определялась по результатам сопоставления данных регистрации гармоник на шинопроводе вблизи приемников КАЗ и на шинах генераторного напряжения.

В модели гидрогенератора использован модуль синхронной машины из примеров блока "Power System" в режиме генерирования. Электрическая часть машины представлена пространственной моделью шестого порядка, и механическая часть аналогична блоку упрощенной синхронной машины. Модель принимает во внимание динамику статора, поле и систему демпфирования. Эквивалентная схема модели представлена в структуре ротора (q, d - оси). Используемые обозначения:

d, q - индексы продольной и поперечной оси,

s - индекс статора,

l, m - индексы индуктивности рассеяния и намагничивания,

f, k - индекс поля и обмотки демпфирования.

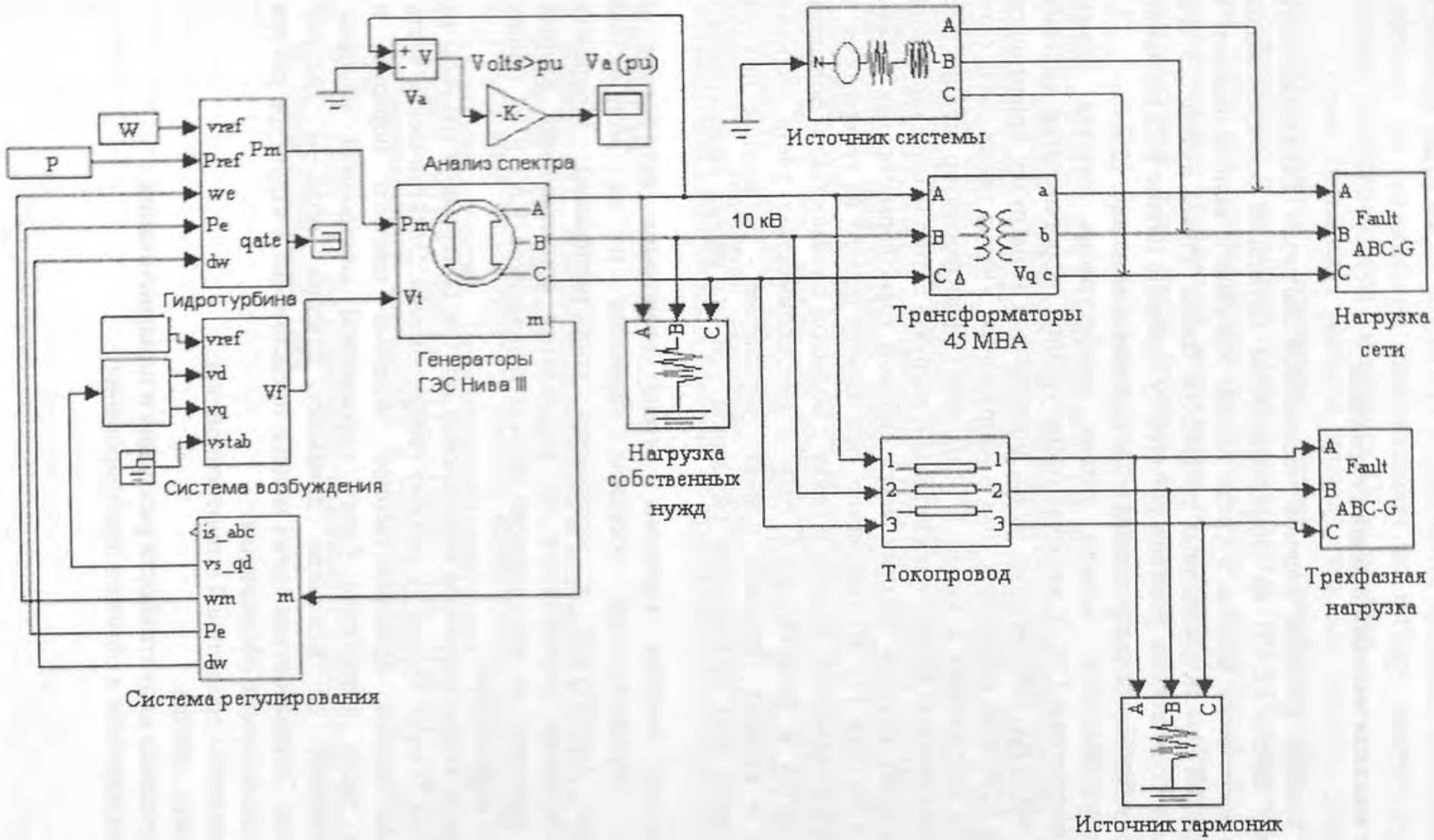


Рис.1. Модель электроснабжения КАЗ от шин генераторного напряжения Нива ГЭС-3

Электрическая схема модели приведена на рис.2.

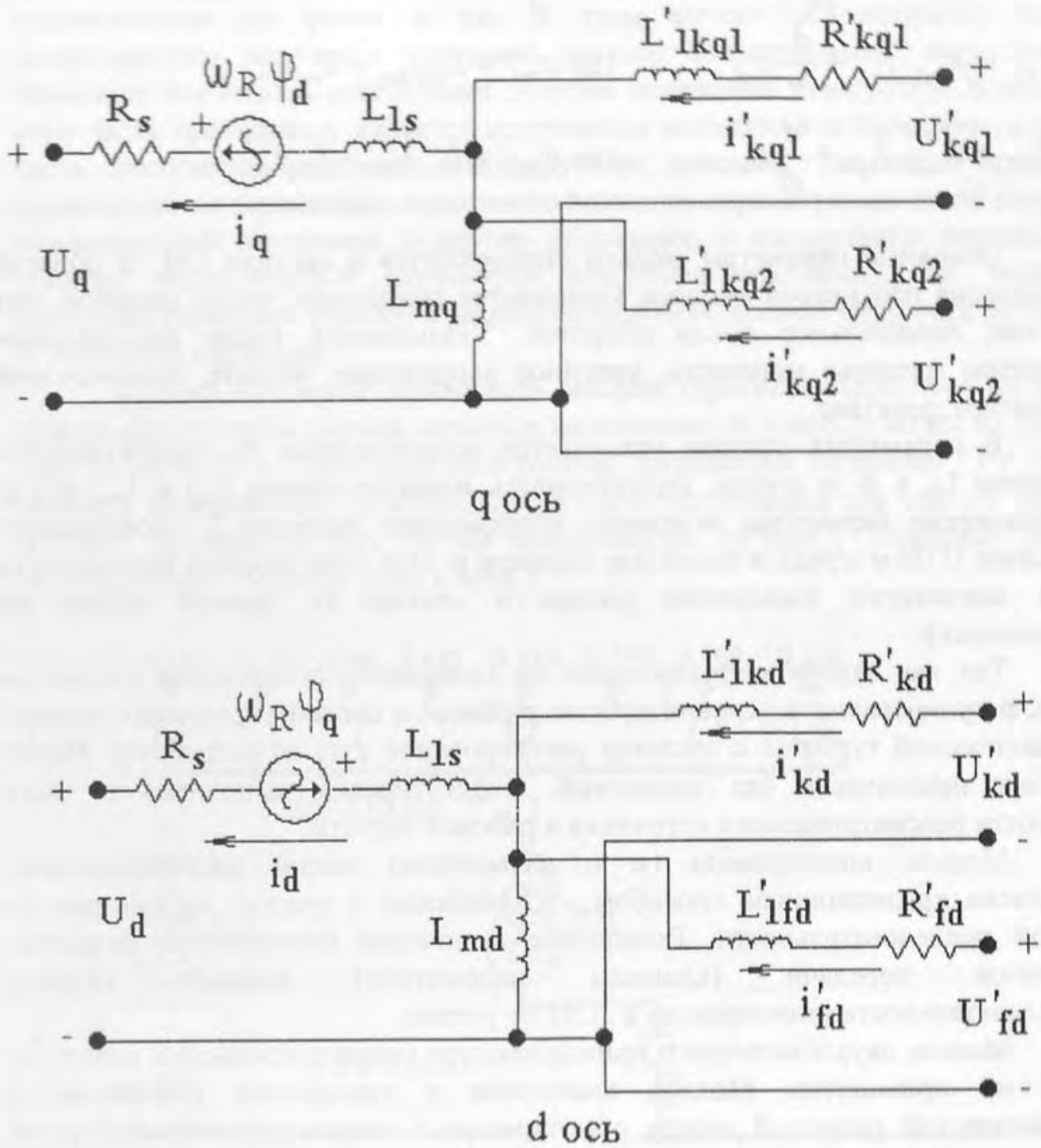


Рис.2. Электрические схемы модели генератора

Электрическая модель генератора включает следующие уравнения относительно падений напряжения и потокосцеплений в осях d и q:

$$U_d = R_S \cdot i_d + \frac{d}{dt}\varphi_d - \omega_R \varphi_q, \quad \text{где } \varphi_d = L_d i_d + L_{md}\left(i'_{fd} + i'_{kd}\right);$$

$$U_q = R_S \cdot i_q + \frac{d}{dt}\varphi_q - \omega_R \varphi_d, \quad \text{где } \varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq};$$

$$U'_{fd} = R'_{fd} \cdot i'_{fd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{fd}, \quad \text{где } \varphi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md}\left(i_d + i'_{kd}\right);$$

$$U'_{kd} = R'_{kd} \cdot i'_{kd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kd}, \qquad \text{где } \varphi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md}\left(i_d + i'_{fd}\right);$$

$$U'_{kq1} = R'_{kq1} \cdot i'_{kq1} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq1}, \qquad \text{где } \varphi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q;$$

$$U'_{kq2} = R'_{kq2} \cdot i'_{kq2} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq2}, \qquad \text{где } \varphi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q.$$

Основные параметры модели определяются в системе СИ. В области определения параметров машины указывается тип ротора, число полюсов, тип обмотки, номинальное число оборотов. Указываются также номинальные параметры машины: мощность, линейное напряжение, частота, номинальный ток статора, реактанс.

В параметрах статора указывается сопротивление R_s, индуктивность рассеяния L_{ls} в d- и q-осях, индуктивность намагничивания L_{md} и L_{mq} и т.д. Механические параметры включают коэффициент инерции J, коэффициент затухания D (Н·м·с/рад), и число пар полюсов p. При этом имеется возможность учета магнитного насыщения ротора и статора (в данной задаче не учитывалось).

Так как задачи моделирования не включают исследования процессов пуска, регулирования и условий работы турбины и систем управления, модуль гидравлической турбины и системы регулирования взят из разработок Matlab Simulink практически без изменений. Корректировка выполнена в части мощности рассматриваемого источника и рабочей частоты.

Модель шинопровода (и в дальнейшем линий электропередачи) выполнена традиционным способом - П-ячейками с учетом параметров по прямой последовательности. Вследствие включения относительно коротких элементов передачи (единицы километров) влияние нулевой последовательности шинопровода и ЛЭП не учтено.

Модель двухобмоточного трансформатора также традиционна и поэтому здесь не приводится. Модель выполнена в трехфазной постановке с гальванической развязкой между обмотками и с учетом режимов нейтралей сети, то есть на стороне 110 кВ обмотки включены по схеме "звезда" с заземленной нейтралью, а обмотки на стороне 10 кВ включены в "треугольник" с изолированной нейтралью. В модели учтена емкость сети и генератора на землю.

В дальнейшем при анализе эффективности разработанных мероприятий модель преобразована к соответствующим изменениям в схеме, то есть с включением дополнительных модулей силовых трансформаторов и линий электропередачи.

При исследованиях рассмотрены два варианта моделирования источника гармонических искажений.

Первый вариант - независимая модель представлена ветвью с источником гармоник, включенной параллельно сопротивлению нагрузки. В данном случае интенсивность генерируемых в сеть гармоник зависит от шунтирующего действия нагрузки, т.е. часть тока гармоник ответвляется в нагрузку. Это приводит к существенному увеличению эквивалентной мощности источника гармоник и искажает физику их возникновения.

Второй вариант учитывает тот факт, что источником гармоник является сама нагрузка, нелинейность ее динамических параметров, неравномерность распределения по фазам и т.п. В этом случае целесообразно принять сопротивление источника гармоник равным сопротивлению нагрузки, что позволяет исключить ответвление энергии искажений в нагрузку. В реальной сети часть приемников является источником искажений и гармоник, а другая часть фактически оказывает демпфирующее действие. Так как в модели не представляется возможным однозначно выделить параметры активной нагрузки, генерирующей гармоники и другие искажения, в дальнейшем использовано понятие эквивалентных параметров источника искажений, т.е. мощность источника гармоник. Причем с разделением эквивалентной мощности по каждой из значимых гармоник.

Оценка мощности источников высших гармоник выполнена на основе данных регистрации состава гармоник напряжения на шинопроводах со стороны шин 10 кВ КАЗ и гармонического состава напряжения на шинах ГРУ при их работе в объединенном режиме. Схема электроснабжения для оценки эмиссии высших гармоник в сеть 10 кВ представлена на рис.3. Исходные данные гармонических составов даны в табл.1.

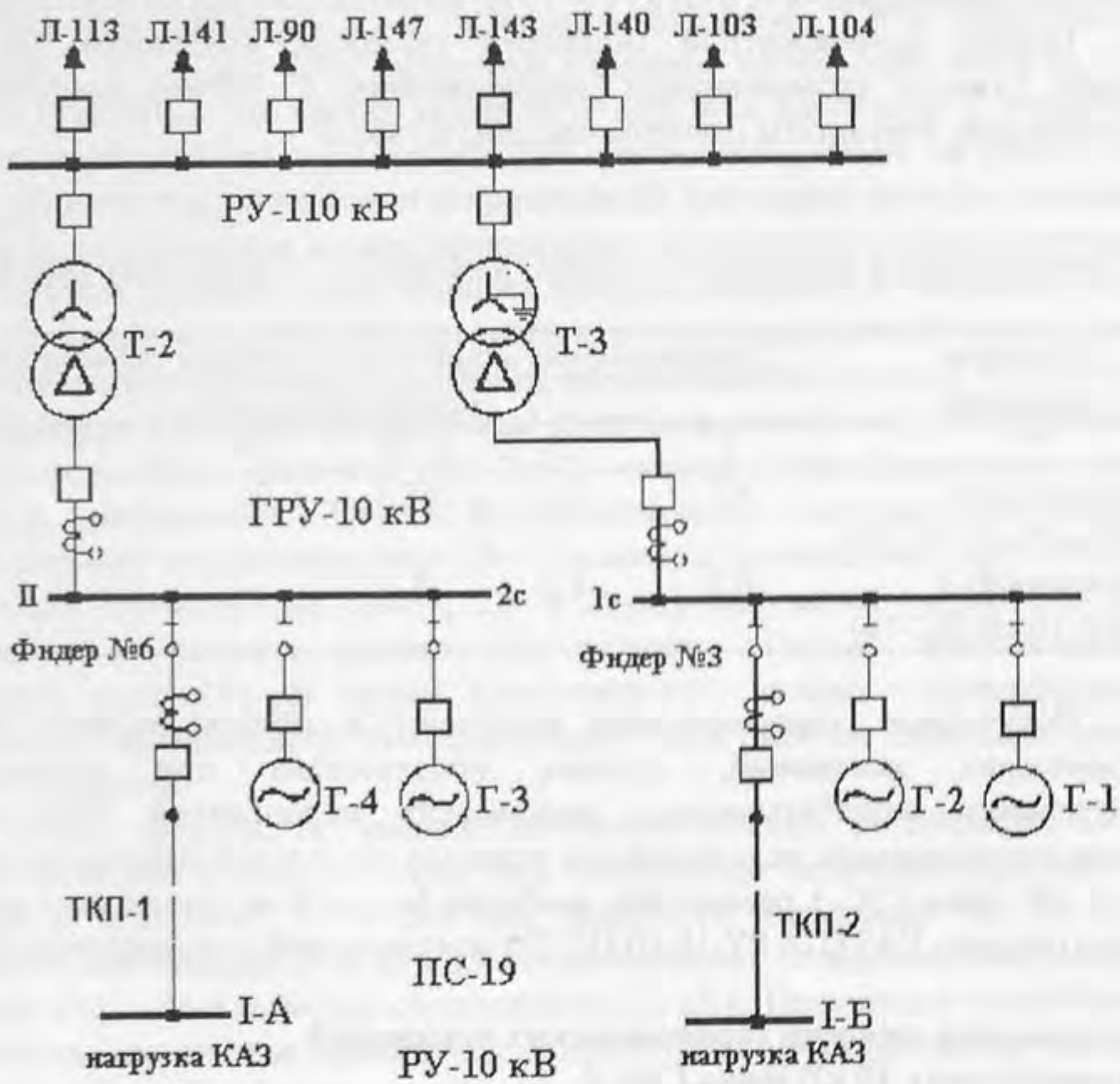


Рис.3. Схема электроснабжения для оценки эмиссии высших гармоник и искажений в сеть 10 кВ, питающую КАЗ

Таблица 1

Гармонический состав напряжения на шинах ГРУ-10 кВ Нива ГЭС-3 и шинах 10 кВ КАЗ

Точки измерения гармоник	Коэффициенты гармоник, %								
	номер гармоники								
	7	11	13	15	17	19	21	23	25
ТКП-1	1.39	-	4.04	6.23	0.37	-	0.37	1.45	1.57
ТКП-2	0.79	-	0.97	1.63	-	0.27	-	0.69	0.25
ГРУ-10 кВ	0.81	0.35	2.17	2.67	-	-	-	0.65	0.76

Из данных табл.1 видно, что в основном источником гармонических искажений является нагрузка КАЗ (1-А РУ-10 кВ ПС-19), подключенная к шинопроводу Ф-6 (кроме 19-й и 23-й гармоники). В этих случаях эмиссия гармонических искажений направлена по токопроводу 1 (ТКП-1) в сеть генераторного напряжения и частично в нагрузку КАЗ через ТКП-2. Нагрузка КАЗ (1-Б РУ-10 кВ ПС-19), подключенная в данном случае к шинопроводу Ф-3 является либо пассивной, либо генерирует гармонические искажения небольшой величины, т.е. при объединенной работе шин в ГРУ-10 кВ является фактически демпфирующей.

Оценка эквивалентной мощности гармоник выполнена без учета фазовых сдвигов гармонических составляющих с учетом сопротивления шинопроводов. Результаты расчетов сведены в табл.2.

Таблица 2

Характеристика источников высших гармоник со стороны нагрузки КАЗ

Источник гармоники	Эквивалентная мощность источника гармоники, кВА					
	номер гармоники					
	7	11	13	19	23	25
Нагрузка на Ф-6 (1-А РУ-10 кВ ПС-19)	4.5	27.3	68.1	0.3	2.1	2.1
Нагрузка на Ф-3 (1-Б РУ-10 кВ ПС-19)	0.3	4.2	5.1	-	-	0.3

Полученные характеристики включены в модель расчета эмиссии гармонических искажений, которая использована при исследовании эффективности разрабатываемых технических мероприятий. При анализе эмиссии гармонических искажений для режимов раздельной работы систем шин ГРУ-10 кВ Нива ГЭС-3 рассмотрен наиболее мощный источник искажений со стороны нагрузки КАЗ (1-А РУ-10 кВ ПС-19), подключенной к шинопроводу Ф-6.

Моделирование эмиссии гармонических искажений в питающую сеть 10 кВ Нива ГЭС-3

Контроль качества моделирования эмиссии искажений в питающую сеть 10 кВ Нива ГЭС-3 со стороны нагрузки КАЗ (1-А и 1-Б РУ-10 кВ ПС-19) выполнен для режима раздельной работы шин ГРУ-10 кВ, так как в этом режиме

вследствие отсутствия шунтирующего эффекта пассивной нагрузки не происходит выравнивание гармонического спектра напряжения на шинах ГРУ.

Предварительно был выполнен анализ расчетной модели на генерирование исследуемых гармоник самой моделью (при отсутствии искажений со стороны модели нелинейной нагрузки), т.е. генерирование "фона". Результаты расчетов показали, что уровень "фона" гармонических составляющих в модели не превышает 0.001%.

В режиме раздельной работы 1- и 2-й секций II системы шин ГРУ-10 кВ наибольшая величина эмиссии искажений зарегистрирована со стороны нагрузки КАЗ (1-А РУ-10 кВ ПС-19), подключенной к шинопроводу Ф-6. Модель источника искажения синусоидальности напряжения учитывала спектральный состав искажений и мощность гармонических составляющих.

Расчеты эмиссии высших гармоник разделены на следующие варианты перетоков энергии.

Первый вариант - гидрогенераторы Нива ГЭС-3 обеспечивают электроснабжение нагрузки КАЗ только через шинопроводы Ф-3 и Ф-6. Величина тока в расчетном шинопроводе Ф-6 составляет 2.54 кА. Влияние передачи энергии в сеть 110 кВ через повышающие трансформаторы 40 МВА не учтено. По результатам расчетов снижение 11-й гармоники на шинопроводе составляет 2%, снижение 13-й гармоники составляет 1.9%, снижение 23-й гармоники - 1%, а для 25-й гармоники снижение происходит всего на 0.76%. Следует отметить, что кроме указанного действия активного и реактивного сопротивлений шинопровода происходит снижение гармоник на шинах ПС-19 за счет шунтирующего действия сопротивления питающей сети, т.е. увеличение потери энергии гармоник во внутреннем сопротивлении источника гармоник.

Второй режим - учет влияния потоков энергии от системы (из сети 110 кВ на шинопровод Ф-6). Распределение токов следующее. В генераторах Г-3 и Г-4 - 1.85 кА (с вычетом потребления на собственные нужды). Из сети через трансформатор Т-2 передается активная энергия, а реактивная, генерируемая Г-3 и Г-4, передается в сеть 110 кВ. Ток в силовом трансформаторе составил 1.52 кА, в шинопроводе - 2.54 кА. Из сопоставления с результатами расчетов в первом режиме выяснилось, что 11-я гармоника увеличилась на 0.05%, 13-я увеличилась примерно на 0.08%, 23- и 25-я увеличились на 0.015%. Таким образом, сопротивление системы (со стороны 110 кВ), подключенное к питающей сети 10 кВ через сопротивление силового трансформатора, практически не оказывает демпфирующего действия на снижение эмиссии высших гармоник.

Таким образом, по уровню экспериментальных регистраций эмиссии высших гармоник в генераторную сеть определены эквивалентные мощности источников гармоник. Эквивалентные мощности искажений на 11- и 13-й гармониках составляют 27 и 68 кВА соответственно. Эквивалентные мощности источников 23- и 25-й гармоник составляют по 2.1 кВА. Полученные характеристики использованы при анализе эффективности технических мероприятий по снижению эмиссии искажений в питающую сеть 10 кВ Нива ГЭС-3.

Анализ влияния сопротивления системы, подключенного к ГРУ-10 кВ Нива ГЭС-3, показал, что направление потоков энергии через установленные силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА не оказывает демпфирующего действия на эмиссию высших гармоник в питающую сеть от нагрузки КАЗ.

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

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ ОАО "КАНДАЛАКШСКИЙ АЛЮМИНИЕВЫЙ ЗАВОД" НА ГЕНЕРАТОРЫ ГЭС-3 НИВСКОГО КАСКАДА

Анализ режимов работы схемы электроснабжения ОАО "Кандалакшский алюминиевый завод", выполненный в 2004 г. [1], показал, что непосредственная гальваническая связь мощной нагрузки КАЗ с питающей сетью (ГРУ-10 кВ Нива ГЭС-3) оказывает негативное влияние на условия функционирования гидрогенераторов, которое проявляется в повышенном расходовании их ресурсов, в том числе в увеличении виброперемещений. Причиной ускорения износа оборудования является наличие систематических интенсивных ударных действий при резких изменениях тока нагрузки, а также повышенная эмиссия токов, сопровождающих переходные процессы. Кроме того, нагрузка КАЗ генерирует высшие гармоники, достигающие и превышающие предельно допустимые по [2] уровни. Поэтому основной целью разработки технических мероприятий является существенное снижение эмиссии в сеть генераторного напряжения ударных токов, высших гармоник и токов, сопровождающих переходные процессы.

Применение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) является неэффективным мероприятием, так как они должны обеспечить перетоки мощности в десятки МВА. Кроме того, источник гармоник обладает большой мощностью и с помощью ФКУ невозможно обеспечить компенсацию ударных воздействий и токов переходных процессов с амплитудой до 1.6 кА.

На основе моделирования в среде MathLab как исходной схемы электроснабжения Нива ГЭС-3, так и варианта ее преобразования, представленного на рис.1, проведен анализ эффективности разработанного варианта перевода питания нагрузки шинопроводов Ф-3 и Ф-6 через сеть 110 кВ энергосистемы, питающих завод от шин 10 кВ ГЭС.

В представленной модели рассмотрен вариант раздельной работы 1- и 2-й секций II системы шин ГРУ-10 кВ Нива ГЭС-3, в котором эффект снижения эмиссии искажений меньше, чем в режиме с объединением указанных секций. С учетом одинакового распределения потоков электроэнергии по каждой цепи вставки ЛЭП 110 кВ, а также в повышающих и понижающих трансформаторах целесообразно учесть в модели участка 110 кВ влияние только одной цепи ЛЭП 110 кВ и дополнительных трансформаторов 80 МВт - по одному на стороне ОРУ-110 кВ Нива ГЭС-3 и на стороне ПС-19 (кроме уже установленного силового трансформатора 45 МВт). Как видно из рис.2, в модели учтены параметры системы на стороне 110 кВ и параметры подключенной нагрузки, эквивалентирующей перетоки электроэнергии от генераторов Нива ГЭС-3 в сеть 110 кВ.

Анализ спектрального состава напряжения выполнялся на шинах ГРУ-10 кВ и на шинах 10 кВ ПС-19 (нагрузка КАЗ). По результатам расчетов, перевод питания через сеть 110 кВ существенно снизил эмиссию высших гармоник от нагрузки КАЗ. Так на шинах ГРУ-10 кВ коэффициенты 11- и 13-й гармоник снизились до уровня 0.15 и 0.22%, т.е. составляют менее 1%, а коэффициенты

23- и 25-й гармоник составляют менее 0,1%. Из сопоставления со спектральным составом напряжения на шинах РУ-10 кВ ПС-19 следует, что затухание гармонических искажений в элементах вставки (трансформатор-линия-трансформатор) составляет более 29 дБ для 11- и 13-й гармоник. Затухание 23- и 25-й гармоник достигает 31-33 дБ.

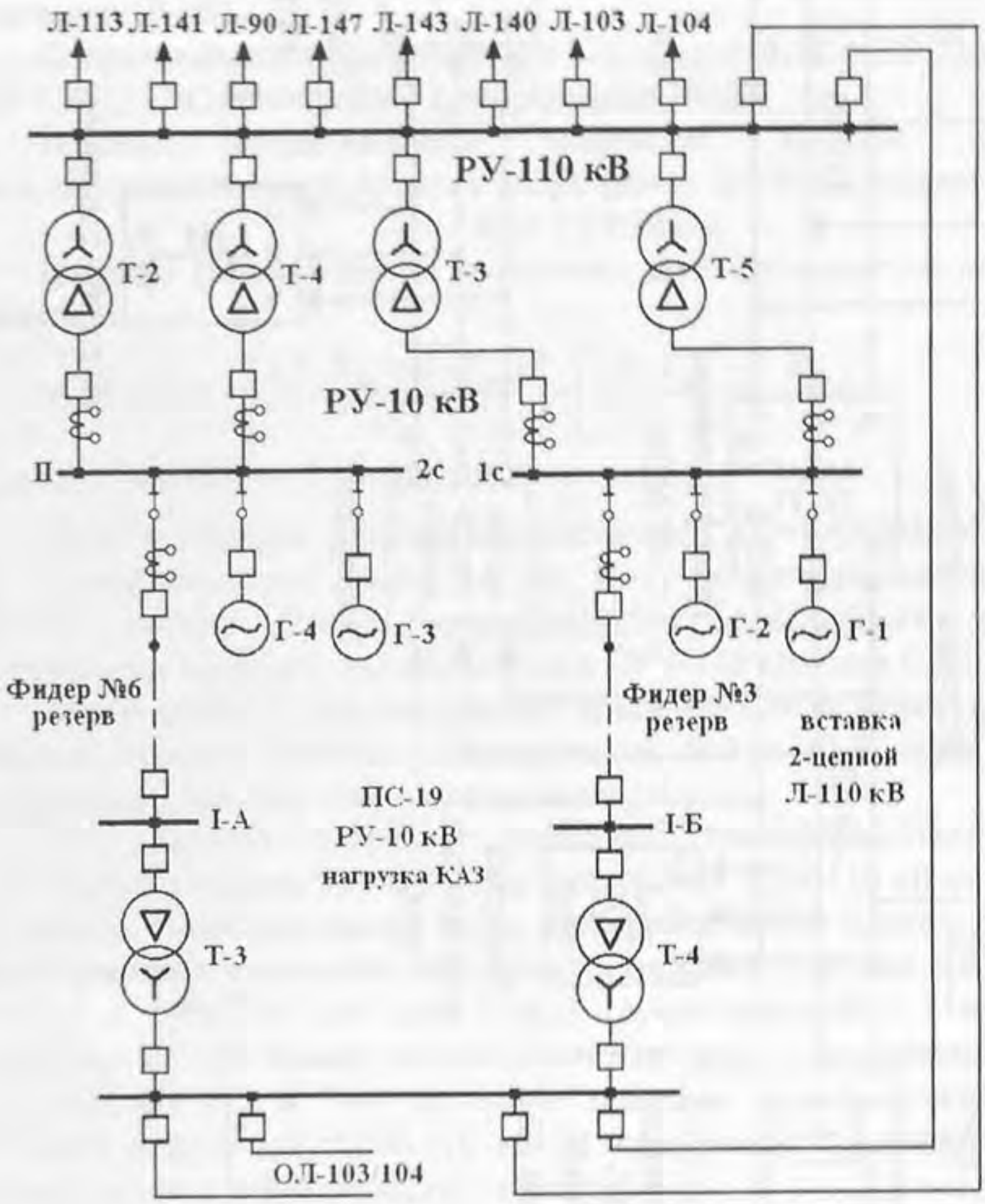


Рис.1. Схема перевода электроснабжения КАЗ через сеть 110 кВ

Достигнутый эффект объясняется шунтирующим действием сопротивления подключенной сети на стороне 110 кВ и соответствующим ответвлением энергии гармоник в сеть 110 кВ, а также увеличением фильтрующего действия продольных сопротивлений силовых трансформаторов по направлению эмиссии гармонических искажений.

Анализ падения (потери) напряжения на элементах разработанной вставки (трансформатор-воздушная линия-трансформатор) выполнен для наиболее неблагоприятного режима - питания нагрузки КАЗ только от генераторов Нива ГЭС-3 при отсутствии связи с системой. Рассмотрена передача по одной цепи мощности $S = 44 + j\,21.3$ МВА.

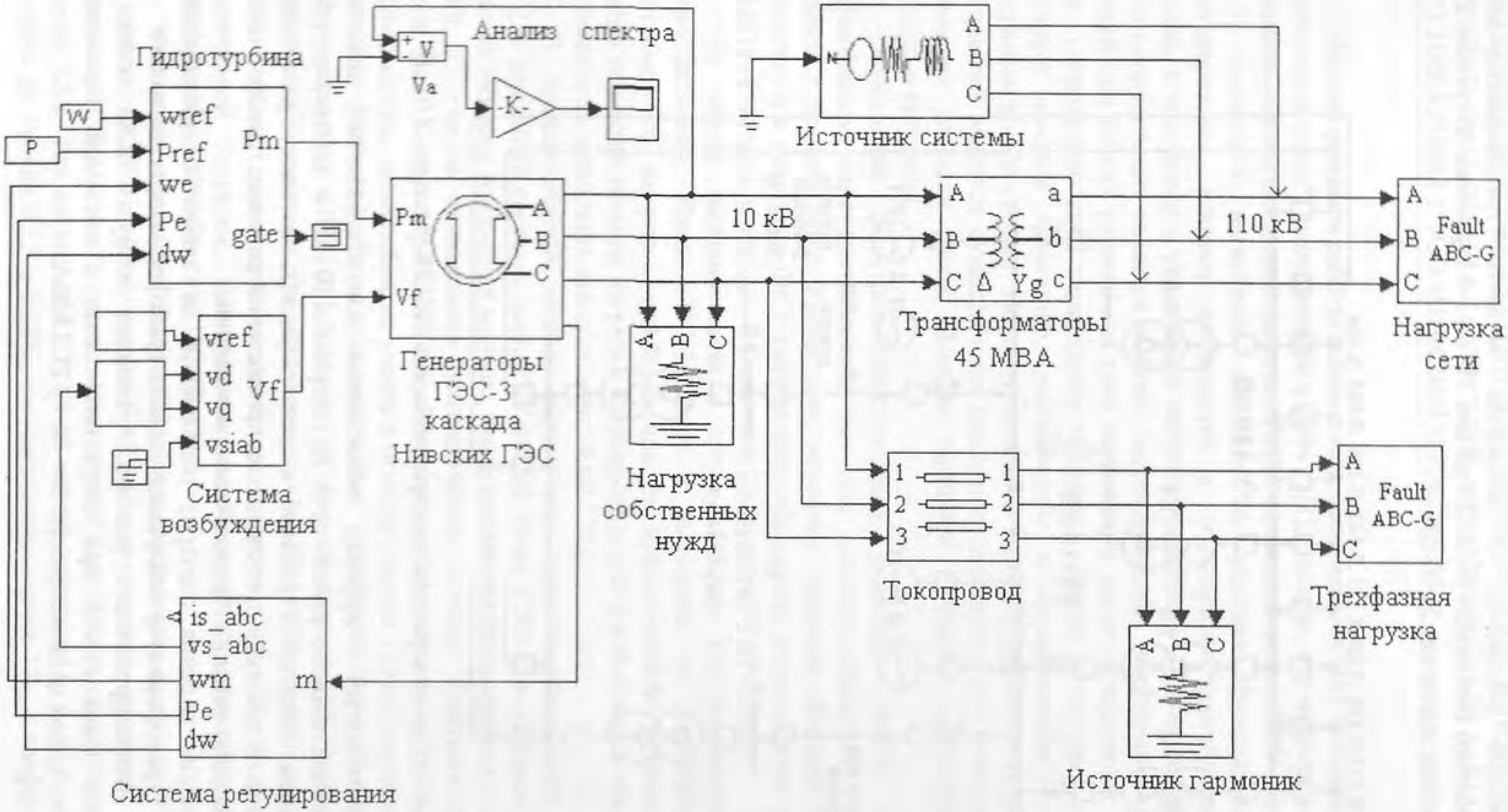


Рис.2. Модель электроснабжения КАЗ от Нива ГЭС-3 с дополнительными трансформаторами и ЛЭП 110 кВ

В расчетах учтены сопротивление одной цепи ЛЭП-110 кВ с проводом АС-240/32, продольное сопротивление обоих трансформаторов ТРДЦН-80000/110.

Погонные параметры ЛЭП: r=0.118 Ом/км, x_0=0.401 Ом/км.

Сопротивление одной цепи ЛЭП-110 кВ длиной 2 км составляет:
Zлэп = 0.24 + j0.8 Ом или $Zлэп_{10}$ = 0.002 + j0.0066 Ом (приведенное к напряжению 10 кВ).

Сопротивления трансформатора Т-1: Z_{T110} = 0.72 + j19.22 Ом или Z_{T10} = 0.0054 + j0.15 Ом (приведенное к напряжению 10 кВ).

Полное сопротивление элементов вставки по прямой последовательности, приведенное к напряжению 10 кВ, составляет:

$$Z_{пп} = 0.01 + j\,0.30 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения на элементах сети составляет в соответствии с выражением:

$$\Delta U = \left[\frac{(P \cdot R_{пп} + Q \cdot X_{пп})}{U_{пп}}\right] + \left[\frac{(P \cdot X_{пп} - Q \cdot R_{пп})}{U_{пп}}\right] \cdot j \qquad (1)$$

и равно $\Delta U = 0.687 + j1.28$ кВ.

Модуль падения напряжения составляет ΔU=1.45 кВ, в том числе на обоих трансформаторах около 1.4 кВ. Полученное падение напряжения на элементах вставки легко компенсируется повышением коэффициента трансформации силового трансформатор в ОРУ-110 кВ Нива ГЭС-3.

Таким образом, рассмотренный альтернативный вариант, связанный с переводом питания нагрузки шинопроводов Ф-3 и Ф-6 через сеть 110 кВ энергосистемы, оказался очень эффективен.

Этот вариант потребует установки трансформаторов 110/10 кВ, подключенных к шинам ГРУ-10 кВ, и сооружения ЛЭП-110 кВ от ГЭС-3 до РУ-10 кВ завода. Принципиальная схема электроснабжения приведена на рис.1, на которой показано включение двух дополнительных силовых трансформаторов Т-4 и Т-5 в ОРУ-110 кВ Нива ГЭС-3 (существующий Т-1 не указан). На подстанции ПС-19 также устанавливаются два дополнительных силовых трансформатора Т-3 и Т-4. На схеме показана дополнительная вставка из двухцепной воздушной ЛЭП 110 кВ. В предлагаемом варианте связи через шинопроводы Ф-3 и Ф-6 выводятся в резерв.

Ниже выполнены расчеты выбора числа и мощности трансформаторов 110/10 кВ.

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ проектируемой подстанции 110/10 кВ принята равной сумме мощностей, передаваемых в настоящее время по двум питающим шинопроводам от ГЭС-3 до РУ-10 кВ ОАО "КАЗ" (фидеры Ф-3 и Ф-6). Эти мощности отвечают зафиксированным значениям нагрузок в часы максимума энергосистемы и составляют 42 МВт (фидер № 6) и 44 МВт (фидер № 3) - по данным обследования, проведенного сотрудниками ИФТПЭС. В сумме требуемая мощность составляет величину $P_{расч.10}$ = 42+44=86 МВт - расчетную нагрузку на стороне 10 кВ, то есть в точке выдачи мощности.

Так как электроприемники ОАО "КАЗ" относятся к потребителям I и II категории надежности электроснабжения, то, согласно ПУЭ [2], требуется установка, как минимум, двух питающих трансформаторов. Примем для исполнения двухтрансформаторный вариант подстанции (n_m = 2).

Единичная полная мощность трансформатора определяется из условия:

$$S_{Тном} \geq S_{Трасч} = \frac{S_{расч10}}{n_m \cdot \beta_{н.р}} = \frac{P_{расч10}}{cos\varphi \cdot n_m \cdot \beta_{н.р}}, \qquad (2)$$

где $cos\varphi$ = 0.9 - коэффициент активной мощности, принят на основании анализа суточных графиков нагрузки шинопроводов Ф-3 и Ф-6; $\beta_{н.р}$ = 0.7 - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Примем, согласно ПУЭ [3], $\beta_{н.р}$=0.7. Выбираем по справочным данным [3] ближайшую большую номинальную мощность трансформатора - $S_{Тном}$=80 МВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме составляет величину:

$$\beta_m = \frac{P_{расч10}}{cos\varphi \cdot n_m \cdot S_{Тном}} = \frac{86}{0.9 \cdot 2 \cdot 80} \cong 0.6 . \qquad (3)$$

Проверим выбранный трансформатор по условиям работы в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов отключен, а вся нагрузка 10 кВ КАЗ питается от одного трансформатора. Коэффициент допустимой перегрузки $\beta_{пар}$ в послеаварийном режиме не должен превышать величину 1.4 [2]:

$$\beta_{пар} = \frac{P_{расч10}}{cos\varphi \cdot (n_m - 1) S_{Тном}} = \frac{86}{0{,}9 \cdot 80} = 1{,}2 < 1{,}4 . \qquad (4)$$

Таким образом, выбранные трансформаторы номинальной мощностью 80 МВА удовлетворяют требованиям ПУЭ по условиям работы в нормальных и послеаварийных режимах.

По справочным данным [3] выбираем силовые трансформаторы типа ТРДЦН-80000/110. В таблице приведены основные каталожные данные трансформатора ТРДЦН-80000/110.

Каталожные данные трансформатора ТРДЦН-80000/110

Тип	$S_{Тном}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Потери мощности, кВт		$U_к$,%	$I_{хх}$,%
				$\Delta P_{кз}$	$\Delta P_{хх}$		
ТРДЦН-80000/110	80	121	10.5/10.5	315	70	10.5	0.6

Определим потери активной и реактивной мощности в одном трансформаторе:

$$\Delta P_m = \Delta P_{хх} + \beta_m^2 \cdot \Delta P_{кз} = 70 + 0.6^2 \cdot 315 = 183.4 \text{ кВт}, \qquad (5)$$

$$\Delta Q_m = 0.01(I_{хх},\% + \beta_m^2 \cdot U_к,\%)\, S_{m\,ном} = 0.01(0.6 + 0.6^2 \cdot 10.5)80 = 3504 \text{ кВАр}. \qquad (6)$$

Таким образом, в двух трансформаторах потери составят:

$$2\Delta P_m = 2 \cdot 183.4 = 366.8 \text{ кВт} \cong 0.367 \text{ МВт}, \qquad (7)$$

$$2\Delta Q_m = 2 \cdot 3504 = 7008 \text{ кВАр} = 7.008 \text{ МВАр}. \qquad (8)$$

Нагрузка подстанции, приведенная к стороне 110 кВ, составит величину, полученную из уравнения:

$$S_{max110} = \sqrt{(P_{расч10} + 2\Delta P_{т})^2 + (Q_{расч10} + 2\Delta Q_{т})^2}, \quad (9)$$

где $Q_{расч10} = P_{расч10} \cdot tg\varphi \cong 86 \cdot 0.5 = 43$ МВАр, т.е.,

$$S_{max110} = \sqrt{(86 + 0.367)^2 + (43 + 7.008)^2} = 99.79 \text{ МВА}.$$

Так как на подстанции установлены два трансформатора, питание необходимо осуществлять по двум воздушным линиям или, что наиболее вероятно и экономично, применить двухцепную воздушную ЛЭП.

Определим ток нормального режима, протекающий в фазном проводе одной цепи ЛЭП-110 кВ по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{max110}}{\sqrt{3} n_{ц} \cdot U_{ном}}, \quad (10)$$

где $n_{ц}$ - число цепей воздушной ЛЭП, равное 2.

Из (10) следует: $I_{max} = \dfrac{99.79 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 262.2$ А.

Сечение провода $F_э$ определяется по экономической плотности тока $j_{эк}$ [3], которая принимается равной 1.1 А/мм^2 для голых сталеалюминиевых проводов.

$$F_э = \frac{I_{max}}{j_{эк}} = \frac{262.2}{1.1} = 238.36 \text{ мм}^2.$$

Из [3] выбираем ближайшее стандартное сечение F=240 мм^2 и марку провода АС-240/32. Длительно допустимая токовая нагрузка на провод данного сечения, согласно [3], составляет $I_{доп}$=610 А. Проверим выбранный провод по условиям работы в послеаварийном режиме, когда одна цепь отключена, а по второй цепи воздушной ЛЭП-110 кВ протекает ток, равный

$$I_{пар} = \frac{S_{max110}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{99.79 \cdot 10^3}{1.73 \cdot 110} = 524.4 \text{ А}.$$

Таким образом, $I_{пар} < I_{доп}$=610 А, следовательно, провод АС-240/32 удовлетворяет условиям работы во всех режимах.

Минимально допустимое сечение для воздушных ЛЭП-110 кВ по условиям образования "общей короны" на проводах составляет АС-70. Так как принятый провод имеет сечение большее, чем 70 мм^2, проверку по условиям "короны" не проводим.

Минимально допустимое сечение провода воздушной линии по условиям механической прочности в районах с нормативной толщиной гололеда до 10 мм составляет 35 мм^2, что существенно меньше выбранного провода АС-240/32. Следовательно, данный провод удовлетворяет всем условиям и обеспечивает требуемую надежность.

Окончательно выбираем провод АС-240/32 для ЛЭП-110 кВ, питающей предприятие. Аналогичным проводом может быть выполнен также ввод на территорию подстанции.

Для обеспечения электроснабжения потребителей 10 кВ КАЗ необходимо обеспечить также размещение на территории предприятия (предположительно, в габаритных размерах ОРУ-110 кВ ПС-19)

распределительного устройства 110 кВ и двух понижающих трансформаторов 110/10 кВ такой же мощности, как рассчитанные выше ТРДЦН-80000/110 кВ.

Расчеты на математической модели показали высокую эффективность разработанного варианта совершенствования схемы электроснабжения КАЗ, заключающегося в переводе питания нагрузки шинопроводов Ф-3 и Ф-6 через сеть 110 кВ, который позволяет кардинально снизить уровень эмиссии искажений в сеть генераторного напряжения Нива ГЭС-3, а значит, исключить опасное влияние нагрузки КАЗ на гидрогенераторы.

Так, уровень эмиссии высших гармоник в сеть генераторного напряжения ГЭС-3 через сеть 110 кВ составляет менее 1%; затухание генерируемых нагрузкой КАЗ гармоник достигает 29-33 дБ.

Достигнуто существенное уменьшение воздействия токов, сопровождающих переходные процессы. Затухание субгармонических составляющих переходных токов составляет от 7.6 23 дБ на частоте 5 и 35 Гц соответственно. Амплитуда апериодической составляющей снижается более чем в три раза.

Практически полностью исключается ударное действие изменений токов от нагрузки КАЗ величиной до 950 А со скоростью изменения до 1.5 кА/с и соответствующие ударные вибросмещения в элементах гидрогенераторов.

Литература

1. Исследование схемы электроснабжения КАЗ от каскада Нивских ГЭС: отчет по хоздоговорной работе № 3105 / Ин-т физико-технических проблем энергетики Севера; отв. исполн.: Ю.М.Неретдинов, А.Е.Веселов. - 2004. - 166 с.
2. ГОСТ 13107-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Введ. 1999-01-01. - М.: Изд-во стандартов, 1998.
3. Правила устройства электроустановок. - Изд. 6-е, доп. с испр. - М., Энергосервис, 2002. - 608 с.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С.Рокотянга и И.М.Шапиро. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М., Энергия, 1977.

Ю.М.Невретдинов, А.В.Карпов, И.Е.Кабеев, А.В.Бурцев

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ И ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА НАГРУЗКИ НА УСЛОВИЯ РАБОТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ГЭС-3 КАСКАДА НИВСКИХ ГЭС

При несимметричных нагрузочных режимах гидрогенератора возникают усилия, нехарактерные для нормальной работы. В частности, возникает знакопеременный электромагнитный момент двойной синхронной частоты,

приводящий к крутильным колебаниям стальных конструкций статора и обмотки и возникновению радиальной силы магнитного тяжения полюсной частоты [1]. Эти силы возбуждают радиальные вибрации сердечника. Оценку вибрационных усилий выполняем в соответствии с методикой [2].

Радиальная составляющая погонной силы F_0 пропорциональна индукции B в воздушном зазоре, которую можно представить в виде волн прямой B_1 и обратной B_2 последовательностей:

$$F_0 = \frac{B_1 \cdot B_2 \cdot l}{2\mu_0} \cdot \cos(2\omega t - \gamma_2), \tag{1}$$

где γ_2 - некоторый фазовый угол.

Крутильные колебания стальных конструкций статора возникают под действием знакопеременного электромагнитного момента M частоты 2ω. Для оценки погонной тангенциальной силы, соответствующей моменту M, принимаем следующее. В несимметричных нагрузочных режимах относительное значение момента M приблизительно равно току обратной последовательности i_2 (в относительных единицах), вследствие чего для тангенциальной силы можно записать:

$$T_0 = \frac{M_n \cdot i_2}{2\pi \cdot R_1^2}, \tag{2}$$

где M_n - номинальный момент генератора.

Связь тангенциальных усилий и перемещений представлена в виде системы из двух уравнений:

$$\begin{cases} -4\omega^2 m_1 W_1 + k_{t1} \cdot (W_1 - W_2) = \dfrac{M}{2\pi R_1^2} = T_0 \\ -4\omega^2 m_2 W_2 + k_{t1} \cdot (W_2 - W_1) + k_{t2} W_2 = 0, \end{cases} \tag{3}$$

где W_1, W_2 - амплитуды тангенциальных перемещений сердечника и корпуса соответственно; m_1, m_2 - погонные массы сердечника (вместе с обмоткой) и корпуса; k_{t1}, k_{t2} - жесткости связи в тангенциальном направлении между сердечником и корпусом, корпусом и фундаментом соответственно; R_1 - радиус сердечника; T_0 - погонная тангенциальная сила, соответствующая моменту M.

Отсюда амплитуда тангенциального перемещения сердечника равна:

$$W_1 = \frac{T_0}{-4\omega^2 m_1 + \dfrac{k_{t1} \cdot (k_{t2} - 4\omega^2 m_2)}{k_{t1} + k_{t2} - 4\omega^2 m_2}}. \tag{4}$$

Для оценки вибраций лобовых частей обмотки статора в первом приближении принимаем наличие одной степени свободы для корзины лобовых частей, т.е.

$$4\omega^2 m_0 A - k_0 (A - W_1) = 0.$$

Вибрация возбуждается сердечником, амплитуда колебаний которого W_1; m_0, k_0, A - эквивалентные масса, жесткость и абсолютная амплитуда колебаний корзины лобовых частей.

Отсюда получаем абсолютную A и относительную $(A - W_1)$ амплитуды колебаний:

$$A = \frac{W_1}{1 - 4\omega^2 \cdot \omega_0^{-2}}, \; A - W_1 = \frac{4\omega^2 \cdot \omega_0^{-2}}{1 - 4\omega^2 \cdot \omega_0^{-2}} \cdot W_1 \qquad (5)$$

где $\omega_0 = \sqrt{k_0 / m_0}$ - частота собственных колебаний корзины лобовых частей при кинематическом возбуждении корзины.

Оценку радиальных сил магнитного тяжения в несимметричных нагрузочных режимах и возбуждаемых ими магнитных вибраций выполняем с учетом того, что погонная сила магнитного тяжения $F(\varphi, t)$ равна

$$F(\varphi, t) = \frac{1}{2\mu_0} \cdot \left[B(\varphi, t)\right]^2 \cdot l, \qquad (6)$$

где $B(\varphi, t) = B_1 \cos(p\varphi - \omega t) + B_2 \cos(p\varphi + \omega t - \gamma_2)$; l - активная длина машины; t, φ - время и угловая координата; γ_2 - фазовый угол; p - число пар полюсов.

Принимаем $B_1 = B_n$ и $B_2 = x_2 \cdot i_2 \cdot B_n$, где B_n - номинальная индукция в воздушном зазоре, *Тл*; x_2 - реактивное сопротивление обратной последовательности, о.е.

Отсюда амплитуда радиальной силы F_0 может быть определена из выражения:

$$F_0 = \frac{1}{2\mu_0} \cdot B_n^2 \cdot l \cdot x_2 i_2 = 4 \cdot 10^5 \cdot B_n^2 \cdot l \cdot x_2 i_2 . \qquad (7)$$

Введя жесткости связи в радиальном направлении между сердечником и корпусом (k_{r1}), между корпусом и фундаментом (k_{r2}), а также амплитуды радиальных перемещений сердечника U_1 и корпуса U_2, можно получить следующие уравнения:

$$F_0 = -4\omega^2 m_1 U_1 + k_1 U_1 + k_{r1}(U_1 - U_2); \qquad (8)$$

$$0 = -4\omega^2 m_2 U_2 + k_2 U_2 + k_{r1}(U_2 - U_1) + k_{r2} U_2 . \qquad (9)$$

Величины k_1 и k_2 представляют собственные погонные жесткости сердечника и корпуса для чисто радиальных перемещений и определяются из площади поперечного сечения сердечника S_1 и корпуса S_2, эквивалентного модуля упругости E_1 и E_2 сердечника и корпуса соответственно, а также радиуса сердечника R_1 и корпуса R_2, т.е. $k_1 = E_1 S_1 / R_1$, $k_2 = E_2 S_2 / R_2$.

В результате для радиальных вибраций сердечника получаем:

$$U_1 \cong F_0 \cdot \left[-4\omega^2 m_1 + k_1 + \frac{k_{r1}(k_2 + k_{r2} - 4\omega^2 m_2)}{k_{r1} + k_{r2} + k_2 - 4\omega^2 m_2} \right]^{-1} \qquad (10)$$

В дальнейших расчетах, согласно данным [3,4], принимаем $k_{t1} \approx k_{r1} \approx (5\ldots10) \cdot 10^8$ Н/м и согласно данных [5] $k_{t2} \approx (5\ldots10) \cdot 10^8$ Н/м и $k_{r2} \approx 2 \cdot 10^8$ Н/м.

Оценка крутильных T_0 и радиальных усилий F_0, а также двойная амплитуда (максимальное перемещение) вибраций в указанных направлениях $2W_1$, $2U_1$ представлены в табл.1 для варианта несимметрии - ток обратной последовательности i_2. По данным регистрации коэффициента несимметрии принимаем уровень 2% (0.02 о.е.), который фактически не превышается в системе электроснабжения КАЗ.

Погонная тангенциальная сила T_0 при токе несимметрии 0.02 о.е. составляет 668 Н/м, а амплитуда радиальной силы F_0=1040 Н/м. Так как значения жесткости приняты в виде некоторого интервала, результаты расчетов представлены в виде диапазона изменения.

Таблица 1

Параметры вибраций элементов гидрогенератора СВ-655/110-32 мощностью 38.5 МВт при коэффициенте несимметрии 0.02

№ п/п	Параметры	Обозначение	Собственная частота	Значение
1	*Крутильные колебания*			
	амплитуда тангенциального перемещения сердечника	$2W_1$, мкм		1.5-2.2
	абсолютная амплитуда колебаний корзины лобовых частей	A_1, мкм	86 Гц	37.3-80.2
			113 Гц	21.0-45.8
2	*Радиальные колебания*			
	вибрации сердечника	$2U_1$, мкм		0.7-0.8

Как видно из приведенных выше расчетов, крутильные усилия и амплитуда тангенциальных вибраций в первом приближении обратно пропорциональны частоте составляющих тока несимметрии и гармоник. Тангенциальные усилия при наличии тока обратной последовательности частотой 50 Гц, при котором создаются усилия двойной частоты (100 Гц), не создают существенных вибросмещений, если собственная частота корзины лобовых частей достаточно хорошо отстроена от 100 Гц. Как видно, увеличение амплитуды собственных колебаний корзины лобовых частей происходит при собственной частоте ниже 100 Гц. В рассмотренном примере при собственной частоте 86 Гц максимальные колебания достигают 80 мкм. Условия возбуждения тангенциальных крутильных колебаний сердечника далеки от резонансных, а значения вибрации невелики - в пределах 2 мкм. Таким образом, существующая несимметрия нагрузки безопасна для гидрогенераторов.

При воздействии гармоник возникающие усилия в первом приближении можно оценить с учетом изменения частоты (обратно пропорционально квадрату частоты) и величины гармоники в относительных единицах (пропорционально величине тока). Соответственно вибрации на высших гармониках с наибольшей величиной 0.04 о.е. (11-я гармоника - 550 Гц) или 0.06 о.е. (13-я гармоника - 650 Гц) существенно снижаются.

Наложение ударных токовых воздействий от нагрузки КАЗ на генераторы можно оценить путем представления ударного воздействия током с эквивалентной частотой ω_E. Тогда для полного тока $I(t)$ получаем:

$$I(t) = I_P \cdot cos(\omega t) \cdot \left[1 + I_A \cdot e^{-t/\tau} \cdot cos(\omega_E t + \varphi)\right] =$$

$$= I_P \cdot cos(\omega t) + 0.5 I_P I_A e^{-t/\tau} \cdot \left[cos\left((\omega + \omega_E)t + \varphi_1\right) + cos\left((\omega - \omega_E)t + \varphi_2\right)\right], \quad (4)$$

где I_P и I_A - амплитуды рабочего и ударного тока соответственно.

Как видно, ударное действие также раскладывается на волны прямой и обратной последовательностей с частотами, отличающимися на 2 ω_E и существенным увеличением амплитуды.

Для сверхнизкочастотной составляющей тока с амплитудой 100 А (огибающая) и частотой 1.2-1.5 Гц погонная тангенциальная сила T_0 составляет 1340 Н/м, а амплитуда радиальной силы F_0=2080 Н/м.

При наложении ударных токов с амплитудой 500-750 А силовые воздействия существенно увеличиваются. Погонная тангенциальная сила T_0 достигает 5040 Н/м, а амплитуда радиальной силы F_0 достигает 7800 Н/м. Соответственно увеличиваются радиальные и тангенциальные смещения. Оценки ударных смещений даны в табл.2.

Таблица 2

Параметры вибраций элементов гидрогенератора СВ-655/110-32 мощностью 38.5 МВт при наложении СНЧ составляющей тока и ударных токов

№ п/п	Параметры		Обозначение	Значение
1	Крутильные колебания	амплитуда тангенциального перемещения сердечника от СНЧ-составляющей тока	$2W_1$, мкм	4.8-8.3
		амплитуда тангенциального перемещения сердечника при ударных токах	$2W_1$, мкм	95.2-117.0
2	Радиальные колебания	вибрации сердечника от СНЧ-составляющей тока	$2U_1$, мкм	2.8-3.2
		ударные вибрации сердечника	$2U_1$, мкм	28.8-35.0

Рассматриваемые воздействия имеют следующие особенности.

Наложение СНЧ-составляющей дает незначительное увеличение вибраций. Однако происходит смещение частоты механических воздействий, которые создают боковые частоты и опасность попадания их в околорезонансную область. Смещение частоты тока составляет ±1.2-1.5 Гц, вследствие чего в машине генерируются магнитные поля с частотой 48.5-49 Гц и 51.2-51.5 Гц. В результате взаимодействия с полем основной частоты возникают механические усилия в диапазоне частот от 98 до 102 Гц. В условиях, близких к резонансным, величины вибрации и ударные смещения $2W_1$; $2U_1$ существенно увеличиваются. Если собственная частота корзины лежит за пределами диапазона 86-113 Гц, то относительная тангенциальная вибрация лобовых частей в несимметричном режиме с СНЧ составляющими токовых нагрузок не должна превышать 15-30 мкм.

Наложение ударных токов имеет кратковременный характер. Однако величина смещения достигает 35 мкм в радиальном направлении и 117 мкм в тангенциальном направлении, т.е. превышает допустимый уровень. Для гидрогенераторов с составным сердечником вибрация его в симметричных нагрузочных режимах не должна превышать 30 мкм по ГОСТ 5616-81. Кроме того, как показали регистрации приборами "Парма" РК6.05 и измерительным

комплексом, такие воздействия имеют интенсивный характер, т.е. могут повторяться несколько раз в течение минуты. Это способствует расходованию ресурса гидротурбин и показывает причину повышенных вибраций, отмеченных при проведении контрольных и ремонтных испытаний.

Анализ влияния выявленных особенностей токовых воздействий нагрузки КАЗ на гидрогенераторы ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС проведен с помощью оценки крутильных усилий и тангенциальных вибраций в гидрогенераторах. Анализ вибраций от наложения токов "обратной последовательности" вследствие несимметрии нагрузки показал, что при зарегистрированном коэффициенте несимметрии менее 2% тангенциальные усилия двойной частоты (100 Гц) не создают существенных вибросмещений, если собственная частота корзины лобовых частей достаточно хорошо отстроена от 100 Гц. Увеличение амплитуды собственных колебаний корзины лобовых частей происходит при собственной частоте ниже 100 Гц. Так, при собственной частоте 86 Гц максимальные колебания достигают 80 мкм. При возбуждении тангенциальных крутильных колебаний сердечника за областью резонансных частот значения вибрации невелики - в пределах 2 мкм.

Наложение СНЧ-составляющей дает незначительное увеличение вибраций в радиальном направлении до 3 мкм, в тангенциальном до 8 мкм. При этом происходит смещение частоты механических воздействий, возникновение боковых частот и увеличение опасности попадания их в около резонансную область. В условиях, близких к резонансным, величины вибрации и ударные смещения существенно увеличиваются.

Наложение ударных токов имеет кратковременный характер, однако, величина вибросмещений превышает допустимый уровень. Такие воздействия имеют интенсивный характер, что вызывает ускорение расходования ресурса гидротурбин и необходимость частых ремонтных работ, а также объясняет причину появления повышенных вибраций, отмеченных при проведении контрольных и ремонтных испытаний.

Литература

1. Xu Shizhang. Magnetic vibration of hydrogenerator stator core due to rotor eccentricity, rotor non-circularity and negative - sequence current. - Electra. - 1983. - № 86.
2. Надточий В.М., Цветков В.А. Силы и вибрации в гидрогенераторах при их работе в несимметричных режимах. - Электричество. - 1989. - № 9.
3. Расчетно-экспериментальные исследования напряженного состояния стальных конструкций составного статора гидрогенераторов / Б.В.Кислицкий, В.М.Надточин, Н.А.Ординян и др. - Электротехника. - 1985. - № 7.
4. Петров Ю.В. Собственные частоты статоров крупных гидрогенераторов. Электротехника. - 1980. - № 8. - С. 5-8.
5. Петров Ю.В. Магнитные вибрации статора гидрогенератора с оборотными частотами // Тр. ВНИИЭ. - 1977. - Вып. 53.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ 5

Данилин А.Н., Колобов В.В. Методика и результаты измерений переходных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций 7

Баранник М.Б., Прокопчук П.И., Колобов В.В. Мобильный комплекс для генерации КНЧ-СНЧ сигналов в исследованиях условий передачи и приема КНЧ-СНЧ сигналов при использовании в качестве антенн высоковольтных ЛЭП 14

Баранник М.Б., Данилин А.Н., Дроздова О.В. Результаты мониторинга геоиндуктированных токов в электрических сетях 330 кВ 26

Селиванов В.Н. Исследование воздействия геоиндуктированных токов на автотрансформатор с использованием программы расчета переходных процессов АТР 33

Колобов В.В. Экспериментальное определение кривой намагничивания тороидальных ферритовых сердечников, применяемых в устройствах продольной защиты 42

Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Сенюшина Л.В., Крутов А.И. Анализ эффективности применения технических мероприятий по компенсации емкостных токов замыкания на землю и ограничению перенапряжений в распределительной сети 35 кВ... 47

Веселов А.Е., Дедюлина Е.А., Ярошевич В.В., Токарева Е.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения при использовании бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих аппаратов 57

Ефимов Б.В., Веселов А.Е., Живодеров А.А. Алгоритмы активного управления в системах промышленного электроснабжения ... 62

Ефимов Б.В., Веселов А.Е., Живодеров А.А. Об алгоритмах оптимизации установившихся режимов систем электроснабжения по критерию минимума электропотребления 66

Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Разработка математической модели для анализа эмиссии высших гармоник и искажений в распределительную сеть 10 кВ 71

Веселов А.Е., Невретдинов Ю.М., Карпов А.С., Кабеев И.Е. Разработка рекомендаций по уменьшению влияния нагрузки ОАО "Кандалакшский алюминиевый завод" на генераторы ГЭС-3 Нивского каскада 78

Невретдинов Ю.М., Карпов А.В., Кабеев И.Е., Бурцев А.В. Анализ влияния несимметричных режимов и гармонических составляющих тока нагрузки на условия работы гидрогенераторов ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС 84

CONTENTS

Pages

INTRODUCTION..... 5

Danilin A.N., Kolobov V.V. Technique and results of measurements of substation devices grounding local pulse resistance 7

Barannik M.B., Prokopchuk P.I., Kolobov V.V. Mobile set to generate ultra-low frequency (ULF) signals in researches of ULF signals transmission and reception conditions when high-voltage power lines are used as antenna 14

Barannik M.B., Danilin A.N., Drozdova O.V. Geomagnetically induced currents (GIC) monitoring results for 330 kV network 26

Selivanov V.N. Research of Geomagnetically Induced Currents (GICs) effects on autotransformer using Electromagnetic Transient Program ATP 33

Kolobov V.V. Experimental definition of magnetization curve of toroidal ferrite core applied in series surge protection device 42

Nevretdinov Ju.M., Fastij G.P., Jaroshevich V.V., Tokareva E.A., Senjushina L.V., Krutov A.I. The analysis of efficiency application of technical measures on compensation of short circuit capacitor currents on the ground and on restriction overvolteges in a distributive network of 35 kV.... 47

Veselov A.E., Dedjulina E.A., Jaroshevich V.V, Tokareva E.A. Increase of power supply system operating overall while using of contactless switching and current-limiting devices 57

Efimov B.V., Veselov A.E., Givoderov A.A. The active control algorithms in industrial energy supply systems 62

Efimov B.V., Veselov A.E., Givoderov A.A. About optimization algorithms of routine regimes of power supply systems according to criterion of minimum power consumption 66

Veselov A.E., Tokareva E.A., Jaroshevich V.V., Fastij G.P. Development of mathematical model for the analysis of highest harmonics emission in a distributive network of 10 kV 71

Veselov A.E., Nevretdinov Ju.M., Karpov A.S., Kabeev I.E. The working out recommendations to reduce the impact of the load of JSC "KAZ" on the hydropower stations N3 generators of Niva HAS chain 78

Nevretdinov Ju.M., Karpov A.S., Kabeev I.E., Burcev A.V. The analysis of influences of asymmetrical modes and harmonious components of loading current on operating conditions of hydrogenerators of hydropower station N3 of Niva HPS chain 84

УДК 621.316

Данилин А.Н., Колобов В.В. Методика и результаты измерений переходных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.7-14.

Рассмотрены методика и аппаратура для измерений локальных импульсных сопротивлений заземлителей аппаратов подстанций. Их применение позволило определить причины появления высокочастотных перенапряжений во вторичных цепях подстанций при коммутациях разъединителей под напряжением, по уровню превышающих прочность изоляции этих цепей, и разработать мероприятия по снижению перенапряжений.

УДК 621.316

Баранник М.Б., Прокопчук П.И., Колобов В.В. Мобильный комплекс для генерации КНЧ-СНЧ-сигналов в исследованиях условий передачи и приема КНЧ-СНЧ-сигналов при использовании в качестве антенн высоковольтных ЛЭП // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.14-25.

Представлены результаты научно-исследовательских и экспериментальных работ по передаче и приему КНЧ-СНЧ-сигналов с применением экспериментальной излучающей установки на основе созданного генератора "Энергия-1" при использовании в качестве излучающих антенных систем линий промышленных ЛЭП.

УДК 621.316

Баранник М.Б., Данилин А.Н., Дроздова О.В. Результаты мониторинга геоиндуктированных токов в электрических сетях 330 кВ // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.26-32.

Приведены результаты разработки усовершенствованной системы мониторинга геоиндуктированных токов в нейтралях силовых автотрансформаторов энергосистем и представлены результаты мониторинга за длительный период. Показано, что распределение амплитуд геоиндуктированных токов имеет нормальный характер и коррелируется с величиной индекса геомагнитных бурь.

УДК 621.316

Селиванов В.Н. Исследование воздействия геоиндуктированных токов на автотрансформатор с использованием программы расчета переходных процессов АТР // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.33-42

Описан опыт использования программы расчетов переходных электромагнитных процессов АТР при исследовании воздействия геоиндуктированных токов, возникающих во время геомагнитных бурь, на электрические сети с глухозаземленной нейтралью. Исследована возможность использования гибридной модели автотрансформатора. Приведены результаты предварительных расчетов для конкретной подстанции Кольской энергосистемы.

УДК 621.316

Колобов В.В. Экспериментальное определение кривой намагничивания тороидальных ферритовых сердечников, применяемых в устройствах продольной защиты // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.42-46.

Приведены результаты разработки методики определения кривых намагничивания ферромагнитных материалов, применяемых в устройствах продольной защиты (ПЗУ) оборудования подстанций высших классов напряжения от высокочастотных перенапряжений. Представлены результаты измерения кривых намагничивания ферритовых устройств ПЗУ.

УДК 621.311

Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Сенюшина Л.В., Крутов А.И. Анализ эффективности применения технических мероприятий по компенсации емкостных токов замыкания на землю и ограничению перенапряжений в распределительной сети 35 кВ // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.47-57.

Рассмотрены современные тенденции совершенствования режимов работы нейтралей в сетях 6-35 кВ на базе применения дугогасящих реакторов или высокоомных резисторов. Приведены результаты расчетов параметров дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов замыкания на землю при различных вариантах расстройки в контуре (перекомпенсация или недокомпенсация). Дан сравнительный анализ эффективности применения дугогасящих реакторов и высокоомного заземления нейтрали сети 35 кВ для

ограничения перенапряжений. Сделан вывод о том, что для снижения аварийности в сетях 6-35 кВ целесообразно изменить режим заземления нейтрали путем включения заземляющих высокоомных резисторов.

УДК 621.311

Веселов А.Е., Дедюлина Е.А., Ярошевич В.В., Токарева Е.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения при использовании бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих аппаратов // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.57-62.

Рассмотрены варианты схем электроснабжения с параллельной работой секций сборных шин 6-10 кВ однотипных понижающих трансформаторов. Сделан вывод о целесообразности использования в цепях связи секций шин бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих устройств. Приведены результаты расчетов режимов работы предлагаемых схем, сформулированы технические требования к параметрам шиносоединительных устройств. Показано, что благодаря решению проблемы качества электроэнергии и надежности электроснабжения достигается существенный экономический эффект.

УДК 621.311

Ефимов Б.В., Веселов А.Е., Живодеров А.А. Алгоритмы активного управления в системах промышленного электроснабжения // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.62-66.

Приводится методика моделирования комплексных узлов нагрузки промышленных предприятий на базе статических характеристик мощностей по напряжению. Обосновывается актуальность совершенствования расчетных методов на базе применения регрессионных моделей. Учет вариации различных влияющих факторов, определяющих режимы работы нагрузки, целесообразно производить предлагаемым методом планирования эксперимента.

УДК 621.311

Ефимов Б.В., Веселов А.Е., Живодеров А.А. Об алгоритмах оптимизации установившихся режимов систем электроснабжения по критерию минимума электропотребления // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.66-70.

Сформулированы экономические критерии анализа технических мероприятий по совершенствованию режимов работы системы электроснабжения. Дается оценка влияния уровней напряжений в распределительных высоковольтных сетях на изменения электропотребления и, в конечном итоге, на уменьшение платы за электроэнергию. Разработаны алгоритмы оптимизации режимов работы по критерию минимума потребления электроэнергии в разветвленных электрических сетях. Приводятся результаты оптимизационных расчетов с учетом регулирующих эффектов по напряжению и оценкой стоимостных затрат.

УДК 621.311

Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Разработка математической модели для анализа эмиссии высших гармоник и искажений в распределительную сеть 10 кВ // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.71-77.

Выполнено математическое моделирование элементов схемы высоковольтной сети для анализа влияния мощной нелинейной нагрузки промышленного предприятия на генераторы питающей энергосистемы. Рассмотрены различные варианты моделирования источников гармонических искажений с использованием данных регистрации состава гармоник напряжения в сети 10 кВ предприятия и питающего источника. Предложены схемные технические решения с включением в модель дополнительных модулей силовых трансформаторов и линий электропередачи для оценки эффективности разработанных мероприятий по снижению эмиссии гармонических искажений в питающую сеть.

УДК 621.311

Веселов А.Е., Невретдинов Ю.М., Карпов А.С., Кабеев И.Е. Разработка рекомендаций по уменьшению влияния нагрузки ОАО "Кандалакшский алюминиевый завод" на генераторы ГЭС-3 Нивского каскада // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.78-84.

Приводятся результаты анализа режимов работы схемы электроснабжения ОАО "Кандалакшский алюминиевый завод", в среде MathLab представляется модель возможного преобразования схемы электроснабжения Нива ГЭС-3, проводится анализ эффективности разработанного варианта перевода питания нагрузки шинопроводов Ф-3 и Ф-6 через сеть 110 кВ энергосистемы, питающих завод от шин 10 кВ ГЭС, представляются рекомендации к преобразованию схемы электроснабжения Нива ГЭС-3, рассчитываются параметры добавленных устройств, а также получены величины тока и эмиссии высших гармоник действующих в полученной электроэнергетической сети.

УДК 621.211

Невретдинов Ю.М., Карпов А.В., Кабеев И.Е., Бурцев А.В. Анализ влияния несимметричных режимов и гармонических составляющих тока нагрузки на условия работы гидрогенераторов ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС // Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС. - Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. - С.84-91.

Выполнен анализ влияния токовых воздействий нагрузки ОАО "Кандалакшский алюминиевый завод" при несимметричных режимах на гидрогенераторы ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС посредством оценки крутильных колебаний и тангенциальных вибраций в генераторах. Показано, что тангенциальные усилия двойной частоты (100 Гц) практически не создают существенных вибросмещений при отстройке собственной частоты корзины лобовых частей. Величины вибраций и ударные смещения значительно возрастают в околорезонансной области. Сделан вывод о том, что при наложении ударных токов вследствие их интенсивного воздействия имеет место ускорение расхода ресурса гидротурбин и увеличение частоты проведения ремонтных работ.

Научное издание

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ
Сборник статей

Редактор С.А.Шарам

Технический редактор В.А.Ганичев

Лицензия серия ПД №00801 от 06 октября 2000 г.

Подписано к печати 22.01.2006
Формат бумаги 70x108 1/16.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Times/Cyrillic
Усл.печ.л. 8.75. Заказ № 40. Тираж 50 экз.

Российская Академия Наук
Ордена Ленина Кольский научный центр им.С.М.Кирова
184209, Апатиты, Мурманская область, Ферсмана, 14

ЦЕНТР
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА
184209, Мурманская область, г.Апатиты, ул.Ферсмана, 14

CENTRE FOR PHYSIC AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS
OF ENERGY IN NORTHERN AREAS
14, Fersman str., Apatity, Murmansk reg., 184209, RUSSIA