

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

Кольский научный центр

ЦЕНТР ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА**

Сборник научных трудов

Апатиты
2009

Печатается по постановлению
Президиума Кольского научного центра РАН

УДК 621.314

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА**

– Апатиты: Изд-во Кольского науч. центра РАН, 2009. – 167 с.

Сборник продолжает серию публикаций на актуальные для районов Севера темы – энергосбережение и энергоэффективность, использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также электрофизические и физико-технические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей. Издание открывается серией статей, посвященных актуальным вопросам повышения энергоэффективности работы тепловых и электрических распределительных сетей городов, населенных пунктов и отдельных зданий. В следующих статьях рассматриваются проблемы развития нетрадиционной энергетики в Мурманской области и реконструкции сетей средних классов напряжения. Далее следуют статьи, в которых описаны результаты исследования надежности и безопасности эксплуатации высоковольтных сетей. В заключительных статьях сборника описаны научно-технические вопросы создания приборной базы для диагностики состояния защитной высоковольтной аппаратуры и заземлений в высоковольтных сетях.

Издание предназначено для научных работников и инженеров-электриков, а также аспирантов и студентов старших курсов электроэнергетических специальностей.

Редколлегия:

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

*Сборник подготовлен при финансовой поддержке РФФИ
(проекты № 07-08-00181 и № 09-08-00276)*

© Коллектив авторов, 2009

© Центр физико-технических проблем
энергетики Севера КНЦ РАН, 2009

© Учреждение Российской академии наук
Кольский научный центр, 2009

RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
Kola Science Centre

CENTRE FOR PHYSICAL AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS
OF ENERGY IN NORTHERN AREAS

**SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROBLEMS OF THE NORTH POWER
ENGINEERING DEVELOPMENT**

Collection of scientific works

Apatity
2009

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

UDC 621.314

**SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROBLEMS
OF THE NORTH POWER ENGINEERING DEVELOPMENT**

– Apatity: Print. Kola Science Centre RAS, 2009. – 167 p.

The collection continues the series of publications on the topical subject for North areas – energy conservation and energy efficiency, alternative and renewable energy sources, reliability of the high-voltage networks operation. It is opened by a series of the articles dedicated to the problems of increasing the energy efficiency in the heating and electrical distribution networks of cities, the populated areas and separate buildings. In the following articles the problems of the nontraditional power engineering development and reconstruction of the middle voltage class networks in Murmansk region are examined. Further follow the articles, in which are described the results of investigating of the high-voltage networks reliability and safety. In the final articles of collection the scientific and technical questions of development of instrument for diagnostics of the high-voltage equipment protection and high-voltage network grounding are described.

The 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, V.A.Minin, Y.M.Nevretdinov, V.N.Selivanov

*The collection is prepared at financial support of the RFBR
(projects № 07-08-00181, № 09-08-00276)*

- © Collective of authors, 2009
- © Centre for physical and technological
problems of energy in Northern areas
KSC PAS, 2009
- © The Branch of Kola Science Centre
of the Russian Academy of Sciences, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ	
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П. Разработка мероприятий по энергосбережению и экономии электроэнергии в городских электрических сетях Мурманской области	
Победоносцева В.В. Возможные подходы к организации инвестирования проектов энергоэффективности и энергосбережения на муниципальных объектах	
Бакшеев В.П., Ефимов Б.В., Клюкин А.М. Решение вопросов энергосбережения. Опыт Кольского научного центра РАН	
Бежан А.В., Минин В.А. Повышение энергоэффективности теплоснабжения зданий за счет применения ветроэнергетических установок	
Абросимова А.А. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск-Териберка	
Коновалова О.Е., Победоносцева В.В. Перспективы сооружения малой ГЭС вблизи с.Краснощелье	
Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М. Оценка надежности вариантов реконструкции схемы электроснабжения	
Смирнов А.А., Веселов А.Е., Ярошевич В.В. Разработка новой структуры высоковольтной карьерной электрической сети 35/6 кВ Центрального рудника ОАО «Апатит»	
Веселов А.Е., Бабарыгина Е.С., Власюк С.Е., Образцова С.А. Реконструкция и модернизация высоковольтной схемы внешнего электроснабжения Кировского и Расвумчорского рудников в связи с вводом в эксплуатацию понизительной трансформаторной подстанции № 73	
Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Об условиях допустимости неравномерной компенсации реактивной мощности в отдельных присоединениях к узлу энергосистемы	
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П. Повышение устойчивости работы двигательной нагрузки при использовании в системах электроснабжения токоограничивающих устройств	
Смирнов А.А., Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М. Проблемы грозозащиты карьерной сети открытых горных разработок	
Невретдинов Ю.М. Моделирование перенапряжений в сети собственных нужд АЭС	
Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Сопоставительный анализ режимов заземления нейтрали в промышленных электрических сетях 10 кВ	
Ефимов Б.В., Карпов А.С., Невретдинов Ю.М. Интерпретация поля диполя для задач электромагнитной совместимости воздушных ЛЭП с подземными коммуникациями	
Каткалов Ю.В., Колобов В.В., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н. Разработка системы регистрации геоиндуцированных токов	

Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Первичные преобразователи для системы регистрации геоиндуцированных токов

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Жамалетдинов А.А. Высоковольтный силовой инвертор КИЧ-СИЧ генератора «Энергия-2»

Баранник М.Б., Данилин А.Н., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н. Высоковольтный выпрямитель КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-26»

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Реев С.Н. Оптимизация тепловых характеристик высоковольтного инвертора КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2»

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Куклин Д.В. Система управления, регулирования, защиты и автоматики КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-26»

CONTENTS

	Pages
INTRODUCTION.....	
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A. Fastij G.P. The development of energy saving measures for public supply mains in the Murmansk region	
Pobedonostseva V.V. Possible approaches to projects of energy-saving and energy-efficiency investing organization on the municipal objects	
Baksheev V.P., Efimov B.V., Klyukin A.M. Experience of Kola Science Centre RAS in solution of questions relating to energy conservation	
Bezhan A.V., Minin V.A. Increasing energy effectiveness of building heating supply using wind turbines.....	
Abrosimova A.A. Wind farm near 81 kilometers of roadway Murmansk – Teriberka.....	
Konovalova O.E., Pobedonostseva V.V. Perspectives of construction a small hydro power station near village Krasnoscheliie	
Yaroshevich V.V., Nevretdinov Y.M. Evaluation of variants reliability of the power supply scheme reconstruction	
Smirnov A.A., Veselov A.E., Yaroshevich V.V. New structure development of 35/6 kV high-voltage opencast mine network for Tsentralniy mine of JSC «Apatit»	
Veselov A.E., Babarigina E.S., Vlasuk S.E., Obrazcova S.A. Reconstruction and modernization of high-voltage scheme of external power supply for Kirovskiy and Rasvumchorrskiy mines in connection with putting into operation of step-down transformer substation № 73	
Veselov A.E., Tokareva E.A., Fastij G.P., Yaroshevich V.V. On non-uniform compensation admissibility conditions of reactive power in single connections to node of power system	
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A. Fastij G.P. Enhancement of motor load operation stability under application of current-limiting devices in power supply systems	
Smirnov A.A., Efimov B.V., Nevretdinov Y.M. Problems of quarry network lightnings of open mining exploit	
Nevretdinov Y.M. Model on overvoltages in owner need network of nuclear power-station	
Veselov A.E., Tokareva E.A., Fastij G.P., Yaroshevich V.V. Comparative analysis of neutral grounding conditions in industrial power systems 10 kV	
Efimov B.V., Karpov A.S., Nevretdinov Y.M. Interpretation of the dipole field for problems of electromagnetic compatibility air power lines with underground communications.....	
Yu.V. Katkalov (Polar Geophysical Institute), V.V. Kolobov, V.N. Selivanov, Ya.A. Sakharov (Polar Geophysical Institute). Development of monitoring system for geomagnetically induced currents.....	
A.N. Danilin, V.V. Kolobov, V.N. Selivanov. Primary transducers for geomagnetically induced currents monitoring system	

M.B. Barannik, V.V. Kolobov, P.I. Prokopchuk, V.N. Selivanov, A.A. Zhamaletdinov. High-voltage power inverter of the ULF-ELF generator “Energy-2”

M.B. Barannik, A. N. Danilin, V.V. Kolobov, P.I. Prokopchuk, V.N. Selivanov, A.A. High-Voltage Rectifier of the ULF-ELF Generator “Energy-2b”

M.B. Barannik, V.V. Kolobov, P.I. Prokopchuk, S. N. Reev. Optimization of power losses balance in high-voltage inverter of the ULF-ELF generator “Energy-2”

M.B. Barannik, V.V. Kolobov, P.I. Prokopchuk, D.V. Kuklin. Control, regulation, protection and automation system of the ULF-ELF generator “Energy-2b”

ВВЕДЕНИЕ

Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (до 2005 г. Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН), начиная с 80-х годов прошлого века, выпускает сборники статей, освещающих проблемы техники и физики высоких напряжений применительно к актуальным задачам электроэнергетики и электротехники.

Ряд статей по электроэнергетической тематике опубликован в сборниках ИФ-ТПЭС КНЦ РАН "Проблемы развития энергетики Мурманской области" (1996 г.), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренцрегиона" (1997 г.).

Этой проблеме целиком посвящены сборники:

- Переходные процессы и перенапряжения в элементах энергосистем Севера" (1992);
- 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);
- Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей (2005);
- Техничко-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера (2007);
- Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети (2008).

С 2008 года тематика сборника расширена. Помимо вопросов, ставших уже традиционными для публикаций ЦФТПЭС КНЦ РАН, в сборник включаются статьи, посвященные исследованию установившихся режимов в участках высоковольтных сетей. Кроме того, освещаются проблемы создания аппаратуры для генерации мощных низкочастотных сигналов переменной частоты и разработки устройств диагностики высоковольтного оборудования.

В 2009 году в сборник включены также статьи, посвященные проблемам развития энергетики региона, а также вопросам энергоэффективности и энергосбережения. Таким образом, тематика настоящего сборника включает практически все направления исследований ЦФТПЭС КНЦ РАН.

Тематика сборника соответствует планам госбюджетных НИР, а также грантам РФФИ.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

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

Основным условием, способствующим оптимальной работе городской сети с минимальными потерями электроэнергии при её передаче от источника к потребителю, является рациональное её построение. Потери электроэнергии в построенных и эксплуатируемых сетях должны быть пропорциональны величине технологического расхода энергии при её передаче, преобразовании и распределении. Уменьшение потерь электроэнергии проводится в сетях, где есть те или иные отклонения от оптимального построения и режима эксплуатации.

Все мероприятия по снижению потерь электроэнергии в городских электрических сетях можно условно разделить на две группы: 1) мероприятия по общей оптимизации всей сети; 2) мероприятия по снижению, в первую очередь, технических потерь.

К мероприятиям первой группы относятся:

- перевод действующих линий с 6 на 10 кВ с использованием существующих кабелей, проводов и соответствующего оборудования или с прокладкой новых линий и заменой оборудования;
- усиление элементов действующей сети прокладкой новых и дополнительных линий, а также заменой проводов и кабелей меньшего сечения проводами и кабелями большего сечения;
- проведение работы по компенсации реактивных нагрузок с устранением излишних перетоков реактивной мощности в сетях;
- переход на замкнутые сети 0,4 кВ;
- поддержание оптимального уровня напряжения в распределительной сети с использованием, как правило, общесетевых регулирующих средств.

Анализ режимов работы городских электрических сетей показал, что мероприятия этой группы постоянно находятся в центре внимания служб эксплуатации и практически все они реализованы или находятся в стадии реализации.

К мероприятиям второй группы относятся:

- установление оптимальных точек разрыва в замкнутых распределительных сетях;
- уменьшение числа отключений линий или участков линий на ремонт; сокращение времени, необходимого для проведения ремонта;
- устранение неравномерной загрузки фаз распределительных сетей с достижением практической симметрии нагрузок по фазам;
- замена малозагруженных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности и отключение на летний период малозагруженных трансформаторов.

Эти мероприятия следует классифицировать как малозатратные технические мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений. Экономическая эффективность этих мероприятий обычно оценивается стоимостью сэкономленных потерь

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta A * C, \text{ руб.},$$

где ΔA - величина снижения потерь электроэнергии в результате проведения мероприятия, кВт*ч; C - стоимость 1 кВт*ч электроэнергии, руб/кВт*ч.

Уменьшение числа отключений линий определяется уровнем эксплуатации и техническим состоянием электрической сети. Рациональная организация труда ремонтного персонала выполняется по ежегодным планам профилактических (эксплуатационных) работ по всем подразделениям электросетей.

При коэффициенте загрузки трансформаторов 10/0,4 кВ, меньшем 0,5, имеет место относительное увеличение потерь электроэнергии за счет потерь холостого хода. Анализ показателей загрузки трансформаторных подстанций даже в режимные дни зимнего максимума показывает, что значительная часть трансформаторов городских сетей работает с нагрузкой порядка 20-30% от номинала. В качестве мероприятия, позволяющего снизить потери холостого хода и уменьшить стоимость сети, теоретически может быть рекомендована замена малозагруженных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности. Снижение суммарных потерь энергии в результате замены трансформаторов определяют по формуле:

$$\Delta A = (\Delta P_{xx1} - \Delta P_{xx2}) * T + (\Delta P_{K31} * K_{31}^2 - \Delta P_{K32} * K_{32}^2) * \tau,$$

где ΔP_{xx1} , ΔP_{xx2} - потери мощности холостого хода трансформаторов, кВт;

ΔP_{K31} , ΔP_{K32} - потери мощности короткого замыкания трансформаторов, кВт;

K_{31} , K_{32} - коэффициенты загрузки трансформаторов;

T - время подключения трансформаторов к сети, в пределах $T = 8760$ ч;

τ - число часов максимальных потерь, час в год.

При замене трансформаторов происходит изменение как стоимости установленного оборудования, так и ежегодных отчислений, обусловленных её изменением. В [1, 2] приводятся достаточно подробные примеры расчета экономической эффективности от замены малозагруженных трансформаторов, например, мощностью 180 кВ*А на 100 кВ*А и др. Однако, применительно к условиям работы конкретных электрических сетей, реализация этого мероприятия в настоящее время представляется проблематичной.

Практически отключение трансформаторов должно быть согласовано с графиком изменения их нагрузок, стремясь к минимально возможному числу переключений в распределительной сети. Поэтому отключения трансформаторов обычно производят на сравнительно длительный период - на ночь, на выходные дни, на летний период. При этом надо иметь в виду, что для выполнения отключений трансформаторов должна иметься соответствующая коммутационная аппаратура. При условии электроснабжения ответственных потребителей в случае отключения одного из трансформаторов должно быть предусмотрено устройство автоматического ввода резерва (АВР). В [1, 2] приводятся расчеты экономических режимов работы трансформаторов с обоснованием целесообразности их отключения.

Увеличение эффективности использования трансформаторов в условиях эксплуатации возможно за счет сезонного отключения одного из двух трансформаторов двухтрансформаторной подстанции. При этом обычно отключается трансформатор, работающий с наименьшей нагрузкой, и его нагрузка переводится на второй трансформатор. Потери электрической энергии при

отключении одного трансформатора на летний период уменьшаются. Обычно летний период отключений трансформаторов для условий Мурманской области может быть принят равным 2000 - 3000 ч.

Характерной особенностью режима работы значительной части городских электрических сетей является неравномерность загрузки фаз, что приводит к дополнительным потерям мощности и энергии в этих сетях.

Это обусловлено присоединением многочисленных однофазных электроприёмников (бытовых электроприборов, светильников и т.п.), работа которых к тому же взаимонезависима. Это вызывает асимметрию нагрузок в трехфазных распределительных линиях, в результате чего по нулевому проводу начинает протекать ток. С ростом числа присоединенных электроприемников асимметрия фазных нагрузок уменьшается, что особенно отчетливо видно на примере жилых зданий. В 20-40-квартирных домах асимметрия на вводе обычно составляет 30-40%, а в 100-квартирных и более - менее 20%. Выравнивание фазных нагрузок позволяет не только снизить потери мощности в нулевом проводе, но и в ряде случаев улучшить качество напряжения. Переключение нагрузки с одной фазы на другую следует осуществлять только по результатам нескольких повторных замеров нагрузки в период вечернего максимума (или в часы собственного максимума), сопоставляя результаты этих замеров с уровнями электропотребления отдельными квартирами и другими потребителями.

Выравнивание нагрузки фаз следует осуществлять на ответвлениях от магистралей, на головных участках магистралей, на низкой стороне трансформаторов, на вводах в многоэтажные здания. При распределении однофазных нагрузок в городских воздушных сетях следует обеспечить их симметричное распределение не только по фазам, но и по длине фазных проводов. Методика оценки экономической эффективности от реализации данного мероприятия изложена в [1, 2].

Установление оптимальных точек разрыва в замкнутых сетях производится на основе анализа результатов электрического расчета сети [2]. В настоящее время городские электрические сети 10 кВ, как правило, эксплуатируются по разомкнутым схемам с возможностью взаимного резервирования. В этих условиях основным средством оптимизации режима эксплуатации городских сетей, обеспечивающим надежность электроснабжения и минимальные потери мощности и энергии электрических сетей без дополнительных капиталовложений, является правильный выбор точек разрезов, под которыми понимают места размыкания сети. Положение разрезов обуславливает конфигурацию электрических сетей и должно обеспечивать токораспределение, максимально приближающееся к экономичному. В большинстве случаев на практике положение мест размыкания определяется эмпирически, на основе личного опыта и интуиции обслуживающего персонала так, чтобы они обеспечивали необходимые условия эксплуатации и возможность скорейшего восстановления электроснабжения при аварии.

Расчет городских электрических сетей и выбор оптимального с точки зрения уменьшения потерь электроэнергии режима их эксплуатации является сложной инженерной задачей и требует большого объема измерительных и вычислительных работ. Для решения этой проблемы необходимо применение специальных программ расчета на персональных компьютерах.

Возникающий при анализе режимов электропотребления небаланс потерь электрической энергии в городских электрических сетях обусловлен погрешностями расчета расхода электроэнергии и измерительных приборов, а также возможным недоучетом расхода электроэнергии у потребителей.

В идеальном, чисто теоретическом случае, небаланс потерь равен нулю, на практике его величина может быть как положительной, так и отрицательной.

Для устранения небаланса потерь необходимо прежде всего обеспечить высокие метрологические характеристики приборов учета электроэнергии и систем их расстановки в распределительной сети, например, применение электронных счетчиков. В тех случаях, когда абсолютное значение небаланса потерь невелико, то есть не превышает $\pm 0,5\%$ суммарной величины приходной или расходной части энергии, он может быть отнесен к "метрологическим" потерям, так как такая величина соответствует требованиям ГОСТ к точности приборов учета электрической энергии.

Если небаланс потерь превышает 1%, то необходимо принимать меры к установлению и устранению причин небаланса. В целях уменьшения небаланса потерь электроэнергии необходимо:

- обеспечивать регулировку и проверку счетчиков энергии на всех питающих линиях в соответствии с требованиями ГОСТ;
- избегать установки счетчиков в неотапливаемых помещениях и работы их в условиях перегрузки или значительной недогрузки;
- не допускать случаев хищения электрической энергии, детально инструктировать персонал Энергосбыта по способам хищений и неисправностей в работе приборов учета, то есть исключить получившие достаточно широкое распространение в последнее время случаи безучетного использования электроэнергии.

Подводя итог вышеизложенному, следует отметить, что в городских электрических сетях Мурманской области накоплен многолетний положительный опыт рациональной, технически правильно ориентированной эксплуатации городских сетей 10 и 0,4 кВ с использованием современных принципов схемных решений и электрооборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И. Экономия энергии в электроустановках жилищно-коммунального хозяйства. – М.: Стройиздат, 1989. – 275с.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Изд. НЦЭНАС. – 2002г. 208с.

ВОЗМОЖНЫЕ ПОДХОДЫ К ОРГАНИЗАЦИИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ПРОЕКТОВ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБЪЕКТАХ

Победоносцева В.В.

Правительством Российской Федерации одобрен проект Энергетической стратегии России до 2030 года. Стратегию планируется реализовать в три этапа. Первый этап (до 2013-2015 года) предполагает скорейшее преодоление кризисных явлений в экономике и энергетике. На втором этапе (до 2020-2022 года) ожидается общее повышение энергоэффективности экономики и энергетики, инновационное обновление отраслей ТЭК и ускоренная реализация энергетических проектов в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, п-ове Ямал и на шельфе арктических морей. Третий этап (до 2030 года) характеризуется высокоэффективным использованием традиционных энергоресурсов и постепенным переходом к энергетике будущего.

Энергоэффективность — один из ключевых способов оздоровления экономики Российской Федерации. Принятие Федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» должно обеспечить государственную поддержку, определить правила взаимодействия участников, финансирования и системное воздействие на процесс в целом. Для реализации указанных мер проектом закона предусмотрены инструменты государственной поддержки, такие как налоговые льготы в виде возможности применения повышающих коэффициентов к норме амортизации, инвестиционного налогового кредита, а также возмещения процентов по кредитам на реализацию проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Министерство энергетики планирует до 2015 года направить из бюджета около 630 млрд. руб. на проекты в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, которые позволят приблизить энергоёмкость российской экономики к европейским стандартам.

Прежние программы по энергоэффективности в России не смогли в полной мере обеспечить экономический эффект по следующим обстоятельствам: во-первых, из-за недостаточного экономического стимулирования, поскольку рост энергоэффективности является прямой отдачей от инвестиций в энергоэффективное оборудование, а энергия еще не достаточно дорога, чтобы рассчитывать на приемлемую окупаемость; во-вторых, требуется время на то, чтобы эффект от реализации программ по энергосбережению стал более заметным; в-третьих, требуется активная работа с населением, поскольку наш потребитель не привык экономить энергию; в-четвертых, недостаточно отработаны финансово-экономические механизмы инвестирования проектов энергоэффективности и энергосбережения.

Во всех странах с высокими ценами на первичные энергоресурсы и реализуемой политикой по защите окружающей среды, население и промышленность мотивированы на поиск эффективных решений. По мнению главы представительства BASF SE в России и СНГ С. Андреева энергоёмкость российского ВВП в 1,7 раза превышает аналогичный показатель в Китае, в 7 раз — в США и в 12 раз — в странах ЕС. До 2020 года, в соответствии с установкой Президента РФ, энергоёмкость ВВП России должна снизиться на 40% по

сравнению с 2007 годом. Реальные достижения в этой сфере невозможны без международной кооперации. В качестве организатора международных проектов и кампаний в сфере энергоэффективности и возобновляемых источников энергии будет выступать российско-германское энергетическое агентство RUDEA.

Современные световые технологии позволяют сэкономить до 40% потребляемой электроэнергии. По экспертным оценкам, потери в российской системе теплоснабжения доходят до 60%. Большой потенциал по энергосбережению в России сосредоточен в секторе ЖКХ (прежде всего теплоизоляция зданий, оснащение системами управления отоплением, вентиляцией и т.п.), теплоснабжения, поскольку наша страна имеет самый высокий уровень централизованного теплоснабжения в Европе, и электрических сетях. Существующие технологии позволяют сократить потери тепла при его транспортировке до 2% и гарантировать надежность трубопроводов от 30 до 50 лет.

В 2010 году начинается реализация пилотного проекта «Энергоэффективный квартал» в 4 городах России: Пермь, Казань, Тюмень и Апатиты. Цель проекта – отработать организационные, технические, юридические и финансово-экономические мероприятия в сфере сбережения энергоресурсов в жилом фонде и других объектах города. В соответствии с Жилищным кодексом и Постановлением Правительства РФ № 307 «О Порядке предоставления коммунальных услуг гражданам», жители должны иметь возможность регулировать потребление энергоресурсов в жилых домах и оплачивать фактически потребленное количество по показаниям приборов учета. Однако, традиционные нерегулируемые системы отопления типовых жилых домов, спроектированные по устаревшим схемам, не дают такой возможности. Таким образом, для того, чтобы жители в дальнейшем могли эффективно эксплуатировать существующее жилье, экономить энергоресурсы и оплату за отопление, а также для снижения энергоемкости ЖКХ, необходимо произвести модернизацию систем отопления и теплоснабжения в соответствии с современными требованиями и правилами, подтвержденными многолетней мировой и российской практикой.

Выбор города Апатиты не случаен, поскольку здесь уже есть опыт точечного внедрения таких проектов с привлечением инвестиций "NEFCO" на принципах паритетного софинансирования (50% в качестве «условного гранта») с обязательством образования револьверного фонда (револьверное кредитование за счет достигнутой экономии от энергосберегающих проектов). Условием являлось создание в г. Апатиты энергосервисной организации (ЭСКО), которая должна в сотрудничестве с КЦЭЭ разрабатывать и реализовывать энергосберегающие проекты.

В период с 2000 по 2007 год были реализованы 3 проекта (таблицы 1, 2 [1]), однако до 2006 года не удавалось обеспечить револьверное кредитование (разработать финансово-экономический механизм). В этот же период МУП г. Апатиты «Апатитыэнерго» за счет собственных средств проведена регулировка системы отопления города. МУП г. Апатиты «Апатитыэнерго» и МУП г. Апатиты «УЖКХ» проводились работы по измерению фактического потребления тепловой энергии на групповых и индивидуально установленных на более чем 50 многоквартирных домах счетчиках. В 2006 году был разработан механизм возврата внебюджетных финансовых средств, который позволил

трансформировать образовавшуюся в период 2001-2004 годов задолженность города Апатиты в размере 3200 тыс. рублей в энергосберегающие мероприятия по утеплению контуров зданий муниципальных учреждений. Вступивший в силу Жилищный кодекс РФ существенно изменил отношения между потребителями и поставщиками энергоресурсов, что обусловило необходимость значительной корректировки целевой программы энергосбережения города Апатиты, тем более что изменились и инвестиционные условия "NEFCO" (переход на процентное кредитование).

При составлении таблиц курс доллара США принимался из расчёта: 1 доллар США = 28 рублей.

Все средства, полученные от экономии от реализации проектов Ферсмана, 22 и Блок 2 ЦГБ г. Апатиты в количестве 56 920 долларов США будут направлены на реализацию проектов по сокращению потребления горячей воды в жилом фонде г. Апатиты и энергосбережения в школе №5.

В настоящее время могут быть использованы следующие программы кредитования проектов, связанных с оптимизацией энергетических решений, снижения энергозатрат и повышения энергоэффективности. Ключевым фактором использования данных финансовых инструментов является целевое использование кредита. Привлечь финансирование возможно только под проекты, ориентированные на энергосбережение и повышение энергоэффективности.

1. *«Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)»* готов рассматривать инвестиционные проекты, направленные на развитие жилищно-коммунальной инфраструктуры, которые находятся в достаточно высокой степени проработки (наличие ТЭО обязательно). Учитывая значительную роль публичного участника (на уровне органов исполнительной власти субъекта РФ, органов местного самоуправления) в проектах ЖКХ - в том числе в сфере тарифного регулирования, Внешэкономбанк отдаёт предпочтение инвестиционным проектам, структурированным на принципах государственно-частного партнерства, в которых определены риски и соответствующие обязательства публичного партнера, в частности, несоответствие экономической модели проекта фактическому уровню тарифов.

Таблица 1

Возврат средств от экономии по реализованным проектам г. Апатиты

Проект	Вклад НЕФКО	Вклад Администрации	Итоговая сумма возврата	Годовые выплаты	Осуществленные платежи на счёт ЭСКО	Произве- дённые расходы	Баланс	Год выплаты
Ферсмана, 22	36 000	36 000	72 000	9 800	-	-	72 000	2002
					-	-	72 000	2003
					29 400	-	42 600	2004
					9 800*	-	32 800	2005
Блок 2 ЦГБ г. Апатиты	49 445	49 445	98 890	17 720	17 720*		81 170	2005

* - средства, которые были перечислены на счёт ЭСКО в течение 2005 года.

Таблица 2

Движение средств на Револьверном счёте ЭСКО

Источник финансирования	Проектная стоимость (руб./дол. США)		Средства, поступившие на счёт ЭСКО в 2004 г. (руб./дол. США)	Ожидаемые поступления в 2005 году (руб./дол. США)	Всего поступит на реализацию проектов (руб./дол.США)	Осуществлённые платежи по проектам (руб./дол. США)		Остаток средств по проекту. (руб./дол. США)
	ГВС	Школа №5				ГВС	Школа №5	
НЕФКО	<u>1 904 000</u> 68 000	<u>1 400 000</u> 50 000	-	<u>3 304 000</u> 118 000	<u>3 304 000</u> 118 000	-	-	<u>3 304 000</u> 118 000
Администраци я г. Апатиты	<u>1 904 000</u> 68 000	<u>705 000</u> 25 000	<u>900 000</u> 32 150	<u>1 709 000</u> 60 850	<u>2 609 000</u> 93 000	-	-	<u>2 609 000</u> 93 000
ПРООН/ГЭФ	-	<u>705 000</u> 25 000	<u>705 000</u> 25 000	-	<u>705 000</u> 25 000	-	<u>261 588</u> 9 340	<u>443 412</u> 15 660
ИТОГО:			<u>1 605 000</u> 57 150	ИТОГО:	<u>6 618 000</u> 236 000	ИТОГО:		<u>6 356 412</u> 226 660

2. *Экспортный кредитный фонд (Дания).* Основной задачей Экспортного Кредитного Фонда (ЭКФ) является страхование риска при финансировании экспорта на трудные рынки. ЭКФ является самостоятельной организационной единицей, подотчетной Министерству экономики и промышленности Дании. Во главе ЭКФ стоит правление, состоящее из четырех представителей деловых кругов и трех представителей государственного сектора. Гарантия ЭКФ обеспечивает оптимальное страхование от коммерческих и политических рисков в связи с экспортной деятельностью. Коммерческие риски могут заключаться, например, в том, что покупатель оказывается несостоятельным, не выплачивает свои долги в соответствии с договором или отказывается принимать товар. Типичные политические риски - это нехватка валюты, война или гражданская война, а также запрет на импорт и экспорт. Для предоставления кредита ЭКФ должен признать риски, связанные со страной и Покупателем. Покупатель должен быть достойной величины, т.к. рассматривается ЭКФ как коммерческий заемщик. Покупатель должен предварительно оплатить Продавцу 15% суммы контракта. Кредит должен гаситься как серийный заем, а заказ должен быть датского происхождения. Кроме того: проект должен быть достаточно большим, результатом которого должен быть выраженный социальный эффект - снижение потребления энергии, снижение выбросов парниковых газов; кредит предоставляется через международный или одобренный ЭКФ местный банк; возможно привлечение лизинговой компании; валюта кредита - иностранная валюта; сумма кредита - от 500 000 Евро; максимальная длина кредита - 5 лет; процентная ставка: 6-7%; предоплата - 15%; кредит гасится каждые полгода или ежемесячными платежами; покупатель - юридическое лицо, которое может представить отчет о прибылях и убытках, баланс, подтвержденный аудиторской компанией с переводом на английский язык; дополнительное поручительство - гарантия со стороны муниципального образования об оплате кредита, крупного местного банка или крупной коммерческой структуры.

3. *Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)* является международным финансовым учреждением, которое финансирует проекты в 29 странах от центральной Европы до Средней Азии. Вкладывая капитал, прежде всего в частные предприятия, потребности которых не могут быть полностью встречены рынком, Банк помогает развитию предпринимательского сектора и способствует переходу к открытой и демократической рыночной экономике. ЕБРР является крупнейшим инвестором в регионе, и помимо выделения своих средств, привлекает значительные объемы прямых иностранных инвестиций. Банк вкладывает капитал главным образом в частные предприятия, обычно вместе со своими коммерческими партнерами. Он осуществляет проектное финансирование банков, предприятий и компаний, вкладывая средства, как в новые, так и в действующие фирмы. Он также работает с государственными организациями в целях поддержки процессов приватизации и их структурной реорганизации, а также совершенствования коммунального хозяйства. Владельцами ЕБРР являются 61 страна и две международные организации. ЕБРР использует установившиеся у него тесные связи с правительствами, властями и представителями гражданского общества стран региона в целях реализации курса на создание благоприятных условий для предпринимательской деятельности. Величина кредита: от 350 тыс. руб. Сроки кредитования: от 1 до 15 лет. Валюта: Российские рубли, иностранная валюта. Процентная ставка: в рублях-

12-13%. Обеспечение кредита: гарантии муниципальной администрации. Соотношение финансирования банком: 70-80% ЕБРР - 20-30% собственные средства Заемщика. Во всех своих инвестиционных операциях ЕБРР должен: способствовать становлению в стране полноценной рыночной экономики, т.е. обеспечивать эффект воздействия на процесс перехода; брать на себя риски в целях оказания содействия частным инвесторам, но при этом не вытесняя их с рынка; применять рациональные принципы ведения банковской деятельности.

4. *RUSEFF российская программа финансирования устойчивой энергетики* представляет собой целевую кредитную линию ЕБРР банкам, предназначенную специально для кредитования проектов в области устойчивой энергии в корпоративном, жилищном и муниципальном секторах. Предполагается, что программа будет первоначально развиваться в корпоративном секторе. Величина кредита: от 500 тыс. до 6500 тыс. евро; сроки кредитования: до 5 лет; иностранная валюта;

соотношение финансирования банком: 70-80% ЕБРР - 20-30% собственные средства заемщика. Помимо кредитной линии, на грантовые средства в рамках RUSEFF будут привлекаться технические консультанты для того, чтобы предоставлять консультации и проводить тренинги для банков-участников; оказывать поддержку по продвижению программы; оказывать поддержку потенциальным заемщикам в области подготовки проектов по энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии, и производить независимую оценку проектов после завершения проектов.

5. *Северная экологическая финансовая корпорация "NEFCO"* - это международное финансовое учреждение, основанное правительствами пяти Северных Стран и принадлежащее им. NEFCO финансирует проектные инвестиции в России, Украине, странах Балтии и Беларуси с целью позитивного воздействия на окружающую природную среду в интересах Северного региона. Приоритетными считаются технологические решения, позволяющие значительно минимизировать выбросы, повышая при этом эффективность. НЕФКО осуществляет финансирование проектов в различных областях, где можно реализовать энергосберегающие мероприятия и/или там, где возможна замена органического топлива на возобновляемые виды энергии. Структура этих проектов может включать такие мероприятия, как внедрение современных технологий на станциях очистки сточных вод, повышение эффективности энергетических установок, теплоизоляция зданий, совершенствование технологических процессов на промышленных предприятиях. Величина кредита: в рублях - до 9,5 млн., в валюте - до 400 тыс. евро; сроки кредитования: до 5 лет; валюта: российские рубли, иностранная валюта; процентная ставка: в рублях - 3%, в валюте - 6%; соотношение финансирования банком: до 90% NEFCO - 10% собственные средства заемщика. Основные критерии, соответствие которым обеспечивает участие НЕФКО в проекте:

Проект инициирован в одной из стран, где НЕФКО осуществляет свои операции.

Проект характеризуется соответствующей экологической привлекательностью в плане получаемого эффекта.

Проект базируется на принципах долгосрочного сотрудничества, что обеспечивается инвестированием в предприятие, прежде всего путем создания совместных предприятий или поглощения.

В проекте в качестве делового партнера выступает Северная компания или организация.

6. *IFC Международная финансовая корпорация* является одной из организаций Группы Всемирного банка, которая осуществляет инвестиции в частном секторе. IFC предоставляет займы, инвестиции в форме долевого участия в капитале, структурированное финансирование и продукты по управлению рисками, а также оказывает консультационные услуги в целях стимулирования роста частного сектора в развивающихся странах. Сумма кредита: от 100 тыс. евро; сроки кредитования: до 3 лет; валюта: иностранная валюта; соотношение финансирования банком: 70% IFC - 30% собственные средства заемщика. В России кредитование предоставляется через местные банки.

Во всех случаях для принятия решения по инвестиционному проекту требуется подготовить исходную информацию для оценки проекта: определение доходной и затратной частей; определить состав инвестиционных затрат; определить планируемые источники финансирования: заемные средства, собственные средства предприятия; организовать управление формированием прибыли от продаж товаров (работ, услуг); подготовить анализ доходности: основные показатели, характеризующие доходность деятельности организации (рентабельность, прибыльность) и их использование для целей анализа финансовых результатов; провести структурный анализ отчета о прибылях и убытках, операционный анализ и управление затратами, классификация затрат; определить и рассчитать влияние учетной политики и инфляции на финансовые результаты проекта; определить критерии эффективности при построении инвестиционной программы; провести анализ целесообразности; разработать структуру инвестиционного проекта, разработать процесс утверждения (принятия) инвестиционного проекта; подготовить текстовую часть документа; подготовить финансовый план, том числе определить уровень безубыточности и запас финансовой прочности проекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приложение к решению Совета депутатов города Апатиты от 27.05.2008 № 432 «О проведенных мероприятиях по исполнению городской целевой программы энергосбережения города Апатиты на 2005-2010 годы за период с 2005 по 2007 год и принятии городской целевой программы энергосбережения города Апатиты на 2005-2010 годы в новой редакции»

РЕШЕНИЕ ВОПРОСОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. ОПЫТ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

Бакшеев В.П. (Управление КНЦ РАН), Ефимов Б.В., Клюкин А.М.

В развитых странах вопросам энергосбережения уделяют пристальное внимание уже около 30 лет. В России об энергосбережении стали задумываться в начале 90-х годов, когда в условиях зарождающейся рыночной экономики возникла необходимость прямых расчетов за потребленные энергоресурсы. Появилось множество программ, документов, сервисных организаций по реализации энергосберегающих мероприятий. Однако на данный момент ощутимых результатов для экономики страны это не принесло, а сам термин «энергосбережение» оказался затертым.

Экспертные оценки показывают, что в стране имеется гигантский потенциал энергосбережения – более 40% от общего энергопотребления. Одна треть сосредоточена в отраслях ТЭК, другая – в промышленности и стройиндустрии, и 25% - в ЖКХ. При этом необходимо подчеркнуть, что реализация указанного потенциала связана с существенными затратами и значительными целевыми инвестициями [1].

За последние годы выпущен целый ряд документов федерального уровня, регламентирующих деятельность в области энергосбережения. Это и Федеральный закон «Об энергосбережении» (1996 г.), Федеральная целевая программа «Энергосбережение России» (1998 г.), «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» (2000 г.), Федеральная программа «Энергоэффективная экономика на период 2002-2005 гг. и на перспективу до 2010 г.» (2001). Согласно данным документам были предусмотрены меры по созданию региональных законов об энергосбережении, региональных и отраслевых программ энергосбережения, по установке приборов учета энергоресурсов, по энергоаудиту, по стимулированию энергосберегающих мероприятий. Тем не менее, ощутимых в целом для страны результатов это не принесло.

Не осталась в стороне от проблем энергоэффективности и Российская академия наук. В этот период был утвержден Совет по программе «Повышение эффективности использования учреждениями РАН энергоресурсов и сокращение расходов на эти цели», налажен выпуск журнала «Проблемы энергосбережения», вопросы энергосбережения и энергоэффективности вошли в основные направления научной деятельности ведущих академических учреждений. Институты РАН активное принимали участие и были головными организациями по всем основным программам, связанным с энергетикой и энергосбережением, включая «Энергетическую стратегию» [1]. Большая работа в этом направлении проводится и в Кольском научном центре РАН.

Известно, что существующие системы энергоснабжения большинства научно-исследовательских институтов и учреждений РАН создавались 30-50 лет назад и, поэтому, давно назрела задача их коренной реконструкции. Следовательно, особое внимание необходимо уделить тем мероприятиям, реализация которых, так или иначе, сопряжена с заменой или серьезной модернизацией систем тепло- и электроснабжения, автоматизацией процессов управления и диспетчеризацией.

В отличие от промышленных предприятий специфика структуры энергопотребления научных учреждений и организаций РАН характеризуется существенно меньшей долей затрат по оплате водопользования, что связано с льготными тарифами, установленными для бюджетных организаций. В то же время, доля освещения в балансе электропотребления промышленных предприятий, как правило, не превышает 10%, а в научно-исследовательских институтах на освещение расходуется до 60% потребляемой электроэнергии. Имеются существенные отличия и в теплоснабжении. У промышленных предприятий доля вентиляционной нагрузки в общем объеме теплоснабжения достигает 80%, в то время как в учреждениях и организациях РАН основная доля – это отопительная нагрузка [2].

Одной из существенных затратных статей в структуре расходов учреждений Российской академии наук и Кольского научного центра в том числе, занимают расходы на оплату коммунальных услуг. На рис.1 приведена динамика изменения затрат на основные составляющие коммунальных расходов по Кольскому научному центру за последние 9 лет.



Рис.1 Диаграмма изменения расходов по оплате услуг энергоснабжающих организаций, в %

В последние годы значительно выросли цены на энергоносители и услуги энергоснабжающих организаций (рис.2), в связи с чем возросли и продолжают увеличиваться затраты на энергопотребление. Так, по данным финансово-экономического управления РАН доля затрат на энергоснабжение доходит до 15% в бюджетах учреждений гуманитарного профиля и до 45-50% в учреждениях и организациях, имеющих экспериментальные установки и опытные производства. Вместе с тем, имеющийся в различных учреждениях РАН положительный опыт внедрения энергосберегающих мероприятий, средств учета, контроля и регулирования тепло-, электро-, водо- и газопотребления показывает высокую экономическую эффективность таких мероприятий, их быструю окупаемость.

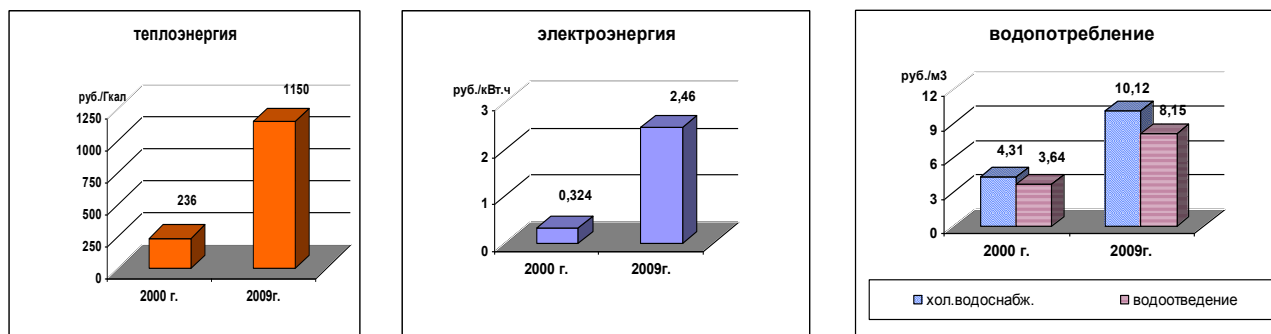


Рис.2 Динамика изменения тарифов на услуги энергоснабжающих организаций.

Положительный опыт по повышению эффективности использования энергоресурсов имеет и Кольский научный центр РАН. Целенаправленная и последовательно проводимая Президиумом КНЦ РАН работа, несмотря на ограниченность бюджетных средств, дает свои результаты.

В конце 90-х годов в целях оптимизации энергопотребления учреждениями Кольского научного центра и в соответствии с решением Президиума КНЦ РАН о разработке программы энергосбережения и концепции модернизации системы тепло- и энергоснабжения институтом физико-технических проблем энергетики Севера была выполнена научно-исследовательская работа по оценке фактического состояния системы теплоснабжения Академгородка – микрорайона г. Апатиты. Выполнение этой НИР, а также дальнейшие разработки и реализации инженерно-технических мероприятий по организации и созданию системы управления теплоснабжением Академгородка являлись составной частью общей программы по энергосбережению г. Апатиты и выполняли роль «пилотного» проекта.

Выполненные исследования позволили подтвердить вывод об имеющемся значительном потенциале теплосбережения на объектах КНЦ РАН. Общий объем возможного снижения расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение за счет реализации всей предлагаемой программы энергосбережения составляет около 20 тыс. Гкал/год или 55% от расчетного годового теплопотребления (табл.1). Системные мероприятия могут быть реализованы только за счет централизованных инвестиций, в то время как второе направление (связанное с реконструкцией зданий) может осуществляться каждым потребителем самостоятельно.

Таблица 1

Предполагаемая экономия теплоэнергии на объектах
Кольского научного центра РАН

Мероприятия и последствия	Экономия	
	тыс.Гкал/год	% от расчетного годового теплопотребления
I. Системные		
1. Стабилизация гидравлических режимов в системе теплоснабжения	5,44	15
2. Снижение расхода электроэнергии	1,81	5
II. Связанные с реконструкцией зданий		
3. Снижение потерь тепла через ограждающие конструкции зданий	7,25	20
4. Частичный перевод зданий на использование электроэнергии для:		
• горячего водоснабжения	1,81	5
• отопления зданий коттеджного типа	1,81	5
• вентиляции	1,81	5
Всего	19,95	55

Территория, на которой располагается Академгородок, находится в центральной части городской застройки и относится к одной из первых, где начиналось возведение производственных и жилых зданий. Первые объекты появились в конце 50-х – начале 60-х годов прошлого столетия. В настоящее время Академгородок представляет собой развитую инфраструктуру, на территории которого располагаются 10 научно-исследовательских институтов с современными научными и лабораторными корпусами, учебными центрами и музеями, опытными цехами и мастерскими, комплексом складских помещений, собственным автохозяйством, больницей и поликлиникой, спортивным залом. В целом на территории расположено более 70 теплопотребляющих объектов, из которых 46 – научного профиля, объектов социальной сферы – 9, остальные – здания и сооружения вспомогательных служб (склады, мастерские, автобаза, РСУ и т.д.).

Существующая система теплоснабжения Академгородка представляет собой довольно сложную инженерно-техническую конструкцию, включающую в себя источник отпуска тепловой энергии, магистральные трубопроводы и внутриквартальные сети потребителей. Поэтому, исчерпывающие, наиболее достоверные данные о работе системы теплоснабжения могут быть получены лишь на основе полного энергоаудита всех объектов Академгородка. На его основе в последствии оценивается потенциал энергосбережения и определяются экономически эффективные мероприятия – как краткосрочные (быстроокупаемые), так и долгосрочные, перспективные. Однако следует подчеркнуть, что проведение энергоаудита является довольно трудоемким и дорогостоящим мероприятием и, поэтому, не каждая бюджетная организация может себе позволить заказать данные работы.

В 2004 г. такой энергоаудит был организован для здания Президиума и Геологического института КНЦ. Его проводил Кольский центр энергетической эффективности (КЦЭЭ). Основные результаты данного обследования приведены в таблице 2. Расчетное энергопотребление на отопление, вентиляцию и горячую воду (по данным энергоаудита) для данного здания составило 2224 Гкал/год.

Наибольшую экономию можно получить при реализации 5 первых позиций (около 80%), но и затраты при выполнении этих мероприятий составят более 1 млн. рублей со сроком окупаемости от 1 года до 8 лет.

Как видно, даже для отдельного здания затраты достаточно велики. В КНЦ несколько аналогичных зданий и много более мелких корпусов и объектов. Очевидно, что работа по переводу всей системы теплоснабжения на современный уровень должна быть многолетней и планомерной.

Эффективное использование энергоресурсов невозможно без организации надлежащего учета и контроля тепловой энергии. Наличие узла учета и контроля позволяет осуществлять непрерывный мониторинг теплопотребления, позволяет оперативно получать достоверную информацию. Установка узлов учета и контроля лишь первый этап в работах по экономии тепловой энергии, следующим шагом является оптимизация и автоматизация работы всей системы теплоснабжения.

С 2002 г. в Кольском научном центре начались работы по модернизации системы учета и контроля тепловой энергии. На основном вводе в

Академгородок был установлен новый прибор учета - теплосчетчик ТСРВ, позволяющий определять общий расход теплоэнергии, потребляемой всеми зданиями и объектами КНЦ. В период 2003-2005 гг. приборами учета были оснащены также и отдельные наиболее «телопотребляемые» здания, и кустовые узлы, на которые была разбита территория Академгородка. Затраты на приобретение и монтаж теплосчетчиков составили 530 тыс. руб., из которых около половины составили средства сэкономленные на теплоснабжении.

Все новые приборы имеют автономную электронную память, и выход на специальные переносные устройства считывания информации. Практически такое снятие показаний можно проводить один раз в неделю путем обхода теплосчетчиков. Затем информация считывается специальным внешним устройством компьютера, на котором имеется программное обеспечение, позволяющее наладить реальный, систематический контроль расходов энергии и средств. В экспериментальном порядке, для одного из теплосчетчиков была опробована система передачи данных на компьютер через спутниковый канал – GPS. Это значительно упрощает работу диспетчера и позволяет мгновенно получать информацию без обхода счетчиков. По вложениям средств и текущим затратам это самая дешевая (и надежная) система передачи данных.

Потому в 2008 г. была установлена система автоматического сбора информации со всех теплосчетчиков в Академгородке (общая стоимость 250 тыс. руб.), что позволит существенно упростить и ускорить обработку информации о текущем энергопотреблении в КНЦ. Для передачи информации со счетчиков на компьютер диспетчерского узла (рис.3) используются каналы мобильной связи (через систему GPRS) и модемы, установленные в местах размещения теплосчетчиков. Это дало возможность отказаться от прокладки дополнительных кабелей связи по «забитым» кабельным каналам. Кроме того, такую систему легко модернизировать и развивать.

Следующим шагом в направлении оптимизации и автоматизации системы теплоснабжения Академгородка стала установка автоматических регулирующих клапанов (рис.4), позволяющих снижать расход теплоносителя в ночное время суток, в выходные и праздничные дни. Анализ данных работы регулирующих устройств за отопительный период 2006-2008 гг. показал, что экономия тепловой энергии по отдельным зданиям и кустовым узлам составляет 10-12%.

В качестве примера изменения потребления энергии в КНЦ РАН на рис.5 приведены фактические данные по теплопотреблению (в физических единицах измерения) за последние 9 лет. Видно, что в начале двухтысячных годов происходил достаточно резкий спад потребления. Во многом этот спад был вызван ограничением подачи тепла от источника, но одновременно дополнительным стимулом к сокращению в эти годы были также финансовые ограничения. В результате теплоснабжение в Академгородке включалось на 2-3 недели позже, чем в остальном городе, а отключалось на 2-3 недели раньше. Температура в рабочих помещениях была далеко не комфортной. Надо отметить, что в эти же годы была установлена, отлажена и введена в постоянную эксплуатацию система учета тепла по кустовым узлам и отдельным зданиям.

Таблица 2

Предлагаемые мероприятия по энергосбережению для здания Геологического института и Президиума

Мероприятия по экономии		Экономия (Гкал/год)	Инвестиции (Евро)	Экономия (Евро/год)	Окупаемость (Лет)
1.	Автоматизированный тепловой пункт	201.2	19120	4220	4.5
2.	Уплотнение окон	161.8	3200	3390	0.9
3.	Автоматическое управление вентиляцией	94.6	11700	2000	5.9
4.	Система эксплуатации и обслуживания	69.5	2000	1450	1.4
5.	Установка термостатических клапанов	65.0	12100	1400	8.6
6.	Установка емкостных подогревателей	48.5	3540	1020	3.5
7.	Балансировка системы отопления	48.2	5080	1010	5.0
8.	Теплоизоляция трубопроводов	39.3	6050	830	7.3
9.	Установка теплоотражающих экранов	24.3	1500	510	2.9
ИТОГО:		752.4	64290	15830	4.1



Рис.3 Диспетчерский узел



Рис.4 Автоматическое регулиующее устройство ЕСПА-02 РГ

В середине рассматриваемого периода острота этих проблем была сглажена. Появилась возможность нормализовать температуру в зданиях. Была частично включена вентиляция. В целом условия труда с этой точки зрения были восстановлены до уровня восьмидесятых годов прошлого века. Это вызвало некоторое увеличение теплотребления. Дальнейшее снижение потребления тепла происходило (и происходит в текущем году) только за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, описанных выше.

В целом по отношению к проектному теплотреблению всех зданий Академгородка (36000 Гкал) комплекс мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности позволил уменьшить потребление тепловой энергии как минимум в 2.5 раза.

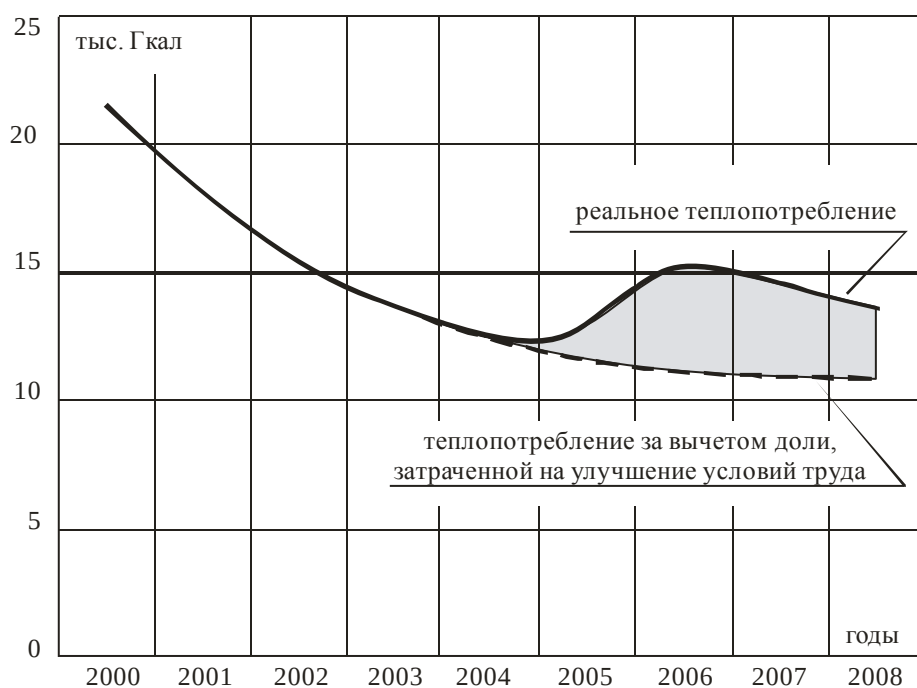


Рис. 5. Изменение теплотребления в Академгородке

Следующий этап - это переход на полную автоматизацию уровня теплотребления с учетом текущих данных по количеству поступающего тепла, по температуре в помещениях, режиму работы вентиляции и т.д. Здесь возможно переоборудование существующих тепловых центров крупных зданий и монтаж ИТП, который в автоматическом режиме будет поддерживать заданные параметры теплоносителя в соответствии с температурой наружного воздуха, а также обеспечивать снижение температуры в ночное время, в выходные и праздничные дни с последующим выходом на комфортную температуру помещений к началу рабочего дня. Технические возможности автоматизированного теплового центра позволят для обеспечения комфортных условий в помещениях потреблять зданием минимально необходимое количество тепловой энергии.

Однако такой уровень автоматизации имеет смысл внедрять комплексно, вместе с другими энергосберегающими мероприятиями, что потребует больших капитальных вложений со значительными сроками окупаемости.

И в заключении еще об одном из мероприятий по энергосбережению. Основным недостатком существующей системы горячего водоснабжения является нерациональный слив воды в процессе водопотребления, связанный с остыванием воды в трубах при отсутствии или незначительном водоразборе. Чтобы сократить затраты, связанные с потреблением горячей воды из городских тепловых сетей, в некоторых зданиях были установлены электрические емкостные водонагреватели с автоматическим поддержанием температуры воды, что позволило нагревать воду только в рабочее время и в необходимых количествах. С массовой установкой электрических водонагревателей несколько увеличится расход электроэнергии, но это приведет к намного меньшим общим затратам, чем при использовании горячей воды из сетей. Проведенные мероприятия уже позволили значительно снизить потребление горячей воды и, соответственно, сократить расходы на их оплату.

ВЫВОДЫ

1. В связи с продолжающимся ростом тарифов на энергоносители увеличиваются затраты бюджетных организаций и учреждений по оплате услуг энергоснабжающих организаций. В этих условиях, несомненно, полезным оказывается опыт различных организаций в области энергосбережения, эффективности использования энергоресурсов.

2. Выполненные исследования по эффективности работы системы теплоснабжения Академгородка и проведенный энергоаудит одного из зданий позволили подтвердить вывод об имеющемся значительном потенциале теплосбережения на объектах КНЦ РАН, стали основанием для разработки и выполнения инженерно-технических мероприятий по энергосбережению.

3. Внедрение приборов учета и контроля тепловой энергии позволило наладить непрерывный мониторинг теплопотребления, получить достоверную информацию об эффективности мероприятий по энергосбережению.

4. Установка автоматических регулирующих клапанов, позволяющих снижать расход теплоносителя в ночное время суток, в выходные и праздничные дни, показал, что экономия тепловой энергии по отдельным зданиям и кустовым узлам может составить 10-12%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеенко С.В. Проблемы энергосбережения. / Строительство и городское хозяйство Сибири. – 2005. - №10. – С.20-24.
2. Энергосбережение в учреждениях научно-исследовательского профиля. /Под общ. ред. акад. В.Е.Фортова. - М.: изд-во МФТИ, 2001. - 308 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Бежан А. В., Минин В. А.

Согласно санитарным нормам и правилам [1] минимальная температура воздуха в жилых помещениях должна быть не ниже 18-20 °С. Бывают моменты, когда помещение прогревается до большей температуры. Но максимальная температура воздуха, как правило, не превышает 24 °С. Поддержание температуры в пределах 20-24 °С не допускает перетопа здания и соответствует комфортным условиям проживания людей.

Рост цен на все виды органического топлива в последние годы подталкивает к изысканию мер по экономии дорогостоящего топлива. Одним из направлений в этом плане является вовлечение в системы теплоснабжения местных возобновляемых источников энергии, например, энергии ветра.

В районах с благоприятными ветровыми условиями применение ВЭУ можно рассматривать как дополнительный источник тепловой энергии. Включение ВЭУ в схему теплоснабжения уменьшает участие котельной в покрытии графика отопительной нагрузки и, соответственно, способствует экономии органического топлива.

Рассмотрим теплоснабжение здания от двух параллельно работающих источников энергии: котельной установки и ВЭУ соизмеримой мощности. При их совместной работе часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ (в первоочередном порядке), а остальная – от котельной. В периоды с сильным ветром ВЭУ может в значительной мере или полностью обеспечить потребности в тепле, а иногда даже создать избыток энергии. Зато в периоды холодной маловетренной погоды почти вся нагрузка ляжет на котельную.

Тепло, расходуемое на отопление здания и обеспечиваемое системой «котельная + ВЭУ», определяется выражением:

$$Q_{\text{кот}}\gamma + Q_{\text{вэу}} = qVk_v(t_e - t_n) \quad (1)$$

где $Q_{\text{кот}}$ и $Q_{\text{вэу}}$ - тепло, поступающее соответственно от котельной и ВЭУ, ккал/ч; γ - доля участия котельной в покрытии графика отопительной нагрузки; q - тепловая характеристика здания, ккал/м³·ч·град [2]; V - объём здания по наружному обмеру, м³; t_e и t_n - внутренняя и наружная температура воздуха, °С; k_v – коэффициент, учитывающий увеличение теплопотерь здания от ветра (рис.1) [3].

На рис. 2б в качестве примера представлен график отопительной нагрузки жилого здания объёмом 600 м³. На этом рисунке области белого и серого цвета представляют собой, соответственно, полезно используемую энергию ВЭУ и энергию, вырабатываемую котельной установкой, а заштрихованная область – избыточную энергию ВЭУ. В представленном графике совместной работы ВЭУ и котельной внутренняя температура воздуха поддерживается на отметке 20 °С (рис. 2в, прямая 1).

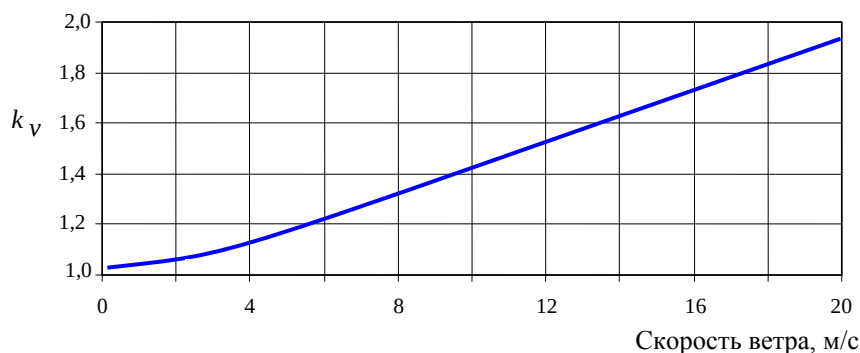


Рис.1 Относительное увеличение теплотерь здания от скорости ветра

Выше отмечалось, что в жилых зданиях допустимо колебание внутренней температуры воздуха в пределах от 18 до 24 °С. Это позволяет ставить вопрос об использовании периодически возникающих избытков ветровой энергии. За счёт теплоаккумулирующей способности здания можно поднять температуру воздуха в помещении до верхнего предела (24 °С), а затем в периоды со слабым ветром сработать её до нижнего уровня (18 °С).

Изменение внутренней температуры воздуха описывается математической зависимостью:

$$t_{e\tau} = \frac{Q_{ком}\gamma + Q_{взв}}{qVk_v} + e^{-\frac{qV}{m^e C_p^e + m^m C_p^m} \tau} \cdot (t_{e0} - t_n - \frac{Q_{ком}\gamma + Q_{взв}}{qVk_v}) + t_n,$$

где m^e и m^m – соответственно масса воздуха, и масса материалов (стен, перекрытий и т.п.) в здании, кг; C_p^e и C_p^m – соответственно теплоемкость воздуха и материалов, ккал/кг·град; τ – время, ч.

Данное уравнение включает в себя параметры, определяющие вклад ВЭУ и котельной в покрытии графика отопительной нагрузки.

За счёт аккумулирующей способности зданием накапливается некоторая тепловая энергия. Она даёт возможность снизить мощность котельной установки и тем самым сэкономить органическое топливо. Снижение внутренней температуры воздуха (в интервале от 18 до 24 °С) соответствуют периодам, когда необходимость в работе котельной полностью отпадает, и она отключается. График нагрузки в этом случае полностью покрывается за счёт ВЭУ (рис. 2г, область белого цвета). Котельная не работает до момента, пока температура не опустится до 18 °С. При достижении этого уровня котельная вновь включается в работу, и теплоснабжение потребителя осуществляется совместно котельной и ВЭУ (рис. 2г). В результате температура внутреннего воздуха опять повышается, доходя до отметки 20 °С, и поддерживается необходимый расчётный режим отопления. В периоды избытка энергии от ВЭУ температура внутреннего воздуха вновь может возрастать до 24 °С (рис. 2в, кривая 2), как было описано выше.

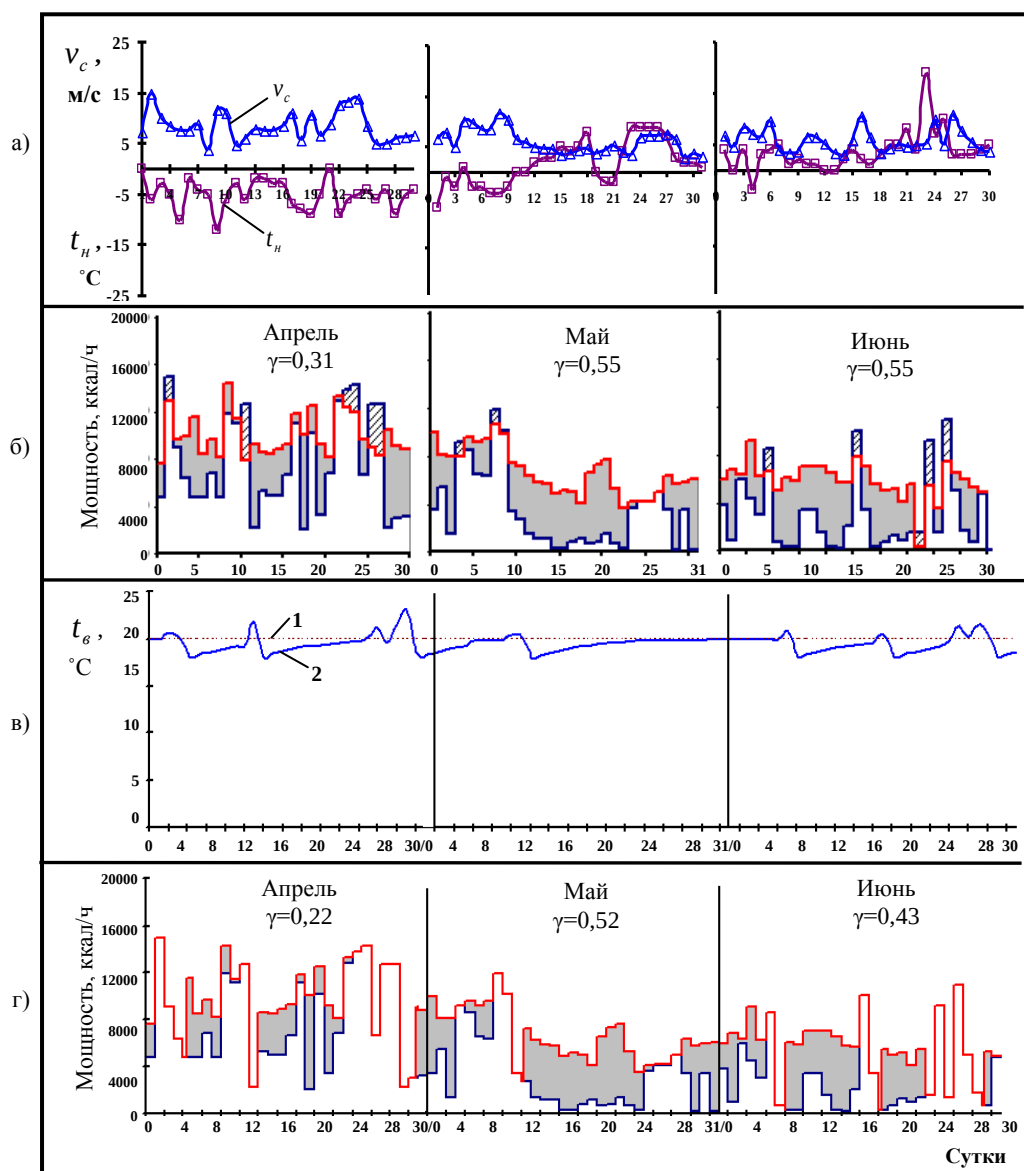
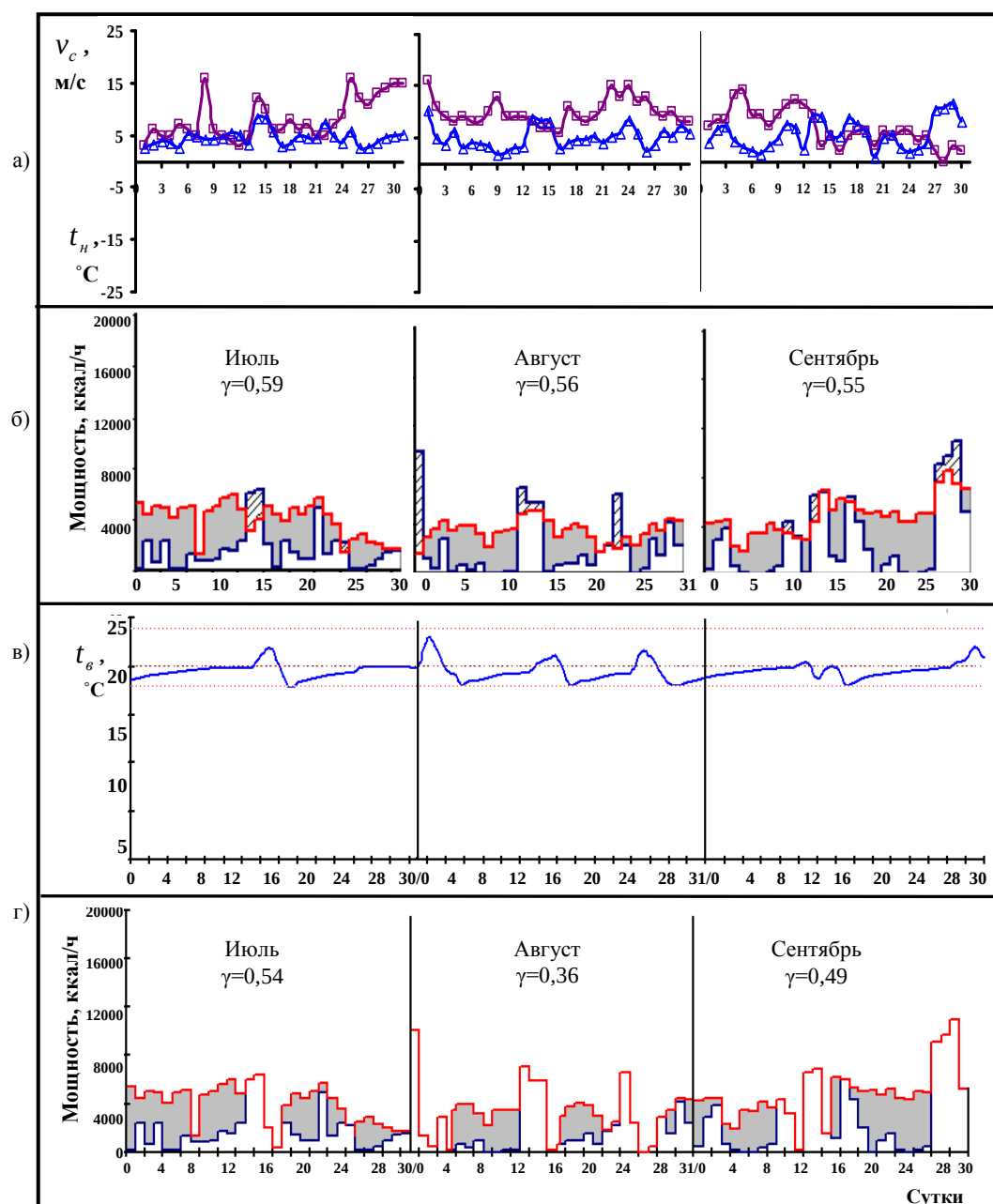


Рис. 2. Хронологический ход изменения наружной и внутренней температуры воздуха, среднесуточной скорости ветра и графика отопительной нагрузки при неиспользовании избытков ветровой энергии (б) и при их вовлечении в оборот за счёт аккумулирующей способности здания (г).



Продолжение рис.2

Из сравнения рисунков 2б и 2г следует, что доля участия котельной γ в теплоснабжении здания за счёт использования теплоаккумулирующей способности в среднем за рассматриваемый период уменьшилась с 0,52 до 0,43. Соответственно на столько же возросла доля участия ВЭУ в отоплении потребителя.

ВЫВОДЫ

1. В районах с повышенным потенциалом ветра при совместной работе котельной и ВЭУ, последняя обеспечивает вытеснение (экономия) до 40 – 60 % топлива.

2. За счёт использования теплоаккумулирующей способности зданий и инерционности системы теплоснабжения представляется возможным использовать периодически появляющиеся избытки ветровой энергии и дополнительно увеличить участие ВЭУ в покрытии графика нагрузки на 10 -15 %, сохраняя температуру воздуха в помещениях в пределах 18 – 24 °С.

ЛИТЕРАТУРА

1. СНиП 41-01-2003 – "Отопление, вентиляция и кондиционирование". Приняты и введены в действие с 1 января 2004 г. постановлением Госстроя России № 115 от 26 июня 2003 г.
2. Щекин Р.В., Березовский В.А., Потапов В.А. Расчет систем центрального отопления. - К.: Вища школа, 1975. – 215с.
3. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. - Л.: Наука, 1989. – 208с.

ВЕТРОПАРК В РАЙОНЕ 81 КМ АВТОДОРОГИ МУРМАНСК – ТЕРИБЕРКА

Абросимова А.А.

Кольский полуостров располагает повышенным потенциалом ветровой энергии [1, 2]. Наибольшие среднегодовые скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря, где они достигают 7-8 м/с (рис. 1). Существенно, что наибольшая интенсивность ветра приходится на холодное время года. Это создает благоприятные условия для совместного использования ветровой энергии и гидроэнергии рек, потенциал которой в зимнее время снижается до минимума. На реках, впадающих в Баренцево море, построены и успешно эксплуатируются четыре каскада ГЭС (Серебрянский, Териберский, Туломский и Пазский). Суммарная мощность 11 гидроэлектростанций составляет около 1000 МВт. Наличие ГЭС, подстанций, развитой электрической сети, транспортных связей, инфраструктуры создают благоприятные предпосылки для широкого (промышленного) применения ветроэнергетических установок (ВЭУ).

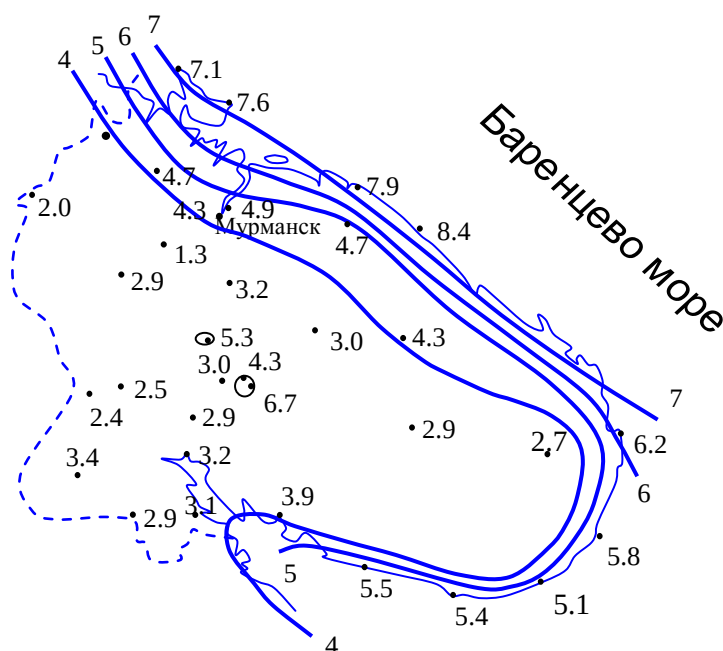


Рис. 1. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

При выборе места для установки комплекса ВЭУ (ветропарка) необходимо, чтобы площадка располагалась в зоне с благоприятными ветровыми условиями, обеспечивала наименьшие расходы на обустройство подъездных путей и находилась как можно ближе к высоковольтной подстанции. Всем перечисленным требованиям отвечает площадка в районе 81

км автодороги Мурманск – Териберка (рис. 2), расположенная в 40 км от Баренцева моря на возвышенности с высотными отметками 240-300 метров над уровнем моря. Ориентировочное значение среднегодовой скорости ветра в районе рассматриваемой площадки составляет 6.3 м/с. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка к энергосистеме, расположена на Серебрянской ГЭС XV.

В выбранном районе предлагается разместить 100 ветроэнергетических установок мощностью 2 МВт каждая. В качестве прототипа взята современная ВЭУ Vestas V80 с диаметром ветроколеса 80 м и высотой башни 70 м, производимая в Германии [3]. Ветроустановки устанавливаются на площадке с учетом местной розы ветров преимущественно на возвышенностях, на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

Поскольку напряжение на выходе генератора ВЭУ составляет 0.69 кВ, а на шинах подстанции Серебрянской ГЭС оно гораздо выше – 150 кВ, то для выдачи энергии ветропарка в сеть требуется повысить напряжение до указанного уровня. Сделать это можно в два шага: сначала повысить напряжение с 0.69 кВ до 35 кВ, для этого возле каждой ВЭУ потребуется установить трансформатор, а затем с 35 кВ до 150 кВ.

При разработке схемы ветропарка (рис. 3) было принято решение объединить ВЭУ между собой в группы по 5 штук для уменьшения суммарной длины линий, а затем соединить их в одном месте – на шинах главной повышающей подстанции (ГПП). Место расположения ГПП выбиралось, исходя из минимума затрат на распределительную сеть 35 кВ. Так как проектируемый комплекс состоит из большого числа ВЭУ, оказалось целесообразным установить две ГПП, приблизить каждую из них к центру выдачи мощности, что в конечном счете позволило снизить длины линий, соединяющих ветроустановки и сократить расходы.

Для надежности схемы согласно выполненным расчетам было принято решение установить на каждой ГПП по три трансформатора, т.к. передаваемая мощность велика. В выбранной схеме три трансформатора работает на недогрузке, тем самым, исключая простой оборудования.

Для выполнения технико-экономической оценки перспектив применения ВЭУ были привлечены данные зарубежных каталогов [3, 4]. Согласно им удельная заводская стоимость ВЭУ составляет около 900 евро/кВт. Расходы, связанные с сооружением ветропарка и включающие в себя таможенные сборы, фундамент ветроустановки, подъездные дороги, а также транспортировку и монтаж ВЭУ, составляют 28 % от стоимости ВЭУ. В итоге удельная стоимость сооружения ветроустановки возрастет до 1150 евро/кВт или около 50 тыс. руб./кВт.

При расчете срока окупаемости капиталовложений за основу были взяты предполагаемый уровень инфляции и возможный рост тарифов на электроэнергию в ближайшие годы. По прогнозам Правительства РФ уровень инфляции в 2009 году удастся удержать в пределах 11 %. Ожидается, что в 2010 г. инфляция составит 9-10 %, в 2011 г. – 7-8 %. Можно предположить, что в последующие 10 лет ее удастся снизить с 8 % до 2 % и далее сохранить на достигнутом уровне. Что касается тарифов на электроэнергию, то Федеральной энергетической комиссией для Мурманской области на 2010 год установлены предельные тарифы в размере 1.30-1.35 руб./кВт·ч.

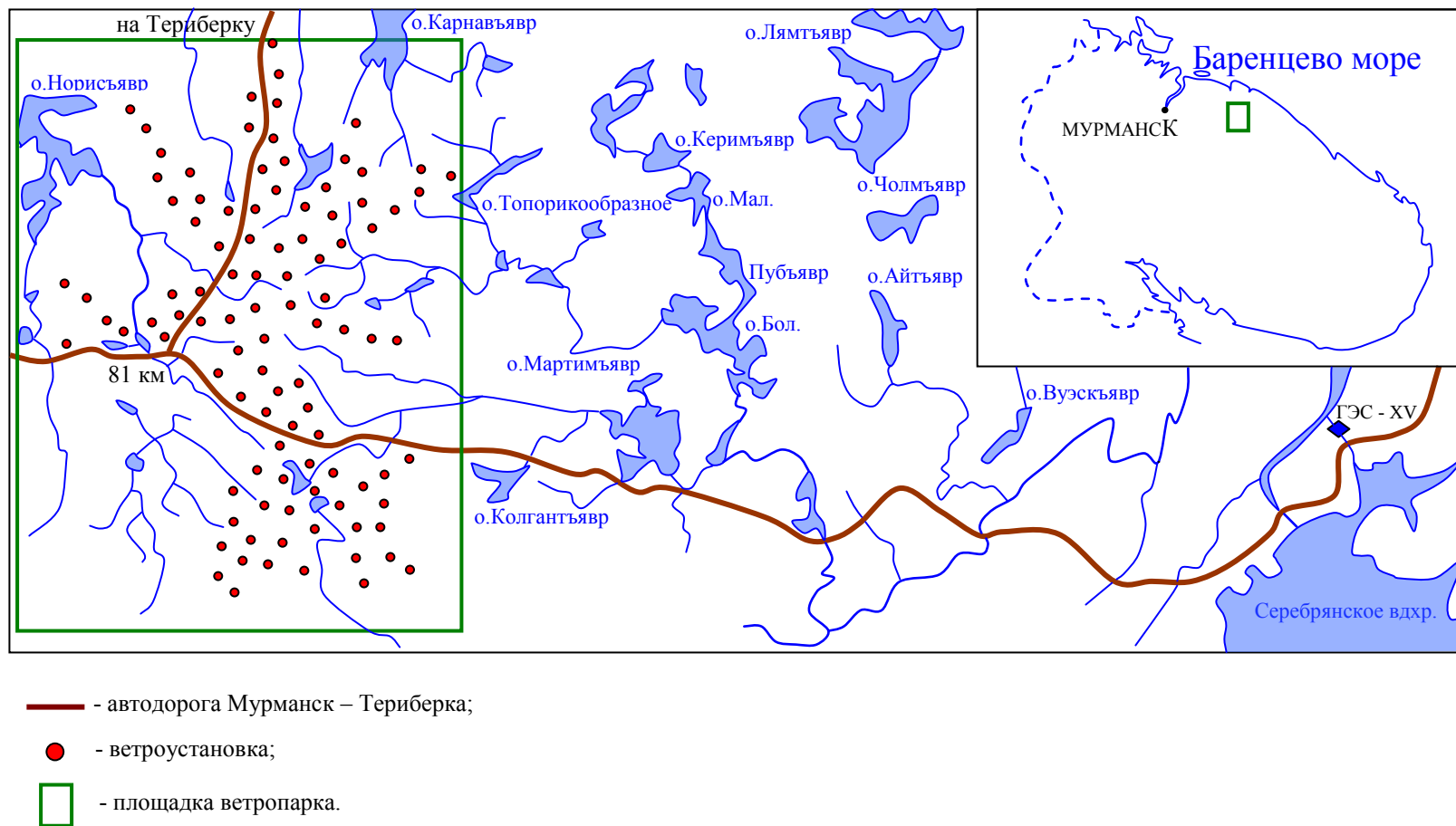


Рис. 2. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск – Териберка

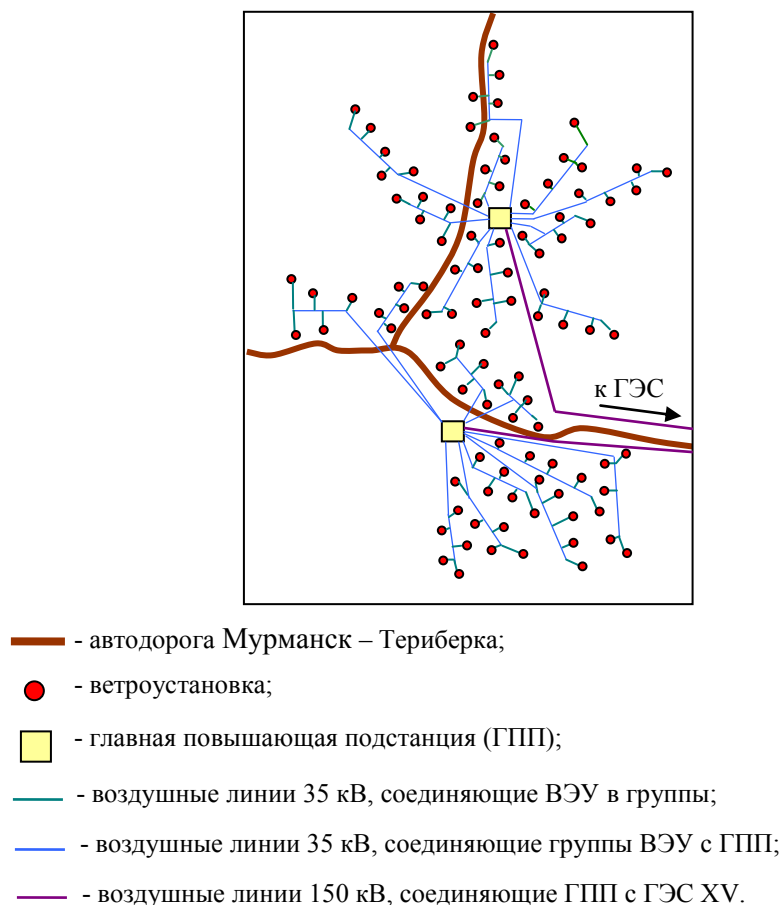


Рис. 3. Схема сетей ветропарка

Если учесть запланированный Правительством РФ рост тарифов в 2011-2012 г.г. на 20 % и предположить, что дальше этот рост будет, по крайней мере, не ниже инфляции, то в итоге за время службы ВЭУ (20 лет) он возрастет с 1.6 руб./кВт·ч в 2011 г. до 3.3 руб./кВт·ч в 2031 году. Эти показатели и были заложены в расчеты технико-экономической эффективности применения ВЭУ.

В качестве критерия для оценки прибыльности внедрения ВЭУ можно использовать чистый дисконтируемый доход (ЧДД). Этот показатель выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течении всего срока его службы. Чистый дисконтируемый доход позволяет учесть изменение стоимости финансовых средств с течением времени и сопоставить капиталовложения, сделанные сегодня, с доходами, которые будут поступать позже, в едином масштабе цен. На графике (рис. 4) показано, как формируется ЧДД в течение 20 лет работы ветропарка. После сооружения ветропарка (нулевой год) имеют место только инвестиции. По мере эксплуатации формируется доход, за счет которого кривая ЧДД идет вверх. Через 11 лет инвестиции окупаются, а к концу 20 года (срок службы ВЭУ) формируется прибыль в размере 4,4 млрд.руб.

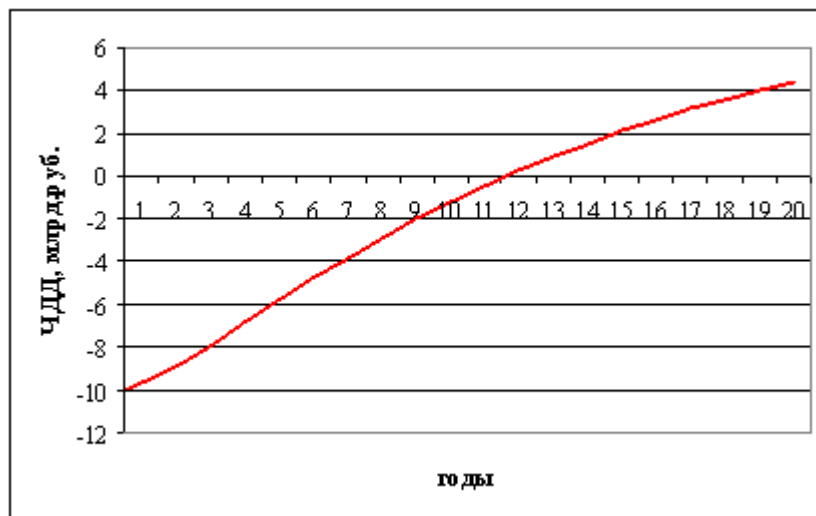


Рис. 4. Формирование чистого дисконтированного дохода

ВЫВОДЫ

1. Северное побережье Кольского полуострова располагает предпосылками для широкого применения ветроэнергетических установок: повышенный потенциал ветра с максимумом в холодное время года; наличие 11 ГЭС суммарной мощностью около 1000 МВт с водохранилищами, позволяющими компенсировать непостоянство ветровой энергии; развитое электросетевое хозяйство, транспортные связи, начальная инфраструктура.

2. В районе 81 км автодороги Мурманск – Териберка выбрана площадка для сооружения ветропарка мощностью 200 МВт. Разработана схема соединений ВЭУ линиями 35 кВ в пределах ветропарка и выдачи его суммарной мощности по ЛЭП 150 кВ на подстанцию Серебрянской ГЭС XV.

3. Технико-экономическая оценка предложенного ветропарка, выполненная по результатам расчета чистого дисконтируемого дохода (ЧДД), показала, что при сроке службы ветропарка 20 лет срок окупаемости инвестиций составит около 11 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. – 208 с.
2. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / Минин В.А., Дмитриев Г.С., Иванова Е.А., Морощкина Т.Н., Никифорова Г.В., Бежан А.В. / Препринт. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2006. – 73 с.
3. Windenergie – 2002. – Osnabrueck, Deutschland Bundesverband WindEnergie Service GmbH. – 2002. – 264 p.
4. Wind Energy – 2004. – Osnabrueck, Deutschland Bundesverband WindEnergie Service GmbH. – 2004. – 196 p.

ПЕРСПЕКТИВЫ СООРУЖЕНИЯ МАЛОЙ ГЭС ВБЛИЗИ С. КРАСНОЩЕЛЬЕ

Коновалова О.Е., Победоносцева В.В.

Мурманская область богата гидроэнергетическими ресурсами [1]. Их значительная часть уже освоена: на территории области построено 17 гидроэлектростанций, которые обеспечивают около половины годового электропотребления региона. Все ГЭС работают в составе Кольской электроэнергетической системы.

Вместе с тем, в Мурманской области имеется большое число децентрализованных, изолированных от Кольской энергосистемы потребителей энергии, удаленных на десятки и сотни километров от электрических сетей. Их электроснабжение осуществляется, как правило, от местных дизельных электростанций. Применительно к таким автономным потребителям заслуживает внимания рассмотрение вопроса об использовании гидропотенциала малых рек, протекающих вблизи этих потребителей, и сооружения на них малых ГЭС.

Одним из таких объектов является село Краснощелье, расположенное в центре Кольского полуострова (рис.1). Оно находится на расстоянии 165 км от близлежащего населенного пункта, охваченного централизованным электроснабжением. Основным источником электрической энергии в селе служит дизельная электростанция мощностью 800 кВт со среднегодовой выработкой 1,25 млн. кВт·ч. В настоящее время (2009 г.) дизельная электростанция находится в плачевном состоянии, из четырех дизель-генераторов работает только один. Администрацией района прилагаются усилия для проведения реконструкции станции с заменой выработавшего свой ресурс оборудования на новое. В рамках региональной программы "Социально-экономического развития коренных народов Севера Мурманской области" объявлен аукцион на поставку двух дизельных электростанций мощностью 450 кВт каждая контейнерного исполнения [2]. Но и замена старого оборудования на новое не избавит администрацию района от поиска довольно значительных сумм на покупку дизельного топлива для эксплуатации станции, стоимость которого за последние годы установилась высокая, а слабые транспортные связи (доставка топлива осуществляется по зимнику) приводит к дополнительному увеличению затрат в 1,5-2,0 раза. Если в 2006 году стоимость дизельного топлива составляла 25-28 тыс. рублей за тонну натурального топлива с учетом транспортной составляющей, то в начале 2009 года она приблизилась к 40-42 тыс. рублей за тонну.

Альтернативным источником электроснабжения здесь может служить малая гидроэлектростанция. Село Краснощелье расположено на берегу крупной реки Поной. При выборе створа малой ГЭС были рассмотрены четыре притока этой реки – Пятчема, Ельрека, Кукша и Сахарная, основные гидрологические и энергетические показатели этих малых рек приведены в табл.1 и на рис.2 и 3.

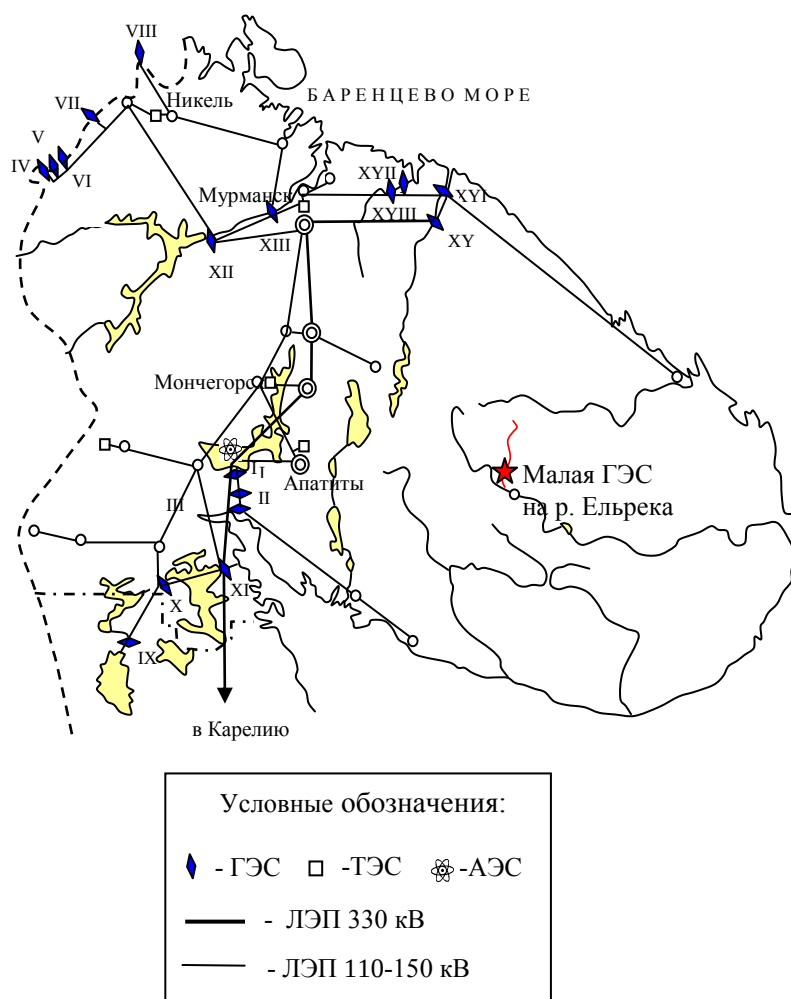


Рис.1 Расположение объектов Кольской энергосистемы и малой ГЭС на Ельреке.

Таблица 1

Гидрологические и энергетические показатели малых рек в окрестностях села Краснощелье [3]

Название реки	Длина, км	Падение, м	Модуль стока, л /с·км ²	Средний многолетний расход, м ³ /с	Площадь водосбора, км ²	Потенци- альная мощность, МВт	Потенци- альная энергия, млн. кВт·ч
Пятчема	68,1	127,2	11,3	8,59	760	1,22	10,7
Ельрека	70,0	189,7	11,5	7,65	665	1,84	16,1
Кукша	80,1	118,7	10,3	5,71	354	1,63	14,3
Сахарная	43,3	115,4	11,5	8,09	756	1,54	13,5

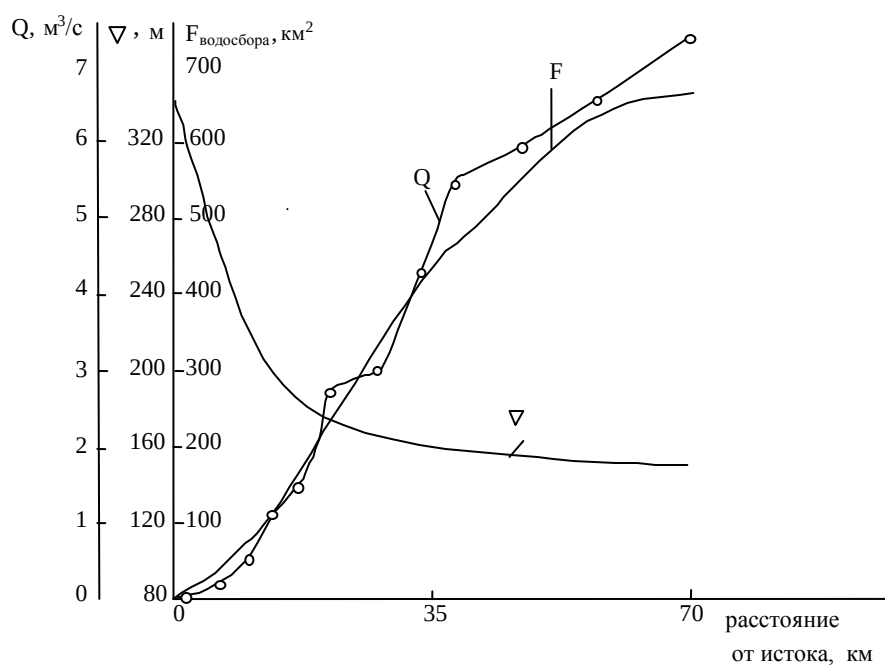


Рис. 2. Кривые изменения расхода воды Q продольного профиля ∇ и площади водосбора F по длине Ельреки.

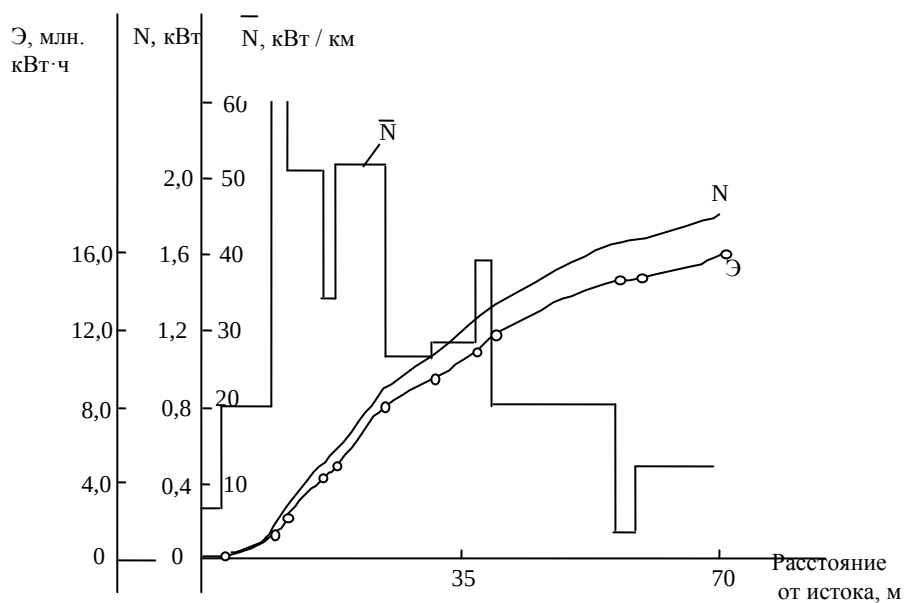


Рис. 3. Кривые изменения потенциальной N и удельной $\bar{N}$ мощностей

Исходя из потенциальной мощности водотоков и наименьшей удаленности от села, был выбран створ малой ГЭС на Ельреке в 12 км от устья. В нижнем течении (ближе к селу) Ельрека протекает по сильно заболоченной

местности и выбор места строительства на этом участке не представляется возможным. Все выше перечисленные притоки не имеют нерестилищ ценных пород рыб.

Рассматривалось несколько вариантов сооружения малой ГЭС, отличающихся друг от друга мощностью (300, 500, 600, 800 и 1000 кВт) и отметкой нормального подпорного уровня (НПУ) водохранилища. Оптимальной была признана отметка НПУ= 164 м, подъем выше которой приводил к затоплению оленьих пастбищ, а снижение - к уменьшению полезного объема водохранилища и напора на станции. При указанном НПУ площадь водохранилища составит 12,3 млн. м², а полезный объем – 37 млн. м³.

Компоновка основных сооружений ГЭС и расчет ее основных параметров соответствует предпроектной стадии проработки. Максимально возможный напор на ГЭС составляет 9 м, а расчетный принят 6 м. В состав основных сооружений во всех вариантах входят: каменно-земляная плотина с противофильтрационным ядром из морены, бетонная водосливная плотина с широким порогом и русловое здание ГЭС (рис.4). Ширина каменно-земляной плотины по гребню составляет 8 м, заложение откосов 1:1,3. Длина плотины при НПУ=164 м достигает 1100 м. Русловое здание ГЭС принято с напорными турбинными камерами и двумя вертикальными поворотными лопастными турбинами. Подводная часть здания ГЭС – типовая, с прямоосными отсасывающими трубами. При проектировании во внимание принималось наличие местных строительных материалов.

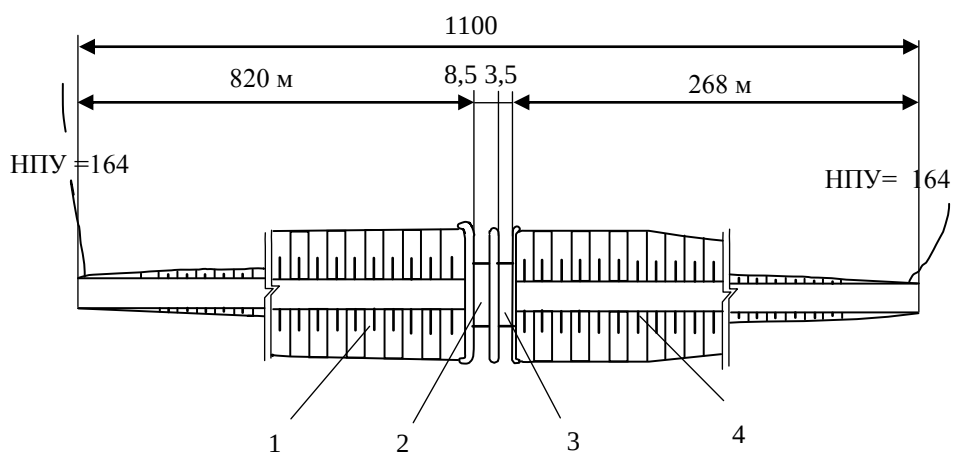


Рис. 4 Схема основных сооружений малой ГЭС на Ельреке

- 1- правобережная каменно-земляная плотина;
- 2- водосливная плотина;
- 3- здание ГЭС;
- 4- левобережная каменно-земляная плотина

Установленная мощность ГЭС 500 кВт была определена, исходя из оптимальных приведенных затрат при совместной работе с дизельной электростанцией установленной мощностью 300 кВт. ДЭС предусматривалась в основном в качестве нагрузочного и аварийного резерва и для покрытия части нагрузки в маловодные годы. Здание ГЭС проектировалось с установкой двух агрегатов с диаметром рабочего колеса 1 м, расчетным напором 6 м и установленной мощностью 250 кВт каждый. Наличие двух агрегатов повышает надежность работы малой ГЭС в маловодные годы и во время проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования. Для электроснабжения села Кранощелье предусматривается сооружение ЛЭП 35 кВ протяженностью 12 км. В ценах 2009 года стоимость строительства ГЭС оценивалась в 106 млн. руб. и стоимость ЛЭП – 30 млн. руб.

Строительство малой ГЭС на Ельреке может кардинально улучшить состояние электроснабжения и качество жизни местного населения, привести к созданию новых рабочих мест, способствовать социально-экономическому развитию села, послужить толчком для разработки богатейших месторождений кианитовых руд.

Экономическая эффективность создания малой ГЭС на Ельреке может быть оценена такими экономическими показателями, как срок окупаемости проекта и чистый дисконтированный доход (ЧДД). Последний показывает, какая прибыль может быть получена в результате реализации проекта в течение всего срока службы гидроэлектростанции с учетом изменения уровня инфляции и тарифа на электроэнергию. Чистый дисконтированный доход определяется по формуле [4,5]:

$$ЧДД = \left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_o$$

где $B_1, B_2, \dots, B_n$ – доход от реализации проекта за каждый отдельный год в течение всего срока службы ГЭС; r – реальная процентная ставка; I_o – инвестиции в строительство ГЭС.

Если ЧДД окажется отрицательным, то строительство рассматриваемого объекта невыгодно. Годовой доход ГЭС определяется годовой выработкой электроэнергии и тарифом, по которому эта энергия может быть реализована:

$$B = W \times f,$$

где: W – годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; f – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

В расчетах было принято, что годовая выработка ГЭС постоянна и составляет 1,25 млн. кВт·ч.

Начальное значение тарифа принято на уровне себестоимости электроэнергии, вырабатываемой дизельной электростанцией. На начало 2009 года эта величина составляла $f_0 = 13$ руб./кВт·ч. Предполагалось, что затем тариф будет меняться в соответствии с уровнем инфляции (рис.5 б).

Правительством РФ поставлена задача, добиться снижения уровня инфляции в ближайшие 3 года до 8% и затем постепенно (в течение 10 лет) довести ее до 2%, а далее сохранять на достигнутом уровне. После того, как стоимость строительства малой ГЭС окупится, тариф на электроэнергию может быть пересмотрен в сторону уменьшения. При этом малая ГЭС останется рентабельной, и будет приносить прибыль.

Реальная заемная ставка определяется по формуле:

$$r = \left[\frac{1 + b}{1 + p_r} \right] - 1$$

и составляет около 7% при получении кредита на строительство под $p_r = 20\%$ годовых и показателе инфляции $b = 12\%$.

Результаты расчета чистого дисконтированного дохода показывают, что при тарифе на электроэнергию 13 руб./кВт·ч ЧДД достигнет положительных значений уже через 8 лет, инвесторы окупят свои затраты и еще через год получают прибыль в 21,6 млн. руб., что составляет 16 % капиталовложений. После этого, возможно, приступить к снижению тарифа. В условиях неопределенности изменения тарифа на электроэнергию, расчеты проводились для широкого диапазона его изменения, от $f_0 = 6$ руб./кВт·ч до 1,6 руб./кВт·ч (на начальный год эксплуатации станции). При этом чистый дисконтированный доход к концу срока службы ГЭС изменяется от 115 до 46 млн. руб. соответственно (рис.5 а). При таком подходе, когда инвестору в первые годы эксплуатации ГЭС дают возможность окупить свои затраты и получить прибыль, проект строительства малой ГЭС обретает четкую экономическую привлекательность и позволит в перспективе в разы снизить тариф на отпускаемую электроэнергию.

Месторасположение с. Краснощелье – недостаточно освоенная восточная часть Кольского полуострова является перспективным районом с точки зрения развития туризма и возможностей разработки здесь крупнейшего месторождения кианитовых руд и месторождений редких металлов. Это, а также относительно небольшие сроки и стоимость строительства такой ГЭС и малые риски проекта, как представляется авторам, может серьезно заинтересовать какой-либо региональный банк, администрацию области и других инвесторов.

В настоящее время в субъектах РФ применяются различные варианты бюджетной поддержки инвесторов. По данным рейтингового агентства “Эксперт – РА” используются такие виды поддержки, как частичное погашение из средств регионального бюджета процентов по коммерческим кредитам, предоставленным для реализации инвестиционных проектов (используют 70 регионов из 85); наличие гарантий и защита инвестиций (67 из 85); налоговые льготы (66); инвестиционные налоговые кредиты (55); предоставление государственных гарантий (финансовых) субъекту федерации для реализации инвестиционных проектов (48); страхование инвестиционной деятельности (17); продажа и аренда земельных участков по льготным ценам (17) и другие [6].

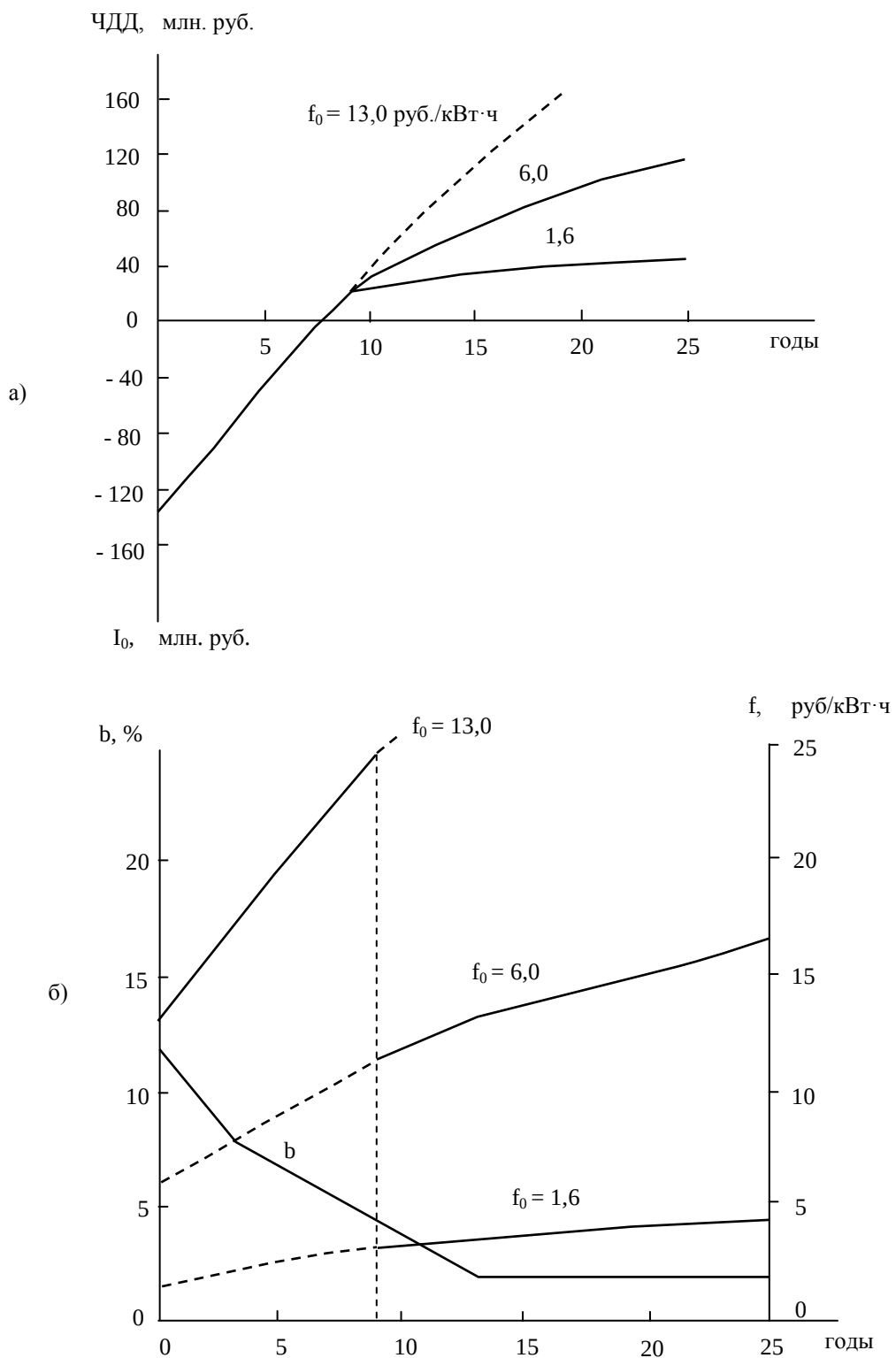


Рис. 5 Изменение чистого дисконтированного дохода ЧДД, а также тарифа на электроэнергию f и уровня инфляции b за время эксплуатации малой ГЭС

В данном конкретном случае сооружения малой ГЭС на Ельреке можно рекомендовать создание такой институциональной структуры, как фонд развития региона. Эта нормативная новация призвана быть специальным инструментом государственного стимулирования инвестиционной активности в регионе, в особенности, если она создается не как форма бюджетной поддержки инвесторов, а как форма частно - государственного партнерства, встроенного в региональную целевую программу.

Думается, что такой фонд мог бы способствовать реализации рассматриваемого энергетического проекта, тем более что деятельность большинства подобных фондов направлена на развитие социальной и производственной инфраструктуры региона, какой и является электроэнергетика.

Еще одним вариантом реализации проекта может явиться тесное сотрудничество администрации Мурманской области и Фонда "Новая энергия", учредителями которого являются ОАО "РусГидро", Энергетический углеводородный фонд и Негосударственный пенсионный фонд электроэнергетики. Фонд занимается исследованием гидропотенциала малых рек РФ на предмет строительства малых ГЭС, разработкой Программы развития малой гидроэнергетики на перспективу до 2020 года, а также реализацией инвестиционных проектов, включенных в эту Программу. Включение рассматриваемого проекта строительства малой ГЭС в эту программу может привести к изменению ситуации с энергоснабжением одного из удаленных сел Мурманской области в ближайшем будущем.

ВЫВОДЫ

1. Малые и средние реки восточной части Кольского полуострова, оставшиеся еще неосвоенными, обладают значительным гидроэнергетическим потенциалом, но в большинстве своем расположены на значительном расстоянии от энергосистемы, что делает строительство на них малых ГЭС и присоединение их к энергосистеме экономически неэффективным. В тоже время имеющиеся в этих районах отдельные поселки, маяки, метеостанции и другие автономные потребители продолжают зависеть от завоза дорогостоящего дизельного топлива, используемого на местных ДЭС.

2. Сооружение вблизи села Краснощелье в центре Кольского полуострова малой ГЭС мощностью 500 кВт, обеспечивающей среднегодовую выработку электроэнергии 1,25 млн. кВт·ч в год, может кардинально изменить ситуацию с электроснабжением всех категорий пользователей села. Строительство такой ГЭС оценивается в 136 млн. рублей.,

3. Вложенные в строительство малой ГЭС инвестиции окупятся через 8 лет, если продавать полученную электроэнергию по тарифу, равному себестоимости электроэнергии на ныне действующей ДЭС. В ходе дальнейшей эксплуатации ГЭС тариф на отпускаемую электроэнергию может быть снижен в два и более раза, при этом к концу срока эксплуатации сформируется прибыль в размере более 100 млн. рублей.

4. Проект строительства малой ГЭС на Ельреке целесообразно включить в Программу развития малой гидроэнергетики на перспективу до 2020 года,

разрабатываемую в России фондом "Новая энергия", одним из учредителей которого является ОАО "РусГидро".

ЛИТЕРАТУРА

1. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 1. Кольский полуостров. - Л.: Гидрометеиздат, 1970.- 316 с.
2. www.gz-murman.ru
3. Марков П.И. Энергетические характеристики рек Кольского полуострова./ Водно-энергетические ресурсы Кольского полуострова. Выпуск 6.- Л.: Из-во Академии наук СССР, 1961. – 143 с.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: НПКВЦ " Теринвест", 1994.
5. Перспективы использования энергии ветра и стока реки Вудъяврйок для электроснабжения Полярно-альпийского ботанического сада-института / В.А. Минин, Г.С. Дмитриев, Е.А. Иванова, О.Е. Коновалова, Т.Н. Морошкина, Г.В. Никифорова / - Препринт. - Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2005. -32с.
6. Рейтинг инвестиционной привлекательности российских регионов: 2006-2007 годы // Эксперт, № 47, - С. 117- 134.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М.

Варианты реконструкции высоковольтных сетей разрабатываются для решения технических задач, таких как изменение потокораспределения электроэнергии, замена устаревшего или изношенного оборудования, снижение аварийности, модернизация структуры сети и т.п. Выбор наиболее эффективного варианта выполняется путем оптимизации по совокупности заданных технических (пропускная способность сети, снижение потерь и т.п.) и экономических критериев, включающих совокупность показателей надежности. Таким образом, определение показателей надежности необходимо на стадии разработки вариантов реконструкции, а также в процессе оптимизации структуры схемы электроснабжения.

На примере участка сети 150 кВ, выполняющего задачи магистральной и распределительной сети, представлен вариант определения показателей надежности для дальнейшего использования на стадиях разработки и оптимизации реконструкции.

Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1. Он включает участок магистральной сети 330 кВ между подстанциями П-200 и П-11, участок сети 150 кВ от П-200 до П-11А, непосредственно подключенной к П-11. Сеть 150 кВ, включающая ЛЭП Л-153/154, выполняет функции резервирования магистрали 330 кВ, обеспечения динамической устойчивости системы и распределения электроэнергии через промежуточную подстанцию П-30. Для повышения устойчивости обеспечена связь сети 150 кВ с сетью 110 кВ через автотрансформаторы П-30.

Общая длина линии Л-153/154 от П-200 до П-11А составляет 122,3 км. Для повышения надежности линия имеет 2-х цепное исполнение. В промежуточной точке (на удалении 32,5 км от П-11А) подключена ПС-30 с помощью двухцепной отпайки длиной 4,7 км. В соответствии с ПУЭ для района с относительно невысокой интенсивностью грозовой деятельности, грозозащита Л-153/154 выполнена только на подходах к подстанциям – общая длина участка с тросом ТК-50 составляет 5,2 км. РУ-150 кВ подстанции П-30 состоит из двух систем шин, не связанных междушинным выключателем.

В процессе развития сети 330 кВ на рассматриваемом участке повышена пропускная способность и надежность за счет введения второй цепи – Л-406 из двух независимых участков от П-200 до П-202 и далее до П-11. Вместе с тем эксплуатацией отмечается низкая надежность связи между подстанциями П-200, П-11А и П-30 по сети 150 кВ.

Для разработки и выбора вариантов реконструкции целесообразно выполнение оценки и анализа показателей надежности существующей схемы. В свою очередь составление модели надежности зависит от решаемой задачи. Как отмечалось выше, рассматриваемая схема выполняет следующие функции:

- транспорт энергии между подстанциями П-200 и П-11А (резервирование магистральной сети 330 кВ);

- связь с сетью 110 кВ (передача энергии из магистральной сети в сеть 110 кВ и обеспечение динамической устойчивости, в том числе в аварийных режимах);
- электроснабжение потребителей, подключенных к шинам подстанций П-30, П-200 и П-11А).

Различные по структуре модели надежности, составленные для каждой из перечисленных задач, включают одинаковые элементы – линии, трансформаторы и т.п. Для примера рассмотрим модель надежности участка 150 кВ с точки зрения передачи энергии в сеть 110 кВ. Оценим совокупность основных показателей надежности: частоты отказов, среднего времени безотказной работы и вероятности надежной работы исходя из выбранной задачи. При этом используем известные в литературе [1] вероятностные методы расчета с применением методов алгебры логики [2]. Схема электроснабжения потребителей приведена на рисунке 2.

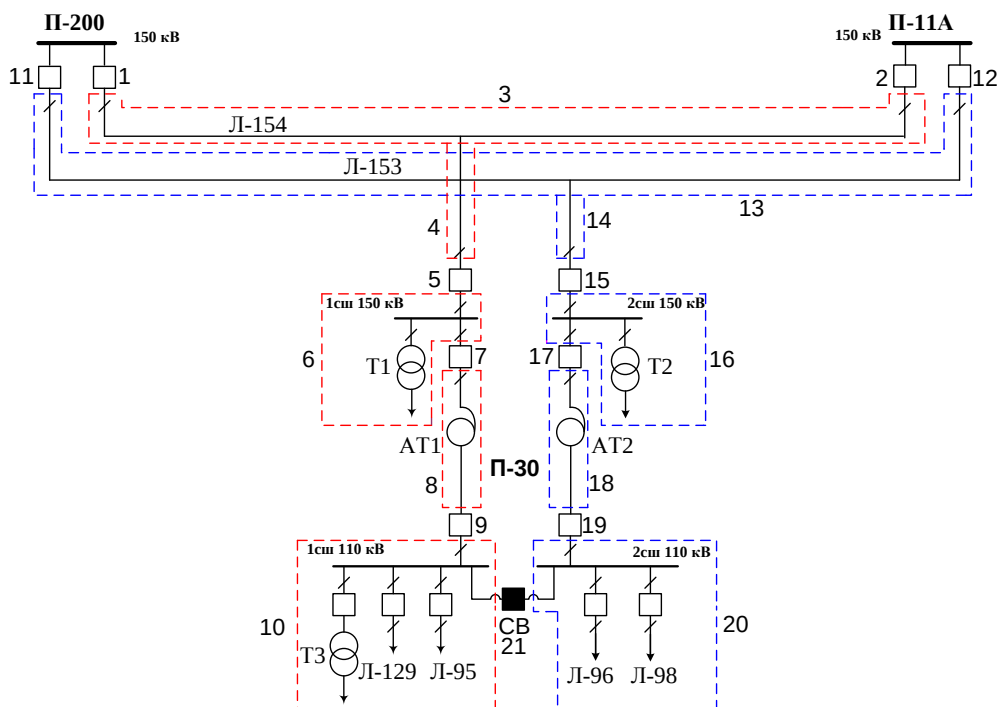


Рис.2. Упрощенная схема электроснабжения подстанции П-30

Соответствующая модель надежности представлена в виде схемы питания исследуемой точки (шины 110 кВ подстанции П-30 со стороны 150 кВ), состоящей из последовательно и параллельно соединенных ветвей, каждая из которых объединяет последовательно соединенные по соображениям надежности элементы (трансформаторы, выключатели, отделители с короткозамыкателями, сборные шины). Таким образом, модель надежности характеризует влияние каждого из элементов на надежность схемы в целом. Модели надежности составляются для всех расчетных режимов работы установки, включая ремонты.

Модель надежности передачи электроэнергии в сеть 110 кВ на П-30 для нормального режима электроснабжения, представлена на рисунке 3.

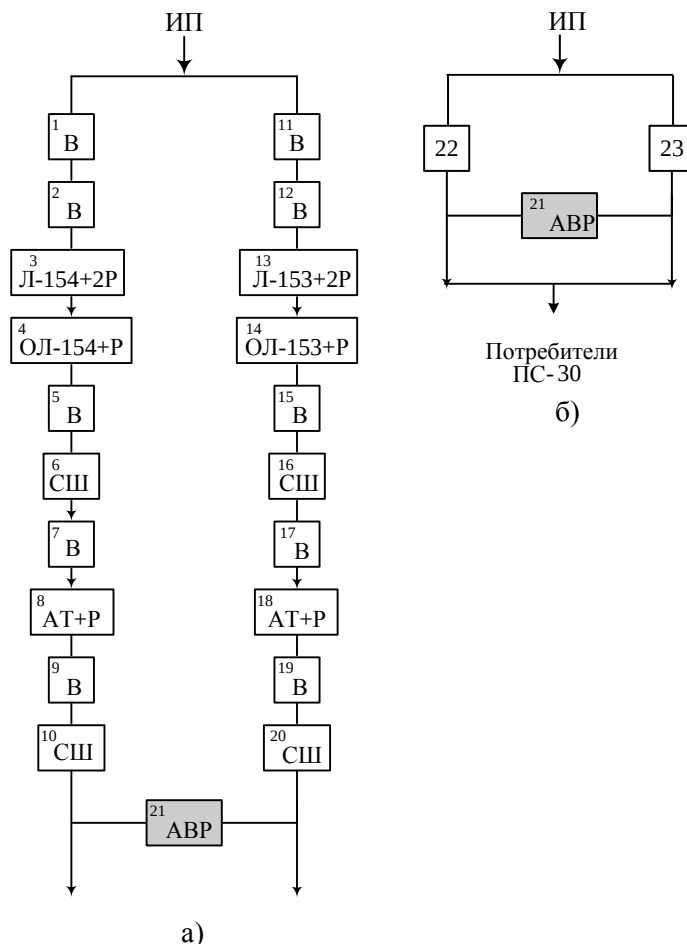


Рис.3. Расчетная схема надежности: а) – полная; б) – эквивалентная

Характеристики надежности элементов расчетной схемы получены из справочников [3]. Для Л-153/154 показатели надежности приняты по результатам расчетов молниезащиты этих линий. Исходные данные: провод марки АС-185/29, тип опор П-150-2, средняя длина пролета равна 272 м; длина гирлянды - 1,6 м, средняя величина сопротивления заземления опор – 150 Ом.

Расчеты выполнены по традиционной методике с учетом «обратных» перекрытий с опоры на провод [4]. Приняты во внимание следующие расчетные случаи:

1) Удар молнии в провод с перекрытием изоляторов и последующим отключением линии электропередачи. Число ожидаемых отключений воздушной линии при прямом ударе молнии в провод равно 5,7 1/год (на участке без троса) и 0,0013 1/год (на участках с тросом).

2) Удар молнии в опору или трос вблизи опоры на участках с тросом с обратным перекрытием изоляции и отключением линии. Соответствующее число ожидаемых отключений линии – 0,06 1/год.

3) Удар молнии в трос в середине пролета на участках с тросами с последующим обратным перекрытием и отключением линии. Расчетное число ожидаемых отключений линии – 0,017 1/год.

4) Отключение линии от индуктированных перенапряжений при близких ударах молнии. Соответствующее расчетное число отключений линии на участках без троса – 0,019 1/год, на участках с тросом – 0,0028 1/год.

Суммарное число грозových отключений линии:

$$\omega = 5,7 + 0,31 + 0,6 + 0,017 + 0,019 + 0,0028 \approx 6,11 \text{ 1/год.}$$

Число лет безаварийной работы: $T_{откл} = 0,164$ года. При этом не учитывалась вероятность отключения двух цепей при междуфазных перекрытиях.

В таблице 1 приведены показатели надежности элементов схемы электроснабжения (СЭС). Данные этой таблицы ориентировочны, и не являются усредненными показателями надежности оборудования.

Таблица 1

Показатели надежности элементов системы электроснабжения [3]

Элемент	Частота отказов ω^0 , год ⁻¹	Среднее время восстановления τ , ч	Частота преднамеренных отключений ν , год ⁻¹	Среднее время обслуживания η , ч
ВЛ 153/154	6,11	9,3	1,8	24
Трансформатор 150 кВ	0,014	70	0,75	28
Автотрансформатор 150 кВ	0,075	95	1	30
Выключатель 150 кВ	0,05	20	0,14	30
Выключатель 110 кВ	0,05	20	0,14	30
Разъединитель 150 кВ	0,01	15	0,166	12,8
Разъединитель 110 кВ	0,01	11	0,166	8,15
Шины ОРУ 150 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4
Шины ОРУ 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4

В электрических схемах электроснабжения с двумя источниками питания расчетная схема надежности потребителя не может быть сведена к последовательно-параллельным соединениям из-за наличия секционных выключателей с автоматическим вводом резерва (АВР).

Определение показателей надежности для такой схемы возможно при использовании метода перебора возможных состояний схемы с анализом параметров режимов в каждом состоянии, метода логических схем с

применением алгебры логики, а также метода разложения относительно особого элемента. Поскольку метод перебора всех возможных состояний схемы весьма громоздкий, можно воспользоваться методом логических схем или методом разложения. Воспользуемся методом логических схем, который определяет условие работоспособности системы, при этом для каждого элемента и системы в целом рассматривается два противоположных события – отказ и сохранение работоспособности.

Логическую схему составляем по методу минимальных сечений. Получены показатели надежности: частота отказов ω , среднее время безотказной работы T , вероятность безотказной работы за время $t = 1$ год, среднее время восстановления τ . В таблице 2 приведены расчетные значения показателей надежности эквивалентных элементов.

Таблица 2

Показатели надежности эквивалентных элементов

Расчетные элементы	Элементы схемы	Компоненты элементов	Показатели надежности	
			$\lambda_{\Sigma} = \sum_i \lambda_i$	$P_{\Sigma}(t) = \prod_i p_i(t)$
1, 2, 5, 7, 11, 12, 15, 17	выключатель 150 кВ	В	0,05	0,951
9, 19, 21	выключатель 110 кВ	В	0,05	0,951
3, 13	двухцепная ВЛ 150 кВ	$L_{2\text{ц}}+2P$	5,9	0,0027
4, 14	двухцепная ОЛ 150 кВ	$OL_{2\text{ц}}+P$	0,24	0,7866
6, 16	1 сш 150 кВ	СШ	0,108	0,898
8, 18	АТ 150 кВ и Р	АТ + Р	0,085	0,919
10	1 сш 110 кВ	СШ	0,1206	0,886
20	2 сш 110 кВ	СШ	0,09474	0,9096

При нормальном режиме работы частота отказов схемы электроснабжения потребителей, подключенных к 1сш-110 и 2сш-110 кВ подстанции П-30, равна $0,163 \text{ год}^{-1}$, среднее время восстановления 7,915 часов а вероятность безотказной работы - 0,0024.

Элемент системы может быть выведен из работы не только из-за потери работоспособности, но и для выполнения каких-либо работ на этих и взаимосвязанных элементах, например, проведение планово-предупредительных ремонтов на оборудовании, устранение дефектов, увеличивающих опасность отказа, выполнение работ вблизи элемента, находящегося под высоким напряжением. Такие отключения называются преднамеренными, поскольку они выполняются направленными действиями персонала, обслуживающего оборудование.

Поток преднамеренных отключений также образует поток событий, но в отличие от потока отказов его нельзя признать полностью случайным, а тем

более простейшим. Однако с целью упрощения модели функционирования элемента используются показатели, аналогичные показателям, характеризующим отказы и восстановления.

Рассмотрим несколько ремонтных режимов с целью оценки изменения показателей надежности схемы электроснабжения.

- 1) Ремонт автотрансформатора АТ-1 (или АТ-2) на подстанции П-30;
- 2) Ремонт линии 150 кВ Л-153 (или Л-154);
- 3) Ремонт системы шин 1сш-150 кВ (или 2сш-150 кВ) на подстанции П-30.

Результаты расчетов показателей надежности электроснабжения потребителей, подключенных к подстанции ПС-30, в нормальном и ремонтных режимах, сведены в таблицу 3.

Таблица 3

Расчетные показатели надежности электроснабжения потребителей,
подключенных к ПС-30

Режим		Частота отказов ω , год ⁻¹	Среднее время безотказной работы T, год	Вероятность безотказной работы P за t = 1 год	Среднее время восстано- вления τ , ч	
Нормальный	1сш-110кВ	0,163	6,14	0,0024	7,915	
	2сш-110кВ	0,163	6,14	0,0024	7,915	
Ремонт	АТ-1	1сш-110кВ	6,728	0,149	0,0012	15,87
		2сш-110кВ	6,677	0,15	0,0013	15,84
	АТ-2	1сш-110кВ	6,704	0,149	0,0012	15,79
		2сш-110кВ	6,754	0,148	0,0012	15,82
	Л-153	1сш-110кВ	6,704	0,149	0,0012	15,79
		2сш-110кВ	6,754	0,148	0,0012	15,82
	Л-154	1сш-110кВ	6,728	0,149	0,0012	15,87
		2сш-110кВ	6,677	0,15	0,0013	15,84
	1сш-150кВ	1сш-110кВ	6,728	0,149	0,0012	15,87
		2сш-110кВ	6,677	0,15	0,0013	15,84
	2 сш-150кВ	1сш-110кВ	6,704	0,149	0,0012	15,79
		2сш-110кВ	6,754	0,148	0,0012	15,82

Из данных таблицы 3 видно, что при нормальном режиме работы частота отказов равна 0,163 год⁻¹. Среднее время безотказной работы, равное 6,14 года, является низким показателем и не удовлетворяет требованиям надежности. Вероятность безотказной работы, т.е. вероятность того, что в течение одного года при заданных условиях работы не произойдет ни одного отказа, равная 0,0024, недостаточна для нормального функционирования схемы, так как это обусловлено большим количеством последовательно соединенных элементов, большой протяженностью линий электропередач и малой длиной тросовой защиты. Среднее время восстановления равно 7,92 часов.

В ремонтных режимах показатели надежности системы электроснабжения значительно снижаются и имеют практически одинаковые значения. По сравнению с нормальным режимом работы среднее время безотказной работы снизилось почти в 40 раз. Показатель вероятности безотказной работы уменьшился приблизительно в 2 раза. Среднее время

восстановления при этом режиме увеличилось с 8 ч до 16 ч, т.е. в среднем в 2 раза.

Как видно из рисунка 3, большое число последовательных элементов в ветви существенно снижает надежность этой ветви. По данным таблиц 1 и 2 наиболее слабыми, с точки зрения надежности, являются длинные линии электропередач.

Недостатком рассматриваемой схемы является также то, что при повреждении линии или ремонтных работах, выполняемых на одном из трансформаторов подстанции, в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но сопровождается ограничением потоков энергии, снижением динамической устойчивости и перегрузкой оставшихся в работе трансформаторов.

Реконструкция рассматриваемого участка сети предполагает частичное разделение функций магистрального транспорта и распределения энергии, а также повышение надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС-30.

Рассмотрим следующие варианты реконструкции:

1) повышение надежности последовательного элемента (с линией) (см. диаграмму рисунка 3) за счет уменьшения длины участка линии Л-153 с подключенной системой шин, при делении ее на две части Л-153А и Л-153Б (рис. 4);

2) резервирование питания автотрансформаторов ПС-30 на стороне 150 кВ с помощью секционного выключателя или на стороне 110 кВ;

3) объединение указанных вариантов.

Упрощенная схема после реконструкции приведена на рисунке 4. На ней показано электрооборудование, отказы которого могут приводить к перерывам питания шин 110 кВ П-30.

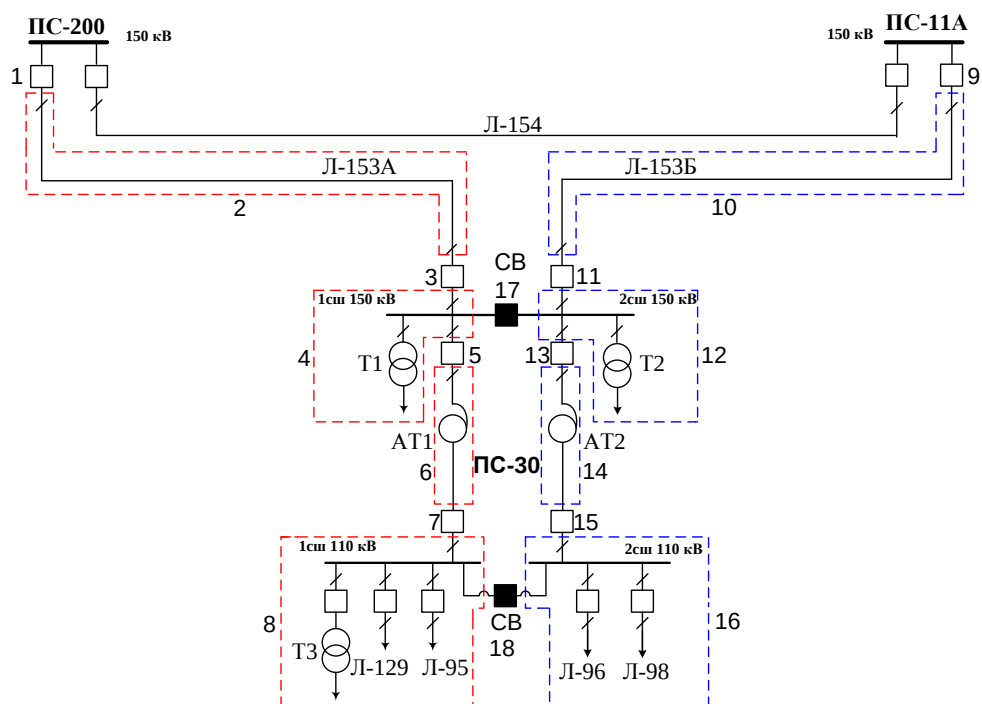
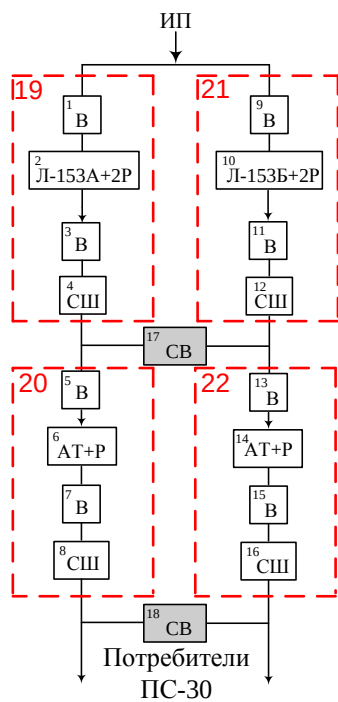
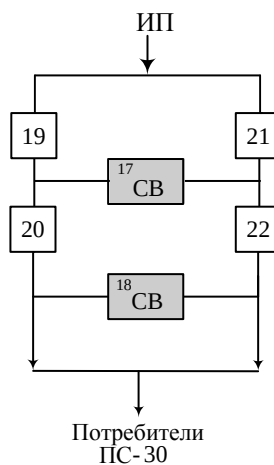


Рис.4. Схема передачи энергии в сеть 110 кВ ПС-30 после реконструкции

После разделения Л-153 на два участка расчетная модель надежности передачи электроэнергии в сеть 110 кВ П-30 от сети 150 кВ имеет вид, приведенный на рис.5.



а)



б)

Рис.5. Расчетная схема надежности после реконструкции: а) – полная; б) - эквивалентная

Изменение показателей надежности элементов схемы дано в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Показатели надежности участков Л-153 после ее разделения

Элемент	Частота отказов ω^0 , год ⁻¹	Среднее время восстановления τ , ч	Частота преднамеренных отключений ν , год ⁻¹	Среднее время обслуживания η , ч
Участок Л-153 от П-200 до П-30	4,26	9,3	1,8	24
Участок Л-153 от П-30 до П-11А	1,58	9,3	1,8	24

Окончательные результаты расчетов показателей надежности электроснабжения потребителей П-30 после реконструкции сведены в таблицу 7. Расчеты даны для трех вариантов повышения надежности.

Таблица 6

Показатели надежности эквивалентных элементов после реконструкции (рис.5)

Расчетные элементы	Элементы схемы	Компоненты элементов	Показатели надежности	
			$\lambda_g = \sum_i \lambda_i$	$P_g(t) = \prod_i p_i(t)$
1, 3, 5, 9, 11, 13, 17	выключатель 150 кВ	В	0,05	0,951
7, 15, 18	выключатель 110 кВ	В	0,05	0,951
2	двухцепная ВЛ 150 кВ Л-153А	Л _{2ц} +2Р	4,28	0,014
10	двухцепная ВЛ 150 кВ Л-153Б	Л _{2ц} +2Р	1,6	0,202
4, 12	1 сш 150 кВ	СШ	0,174	0,840
6, 14	АТ 150 кВ и Р	АТ + Р	0,085	0,919
8	1 сш 110 кВ	СШ	0,1206	0,886
16	2 сш 110 кВ	СШ	0,09474	0,9096

Таблица 7

Сравнительная таблица показателей надежности передачи энергии в сеть 110 кВ П-30 в нормальном режиме до и после реконструкции

Режим	Частота отказов ω , год ⁻¹	Среднее время безотказной работы Т, год	Вероятность безотказной работы Р за t = 1 год	Среднее время восстановления τ , ч
До реконструкции	0,163	6,14	0,0024	7,915
После реконструкции Л-153	0,059	16,95	0,075	8,2
После реконструкции на П-30 (установка СВ)	0,141	7,09	0,03	7,5
Объединение первой и второй реконструкции	0,045	22,22	0,113	7,5

Из результатов, приведенных в таблице 7, видно следующее:

- реконструкция линии Л-153 с переключением на нее шин 150 кВ П-30 позволяет увеличить в 2,7 раза среднее время безотказной работы;
- ввод секционного выключателя в качестве основного элемента реконструкции дает незначительный эффект – увеличение времени безотказной работы всего на 15%;
- наиболее эффективным из рассмотренных является третий вариант, который включает в себя разделение линии Л – 153 и объединение системы шин 150 кВ секционным выключателем; при этом частота отказов снизилась в 3,6 раза. Среднее время безотказной работы возросло на 16 лет и составляет 22 года. Вероятность безотказной работы также увеличилась и имеет значение - 0,113.

ВЫВОДЫ

1. Показана целесообразность поэлементного анализа показателей надежности реконструируемой схемы для выявления слабых элементов и определения вариантов реконструкции.

2. Для рассмотренного участка сети 150 кВ П-11А - П-200 показана эффективность разделения линии Л-153. Наибольший эффект достигается при использовании секционного выключателя на шинах РУ 150 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Венцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1962. 564 с.
2. Рябинин И. А. Основы теории надежности судовых электроэнергетических систем. Л.: Судостроение, 1971. 456 с.
3. Фабрикант В.П. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты. – Электричество, 1965, №9
4. Базуткин В.В., Кадомская К.П., Костенко М.В., Михайлов Ю.А.. Перенапряжения в электрических системах и защита от них. СПб.: Энергоатомиздат. 1995. 320 с.:ил.

РАЗРАБОТКА НОВОЙ СТРУКТУРЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ КАРЬЕРНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35/6 КВ ЦЕНТРАЛЬНОГО РУДНИКА ОАО «АПАТИТ»

Смирнов А.А., Веселов А.Е., Ярошевич В.В.

Карьер Центрального рудника занимает значительную территорию по площади, глубине и является крупным потребителем электрической энергии, обладает характерными особенностями, связанными с работой машин и агрегатов в условиях открытых горных разработок.

При выборе и построении структуры электрических сетей (СЭС) карьера учитываются следующие факторы [1]:

- система разработки, принятая в карьере;
- горно-технологические параметры карьера (продвижение фронта горных работ, длина фронта, число уступов, глубина карьера и т.д.);
- наличие мощных электроприемников;
- погодно-климатические условия района расположения карьера;
- развитие карьера.

С учетом вышеприведенных факторов выбрана радиально-разветвленная система электроснабжения в карьере, выполненная гибкими шланговыми и бронированными кабелями различных сечений.

Надежность и безопасность электрических сетей карьера являются важнейшими показателями работы системы. Все потребители карьера отнесены ко второй категории электроснабжения, при которой применяется два независимых источника питания без автоматического включения резерва (АВР). Перерыв в подаче электроэнергии допускается только на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

На рис. 1 приведена существующая схема электроснабжения. Электроснабжение карьера осуществляется от 2-х подстанций: от подстанции №351 запитан северный борт, от подстанции №27 южный борт и промплощадка рудника. Подстанция №351 была первоначально рассчитана для электроснабжения карьера Центрального рудника, так как из-за технологии горных работ все оборудование могло находиться на северном борту. Ранее применение подстанции №27 для питания южного борта было более целесообразно, чем в настоящее время, однако при продвижении и удалении горных работ использование этой подстанции постепенно теряет свою актуальность. При увеличении расстояния электроприемников от источника питания происходит увеличение потерь, при которых дальнейшее увеличение мощности электрических потребителей карьера при нынешней схеме электроснабжения будет практически невозможно. При создавшихся условиях появилась необходимость приближения источника питания к электрическим потребителям карьера. Это может быть достигнуто путем прокладки кабеля по постоянным горным выработкам Расвумчоррского рудника до подстанции №351. Ранее это было невозможно из-за ведения горных работ в районе рудоспуска № 6 западной части карьера.

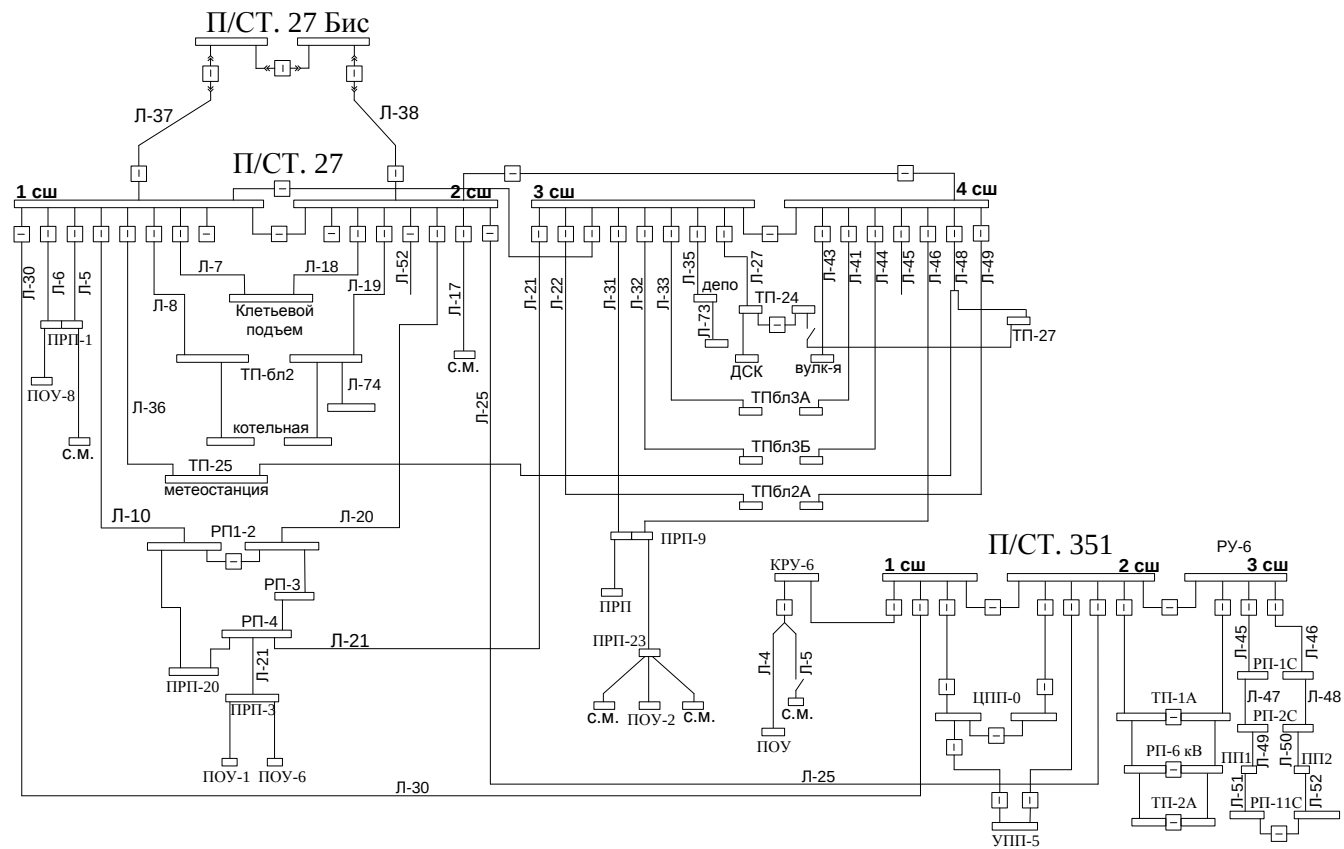


Рис. 1. Схема электроснабжения Центрального рудника

Прокладка кабеля от передвижных распределительных пунктов (ПРП), расположенных в западной части карьера Центрального рудника (рис.2), по горным выработкам Расвумчоррского рудника до подстанции №351 осуществляется через водоперепускные скважины, пройденные сверху вниз до водоперепускного штрека горизонта +550 м. Для предотвращения повреждения кабеля водоперепускные скважины фасованы трубами. С водоперепускного штрека горизонта + 550 м кабель спускается по уклону 550/539, затем по откаточному орту 5П, далее кабель прокладывается по южному откаточному штреку до квершлага и затем по вспомогательному стволу до подстанции №351. Для прокладки по подземным горным выработкам целесообразно применять кабель марки ЦААШВ-6, так как этот кабель наиболее подходит заданным условиям. Кабели ЦААШВ-6 с нестекающим изоляционным пропиточным составом предназначены для прокладки на вертикальных и наклонных участках трасс без ограничения разности уровней. Кабели могут эксплуатироваться на открытом воздухе, в сухих помещениях, в сырых, частично затопливаемых помещениях со слабой, средней и высокой коррозионной активностью, а также каналах, шахтах, коллекторах, на специальных кабельных эстакадах. Кабели применяются для прокладки в пожароопасных помещениях и взрывоопасных зонах класса В-1б, В-1г, В-2, В-2а.

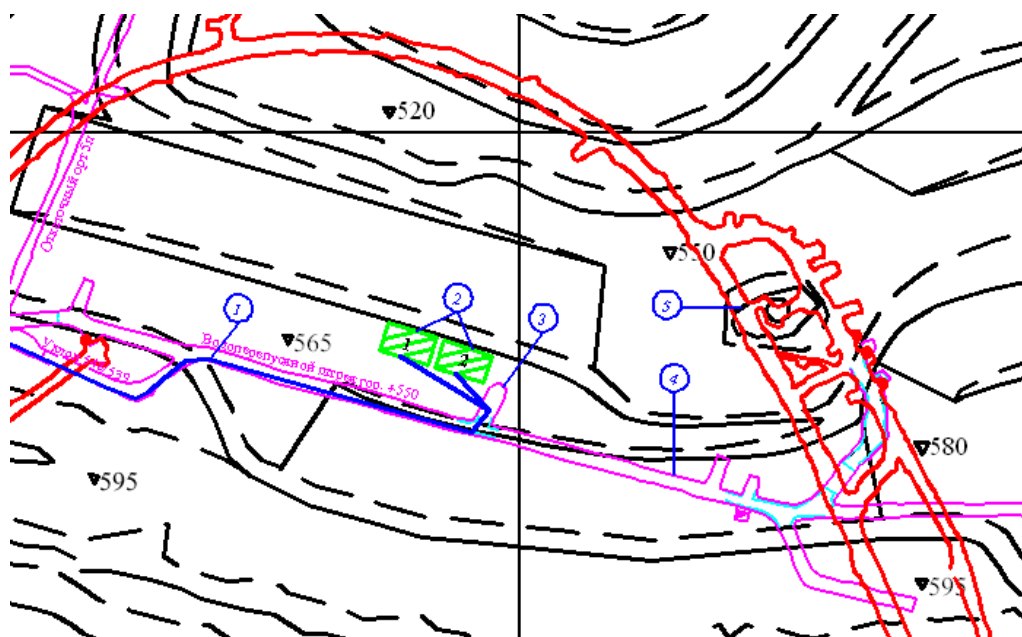


Рис.2. Прокладка высоковольтного кабеля в западной части карьера

- 1 – высоковольтные кабели;
- 2 – передвижные распределительные пункты;
- 3 – водоперепускные скважины;
- 4 – водоперепускной штрек гор. +550 м;
- 5 – рудопуск №6

Все технологическое электрооборудование по новой структуре электрической сети карьера запитано с подстанции № 351 (рис. 3), которая находится на территории промплощадки Расвумчоррского рудника. Для питания электрооборудования и распределения электрической энергии в карьере применяется трехфазный ток напряжением 6 кВ промышленной частоты 50 Гц. Распределение электроэнергии на территории карьера осуществляется с помощью ПРП. Новая структура карьерной электрической сети приведена на рис. 4.

Подстанция №27 будет служить для питания промплощадки и шахтного ствола Центрального рудника и создаст резервирование подстанции №351 (рис.1) по линиям №28, 30.

Для оценки эффективности капитальных вложений [2] был произведен расчет двух вариантов, на основе которых были составлены технико-экономические показатели по процессу.

Таблица 1

Технико-экономические показатели по процессу

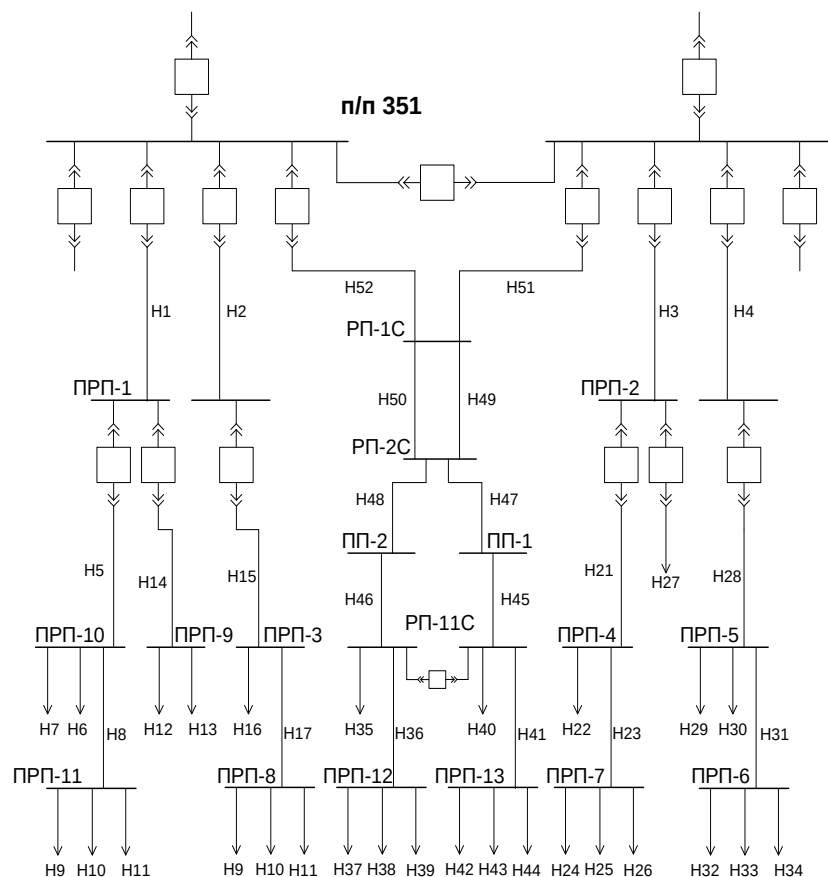
Наименование показателя	Единица измерения	Базовая структура	Новая структура
Годовой объём выпуска руды	Т	9100000	9100000
Годовое потребление энергии	кВт·ч	33130629,18	33130629,18
Стоимость одного кВт*ч	руб.	0,59	0,59
Расход электроэнергии на производство единицы продукции	кВт·ч/т	3,64	3,64
Списочная численность электротехнического персонала	чел.	12	9
Энерговооружённость труда	кВт·ч/чел	2760885,77	3681181,02
Годовой фонд заработной платы электротехнического персонала	руб.	2919145,2	2215421,4
Средняя зарплата одного рабочего в год	руб.	243262	246158
Средняя зарплата одного рабочего в месяц	руб.	20272	20513,2
Затраты на электроснабжение	руб.	29162758,3	26769440,3
Затраты на электроснабжение на единицу продукции	руб.	3,2	2,94

Годовой экономический эффект представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов – живого труда, материалов, энергии, капитальных вложений.

Он рассчитывается как разность приведенных затрат по базовому и проектируемому варианту:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C_{\text{б}} - C_{\text{н}}) \cdot Q_{\text{год}} = (3,2 - 2,94) \cdot 9100000 = 2366000 \text{ , руб.}$$

где $C_{\text{б}}$ и $C_{\text{н}}$ - себестоимость 1 тонны руды при использовании базовой структуры и новой структуры; $Q_{\text{год}}$ - годовой объём выпуска руды.



№	Марка кабеля	Длина, м	№	Марка кабеля	Длина, м
H1	ЦААШв 3х240	5500	H27	КГЭ 3х35+1х16	250
H2	ЦААШв 3х240	5500	H28	КШВГ 3х35+1х16	300
H3	ЦААШв 3х240	5500	H29	КШВГ 3х35+1х16	80
H4	ЦААШв 3х240	5500	H30	КГЭ 3х35+1х16	100
H5	КШВГ 3х35+1х16	1500	H31	КШВГ 3х35+1х16	300
H6	КШВГ 3х35+1х16	200	H32	КГЭ 3х35+1х16	100
H7	КШВГ 3х35+1х16	100	H33	КШВГ 3х35+1х16	80
H8	КШВГ 3х35+1х16	400	H34	КГЭ 3х35+1х16	150
H9	КШВГ 3х35+1х16	200	H35	КШВГ 3х35+1х16	250
H10	КШВГ 3х35+1х16	100	H36	КШВГ 3х35+1х16	400
H11	КШВГ 3х35+1х16	300	H37	КШВГ 3х35+1х16	150
H12	КШВГ 3х35+1х16	100	H38	КШВГ 3х35+1х16	250
H13	КГЭ 3х35+1х16	150	H39	КШВГ 3х35+1х16	200
H14	КШВГ 3х35+1х16	1400	H40	КШВГ 3х35+1х16	200
H15	КШВГ 3х35+1х16	300	H41	КШВГ 3х35+1х16	500
H16	КШВГ 3х35+1х16	200	H42	КГЭ 3х35+1х16	100
H17	КШВГ 3х35+1х16	400	H43	КШВГ 3х35+1х16	100
H18	КШВГ 3х35+1х16	150	H44	КГЭ 3х35+1х16	150
H19	КШВГ 3х35+1х16	200	H45	ЦААШв 3х240	600
H20	КШВГ 3х35+1х16	250	H46	ЦААШв 3х240	600
H21	КШВГ 3х35+1х16	350	H47	ЦААШв 3х240	812
H22	КШВГ 3х35+1х16	150	H48	ЦААШв 3х240	812
H23	КШВГ 3х35+1х16	500	H49	ЦААШв 3х240	575
H24	КШВГ 3х35+1х16	150	H50	ЦААШв 3х240	575
H25	КШВГ 3х35+1х16	200	H51	ЦААШв 3х240	2970
H26	КГЭ 3х35+1х16	100	H52	ЦААШв 3х240	2970

Рис.3. Расположение технологического оборудования в карьере

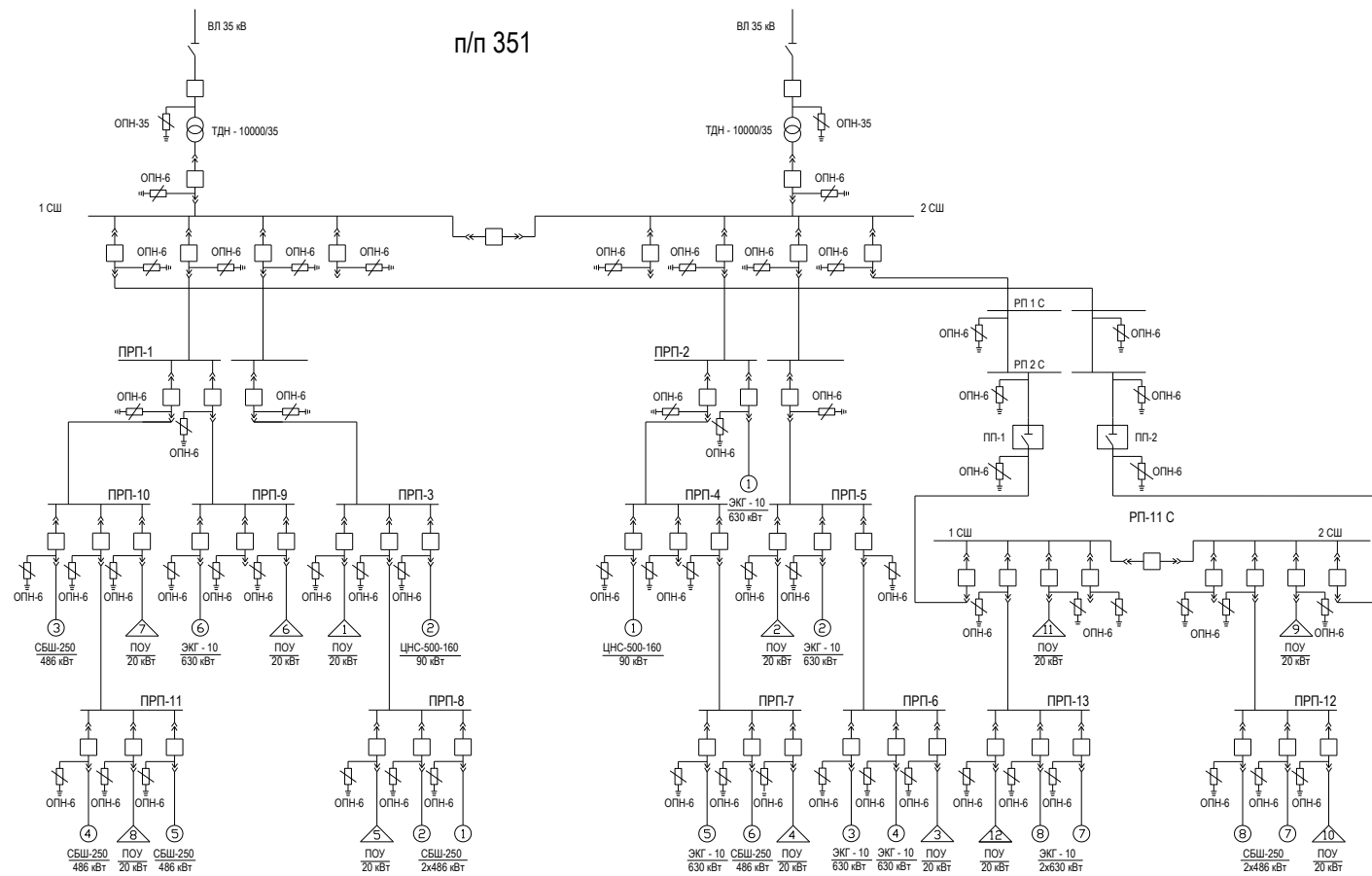


Рис. 4. Новая структура электрической сети карьера

В результате сравнения технико-экономических показателей вариант с новой структурой карьерной электрической сети (рис. 4) не только экономически выгоден, так как себестоимость руды ниже, но и с технической стороны более целесообразно его применение. При использовании этого варианта существует ряд технических преимуществ по сравнению с базовой вариацией:

- приближается источник питания к горным работам;
- сокращается протяженность кабельных линий;
- снижаются потери напряжения;
- отказ от линий, идущих в карьер от подстанции №27;
- снижается вероятность выхода бронированного кабеля из строя, так как кабель проложен в подземных выработках и не будет подвержен суровым условиям Центрального рудника, тем самым снизится простой карьерного оборудования.

Опыт эксплуатации карьерных сетей показывает, что они чаще всего выходят из строя не из-за некорректной эксплуатации их обслуживающим персоналом, а из-за специфических климатических условий Центрального рудника. Природно-климатические условия весьма суровы и неустойчивы. Частые сильные ветры, метели, повышенная влажность - все эти условия пагубно влияют на работоспособность электрооборудования, приводят к снижению надежности и к ускоренному выходу карьерных сетей из строя.

ВЫВОДЫ

Предложен вариант новой структуры карьерной высоковольтной сети Центрального рудника ОАО «Апатит». Показана технико-экономическая эффективность предлагаемой схемы по сравнению с существующей карьерной электрической сетью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов – М.: Изд. центр Энергоатомиздат, 1995. – 671 с.
2. Лобанов Н.Я. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях горнорудной промышленности– М.: Изд. центр Недр, 1986. – 328 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КИРОВСКОГО И РАСВУМЧОРРСКОГО РУДНИКОВ В СВЯЗИ С ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОНИЗИТЕЛЬНУЮ ТРАНСФОРМАТОРНУЮ ПОДСТАНЦИЮ № 73

Веселов А.Е., Бабарыгина Е.С., Власюк С.Е., Образцова С.А.

Бесперебойность электроснабжения потребителей, как известно, обеспечивается выбором рациональной структуры электроснабжения, обеспечением резервов мощности и пропускной способности электрических сетей, реализацией требований к надежности схем присоединения подстанций, схем питания узлов нагрузки основной и распределительной сети. В предлагаемой статье рассмотрены вопросы реконструкции схемы электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников ОАО «Апатит» в связи с вводом в эксплуатацию главной понизительной подстанции №73.

Основной задачей реконструкции является повышение надежности электроснабжения потребителей 1 категории ОАО «Апатит», а также создание благоприятных рабочих условий для обслуживающего персонала и снижение материальных затрат на электроснабжение.

На рис. 1 приведена схема внешнего электроснабжения рудников ОАО «Апатит» до ввода в эксплуатацию подстанции (ПС) №73.

Электроснабжение Кировского рудника осуществляется от подстанции (ПС) №43, на которой установлены два понижающих трансформатора 150/35/6 кВ с расщепленными обмотками низкого напряжения единичной мощностью 40 МВА. ПС-43 получает питание по сети 150 кВ от Апатитской ТЭЦ и от ПС-74. С секций шин 35 кВ ПС-43 запитана подстанция ПС-352 с двумя трансформаторами 35/6 кВ мощностью 25МВА каждый.

Электроснабжение Расвумчоррского рудника осуществляется от ПС-351 с двумя трансформаторами 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и одним трансформатором мощностью 5,6 МВА.

Реконструкция схемы электроснабжения и высоковольтной сети Кировского и Расвумчоррского рудников вызвана вводом новых достаточно мощных потребителей, что ставит вопрос об изменении режимов работы ОРУ-35 кВ ПС-43 и модернизации устройств релейной защиты и автоматики линий 35 кВ, питающих рудники. Признано целесообразным изменить схему внешнего электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников на базе ввода в эксплуатацию новой подстанции ПС-73, перевода питания ПС-351 Расвумчоррского рудника на ПС-73 и резервирования питания потребителей Кировского рудника и Расвумчоррского рудника на стороне 35 кВ.

На рис.2. приведены существующая часть схемы и предлагаемые проектные решения по изменению схемы питания ПС-43, ПС-351, ПС-418 с учетом изменяющихся линий и ввода в эксплуатацию ПС-73.

Подстанция ПС-73 получает питание посредством воздушных линий электропередачи (ЛЭП) 150 кВ со стороны Апатитской ТЭЦ и ПС-204. Таким образом, новая подстанция будет иметь надежное двухстороннее питание от Кольской АЭС и Апатитской ТЭЦ. Присоединение ПС-73 к энергосистеме осуществляется на базе уже существующих ЛЭП-150 кВ с незначительными оперативными изменениями.

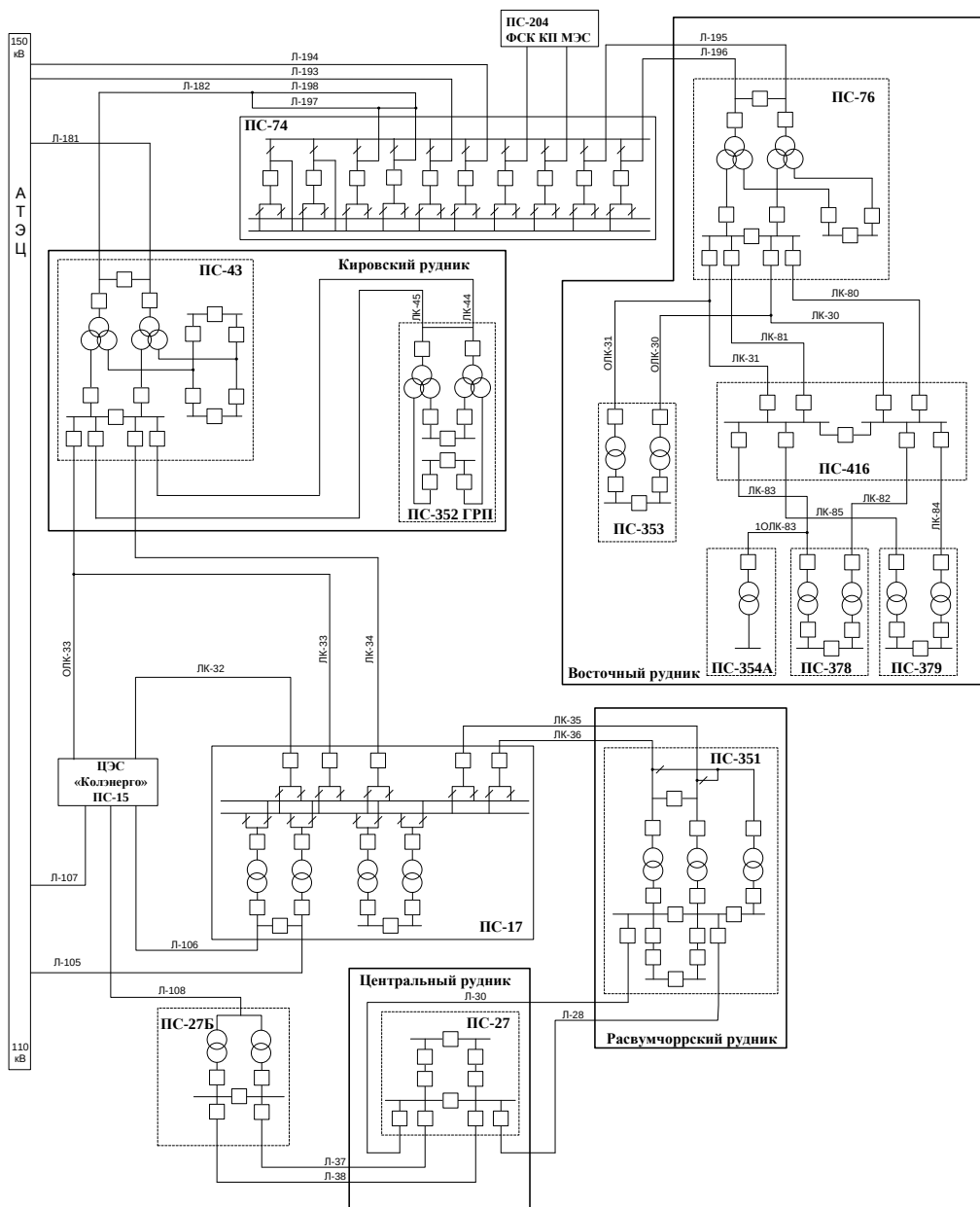


Рис. 1. Схема электроснабжения рудников ОАО "Апатит" до ввода в эксплуатацию ПС-73

На стороне 35 кВ предусмотрены изменения присоединений ЛЭП-35 кВ, а строительство двухцепной ЛЭП-35 кВ до ПС-418 обеспечивает резервирование на стороне 6 кВ ПС-17, ПС-351 и ПС-418.

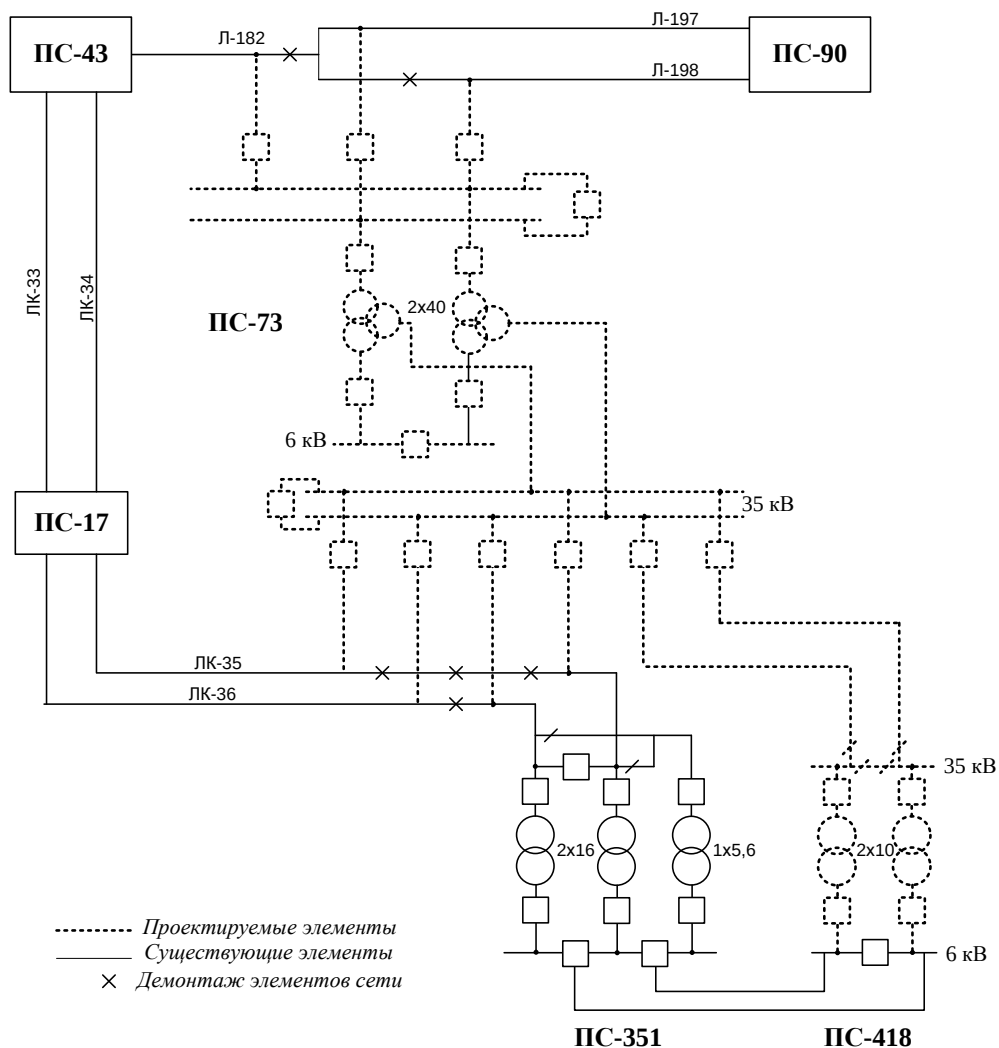


Рис.2. Внешнее электроснабжение Кировского, Расвумчоррского рудников с проектным решением.

Основными потребителями электроэнергии на Кировском и Расвумчоррском рудниках являются высоковольтные электродвигатели, подключенные к шинам распределительных пунктов 6 кВ. Для питания низковольтного электрооборудования применяется глубокий ввод трансформаторными подстанциями 6/0,4 кВ. Потребители рудника относятся к потребителям первой и второй категории по степени надежности электроснабжения. Питание однородных по режиму работы электроприемников производится с одного распределительного пункта.

На современных станциях всех типов и категорий схема электрических соединений должна обеспечивать полную автономность их работы, т.е. схема и установленная в ней аппаратура должны обеспечивать выполнение всех оперативных функций подстанции в послеаварийном режиме средствами

автоматики без непосредственного оперативного вмешательства персонала даже при наличии его на станции.

Для выполнения мероприятий по использованию существующих элементов сети электроснабжения и предлагаемых проектных решений по изменению схемы электроснабжения ПС-43, ПС-351, ПС-418 с учетом имеющихся линий электропередач напряжением 150 кВ и осуществления электроснабжения ПС-73 рассмотрим техническую и оперативную сторону по выполнению демонтажа ЛЭП 150 кВ Л-197, Л-198, Л-182 и ЛЭП 35 кВ ЛК-35, ЛК-36.

На рис.3. изображена схема электроснабжения ПС-43 Кировского рудника по имеющимся ВЛ-150 кВ до демонтажа перемычек Л-197, Л-198, Л-182.

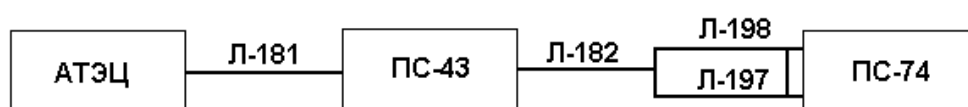


Рис.3. Схема электроснабжения ПС-43.

Линии Л-197, Л-198 на ПС-74 имеют собственные выключатели В-150 кВ, один из которых находится в работе по нормальной схеме, другой в резерве, но резервирование электроснабжения ПС-43 по ЛЭП-150 кВ со стороны ПС-74 нельзя обеспечить из-за существующих перемычек на Л-197/Л-198. При отключении находящегося в работе выключателя В-150 Л-197 или В-150 Л-198 действием линейных защит, осмотр необходимо производить на Л-197 и на Л-198, что увеличивает время определения места повреждения ЛЭП-150 кВ и сроки устранения технологического нарушения.

Анализ внешней схемы электроснабжения ПС-43 Кировского рудника показал, что нецелесообразно использовать Л-197, Л-198, Л-182 как единое целое.

Исходя из значимости Кировского рудника, как потребителя I категории - перерыв электроснабжения которого может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб и расстройство сложного технологического процесса ОАО «Апатит», демонтаж ЛЭП 150 кВ необходимо осуществить с наименьшей долей риска в перерыве электроснабжения.

На рис.4. представлена схема электроснабжения ПС-43 по Л-198/Л-182 от ПС-74 после выполненного демонтажа перемычек на Л-197, Л-198, а также изображена ПС-73 с заходом Л-197 от ПС-74.

После демонтажа перемычек на Л-197, Л-198 электроснабжение ПС-43 Кировского рудника осуществляется от двух независимых источников питания по Л-198/Л-182 от ПС-74 и по Л-182 от АТЭЦ.

На ПС-73 появилась возможность осуществить электроснабжение по Л-197 от ПС-74 для опробования налаженного первичного и вторичного оборудования при первой постановке под рабочее напряжение.

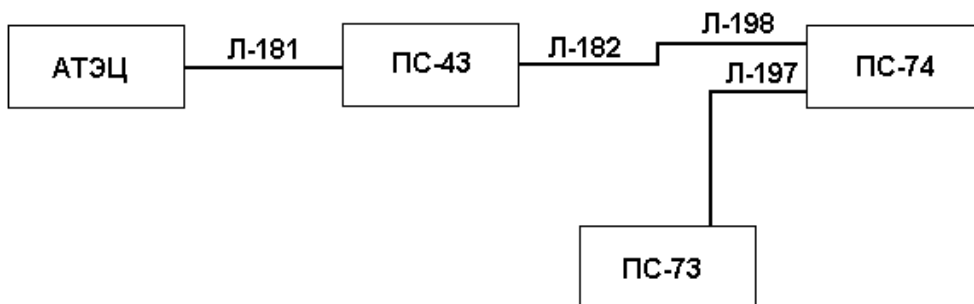


Рис.4. Схема электроснабжения ПС-43 после демонтажа перемычек Л-197/Л-198 с заходом Л-197 на ПС-73.

Окончательная схема электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников после ввода в эксплуатацию ПС-73 представлена на рис.5.

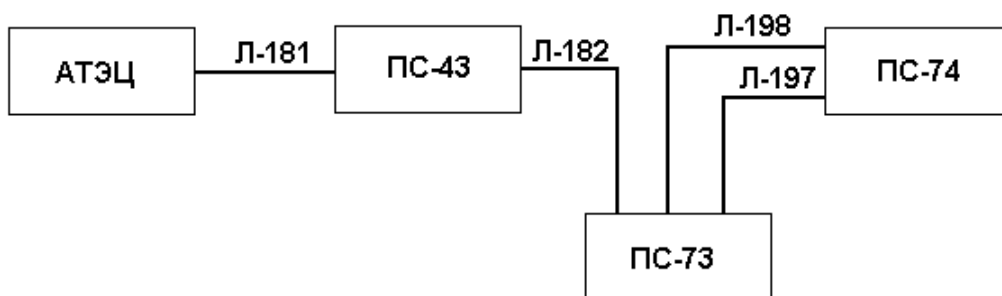


Рис.5. Схема электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников после ввода в эксплуатацию ПС-73.

Схема сети 150 кВ ПС-73 приведена на рис.6.

Для ОРУ-150 кВ ПС-73 было выбрано оборудование производства компании АBB модульного исполнения. Это - коммутационные модули высокого профиля LTB 170 Compact и линейные модули LEM 170.

Коммутационный модуль высокого профиля LTB 170 Compact включает в себя элегазовый выключатель с функциями разъединителя и трансформатор тока. Модуль предназначен для наружной установки.

В основе конструкции заложена установка выключателя типа LTB170D1/B на выкатном элементе и трансформатор тока IMB-170. Элегазовый выключатель состоит из трех полюсов и имеет один пружинный привод BLK 222 с двигателем заводом пружин. Функции разъединителя выполняются путем выкатывания тележки с выключателем из неподвижных контактов. Выкатная тележка выключателя может управляться как двигателем типа BCM-F, так и ручным приводом. Фиксированные контакты выключателя являются частью сборных шин, а подвижными контактами выключателя являются выводы выключателя.

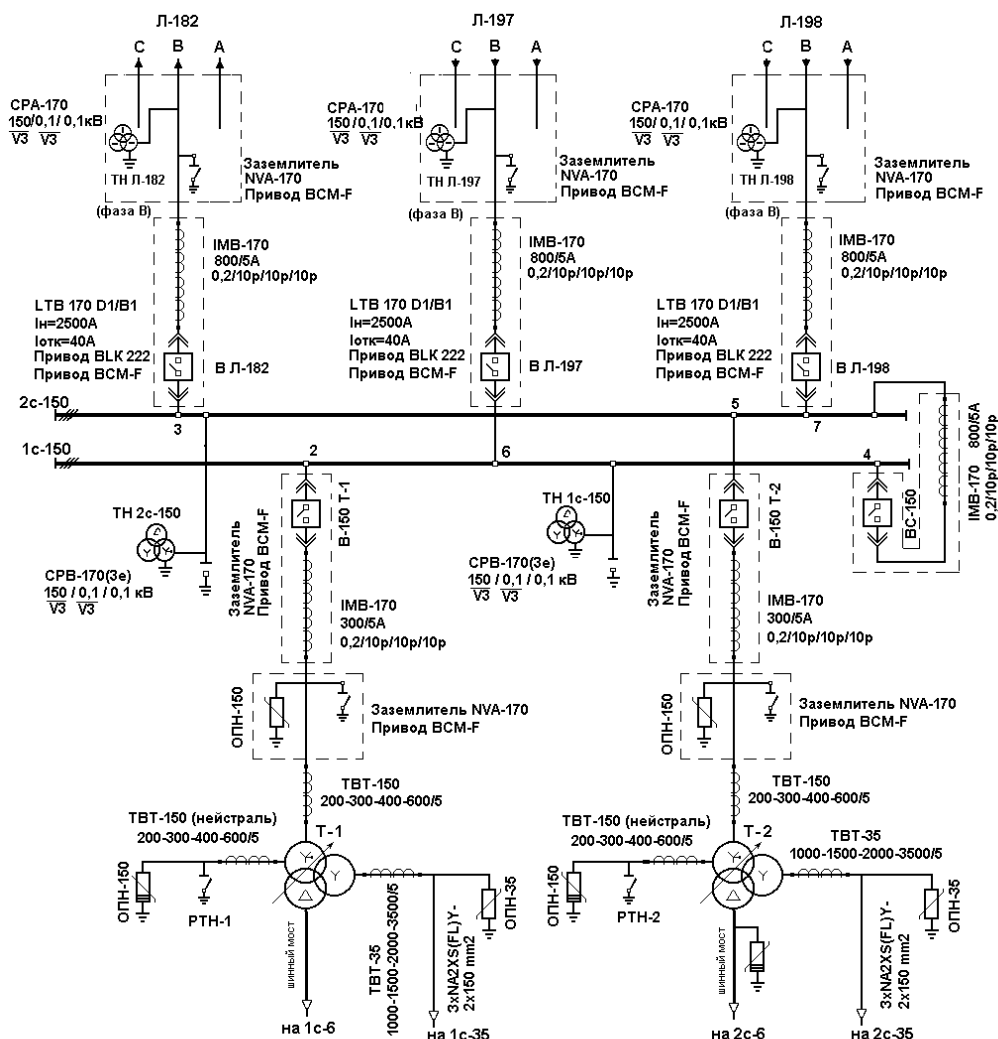


Рис.6. Однолинейная схема ОРУ-150 ПС-73

Модули LTV Compact имеют конфигурацию для подключения к одной системе сборных шин. Схема ПС-73 на стороне 150 кВ соответствует предлагаемому варианту применения модулей. Для выключателей 150 кВ Л-197, Л-198, Л-182, ВС-150, В-150 Т-1, В-150 Т-2 применены коммутационные модули высокого профиля LTV 170 Compact, которые включают в себя все указанные выше элементы.

Линейный модуль LEM 170 может состоять из трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжений и заземлителя в любой комбинации. Встроенный заземлитель вертикального действия (по одному на каждый полюс) соединен тягами с общим приводом. Заземлитель может иметь двигательный или ручной привод. На ПС-73 применены вводные линейные

модули, включающие в себя: трансформаторы напряжения измерительные однофазные емкостного типа серии «СР», ограничители перенапряжения Rexlim R 132, заземляющие разъединители типа NVA-170.

Трансформаторы СРА-170 (на линиях) и типа СРВ-170 (на секциях шин) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также обеспечения высокочастотной связи в электрических системах переменного тока частотой 50 Гц с заземленной нейтралью при включении по схеме «фаза-земля». Первичная обмотка разделена на основную и несколько дополнительных, используемых для настройки коэффициента трансформации. Номинальное напряжение первичной обмотки находится в пределах 18-24 кВ. Трансформатор имеет две вторичные обмотки - основную для измерений или защиты и дополнительную для защиты при включении в разомкнутый треугольник. Основная обмотка имеет номинальное выходное напряжение $100/\sqrt{3}$ В, а дополнительная - 100 В. Для предотвращения феррорезонанса в цепь измерительной обмотки включена специальная демпфирующая цепь.

Ограничители перенапряжения Rexlim R 132 предназначены для защиты электротехнического оборудования 150 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений, данные ОПН рассчитаны для работы на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от -60°C до $+45^{\circ}\text{C}$. Выбранное оборудование удовлетворяет требованиям по термической и электродинамической стойкости, согласно рассчитанным значениям токов КЗ.

Разработанный вариант схемы сети 35 кВ приведен на рис.7.

На стороне 35 кВ принимается раздельная работа секций шин.

На стороне 6 кВ принимается также раздельная работа секций шин. На вводе 6 кВ устанавливается устройство релейной защиты SEPAM 1000+ S40, обеспечивающее функции управления выключателем, резервные защиты трансформатора на стороне 6 кВ, логику АВР на ВС-6 кВ, АПВ ввода. Для защиты от перенапряжений, возникающих вследствие однофазных замыканий на землю в сети 6 кВ, предусматривается установка устройства частичного заземления нейтрали, которое осуществляется подключением к шинам каждой секции 6 кВ дополнительно трансформаторов резистора нейтрали, где нейтраль соединяется с землей через низкоомный резистор. Для трансформаторов напряжения 6 кВ устанавливаются SEPAM 100+ B21.

Защиту присоединений линий 6 кВ предусмотрено выполнить с использованием устройств SEPAM 1000 + серии S20 производства Schneider Electric, включающих в себя функции защиты, автоматики, измерения и сигнализации. Защита линий 6 кВ выполняется в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты, защиты от замыканий на землю с действием на отключение.

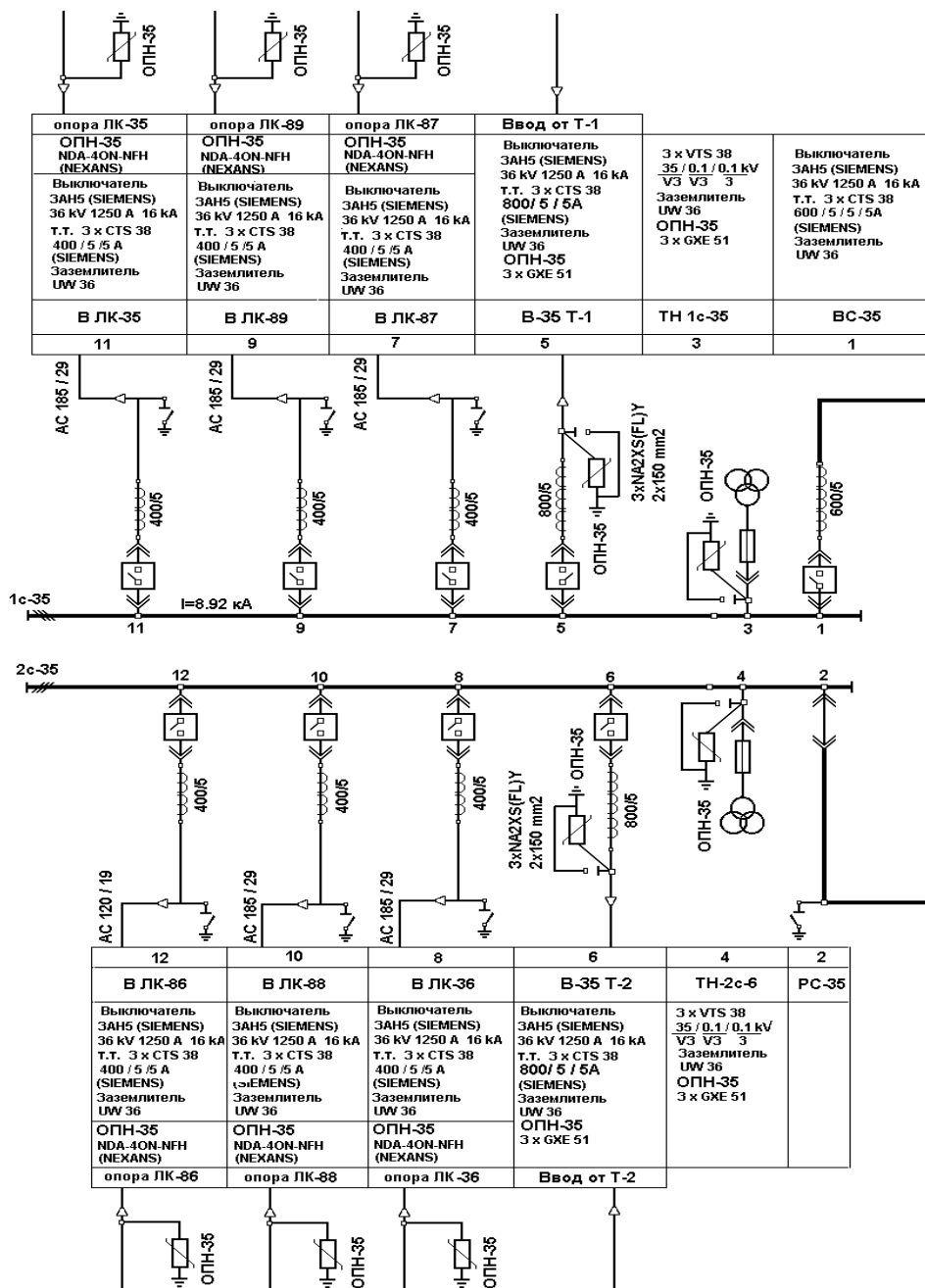


Рис.7. Разработанный вариант схемы сети 35 кВ

ВЫВОДЫ

Рассмотрен и проанализирован проект по реконструкции и модернизации высоковольтной сети электроснабжения рудников Расвумчоррский и Кировский в связи с вводом в эксплуатацию подстанции 150/35/6 кВ №73.

В процессе проектирования особое внимание уделялось таким вопросам, как экономичность, аппаратная надежность, безопасность эксплуатации системы электроснабжения, уменьшение эксплуатационных затрат благодаря высокому качеству, повышение надежности оборудования, упрощение эксплуатации, уменьшение времени на обслуживание, функциональная гибкость новейшего оборудования микропроцессорной релейной защиты.

Исходя из рекомендаций по выбору оборудования, выбраны коммутационные модули LTV Compact и линейные модули LEM 170 на стороне 150 кВ, при их применении на ПС-73 повышается надежность, минимизируется занимаемое пространство, время монтажа, увеличивается безопасность при эксплуатации.

Выбрано комплектное распределительное устройство серии RXD36, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока на напряжение 35 кВ, укомплектованное вакуумными выключателями типа 3АН (производство SIEMENS), ограничителями перенапряжений типа GXE 51. Также выбрано комплектное распределительное устройство серии D-12P на стороне 6 кВ, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, с применением вакуумных выключателей и микропроцессорных блоков защиты.

ОБ УСЛОВИЯХ ДОПУСТИМОСТИ НЕРАВНОМЕРНОЙ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ОТДЕЛЬНЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЯХ К УЗЛУ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

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

Установка дополнительных компенсирующих устройств (КУ) в электрических сетях систем электроснабжения является необходимым и эффективным средством снижения потерь активной мощности и электроэнергии, обеспечения нормативных уровней напряжения у потребителей. В России к настоящему времени имеется нормативно-техническая документация, регламентирующая взаимоотношения энергосистем и потребителей в части компенсации реактивной мощности (КРМ). Согласно [1], для всех узлов энергосистемы, где подключены потребители, рассчитываются экономически целесообразные значения реактивной мощности суммарной нагрузки в часы максимальных режимов Q_{Σ} . Нагрузочные узлы представляют собой шины 6 – 20 кВ понижающих трансформаторов и являются, как правило, точками раздела балансовой принадлежности сетей. В Договоре на пользование электроэнергией каждого абонента-потребителя, питающегося от какого-либо узла, указывается величина Q_{Σ} , разрешаемая к потреблению из сети энергосистемы в максимальном режиме без штрафных санкций. Предполагается, что в тех случаях, когда фактическая реактивная мощность потребителя Q_{Φ} в этом режиме при полной мобилизации имеющихся КУ превышает значение Q_{Σ} , потребитель экономически заинтересован в приобретении и установке в своих сетях дополнительных КУ мощностью $Q_{КУ} = Q_{\Phi} - Q_{\Sigma}$.

Мощности $Q_{КУ}$, согласно [1], должны рассчитываться по специальным оптимизирующим программам, в которых подробно учитывается сложносвязанная питающая сеть высокого напряжения при упрощенном учете характеристик распределительных сетей потребителей и экономических характеристик КУ. Критерием оптимальности выбора величин Q_{Σ} является минимум суммарных приведенных затрат на обеспечение такого режима (3 min). В качестве КУ при этих расчетах принимаются конденсаторные батареи (КБ).

Допускается также нормативный способ расчета величин Q_{Σ} , использующий типовые (усредненные на основании опыта проведения оптимизационных расчетов для условий различных энергосистем) нормативные коэффициенты реактивной мощности узлов нагрузки для часов максимума с учетом фактической активной нагрузки узла (P_{Φ}) $\text{tg}\varphi_{\Sigma} = Q_{\Sigma}/P_{\Phi}$. Показатель $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ зависит от класса сети высшего напряжения рассматриваемой понижающей подстанции и, например, для Северо-Запада он равен 0,3 и 0,4 для нагрузочных узлов, примыкающих к сетям 110 – 150 кВ и 220 – 330 кВ соответственно. Нормативное определение Q_{Σ} и $Q_{КУ}$ в зависимости от активной мощности потребителя P_{Φ} по формулам:

$$Q_{\Sigma} = \text{tg}\varphi_{\Sigma} \cdot P_{\Phi}, \quad Q_{КУ} = Q_{\Phi} - Q_{\Sigma}, \quad (1)$$

нашло наибольшее распространение. Это связано с определенными трудностями получения необходимой информации о сетях абонентов при проведении

оптимизационных расчетов Q_{Σ} в службах режимов энергосистем, невозможностью корректного учета в общей постановке всех факторов, связанных с применением КУ в конкретной электрической сети. В результате применительно к типовой модели для оптимизации затрат на КРМ в нагрузочном узле с n присоединениями (рис. 1) к шинам высокого напряжения (ВН) обычно принимается равномерное КРМ во всех присоединениях. Причем в общем случае КУ могут быть установлены не только на шинах 6 – 20 кВ, как показано на рисунке 1, но и в сети более низкого напряжения (0,4 кВ).

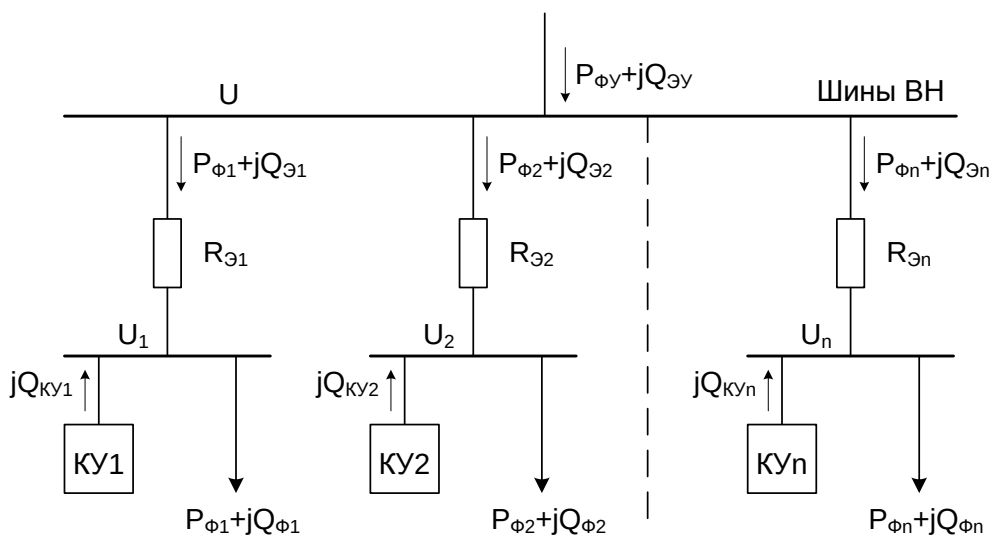


Рис.1. Типовая модель оптимизации затрат на компенсацию реактивной мощности в нагрузочном узле с n присоединениями.

На практике равномерная КРМ затруднительна. Это обусловлено многими обстоятельствами. Потребители отдельных присоединений к узлу могут иметь различную ведомственную подчиненность. В некоторых точках сети вообще невозможна установка КУ по техническим причинам. При наличии в сети достаточно мощных нелинейных нагрузок, генерирующих высшие гармоники, вместо наиболее дешевых КУ типа КБ следует устанавливать фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), представляющие собой силовые резонансные фильтры, требующие существенно больших капитальных затрат и издержек на покрытие активных потерь в КУ. Удельные приведенные затраты на ФКУ почти в 1,5 раза превышают затраты на КБ. Сказанное свидетельствует о необходимости отхода в ряде случаев от принципа равномерной КРМ и поиска более рационального решения задачи распределения $Q_{\Sigma y}$ для узла сети ВН с несколькими присоединениями.

Известно, что основной эффект от снижения активных потерь при установке КУ достигается в высоковольтной части сетей энергосистем [1]. Поэтому применительно к модели (рис. 1) вправе предположить, что при любых отклонениях от равномерной КРМ в поисках ее оптимального варианта необходимо выполнять условие

$$\sum_{i=1}^n Q_{\mathcal{E}i} = Q_{\mathcal{E}y} \quad (2)$$

Тогда в суммарные приведенные затраты, которые необходимо минимизировать за счет оптимального распределения заданной для данного узла величины $Q_{\mathcal{E}y}$ по отдельным присоединениям ($Q_{\mathcal{E}i}$), следует включить лишь приведенные ежегодные затраты на установку и эксплуатацию КУ

$$Z_{KY} = \sum_{i=1}^n z_{KYi} \cdot Q_{KYi} = \sum_{i=1}^n z_{KYi} \cdot (Q_{\Phi i} - Q_{\mathcal{E}i}) \quad (3)$$

и ежегодные затраты на покрытие потерь активной мощности во всех присоединениях рассматриваемого узла

$$Z_{\Delta p} = C_{\Delta p} \sum_{i=1}^n R_{\mathcal{E}i} \cdot (P_{\Phi i}^2 + Q_{\mathcal{E}i}^2) / U^2, \quad (4)$$

где z_{KYi} - удельные затраты на КУ, предполагаемые к установке в i -ом присоединении, $C_{\Delta p}$ - эквивалентная стоимость потерь активной мощности в часы максимума за год, $R_{\mathcal{E}i}$ - условное активное сопротивление, введенное для эквивалентирования зависимости суммарных потерь в сети i -го присоединения от величин входных мощностей этого присоединения. Согласно [1], одним из выражений для определения $R_{\mathcal{E}i}$ может быть такое:

$$R_{\mathcal{E}i} \cong \Delta p_i \cdot U^2 / [R_{\Phi i} \cdot (1 + tg^2 \varphi_{\Phi i})], \quad (5)$$

где $\Delta p_i = \Delta P_i / P_{\Phi i}$ - удельные потери активной мощности в сети i -го присоединения.

Минимизируя затраты ($Z_{KY} + Z_{\Delta p}$), находим выражение для оптимальных значений $Q_{\mathcal{E}i}^{opt}$ для всех присоединений:

$$Q_{\mathcal{E}i}^{opt} = Q_{\mathcal{E}y} / \sum_{j=1}^n (R_{\mathcal{E}i} / R_{\mathcal{E}j}) + \left[1 - \sum_{j=1}^n \left(\frac{z_{KYi}}{z_{KYj}} \cdot \frac{1}{R_{\mathcal{E}j}} \right) / \sum_{j=1}^n \frac{1}{R_{\mathcal{E}j}} \right] \cdot \frac{U^2 \cdot z_{KYi}}{2 \cdot C_{\Delta p} \cdot R_{\mathcal{E}i}}. \quad (6)$$

Для более частного случая, когда во всех присоединениях используются КУ с одинаковыми удельными затратами:

$$Q_{\mathcal{E}i}^{opt} = Q_{\mathcal{E}y} / \sum_{j=1}^n (R_{\mathcal{E}i} / R_{\mathcal{E}j}) \quad (7)$$

или с учетом (5)

$$Q_{\Sigma i}^{opt} = Q_{\Sigma y} / \sum_{j=1}^n \left[\frac{\Delta p_i \cdot P_{\Phi j} \cdot (1 + tg^2 \varphi_{\Phi j})}{\Delta p_j \cdot P_{\Phi i} \cdot (1 + tg^2 \varphi_{\Phi i})} \right]. \quad (8)$$

Таким образом, очевидно, что упоминавшееся равномерное распределение КРМ по присоединениям узла, согласно выражению

$$Q_{\Sigma i}^{pavn} = P_{\Phi i} \cdot tg \varphi_{\Sigma} = Q_{\Sigma y} / \sum_{j=1}^n (P_{\Phi j} / P_{\Phi i}) \quad (9)$$

соответствует оптимальной КРМ (6) лишь в частном случае, когда все КУ имеют одинаковые удельные затраты и когда все оптимизируемые присоединения узла характеризуются одинаковыми значениями удельных потерь и фактических коэффициентов реактивной мощности ($\Delta p_i = \Delta p_j$, $tg \varphi_i = tg \varphi_j$ при различных i и j).

При решении вопроса об оптимизации КРМ в узле для уже эксплуатируемой сети имеется большая вероятность столкнуться с ситуацией, когда в отдельных присоединениях имеется резерв установленных КУ, для привлечения которых к КРМ не нужно делать капитальные затраты, благодаря чему удельные затраты на КУ в этих присоединениях резко снижаются (остаются лишь ежегодные издержки на их эксплуатацию).

Практически можно столкнуться, как уже говорилось, и с ситуацией, когда в отдельных присоединениях по техническим условиям необходимо применять более сложные и дорогие виды КУ, чем КБ.

Эти примеры свидетельствуют, что равномерная КРМ на практике чаще всего не будет оптимальной и что следует пользоваться более точной формулой (6).

Из формулы (6) следует, что при достаточно больших $Z_{куi}$ или малых $R_{\Sigma i}(\Delta p_i)$ в некоторых присоединениях по сравнению с другими соответствующие величины $Q_{\Sigma i}$ могут оказаться больше, чем $Q_{\Phi i}$ (даже если $Q_{\Sigma y} \ll Q_{\Phi y}$). Это говорит о том, что в данных присоединениях следует отказаться от установки КУ и провести оптимизацию КРМ для остальных присоединений, распределяя между ними следующую суммарную величину реактивной мощности

$$Q'_{\Sigma y} = Q_{\Sigma y} - \sum_{i=m+1}^n Q_{\Phi i} \quad (10)$$

(здесь для определенности оптимизируемым присоединениям отведены первые m номеров: $i=1, \dots, m$).

Величина $Q'_{\Sigma y}$ может оказаться при этом отрицательной, что свидетельствует об экономической целесообразности выдачи реактивной мощности от группы оптимизируемых присоединений в целом в узел ВН.

Если все рассматриваемые присоединения относятся к одному абоненту энергосистемы, то трудности оптимального распределения КУ могут возникнуть

лишь в связи с суммирующей системой реактивной мощности (энергии) абонента: потребуется изменить ее так, чтобы она алгебраически складывала реактивные мощности отдельных присоединений с учетом их знаков (направления из сети ВН или в сеть ВН), что в применяющихся системах учета пока не производится. Однако такое видоизменение вполне осуществимо при использовании существующих уже сейчас технических средств.

Заметим, что при принадлежности разных присоединений узла не одному, а двум и более абонентам, могут возникать и некоторые другие затруднения в осуществлении наиболее оптимальной КРМ, связанные не с техническими средствами учета электропотребления, а с тем, что в условиях современных хозрасчетных отношений интересы отдельных абонентов одного узла энергосистемы могут входить в конфликт друг с другом, мешая оптимальным совместным действиям.

Исследования показали также, что при невозможности установки в сетях потребителей по техническим условиям КУ типа КБ вполне конкурентоспособным является вариант установки КБ непосредственно на шинах данного узла энергосистемы. В частности для этого можно использовать выпускаемые промышленностью КБ на 110 кВ.

Капитальные затраты и расходы, связанные с эксплуатацией узловой КБ целесообразно возложить на присоединение к узлу абонентов, что может быть зафиксировано в соответствующих договорах на использование электрической энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС.-2003. – 280 с.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

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

Опыт эксплуатации систем электроснабжения (СЭ) промышленных предприятий с двигательной нагрузкой (заводов черной и цветной металлургии, химической промышленности и т.д.) показывает, что уровни токов короткого замыкания (к.з.) в распределительных сетях 6, 10 кВ близки, а зачастую и превышают предельные значения по условиям отключения установленной коммутационной аппаратуры. Широко применяемые мероприятия по ограничению токов к.з. (реактивное питание, применение трансформаторов с расщепленными обмотками, раздельная работа секций шин 0,4 - 10 кВ и др.) существенно ухудшают качество электроэнергии, резко снижают надежность работы СЭ, затрудняют, а в ряде случаев делают невозможными процессы пусков и самозапусков электродвигателей, автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР).

В связи с этим актуальным является поиск решений, обеспечивающих повышение надежности электроснабжения.

Особенно большие возможности в этом плане в настоящее время связаны с разработкой и внедрением токоограничивающих устройств (ТОУ) и изменением структуры построения СЭ за счет рационального использования нелинейных характеристик ТОУ.

Одним из путей совершенствования СЭ является объединение секций сборных шин на параллельную работу с использованием ТОУ, что позволяет существенно повысить качество электроэнергии и устойчивость работы двигательной нагрузки при ограничении токов к.з. на уровне, соответствующем параметрам общепромышленных выключателей для типовых комплектных распределительных устройств 6, 10 кВ. Сделан обзор и проведено сопоставление ТОУ различных типов в плане удовлетворения комплексу требований, специфичных для СЭ с двигательной нагрузкой: ограничение тока к.з. на необходимом уровне с учетом его ударного значения; обеспечение минимума потерь активной и реактивной мощности в нормальных и послеаварийных режимах; повышение устойчивости работы двигательной нагрузки; способность к уменьшению сопротивления до нуля сразу после ликвидации аварии; технологичность изготовления; возможность совмещения функций токоограничения и коммутации тока; способность к многократному срабатыванию и др. Сделан вывод о том, что наибольшими перспективами многоцелевого использования обладают устройства на базе бесконтактной полупроводниковой техники, включаемые в цепь связи секций сборных шин.

Эти ТОУ, обладая способностью к быстрой коммутации и примерно одинаковой эффективностью ограничения ударных токов к.з., при исследовании электромеханических переходных процессов могут быть приняты идеальными ключами.

Рассмотрены технические характеристики СЭ с шиносоединительными ТОУ. На рис. 1а в однофазном представлении приведена схема с групповым ТОУ реакторно-тиристорного типа (РТУ), позволяющим объединить на параллельную работу, например, четыре секции сборных шин I - IV 6, 10 кВ.

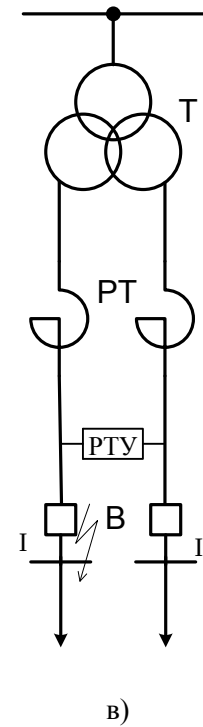
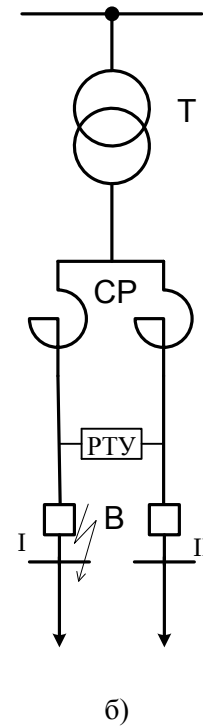
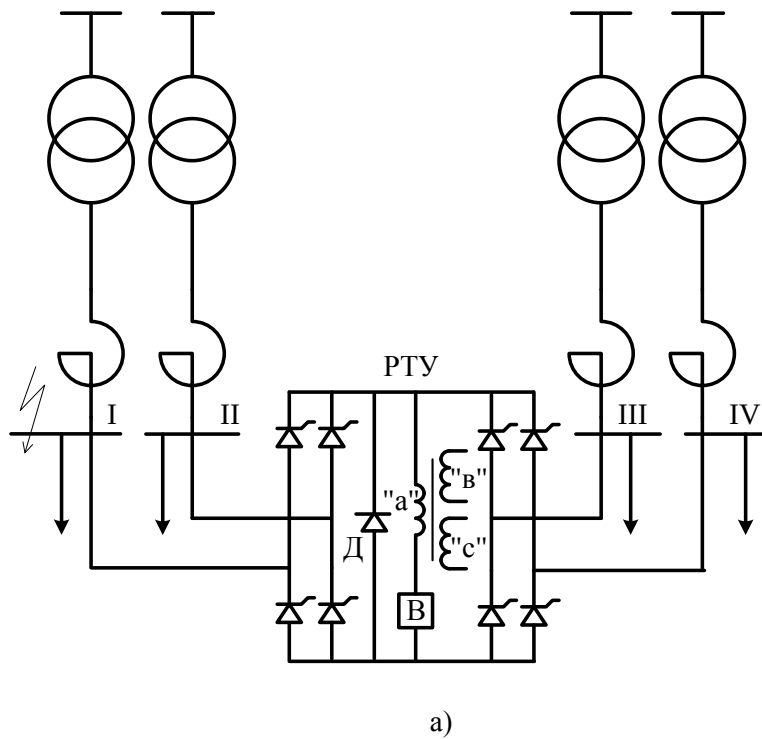


Рис.1. Схемы включения шиносоединительных ТОУ:
 а) с групповым ТОУ, реакторно-тиристорного типа (PTY);
 б) со сдвоенными реакторами (CP);
 в) с реактор-трансформаторами (PT)

В состав схемы входят трехобмоточный реактор Р и биполярные тиристорные группы по числу объединяемых секций. Последовательно с реактором включен маломощный выпрямитель В, питающийся от шин собственных нужд; цепь реактор - выпрямитель зашунтирована диодом Д. В нормальном режиме в контуре Р-В-Д протекает постоянный ток, величина которого должна быть больше расчетной амплитуды переменного тока в любом из присоединений РТУ. В этом случае диод Д будет непрерывно находиться в проводящем состоянии, закорачивая тиристорные группы на присоединениях. При подаче на тиристоры импульсов управления одноименные фазы линий связи секций соединяются в «звезду» и тем самым резко уменьшается эквивалентное сопротивление цепи питания. При к.з. на одном из присоединений, например на секции I, под влиянием резко возросшего напряжения на РТУ часть тиристоров запирается, и между аварийной и неповрежденными секциями включается реактор Р, ограничивающий ударную полуволну тока к.з. от неповрежденных секций на необходимом уровне, обеспечиваемом выбором сопротивления реактора.

При быстрой блокировке импульсов управления на тиристорах, присоединенных к поврежденной секции, аварийная цепь селективно отключается после прохождения ограниченной полуволны тока через нуль - ток подпитки прекращается за время порядка 0,01 с. В результате сохраняется параллельная работа неаварийных секций шин, а провал напряжения на них с величиной 10 – 20% от номинального значения существует лишь в течение 0,01 с.

Параметры и капитальные затраты РТУ в первую очередь зависят от величины его проходной мощности. По условиям работы в различных режимах достаточна установка в цепях связи секций РТУ номинальной проходной мощностью $S_n^{PTV} = (0,3 - 0,35)$ относительных единиц (о.е.), где за базисную принята мощность одного из объединяемых на параллельную работу трансформаторов.

Разработана методика выбора сопротивления реактора РТУ - X_p^{PTV} , обеспечивающего допустимую долю подпитки тока к.з. через РТУ, при котором суммарный ударный ток трехфазного к.з. не превышает величины предельного ударного тока применяемых выключателей $I_{КЗ доп}^{уд} = 2,55 \cdot I_{откл}$. При этом ток к.з. в аварийной части системы определяется по обычным правилам, а ударный ток подпитки через РТУ рассчитывается по полученной на основании исследований динамики процессов токоограничения РТУ формуле, дающей зависимость тока от сопротивления реактора РТУ - X_p^{PTV} , коэффициента электромагнитной связи между обмотками реактора РТУ - K_{CB}^{PTV} , начального тока I_0^{PTV} через РТУ, эквивалентных параметров неаварийной части системы X_C'' и числа «n» объединяемых через РТУ секций

$$I_{уд}^{PTV} = (1 + 0,5 \cdot K_{CB}^{PTV}) \cdot I_0^{PTV} + \frac{1,6 \cdot U_C}{X_C'' / (n - 1) + (1 + K_{CB}^{PTV}) \cdot X_p^{PTV}} \cdot \quad (1)$$

Реальный диапазон X_p^{PTV} в принятых о.е. составляет $X_p^{PTV} = 0,2, \dots, 1,0$ о.е.

Однако достаточно часто в СЭ с преобладающей двигательной нагрузкой и при раздельной работе секций шин с реакторами в цепях питания токи к.з. могут превышать предельно допустимые значения. Для подобных случаев целесообразно применять схемы рис. 16, в с включением в цепи питания сдвоенных реакторов (СР) и реактор-трансформаторов (РТ) с большим K_{CB} . РТУ в нормальном режиме соединяет ветви реакторов, в результате чего выравниваются токи в них, а эквивалентное сопротивление, вносимое реакторами в цепь питания $X_{\Sigma} = 0,5 \cdot (1 - K_{CB}) \cdot X_{CP, PT}$, где $X_{CP, PT}$ - индуктивное сопротивление ветви СР или РТ, при реально достижимых значениях $K_{CB} = 0,9 - 0,95$ составляет величину порядка (0,3 - 0,6)%. При к.з. РТУ разрывает связь между обмотками и в цепь питания включается полное сопротивление X_{CP} или X_{PT} . Выбором величины X_{CP} (X_{PT}) можно обеспечить требуемый уровень тока к.з. к моменту отключения выключателей (20 кА для типовых выключателей).

Однако степень ограничения ударного тока в схемах СЭ с СР и РТ оказывается более низкой вследствие немгновенного обесточивания цепи с РТУ, в результате чего существует подпитка точки к.з. в течение первого полупериода аварийного процесса, что можно эквивалентировать, как показали расчеты, включением на это время во все фазы цепи связи секций сопротивления, равного $\sim 2 X_p^{PTY}$. Поэтому встает задача совместного выбора параметров СР, РТ и реактора РТУ, обеспечивающих допустимый уровень ударного тока к.з.

Разработана методика расчета величин сопротивлений X_{CP} , X_{PT} , X_p^{PTY} для ограничения токов к.з. на уровне динамической устойчивости общепромышленных выключателей. Она ориентирована на расчет периодических составляющих и пропорциональных им ударных значений тока к.з. для расчетной схемы с эквивалентным реактивным сопротивлением РТУ в цепи связи секций. Например, для схемы рис. 1в при трехфазном к.з. на секции I выражение для суммарного тока к.з. в зависимости от сопротивлений X_{PT} , X_p^{PTY} , параметров питающей сети и нагрузки имеет вид

$$\dot{I}_{K\Sigma} = \frac{\dot{U}_C \cdot (\dot{Z}_{HЭII} + jX_1) + \dot{E}_{ЭII}'' \cdot j(X_{C\Sigma} + X_2)}{(\dot{Z}_{HЭII} + jX_1) \cdot j(X_{C\Sigma} + X_2) + j[\dot{Z}_{HЭII} + j(X_1 + X_2 + X_{C\Sigma})] \cdot X_1} + \dot{I}_{ПОДП1},$$

где

$$\begin{aligned} X_{C\Sigma} &= X_C + 0,125 \cdot X_T - K_{CB} \cdot X_{PT}; \\ X_1 &= \frac{X_p^{PTY} [1,75 \cdot X_T + (1 + K_{CB}) \cdot X_{PT}]}{X_p^{PTY} + [1,75 \cdot X_T + (1 + K_{CB}) \cdot X_{PT}]}; \\ X_2 &= \frac{[1,75 \cdot X_T + (1 + K_{CB}) \cdot X_{PT}]^2}{2 \cdot X_p^{PTY} + 2 \cdot [1,75 \cdot X_T + (1 + K_{CB}) \cdot X_{PT}]} \end{aligned}$$

$\dot{E}_{ЭII}''$ и $\dot{Z}_{HЭII}$ - эквивалентные э.д.с. и сопротивление нагрузки неаварийной секции;
 $\dot{I}_{ПОДП1}$ - ток подпитки точки к.з. со стороны нагрузки аварийной секции.

После приравнивания $\sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{кз\Sigma} = I_{кз доп}^{y\partial}$ для типовых выключателей 6, 10 кВ, устанавливаемых в ячейках комплектных распределительных устройств КРУ2-10 и КР10/500, получены имеющие гиперболический характер зависимости $X_{PT} = f(X_p^{PTY})$. Аналогичные зависимости $X_{CP} = f(X_p^{PTY})$ построены для схемы СР с РТУ по рис. 16. С их помощью могут быть определены минимально допустимые значения X_{PT} , X_{CP} при фиксированных сопротивлениях X_p^{PTY} . Изменением X_p^{PTY} можно влиять на величину сопротивления реактора в цепи питания; так, например, при уменьшении X_p^{PTY} и соответственно увеличении подпитки точки к.з. через РТУ для сохранения тока к.з. на прежнем уровне необходимо увеличить X_{PT} (X_{CP}). Обобщение результатов расчетов сопротивлений X_{PT} и X_{CP} позволило определить диапазон реальных значений $X_p^{PTY} = 0,2 - 0,6$ о.е.

Одним из эффектов, присущих схемам с СР и РТ при больших K_{CB} , является кратковременное повышение в режиме к.з. напряжения на неаварийной секции U_{HEAB} , достигающее наибольшего значения при разрыве цепи связи секций. Получены аналитические выражения для определения U_{HEAB} в схемах рис.16,в. После приравнивания U_{HEAB} допустимой величине кратковременных повышений напряжения, принимаемой обычно $U_{доп} = 1,35 U_H$, получены значения X_{PT} и X_{CP} , позволяющие обеспечить выполнение условия $U_{HEAB} \leq U_{доп}$.

Окончательный выбор сопротивлений реакторов СР и РТ рекомендуется производить с учетом двух факторов: обеспечения требуемого уровня токоограничения в диапазоне реальных значений X_p^{PTY} в схемах с СР и РТ и допустимости величины U_{HEAB} при разрыве цепи связи секций. Получены значения X_{PT} и X_{CP} , удовлетворяющие вышеперечисленным требованиям, для СЭ с различными параметрами. Поскольку выбор реакторов в рассматриваемых СЭ зависит от большого числа факторов, требует учета характеристик нагрузки и является достаточно трудоемким, было признано целесообразным разработать соответствующие алгоритмы и программу расчета на персональных компьютерах (ПК) и осуществить физическое моделирование типовых СЭ с воспроизведением основных аварийных переходных процессов.

Было выполнено исследование электромеханических переходных процессов в существующих СЭ и СЭ, содержащих ТОУ в цепи связи секций и СР или РТ с большим K_{CB} в цепях питания, с использованием физических моделей и расчетов на ПК. Была создана физическая модель на напряжение 230 В с двигательной нагрузкой мощностью 10 кВА, которая в соответствии с критериями подобия отвечала реальной СЭ с двумя секциями шин, получающими питание от трансформатора с расщепленными обмотками, при включении в цепи питания одиночных реакторов или РТ. В качестве шиносоединительного ТОУ использовался реальный макет РТУ на два присоединения.

Исследовались электромагнитные и электромеханические переходные процессы при к.з., пусках, самозапусках, перерывах питания в схеме без РТУ и при его наличии в цепи связи секций. Анализ результатов физического моделирования полностью подтвердил правильность полученных соотношений для выбора реакторов из условий ограничения тока на заданном уровне при допустимом значении повышения напряжения на неаварийной секции, позволил уточнить физическую картину процессов токоограничения в схемах с СР и РТ, произвести оценку

устойчивости двигательной нагрузки в СЭ обычного типа и СЭ, оснащенных РТУ. Исследования также подтвердили безусловную возможность учета ТОУ в расчетах электромеханических переходных процессов в виде мгновенно срабатывающего ключа.'

Такой способ моделирования ТОУ принят при составлении алгоритма и программы расчета электромеханических переходных процессов в СЭ с двигательной нагрузкой. Программа ориентирована на исследование периодических составляющих токов к.з. и процессов пусков, самозапусков двигательной нагрузки в системах электроснабжения промышленных предприятий.

На основании анализа типовых СЭ и предложений по их совершенствованию на базе ТОУ, была выбрана обобщенная расчетная схема двухтрансформаторной подстанции, содержащая, в общем случае, трансформаторы с расщепленными обмотками при наличии в цепях питания реакторов (одиночных и сдвоенных). В составе нагрузки секций учитывались асинхронные (АД) и синхронные (СД) двигатели, а также статическая нагрузка.

При составлении алгоритма принята запись уравнений переходных процессов во вращающихся машинах на основе уравнений Парка-Горева: для АД - в синхронных координатных осях d_s, q_s , а для СД - в собственных координатных осях d, q , жестко связанных с ротором соответствующего двигателя, с использованием формул преобразования величин от собственных к синхронным осям.

Для учета процессов в роторных контурах электродвигателей принят метод эквивалентирования, основанный на замене реальной системы роторных контуров двумя эквивалентными контурами, по одному в каждой из осей d, q , с переменными параметрами, зависящими от скольжения. Принята достаточно простая система аппроксимации моментно-скоростных характеристик, которая охватывает практически все многообразие производственных механизмов на промышленных предприятиях.

В составе нагрузки можно учесть до 8 СД и 20 АД на каждой секции. В качестве исходной информации используются каталожные данные элементов расчетной схемы.

Сопоставление результатов физического моделирования и расчетов на ПК процессов самозапуска показало достаточно хорошее (расхождение не более 3 - 5%) совпадение результатов, что подтвердило правильность алгоритмов, реализованных в программе.

Были также проведены исследования на ПК существующих СЭ и СЭ с улучшенными характеристиками за счет применения шиносоединительных ТОУ. Расчеты проводились применительно к типовым схемам двухтрансформаторных подстанций при наличии в цепях питания одиночных или сдвоенных ($K_{CB} \approx 0,5$) реакторов. Варьировались параметры системы, трансформаторов, реакторов, состав нагрузки секций и характер аварийного возмущения.

Расчеты показали, что наиболее тяжело протекают процессы самозапуска двигательной нагрузки при к.з. на отходящих фидерах вблизи секций шин 6, 10 кВ и при переводах нагрузки аварийных секций на неаварийные в режиме АВР.

На рис. 2 в качестве примера приведены результаты расчета переходного процесса в СЭ с трансформатором 110/6 кВ мощностью $S_{TH} = 40$ МВА с расщепленными обмотками при наличии в цепях питания одиночных реакторов с $X_p = 15\%$, $S_{K3} = 5260$ МВА. В состав нагрузки секций I и II входили типовые АД и СД мощностью от 1 до 5 МВт с различными моментно-скоростными характеристиками, результирующая загрузка обеих секций составляла 70%. В качестве расчетной аварии

рассматривалось трехфазное к.з. вблизи секции I длительностью $t_{кз} = 0,7$ с. Построены зависимости относительных значений напряжений на аварийной секции U_I и неаварийной U_{II} , изменения скольжений ряда двигателей. Процессы при отсутствии ТОУ в цепи связи секций изображены сплошными линиями, при его наличии - штриховыми линиями.

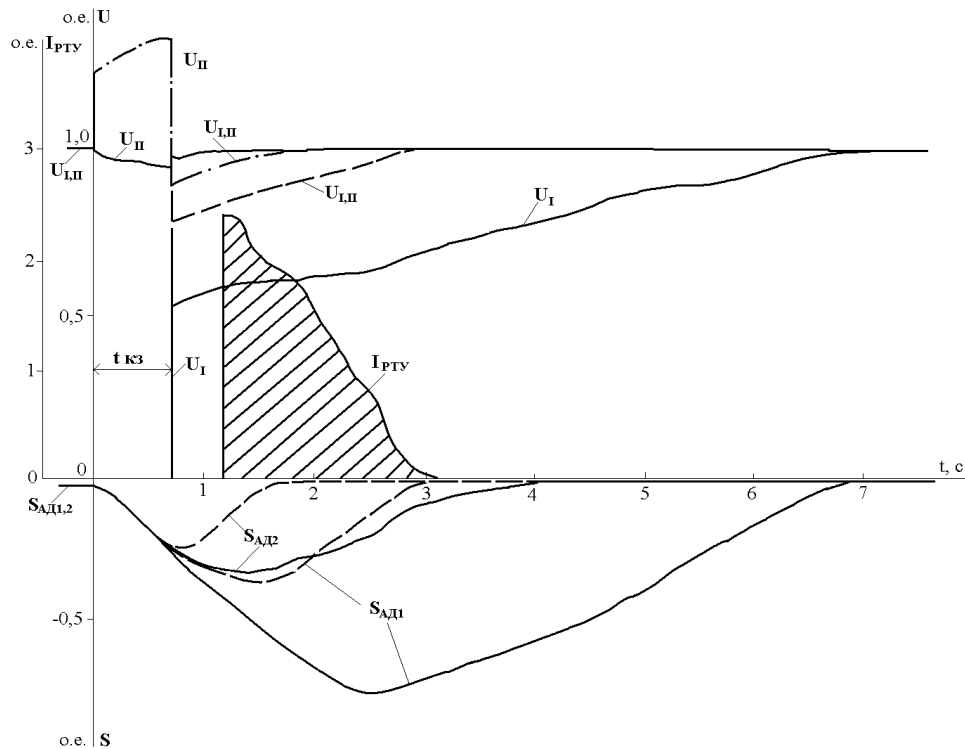


Рис.2. Результаты расчета электромеханического переходного процесса в схеме с РТУ

Рассмотрение рис. 2 показывает, что применение шинсоединительного ТОУ позволило, в 2,5 раза сократить длительность процесса самозапуска двигательной нагрузки: с 6,1с от момента окончания аварии в схеме без ТОУ до 2,4с - при его наличии (в качестве критерия успешности самозапуска выбрано условие достижения всеми двигателями определенной величины скольжения, задаваемой в исходных данных). При этом величина провала напряжения на секции I в послеаварийном режиме уменьшилась более чем в 2 раза: с $0,54U_H$ до $0,78U_H$. Увеличение длительности аварийного возмущения до 1,2с в рассматриваемой схеме при раздельной работе секций закончилось неуспешным самозапуском, в случае применения ТОУ самозапуск завершился спустя 3,5 с.

Аналогичные расчеты были проведены для других параметров схемы и аварийных режимов: пусков двигателей, перерывов питания, аварий во внешней по отношению к СЭ сети, переводов нагрузки в режимах АВР. Результаты показали, что при использовании ТОУ во всех режимах в 2 - 2,5 раза снижаются величины и

длительности провалов напряжения на секциях, сокращается длительность переходных процессов при пусках и самозапусках и практически во всех расчетных режимах обеспечивается успешность самозапуска. Исследование схем с двигательной нагрузкой на физической модели подтвердило вывод об эффективности применения _ ТОО в цепи связи секций шин.

Проведено также исследование схем на базе СР и РТ с ТОО типа РТУ в цепи связи обмоток. Расчеты переходных процессов на ПК были ориентированы на СЭ, содержащие трансформаторы с расщепленными обмотками. С целью получения обобщающих выводов проведено сопоставление с результатами расчетов в схемах с одиночными реакторами в цепях питания при наличии и отсутствии ТОО.

В качестве примера в таблице 1 сведены данные расчетов при к.з. на секции I длительностью 0,7 с в рассмотренной выше СЭ с трансформатором мощностью 40 МВА для трех вариантов построения СЭ: с одиночными реакторами с $X_p = 15\%$ при отсутствии ТОО и с ТОО в цепи связи секций и при замене обычных реакторов на РТ с $X_{PT} = 15\%$, что обеспечивает одинаковый уровень тока к.з. Рассматривались значения отношений сопротивления $X_{\Sigma 1}$ от шин системы до шин потребителей в схеме с обычными реакторами без ТОО к аналогичному сопротивлению $X_{\Sigma HP}$ в схеме с ТОО или с РТ и РТУ, которые пропорциональны степени улучшения качества напряжения в нормальном режиме, величины относительных значений максимальных отклонений напряжения от исходного значения на неаварийной секции в аварийном ΔU_{APB} и послеаварийном $\Delta U_{ПAPB}$ режимах, на аварийной секции в послеаварийном режиме $\Delta U_{ПAPB}$, время самозапуска двигательной нагрузки t_{C3} от момента окончания аварии.

Таблица 1

Результаты расчетов переходных процессов при к.з. на секции I

	$X_{\Sigma 1} / X_{\Sigma HP}$	$\Delta U_{APB}, \%$	$\Delta U_{ПAPB}, \%$	$\Delta U_{ПAPB}, \%$	t_{C3}, c
Без ТОО	1,0	-5,1	-46	-3,9	6,1
С шиносоед. ТОО	1,88	-4,5	-22	-22	2,4
С РТ и РТУ	3,75	+22 - +33,5	-10,2	-10,2	1,3

Сопоставление показывает, что в схемах с РТ и РТУ вследствие исключения дополнительного реактирования цепи питания в нормальных режимах достигается вдвое лучшее качество напряжения у потребителей по сравнению со схемой при шиносоединительном включении ТОО и в 3,75 раза - по сравнению со схемой при раздельной работе секций.

В первый момент аварии в схеме с РТ и РТУ напряжение на неаварийной секции увеличилось до значения 1,22, что заметно меньше возможного повышения напряжения $U_{II} = 1,35$ в случае отсутствия двигательной нагрузки на секции. Объясняется это тем, что внутренняя ЭДС двигателей в первый момент времени остается неизменной, при увеличении напряжения возрастают потребление реактивной мощности и токи двигателей вследствие резкого увеличения их реактивных составляющих. Спустя примерно 0,1с внутренняя ЭДС возрастает, токи двигателей уменьшаются - устанавливается режим с повышенным напряжением $U_{II} = 1,335$.

На рис. 2 изменение напряжения на неаварийной секции в рассматриваемой схеме показано штрих-пунктирной линией.

После отключения к.з. и восстановления параллельной работы секций

вследствие превышения в первый момент времени внутренней ЭДС над напряжением на шинах реактивные токи нагрузки увеличиваются. Это способствует уменьшению провалов напряжения и ускорению процессов самозапуска. Величина провала напряжения на аварийной секции $\Delta U_{ПАР}$ в схеме РТ с РТУ уменьшилась более чем в 4 раза по сравнению со схемой с обычными реакторами без ТОУ и более чем в 2 раза при наличии ТОУ в цепи связи секций. Общая длительность процесса самозапуска в случае схемы РТ с РТУ сократилась более чем в 4 раза по сравнению со схемой без ТОУ и почти в 2 раза по сравнению со схемой при наличии шиносоединительного ТОУ.

Аналогичные расчеты в схемах с РТ и РТУ были проведены также и для других параметров расчетной схемы и видов аварийных возмущений: пусков, перерывов питания, аварий во внешней сети и т.д. Результаты этих расчетов, а также экспериментальные исследования на физической модели подтвердили вывод о существенном улучшении режимов работы СЭ с двигательной нагрузкой при использовании схем РТ с РТУ: по сравнению с обычно применяемыми схемами в 3 - 4 раза улучшается качество напряжения в нормальных режимах, сокращаются длительности пусков и самозапусков двигательной нагрузки, уменьшаются величины провалов напряжения у потребителей в послеаварийных режимах.

В работе для различных номинальных мощностей понизительных трансформаторов и состава двигательной нагрузки получены рекомендуемые для применения сопротивления реакторов $X_{РТ}$, при которых значения аварийных повышений напряжения не превышают допустимой величины $1,35 U_H$, а ток к.з. ограничивается на необходимом уровне безопасной работы коммутационной аппаратуры общепромышленного применения.

Проведено также исследование переходных процессов в схемах СР с РТУ (рис. 16), показана их эффективность при использовании в СЭ, содержащих трансформаторы с нерасщепленными обмотками.

Поскольку при работе СЭ с использованием схем на базе РТ и СР с РТУ в аварийных режимах возникают кратковременные повышения напряжения, этим вопросам уделено достаточно большое внимание.

Рассмотрены особенности работы асинхронных, синхронных двигателей и понизительных трансформаторов 6, 10/0,4 кВ при кратковременных повышениях напряжения. Получены статические характеристики, отражающие изменение токов, мощностей, ЭДС двигателей в широком диапазоне напряжений: от $U = U_H$ до $1,5 U_H$. Изучены переходные процессы в асинхронных и синхронных двигателях, связанные с переходом от начального режима в первый момент аварии к установившемуся режиму с повышенным напряжением. Даны рекомендации по учету двигательной нагрузки для расчетов токов и напряжений в схемах с шиносоединительными ТОУ и СР или РТ в цепи питания.

Исследование режимов работы понизительных трансформаторов при повышении напряжения показало, что, несмотря на значительные токи высших гармоник в первичной обмотке 6, 10 кВ, напряжение его вторичной обмотки 0,4 кВ имеет приемлемый уровень гармонических искажений, напряжение первой гармоники трансформируется на вторичную сторону практически без искажений. Это подтвердили и натурные эксперименты, проводившиеся на физической модели СЭ с трансформаторами малой мощности.

Исследования процессов в схемах с СР и РТ позволили также оценить степень точности аналитических расчетов значений повышения напряжения в соответствии с

методикой. Сопоставление результатов показало, что для начальных моментов времени расчетные величины практически совпадают, а погрешности расчетов для других моментов составляют не более 15%.

Было проведено обоснование требований к шиносоединительному ТОУ типа РТУ в СЭ с двигательной нагрузкой. На основании анализа расчетов электромагнитных переходных процессов получены обобщенные зависимости типа (1), позволявшие осуществлять выбор реактора РТУ, определяющего его токоограничивающую способность, при конкретных параметрах СЭ. Правильность методики выбора величины X_p^{PTU} подтверждается примерами расчета процесса ограничения тока к.з. на ПК.

Важным является вопрос о допустимости для вентилях РТУ, которые выбраны по условиям нормального режима ($S_H^{PTU} = 0,35$ о.е.), технологических перегрузок в послеаварийных режимах, когда секции СЭ объединяются и через РТУ протекают повышенные токи самозапуска нагрузки аварийной секции. По результатам расчетов на ПК величин перетоков через РТУ строились блоки его токовых перегрузок. На рис.2 в качестве примера приведен один из таких блоков (заштрихованная область) после к.з. длительностью 1,2с в схеме с вышеприведенными параметрами и равной загрузке секций. Ток РТУ – I_{PTU} рассчитан в относительных единицах, где за базисную принята номинальная мощность S_H^{PTU} . Блок перегрузки имеет кратность $K_{ПЕР} = I_{PTU,MAX}/I_{PTU,НОМ} = 2,4$ и длительность $t_{ПЕР} \approx 1,0$ с.

Оценка допустимости токовых перегрузок, проведенная по общепринятой методике тепловых расчетов полупроводниковых приборов при эквивалентировании с запасом реального блока прямоугольным с постоянной амплитудой $K_{ПЕР}$ и длительностью $t_{ПЕР}$ показала, что во всех режимах величины токов через РТУ не превышают допустимых по перегрузочной способности тириستоров, выбранных по условиям нормального режима.

Рассмотрены также технико-экономические вопросы повышения эффективности СЭ с двигательной нагрузкой, оснащенных ТОУ, при проектировании новых объектов и на стадии реконструкции существующих предприятий.

ВЫВОДЫ

1. Проведен анализ режимов работы существующих СЭ с двигательной нагрузкой, сделан вывод о перспективности использования с целью совершенствования СЭ схем с применением ТОУ в цепи связи секций шин, а также СР или РТ с большим $K_{СВ}$ в цепях питания. Проведено всестороннее исследование режимов работы СЭ на базе ТОУ и СР или РТ.

2. Разработаны технические требования к типу и мощности ТОУ типа РТУ в цепи связи секций сборных шин 6, 10 кВ. Показано, что по условиям работы в различных режимах достаточна установка РТУ с номинальной мощностью $S_H^{PTU} = (0,3 \div 0,35)$ о.е., где за базисную принята номинальная мощность секции шин. Разработана инженерная методика выбора сопротивлений реакторов РТУ и СР или РТ для реальных параметров СЭ.

3. Разработаны алгоритмы исследования электромеханических переходных процессов в СЭ с двигательной нагрузкой при наличии новых аппаратов - ТОУ, реализованные в виде программы расчета на ПК. Проведено физическое

моделирование реальных СЭ, подтвердившее правильность математического моделирования элементов СЭ и ТОУ.

4. Выполнены расчеты электромеханических переходных процессов при пусках и самозапущах в СЭ с двигательной нагрузкой, которые показали, что применение схем с использованием ТОУ и СР или РТ позволяет в 3 - 4 раза повысить устойчивость двигательной нагрузки, в 2,5 - 3 раза улучшить качество напряжения в нормальных и послеаварийных режимах по сравнению с существующими схемами при раздельной работе секций шин и постоянным реактированием питающих вводов. Экспериментальные исследования на физической модели подтвердили эффективность работы схем с ТОУ типа РТУ и СР или РТ в цепях питания.

5. Рассмотрены специфические вопросы работы асинхронных, синхронных электродвигателей и понизительных трансформаторов при кратковременных повышениях напряжения, имеющих место в схемах с СР и РТ. Показано, что кратковременные (на период аварии) повышения напряжения до 1,3 - 1,35 U_H не являются опасными для потребителей, подключенных к шинам 6, 10 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.: ил.
2. Поскробко А.А., Братолобов В.Б. Бесконтактные коммутирующие и регулирующие полупроводниковые устройства на переменном токе. – М.: Энергия, 1983. – 190 с.
3. Рубашов Г.М. Бесконтактная аппаратура в системах электроснабжения горнорудных предприятий. – М.: Недра, 1985. – 134 с.

ПРОБЛЕМЫ ГРОЗОЗАЩИТЫ КАРЬЕРНОЙ СЕТИ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

Смирнов А.А., Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М.

Горные районы отличаются сложностью рельефа местности, высоким удельным сопротивлением грунта, неоднородностью его характеристик, а также близостью очагов формирования грозовых разрядов. Повышение интенсивности грозовых воздействий при приближении грозового фронта и значительные трудности при обеспечении эффективности технических средств защиты от грозовых перенапряжений приводят к повышению вероятности грозовых повреждений элементов внешней питающей сети, карьерной сети и соответственно к простоям горного оборудования.

Центральный рудник ОАО «Апатит» имени С. М. Кирова разрабатывает открытым способом месторождение «Плато Расвумчорр», добывая апатито-нефелиновую руду – сырье для производства фосфорных минеральных удобрений. Месторождение расположено в центре Кольского полуострова, в южной части Хибинского массива и приурочено к плато гор Южный Расвумчорр и Восточный Расвумчорр, максимальные абсолютные отметки которых соответственно +1050 и +975м.

Грунт карьера Центрального рудника сложен крепкими скальными породами – уртитами, подстилающими рудное тело. В некоторых частях карьера имеется вечная мерзлота. В условиях вечномерзлых и скальных грунтов удельное электрическое сопротивление достигает 10000 Ом·м и может меняться в течение года в связи с изменением атмосферных и климатических условий, что вызывает большие трудности со строительством заземляющего устройства. Соответствующие проектные нормативы, справочная информация и методы решения проблемы сооружения эффективных заземлений практически отсутствуют. В реальных карьерных условиях заземляющие устройства получаются очень дорогими и часто имеют малый срок службы.

Для питания электрооборудования и распределение электрической энергии в карьере Центрального рудника применяется трехфазный ток напряжением 6 кВ и 0,4 кВ промышленной частоты. Распределение электроэнергии на территории карьера осуществляется с помощью передвижных распределительных пунктов (ПРП). Техническая характеристика потребителей карьера приведена в табл. 1.

Схема электроснабжения Центрального рудника делится на внешнее и внутреннее и включает в себя: воздушные линии ВЛ, кабельные линии КЛ, питающие подстанции ПС, распределительные пункты РП, переключательные пункты ПП, комплектные трансформаторные подстанции КТП, передвижные распределительные пункты ПРП. На рис. 1 приведена структурная схема электроснабжения рудника «Центральный».

Таблица 1

Техническая характеристика потребителей карьера

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Количество, шт.	Мощность	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	7	8
1.	Экскаваторы ЭКГ-10 и ЭКВГ-8и	6	8 и 2	630 кВт	0,9	-0,48
				160 кВт·А	0,75	0,88
2.	Буровой станок СБШ 250МН	6	6	486 кВт	0,75	0,88
		0,4	2	386 кВт	0,73	0,93
3.	Передвижная осветительная установка ПОУ	0,4	12	20 кВт	1	0
4.	Электроустановки водоотлива	6	2	90 кВт	0,85	0,62

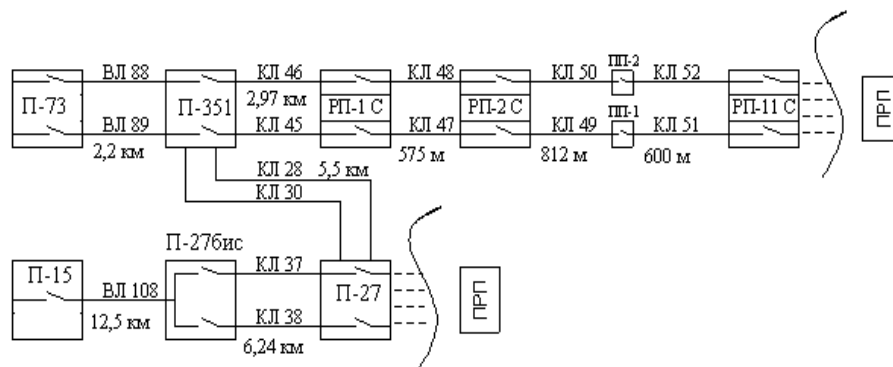


Рис. 1. Структурная схема электроснабжения рудника «Центральный»

Внешнее электроснабжение Центрального рудника осуществляется: со стороны подстанции П-15, от которой по линии 110 кВ ВЛ-108 длиной 12,5 км запитана подстанция П-27бис. ВЛ-108 выполнена проводами АС-120/19 и установлена на металлических опорах типа ПС-110, ПУ-110, ПП-110, УС-110 и КС-110. От П-27бис 110/6 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 10 МВА по кабельным линиям 6 кВ, проложенных в закрытой эстакаде, запитана П-27. Подстанция П-351 Расвумчоррского рудника получает питание от подстанции П-73 по воздушным линиям 35 кВ ВЛ-88 и ВЛ-89 длиной по 2,2 км. ВЛ-88 и ВЛ-89 выполнены проводами АС-185/29 на опорах типа ПО 35-1. Схема внешнего электроснабжения Центрального рудника представлена на рис. 2.

Как видно, сеть внешнего электроснабжения рудника «Центральный» связана с сетью питания Расвумчоррского рудника (от П-73 и П-43) и города (П-15, П-17) от АТЭЦ по линиям Л-105 и Л-107.

Внутреннее электроснабжение Центрального рудника осуществлено от 2-х подстанций: от П-351 запитан северный борт, от П-27 запитаны южный борт и промплощадка рудника. Схема электроснабжения карьера двойная радиально-разветвленная выполнена гибким кабелем различных типов, напряжений и сечений. В сети используется большое разнообразие типов силовых кабелей - ЦААБ, ЦААЦВУ, ЦАСК, ЦСК, АСБГ, АШВУ, ААБГ, АСБ и др. Длина кабельных линий составляет от 130 м до 6240 м.

Распределительные пункты (РП) установлены на борту карьера и запитаны с П-27 и П-351. Подключение РП осуществлено бронированным кабелем, уложенным по эстакаде. Общая протяженность бронированных кабелей составляет – 32,5 км. От распределительных пунктов (РП) прокладываются кабельные линии, выполненные гибким в/в кабелем, которые запитывают передвижные распределительные пункты (ПРП). В местах пересечения с дорогами кабель прокладывается на кабельных стойках.

Карьерные электрические сети, характеризуются постоянными перемещениями фронта горных работ и низкой электропроводностью скального грунта, что не позволяет использовать общепромышленные указания по грозозащите.



Грозозащита элементов электрической сети выполнена следующим образом.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ снабжены грозозащитным тросом только с одной стороны на подходе к П-73, а на подходе к П-27бис грозозащитный трос отсутствует, воздушные линии напряжением 35 кВ от П-73 до П-351 снабжены грозозащитным тросом по всей длине.

На П-27бис и П-351 установлены вентильные разрядники типа РВС только в РУ высокой стороны с подключенными воздушными ЛЭП. В РУ низкой стороны на указанных подстанциях защитные аппараты отсутствуют. Схема П-27бис приведена на рисунке 3.

В распределительных пунктах РП-1 С, РП-2 С, РП-11 С, РП-1-2 и на П-27, которая находится на промплощадке Центрального рудника, защитные средства от перенапряжений не предусмотрены.

Для защиты от перенапряжений карьерного оборудования в ПРП установлены ограничители перенапряжений (ОПН) типа КР/TEL.

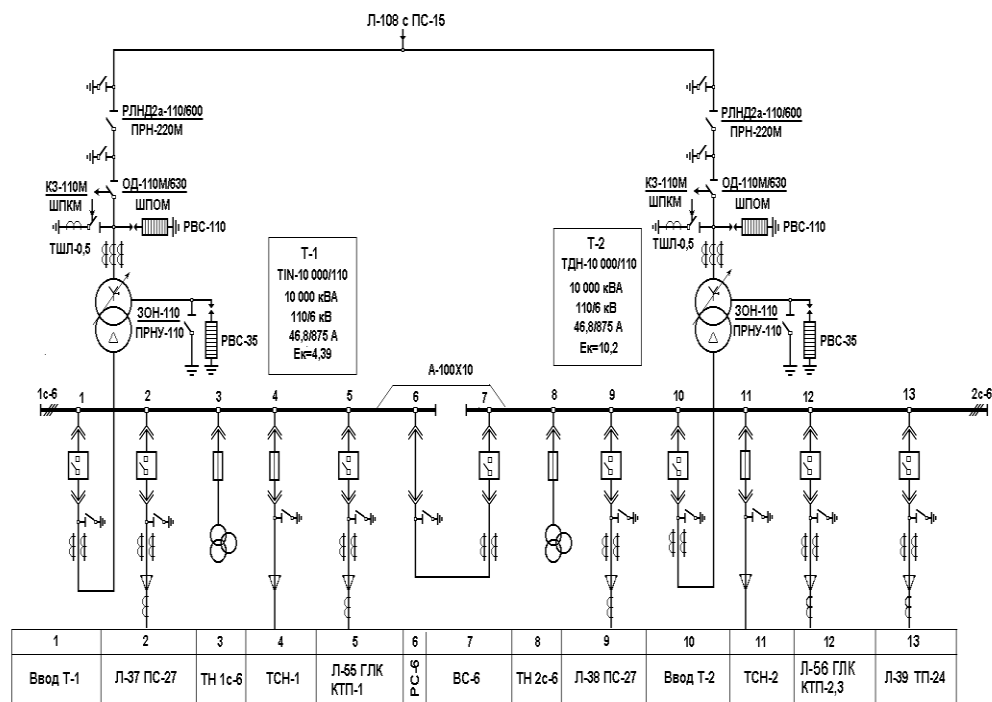


Рис. 3. Однолинейная схема подстанции П-27бис

Из рисунка 3 видно, что для питающих трансформаторов 110/6 кВ предусмотрено разземление нейтралей обмоток 110 кВ. По условию повышения селективности защит в сети 110 кВ заземление нейтралей выполнено у автотрансформаторов 150/110 кВ на АТЭЦ и у трансформаторов П-27бис.

Так как защита от грозových перенапряжений в карьерной сети недостаточна (ОПН в сети 6 кВ установлены только в ПРП) для снижения

грозовой аварийности во внутренней сети выполнен перевод воздушных вставок на кабельные линии, а так же предусмотрены организационные мероприятия, которые одновременно обеспечивают безопасность работ в карьере. В должностной инструкции № 146 ОАО «Апатит» включен п.6.4.2. Приближение грозового фронта – «По сообщению диспетчера о приближении грозы мастер участка должен отключить карьерные линии. Работа во время грозы в электроустановках и на кабельных линиях запрещена».

Из-за большой протяженности кабельных линий и числа передвижных распределительных пунктов (ПП) отключение и заземление линий на время грозы все чаще происходит со стороны подстанций П-351, П-27 и ближайших ППП. Все это отрицательно сказывается на грозоупорности элементов электрической сети при большом удельном сопротивлении грунта.

При завершении грозы сеть 6 кВ вводится в работу. Во время ввода проявляются грозовые повреждения элементов сети, в основном, кабельных линий. Ввиду большой интенсивности этих послегрозовых повреждений они не заносятся в оперативный журнал.

Как следствие, в оперативном журнале отмечаются относительно редкие случаи грозовых повреждений, которые сопровождаются срабатыванием защит максимально-токовой защиты (МТЗ), земляной защиты (ЗЗ):

- Отгорание одной, двух или трех жил кабеля.
- Пробой изоляции в разделке жил кабеля в муфте.
- Лечка в кабеле.
- Перекрытие изоляторов в муфте.

Вследствие этого в электрических сетях карьера отмечается проблема повышенной интенсивности выхода из строя питающих линий, которые приводят к простоям горного оборудования.

В практике анализа грозоупорности высоковольтной сети обычно рассматривают следующие случаи возникновения перенапряжений.

1. Перенапряжения при прямых ударах в токопроводящие элементы электроустановок: прямые удары или прорывы молнии в провода воздушных ЛЭП, прорывы молнии на шины распределительных устройств (РУ) мимо молниеотводов.

2. Перенапряжения от обратных перекрытий изоляции линий или РУ при ударах молнии в заземленные конструкции (опоры, грозозащитные тросы, порталы, молниеотводы и пр.)

3. Перенапряжения на изоляции оборудования от набегающих по проводам воздушных ЛЭП грозовых волн, которые в свою очередь могут быть образованы от прямых ударов молнии, обратных перекрытий или при близких ударах молнии (индуктированные перенапряжения).

4. Индуктированные перенапряжения при ударах молнии вблизи электроустановок (РУ, ЛЭП и т.п.)

Как указано в описании схемы электроснабжения, внутренние сети имеют кабельное исполнение. Воздушные линии находятся только на вводах П-27бис и П-351. Поэтому грозовые волны в воздушных линиях ВЛ-88, ВЛ-89 (35 кВ) и ВЛ-108 (110 кВ) могут вызвать перенапряжения в рудничной сети в результате эмиссии волн через силовые трансформаторы. Другими источниками могут быть либо прямые разряды молнии в заземленные конструкции и

кабельные эстакады, либо близкие разряды молнии с возбуждением индуцированных перенапряжений. При этом возможны обратные перекрытия с заземленных металлоконструкций.

Из вышесказанного следует, что проблема грозозащиты элементов электрических сетей открытых высокогорных разработок не решена. Исследования в этой области недостаточны для полного представления о формировании грозовых перенапряжений и разработки эффективной защиты. При конкретизации направлений исследований в этой области можно выделить следующие задачи:

- анализ условий формирования и эмиссии грозовых перенапряжений в рудничных сетях, в том числе в кабельных линиях;
- составление математических моделей для расчетов соответствующих импульсных процессов;
- разработка физических представлений о грозовых повреждениях изоляции элементов рудничной сети;
- проведение серии расчетных исследований характеристик грозовых перенапряжений, грозозащиты элементов сети и экспериментальных исследований импульсных процессов с кабельной сети;
- разработка эффективных методов грозозащиты и конкретных схемно-технических решений.

В процессе исследований следует учесть особенности исполнения сети:

- нейтраль рудничной сети полностью разземлена, т.е. не имеет устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю или высокоомных резисторов;
- карьерные электроустановки, ПРП, ремонтные муфты, эстакады не имеют индивидуальных заземляющих устройств;
- ремонтные муфты для эффективной эксплуатации выполнены разборными в металлических коробах;
- в точках присоединения силовых кабелей «нулевые» жилы соединены с «нулевой» шиной конечного или промежуточного устройства (КТП, РП, ПРП и т.п.);
- на время грозового отключения сети заземления на фидерах устанавливаются, как правило, только на питающих подстанциях.

ВЫВОДЫ

1. Проблема грозозащиты карьерных сетей открытых высокогорных разработок определяется невозможностью выполнения эффективных грозозащитных заземлений и близостью очагов формирования грозовых разрядов. Несмотря на практическое отсутствие воздушных линий во внутренних рудничных сетях отмечаются интенсивные послегрозовые повреждения элементов сети, в первую очередь кабельных линий.

2. Особенности исполнения сети электроснабжения открытых рудников определяют необходимость исследования условий формирования и эмиссии грозовых перенапряжений в кабельной рудничной сети.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АЭС

Невретдинов Ю.М.

Надежность работы сети собственных нужд непосредственно определяет безопасность электростанций и, в первую очередь, АЭС. Поэтому защите изоляции оборудования сети собственных нужд от перенапряжений уделяется особое внимание.

Схема сети собственных нужд 6 кВ (СН) Кольской АЭС имеет сложную и разветвленную структуру. В нормальном рабочем режиме можно выделить 6-ть секционированных участков, объединенных в три группы. Схемы этих участков приведены на рис. 1, 2 и 3.

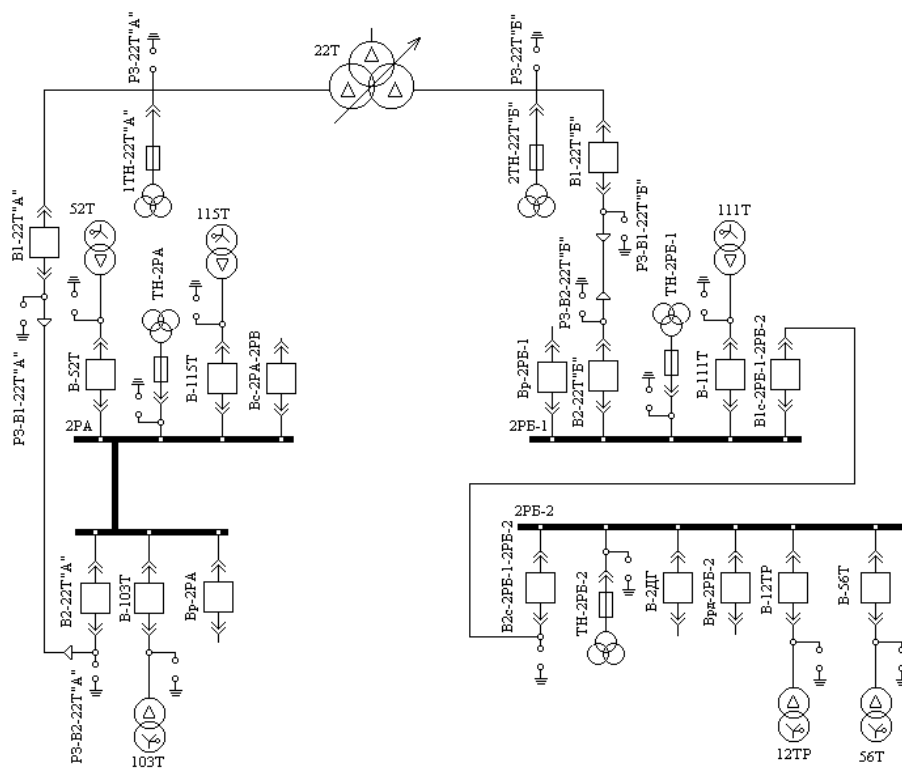


Рис.1. Схема №1 участка сети 6 кВ СН.

Оба секционированных участка схемы №1 подключены к одной из обмоток 6 кВ отпаечного трансформатора 22Т с помощью двух выключателей ВМП-10, токопровод ТЗКР-6 длиной 50 м и кабельную вставку, состоящую из 5-ти кабелей, сечением 240 мм². Токопровод ТЗКР – 6/1800 выполнен в виде швеллера 125х65 мм толщиной 6,5 мм.

Левый участок включает одну систему шин и соответственно два ТН, три понижающих трансформатора 52Т, 115Т и 103Т, отключенный секционный

выключатель Вс-2РВ и отключенный резервный выключатель Вр-2РА. Правый участок включает две системы шин и три ТН типа НТМИ- 6-66. Здесь подключены три понижающих трансформатора 56Т, 111Т и 12ТР, отключенные выключатели дизель генераторов В-2ДГ и Врд-2РБ-2, отключенный резервный выключатель Вр-2РБ-1, отключенный секционный выключатель В1с-2РБ-1-2РБ-2, соединяющий шинопровод 2РБ-1 и шинопровод 2РБ-2.

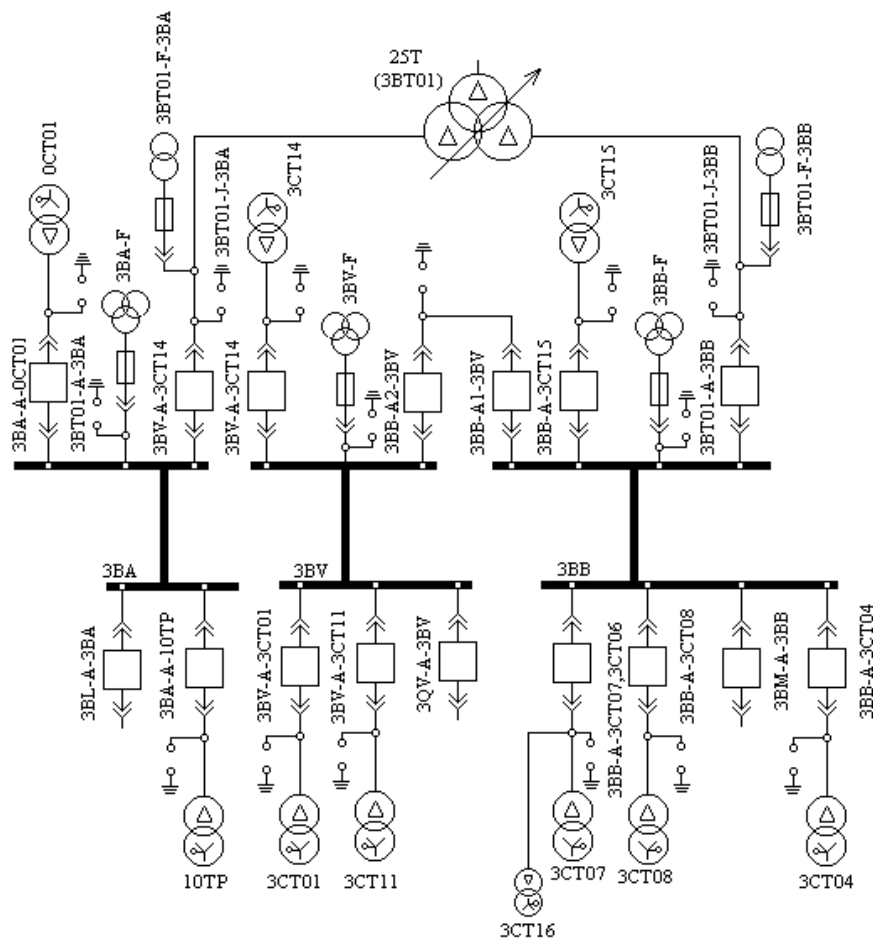


Рис.2. Схема №2 участка сети 6 кВ СН

Секционированные участки схемы №2 подключены к обмоткам отпаечного трансформатора через токопровод и один выключатель. Кабельные вставки отсутствуют. Здесь левый участок включает только одну систему шин, а правый – две системы, включенные последовательно. На левом участке подключены два понижающих трансформатора 10ТР и ОСТ01 и отключенный резервный выключатель 3ВЛ-А-3ВА. На правом – 8 понижающих трансформаторов (3СТ01, 3СТ04, 3СТ07, 3СТ08, 3СТ11, 3СТ14, 3СТ15, 3СТ16), отключенный выключатель дизель генератора 3QV, отключенный резервный выключатель 3ВМ-А-3ВВ, 2 отключенных секционных выключателя 3ВВ-А1-3СТ15 и 3ВВ-а2-3ВВ, соединяющих шинопроводы 3ВВ и 3ВВ.

ошиновок не более 100 м) схемы замещения трансформаторов могут представлены аналогом Т-образной схемы, а длинные участки шин кабельных линий – П-образной схемой.

При рассмотрении коммутационных процессов в сети собственных нужд 6 кВ, которая является сетью с изолированной нейтралью, необходимо учесть возможность возникновения фазной не симметрии при неполнофазных замыканиях. Поэтому расчётная модель должна иметь трехфазное исполнение с учётом гальванической связи между фазами через нейтраль и магнитной связи через магнитопроводы трансформаторов. Кроме того, при изучении эффективности защитных мероприятий появляется необходимость учета возможности изменения режимов заземления нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) или высокоомный резистор.

В рассматриваемых схемах замыкания возможны на присоединениях отдельных потребителей (за выключателем присоединения), на одной из секций или на вводе участка (на участке подключения к отпаечному трансформатору). Коммутации плановые или аварийные также возможны в различных точках сети. Кроме того, при изучении процессов с отключением части потребителей или одной из секций происходит изменение структуры схемы и ее параметров. Поэтому модель должна позволять воспроизводить коммутации и замыкания в различных точках, а так же изменять структуру схемы, т.е. иметь распределенный характер. Процесс коммутации зависит от свойств коммутатора (выключателя). Это предполагает учет в модели таких характеристик выключателей, как величина тока, который может быть отключен («срезан») без задержки времени, а так же возможность повторного зажигания дуги между контактами.

Характеристики перенапряжений и развитие переходных процессов в значительной степени зависят от емкости участка сети на землю. Так дуговые перенапряжения при однофазных замыканиях на землю зависят от условий гашения и повторных зажигания дуги, т.е. от интенсивности ионизационных процессов (величины тока) в точке перекрытия, а так же от величины остающегося напряжения на емкости сети.

Как было отмечено, величина тока однофазного замыкания составляет доли или единицы (в случаях с кабельными вставками) ампера. Поэтому процесс повторного зажигания дуги и амплитуда перенапряжений зависит от параметров контура, шунтирующего емкость сети на землю. Этот контур включает в первую очередь трансформаторы напряжения (ТН) на выводах отпаечного трансформатора и на подключенных секциях. Модель ТН в трехфазном исполнении должна учитывать их параметры в режиме холостого хода, нагрузку и схемы включения обмоток первичной и вторичных.

Следует учитывать, что уменьшение емкости участка сети (в том числе после отключения) сопровождается увеличением частоты гармоник переходных процессов. Поэтому возможность «сворачивания» схемы (представления сосредоточенными элементами) ограничивается.

Таким образом, к разрабатываемой расчетной модели предъявляются следующие требования:

- трехфазное исполнение;
- возможность изменения режима заземления нейтрали;

- возможность моделирования замыканий;
 - учет характеристик выключателя, в т.ч. разброса срабатывания фаз выключателя;
 - моделирования отключений в разных точках участка;
 - возможность изменения структуры модели;
 - включение моделей трансформаторов напряжения с учетом их нагрузки.
- Обобщенная модель, реализованная в среде ATPdraw, приведена на рис. 4.

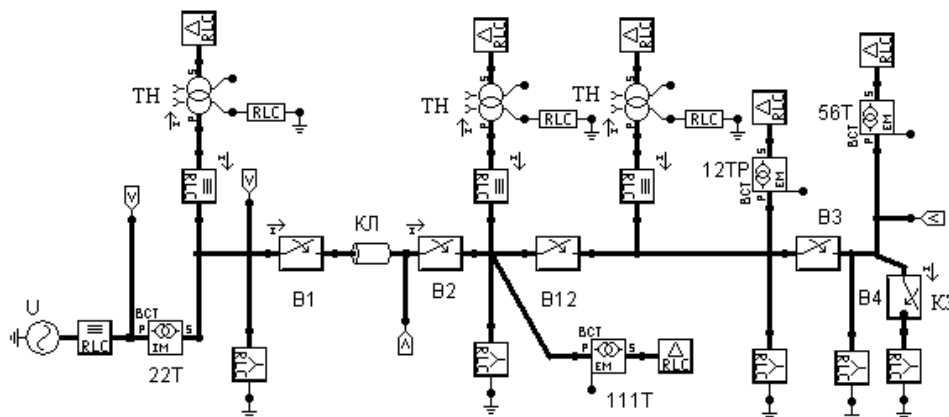


Рис.4. Схема модели обобщенного секционированного участка сети 6 кВ

В модели трансформатор 22Т соответствует отпаечному трансформатору. Выключатели В1, В2 на вводе, В12 – между секциями, В3 – на присоединении к второй секции. Здесь учтены три ТН с заземленной первичной обмоткой, емкостные блоки моделируют емкости отдельных участков с присоединенной аппаратурой (на вводе, первой и второй секций, присоединения отдельного потребителя с трансформатором Т56). Ветвь с коммутатором В4 моделирует процессы замыкания на землю на присоединении Т56.

Все соединения, кабельная вставка КЛ, вся аппаратура в модели имеет трехфазное исполнение.

Присоединения к первой секции учтено обобщенным трансформатором 111Т, параметры которого рассчитаны для замещения параллельно включенных понижающих трансформаторов первой секции, а нагрузка соответствует расчетной нагрузке всех потребителей подключенных к этой секции. Обобщенный трансформатор присоединений к второй секции рассчитан аналогичным образом, но без учета параметров трансформатора 56Т и его нагрузки, которые в модели замещены отдельным подключением.

Параметры модели ТН выбирались таким образом, чтобы при отключении нагрузки потери потребляемой энергии холостого хода составили $\Delta P_{XX} = 40$ Вт. Для моделирования была использована модель трансформатора Trauu 3 с исходными данными: $F_0 = 5$ Вб - магнитный поток; $I_0 = 4$ А - ток намагничивания; $R_{mag} = 5 \cdot 10^5$ Ом - сопротивление намагничивания; $R_p = 200$ Ом - сопротивление первичной обмотки; $L_p = 1$ Гн - индуктивность первичной обмотки; $V_p = 10$ кВ - напряжение первичной обмотки; $R_s = 0,1$ Ом - сопротивление вторичной обмотки; $L_s = 22$ мГн - индуктивность вторичной

обмотки; $V_{IS} = 0,1$ кВ - напряжение вторичной обмотки. Сопротивление нагрузки выбиралось исходя из нормированных потерь и нагрузки на стороне 6 кВ ТН $R_H = 250$ Ом.

Проверка модели ТН выполнялась с подключенными сопротивлениями нагрузки в фазе. Соответствующий ток в фазе первичной обмотки $I_\phi = 14$ мА.

Для примера расчета коммутационных перенапряжений рассмотрим процесс отключения В2-22Т “Б” (по схеме рис. 1). На модели соответствующий выключатель В2 (рис. 4) отключает системы шин 2РБ-1 и 2РБ-2 вместе с электрическим оборудованием, подключённым к этим системам шин. Кабельная линия остается подключенной к выводам трансформатора 22Т. В соответствии с исходными данными принято, что в нормальном режиме ток нагрузки на отключаемом участке составляет около 150 А (действующее значение).

Расчетные осциллограммы напряжений даны на рис. 5 для отключаемых секций и на рис. 6 для выводов 6 кВ 22Т.

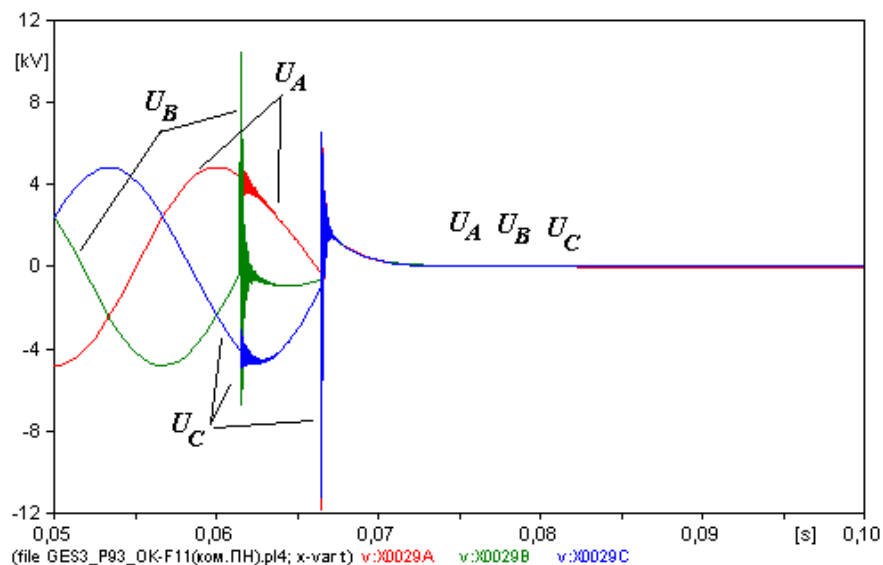


Рис. 5. Осциллограмма напряжений на секциях 1 и 2 при отключении их выключателем В2

Как видно, при времени коммутации $t = 0,1$ мс перенапряжение на отключаемых секциях 2РБ-1 и 2РБ-2 составляет около 10 кВ. Кратность перенапряжений составляет $k_{ПН} = 32,0$.

На выводах 6 кВ трансформатора 22Т с подключенной кабельной линией (рис.6) перенапряжения в расчетной коммутации составляют 7 кВ. Кратность перенапряжений уменьшилась до $k_{ПН} = 1,4$, что обусловлено влиянием емкости кабельной линии на вводе.

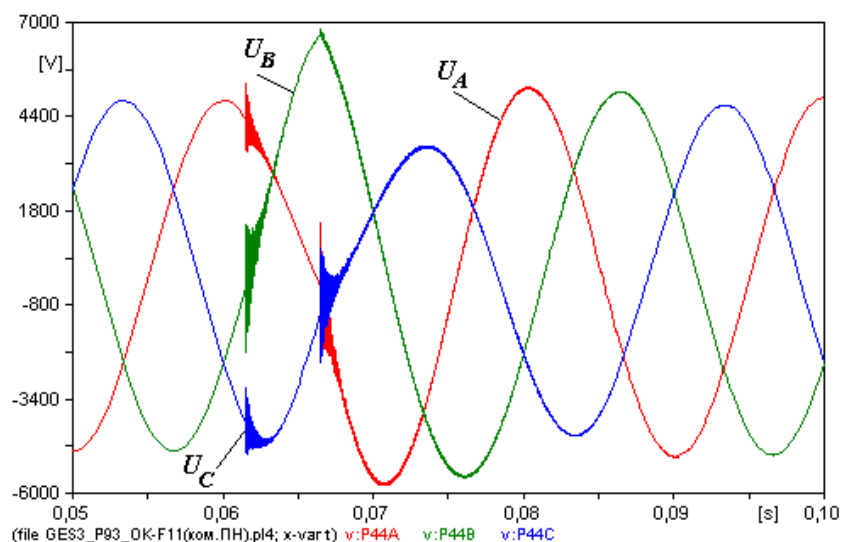


Рис. 6. Расчетные осциллограммы напряжений на выводах 6 кВ трансформатора 22Т при отключении секций выключателем В2

В качестве примера отключения короткого замыкания рассмотрим отключение выключателем В1с-2РБ-1-2РБ-2 (рис.1) (на модели выключатель В12) однофазного замыкания в конце схемы. При этом отключается система шин 2РБ-2 вместе с электрическим оборудованием, подключённым к ней. Расчетные осциллограммы напряжений даны на рис. 7 и 8.

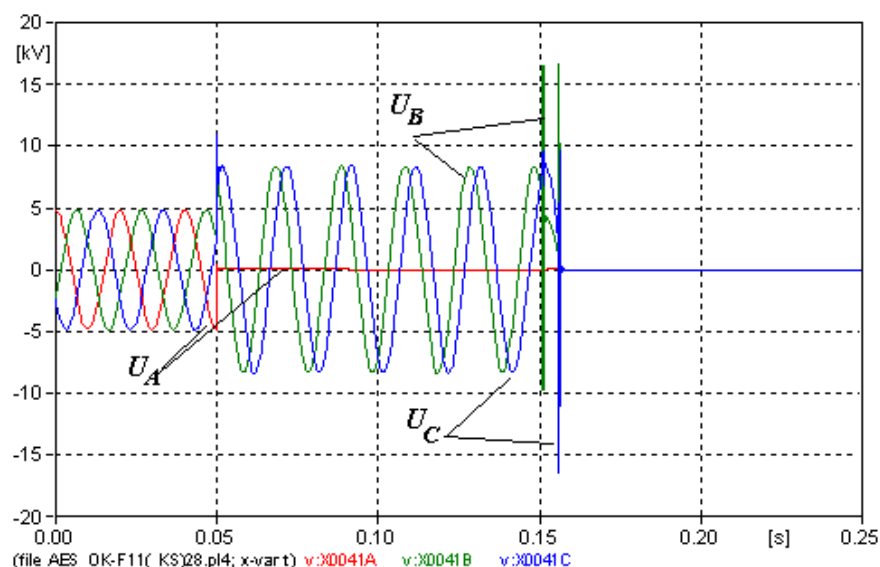


Рис. 7. Осциллограммы напряжений на участке 2РБ-2 при отключении выключателя В1с-2РБ-1-2РБ-2 под нагрузкой.

По исходным данным в нормальном режиме ток нагрузки на отключаемом

участке составляет около 105 А (действующее значение). Отключающая способность выключателя 20 А.

Осциллограммы перенапряжений на участке 2РБ-1 и вводе 6 кВ трансформатора 22Т приведены на рис. 8.

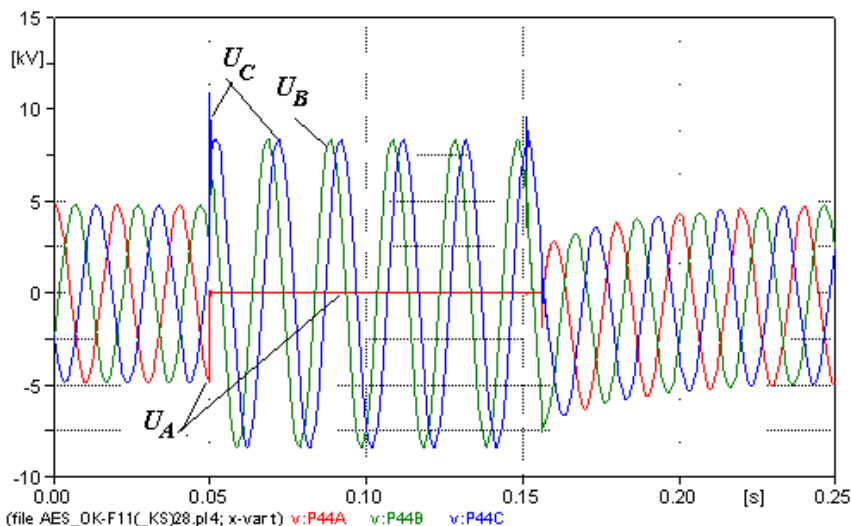


Рис.8. Осциллограммы напряжений на участке 2РБ-1 и выводах трансформатора 22Т 6 кВ при отключении замыкания выключателем В1с-2РБ-1-2РБ-2

Как видно, при выбранном времени коммутации $t = 0,15$ сек перенапряжение на отключаемой секции 2РБ-2 достигает 17 кВ (рис.7). Кратность перенапряжений составляет $k_{\text{пн}} = 3,4$. На секции 2РБ-1 и выводах 6 кВ трансформатора 22Т с подключенной кабельной линией перенапряжения в расчетной коммутации достигают 12 кВ (рис.8). Кратность напряжений составляет $k_{\text{пн}} = 2,4$.

Рассмотрим моделирование дуговых перенапряжений с отключением поврежденного участка.

Осциллограммы напряжений при возникновении замыкания, гашении дуги при переходе через ноль полного тока и повторном зажигании и гашении дуги приведены на рис. 9.

Из рис.9 представлен вариант дугового замыкания на фазе А. Видно, что наибольшие перенапряжения возникают на неповрежденных фазах В и С. При повторном зажигании дуги перенапряжения достигают 15 кВ. Соответствующая кратность перенапряжений составляет $k_{\text{пн}} = 3$. В представленном процессе при повторном гашении дуги происходит небольшое накопление остающегося заряда, что приведет к повышению перенапряжений при следующем зажигании дуги. Однако, увеличение кратности перенапряжений происходит медленно, что объясняется частичным стеканием остающегося после гашения дуги заряда через заземленную первичную обмотку ТН.

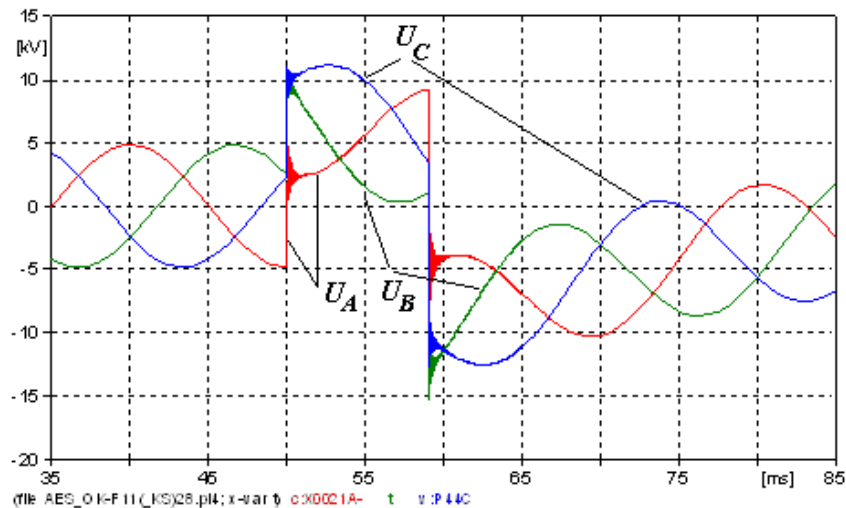


Рис.9. Осциллограммы напряжений при последовательном зажигании, гашении, повторном зажигании и гашении дуги.

Осциллограммы напряжений в конце схемы при времени отключения замыкания $t = 0,15$ сек представлены на рис.10.

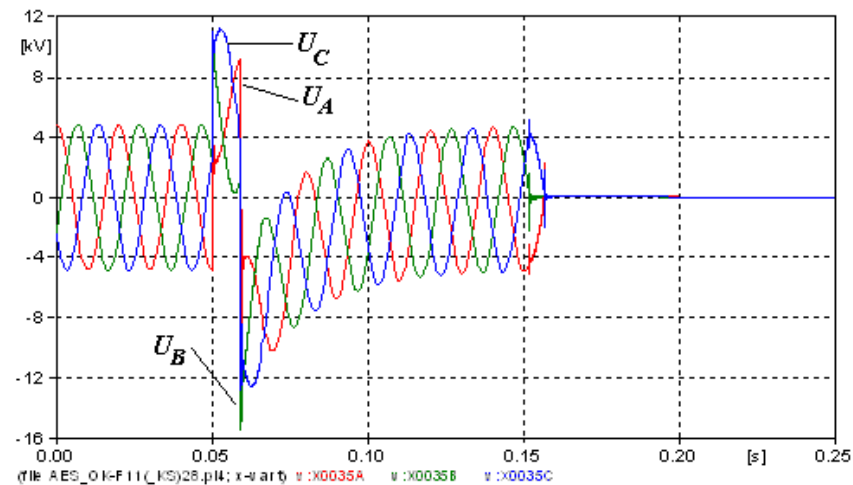


Рис.10. Осциллограммы дугowych напряжений на отключаемом участке сети

Из рис.10 видно, что перенапряжения в конце схемы в момент первого зажигания дуги и в момент повторного зажигания дуги не отличаются от перенапряжений в начале схемы, т.е. равны соответственно 12 кВ и 15 кВ. Напряжения в момент отключения составляют около 5 кВ, т.е. перенапряжений нет.

Представленные расчеты подтверждают возможность моделирования перенапряжений на разработанной в ATPdraw модели в соответствии с приведенными выше требованиями.

ВЫВОДЫ

1. Для моделирования перенапряжений в собственных сетях АЭС необходимо выполнение ряда требований, в том числе, трех фазное исполнение, возможность варьирования точек замыкания и коммутаций, учет влияния трансформаторов напряжения и характеристик выключателей.

2 . Реализация модели в ATPdraw позволяет выполнять расчеты перенапряжений при замыканиях, включая дуговые, при плановых и аварийных отключениях, а так же в процессе развития переходных процессов.

СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 10 кВ

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

Режимы заземления нейтрали определяют характер происходящих при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) электромагнитных процессов, степень опасности разновидностей ОЗЗ, ущербы от их последствий (внезапное или предусмотренное отключение), условия безопасности людей, находящихся вблизи места замыкания на землю, требования к защите от ОЗЗ, принципы выполнения защиты и способы ее действия (на сигнал или на отключение).

В соответствии с принятыми в России нормами [1] предусматривается работа рассматриваемых сетей с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов ОЗЗ. Допускается также работа электрических сетей 6 - 10 кВ с заземлением нейтрали через резистор.

Все разнообразие возможных режимов заземления нейтрали электрических сетей 6 - 10 кВ можно разделить на две группы. К первой группе относятся режимы, допускающие работу сети с ОЗЗ. Этот подход к заземлению нейтрали исходит из основного положения, что замыкание одной фазы на землю не влияет на треугольник междуфазных напряжений, определяющий работу потребителей, поэтому нет необходимости в немедленном отключении. Защита от ОЗЗ в сетях с такими режимами заземления нейтрали выполняется, как правило, с действием на сигнал. Основным требованием к режиму заземления нейтрали в этом случае является создание условий, обеспечивающих надежность функционирования сети с ОЗЗ на время, достаточное для отыскания поврежденного элемента и его отключения вручную без нарушения электроснабжения потребителей. Такой подход к режиму заземления нейтрали и способу действия защиты от ОЗЗ позволяет предотвратить внезапность нарушения электроснабжения потребителей, которая в большинстве отраслей промышленности является основной причиной ущерба, обусловленного отключением поврежденного элемента.

Второй подход основан на предположении, что обеспечить достаточно надежную работу сети с замыканием одной фазы на землю практически трудно, так как ОЗЗ представляет опасность не только для поврежденного элемента, но и для всей электрической сети в целом, то есть является дефектом в электроустановке, требующим немедленного отключения поврежденного элемента и возвращения электрической сети в нормальное, без смещения нейтрали, состояние. Основными требованиями к режиму заземления нейтрали в этом случае являются обеспечение высокой устойчивости функционирования наиболее простых и надежных токовых защит от ОЗЗ и надежности функционирования электрической сети в интервале времени от момента возникновения ОЗЗ до его отключения защитой от этого вида повреждений. Основным недостатком данного подхода к выбору режима нейтрали и способа действия защиты от ОЗЗ является увеличение числа внезапных отключений поврежденного элемента и нарушений электроснабжения потребителей.

При выборе подхода к режиму заземления сети 10 кВ необходимо учитывать, что на уровне распределительных сетей и систем электроснабжения промышленных предприятий отключение от защиты линий может приводить к

нарушению электроснабжения предприятий, необходимости отключения цехов, установок, нарушениям технологических процессов у потребителей, при этом внезапность нарушения электроснабжения является основным фактором, влияющим на величину и характер ущерба.

Поэтому действие защиты от 033 на отключение приносит положительный эффект только при достаточно высокой степени автоматизации и резервирования как электрической сети, так и технологических процессов у потребителей. Учитывая, что такие условия у местных потребителей, как правило, отсутствуют, в качестве вариантов режима заземления нейтрали сети 10 кВ следует рассматривать режимы, обеспечивающие возможность работы сети с замыканием на землю в течение ограниченного времени и, соответственно, действия защиты от 033 на сигнал. К таким режимам заземления нейтрали относятся:

- изолированная нейтраль (при ограниченных значениях суммарного емкостного тока сети);
- резонансное заземление нейтрали (компенсация емкостного тока 033);
- высокоомное заземление нейтрали через резистор (при ограниченных значениях полного активно-емкостного тока 033).

Как уже отмечалось выше, предлагается также комбинированный режим заземления нейтрали, представляющий собой сочетание резонансного и высокоомного заземления нейтрали.

Изолированная нейтраль в соответствии с принятыми в России нормами применяется:

- в сетях 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях (ВЛ), и во всех сетях 35 кВ при суммарном емкостном токе сети $I_{\Sigma} < 10 \text{ A}$;
- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на ВЛ: при номинальном напряжении сети $U_{\text{ном}} = 3 - 6 \text{ кВ}$ при $I_{\Sigma} \leq 30 \text{ A}$; при $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ при $I_{\Sigma} \leq 20 \text{ A}$; при $U_{\text{ном}} = 15 - 20 \text{ кВ}$ при $I_{\Sigma} \leq 15 \text{ A}$.

Основные характеристики данного режима заземления нейтрали приведены в табл. 1.

Следует отметить, что указанные выше предельные значения I_{Σ} , при которых допускается работа сети с изолированной нейтралью, определенные из условий самогашения дуги тока 033, приняты еще в середине прошлого столетия. Из изложенного в табл. 1 следует, что изолированная нейтраль - наименее эффективный по совокупности показателей режим заземления нейтрали электрической сети 10 кВ.

Резонансное заземление нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) (компенсация емкостного тока 033) в соответствии с требованиями должно применяться во всех случаях, когда суммарный емкостный ток I_{Σ} электрической сети превышает указанные выше предельные для режима изолированной нейтрали значения.

Основные характеристики резонансного заземления нейтрали через ДГР приведены в табл. 2.

По мнению большинства специалистов по режимам заземления нейтрали электрических сетей 6-10 кВ резонансное заземление является одним из самых эффективных средств борьбы с негативными последствиями 033, прежде всего, перенапряжениями при дуговых замыканиях на землю, без немедленного отключения поврежденного элемента [1, 2, 3, 4]

Таблица 1

Характеристики режима изолированной нейтрали

Достоинства	Недостатки
1.Возможность работы сети с 033 в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента. 2.Не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали. 3.Возможность самогашения дуги и самоликвидации части 033 (при ограниченных значениях $I_{с\Sigma}$). 4.Простое (в большинстве случаев) решение проблемы защиты и селективной сигнализации устойчивых 033.	1.Высокая вероятность возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся 033. 2.Высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода 033 в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений при дуговых замыканиях, достигающих значений до $4,0 U_{ф \text{ макс}}$ на поврежденной фазе и до $6,0 U_{ф \text{ макс}}$ на неповрежденных фазах. 3.Значительное (в несколько раз) увеличение действующего значения тока в месте повреждения при дуговых перемежающихся 033 за счет свободных составляющих переходного процесса. 4.Возможность существенных повреждений электрических машин током в месте повреждения, прежде всего, при дуговых перемежающихся 033. 5.Возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети. 6.Высокая степень опасности для людей, находящихся вблизи места 033. 7.Ограничения по величине $I_{с\Sigma}$ на развитие сети. 8.Высокая степень помех линиям связи при дуговых 033.

Таблица 2

Характеристики режима резонансного заземления нейтрали

Достоинства	Недостатки
1.Возможность работы сети с 033 до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента. 2.Уменьшение тока в месте повреждения (при резонансной настройке ДГР остаточный ток содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники). 3.Значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока 033. 4.Высокая вероятность (с учетом п.п. 2 и 3) самогашения дуги и самоликвидации большей части 033 (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения). 5.Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся 033. 6.Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений $2,5 U_{ф\text{ ном}}$ при первом пробое изоляции и $3,3-3,4 U_{ф\text{ ном}}$ при дуговых прерывистых 033). 7.Безопасность длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах 033 для элементов с нормальной изоляцией. 8.Исключение возможности возникновения феррорезонансных процессов в сети. 9.Уменьшение влияния дуговых 033 на линии связи.	1.Дополнительные затраты на заземление нейтрали через ДГР и устройства для автоматического управления настройкой компенсации. 2.Трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации 033. 3.Возможность возникновения прерывистых дуговых 033, сопровождающихся перенапряжениями на поврежденной фазе до $2,0 U_{ф\text{ макс}}$ и на неповрежденных фазах до $3,3-3,4 U_{ф\text{ макс}}$. 4.Увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых 033 и максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах при значительных расстройках компенсации. 5.Невозможность скомпенсировать (без использования специальных устройств) в месте повреждения активную составляющую и высшие гармоники. 6.Увеличение (с учетом п. 5) остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети $I_{с\sum}$.

При резонансной настройке ДГР остаточный ток 033 в месте повреждения содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники. Поэтому компенсация емкостного тока неэффективна при больших значениях остаточного тока в месте 033 из-за влияния некомпенсируемых ДГР активной составляющей и высших гармоник и недостаточном техническом совершенстве устройств защиты и селективной сигнализации 033, приводящем к необходимости искусственного увеличения остаточного тока в месте повреждения для обеспечения требуемой устойчивости их функционирования или к увеличению времени поиска поврежденного элемента.

Активная составляющая в компенсированных сетях обычно составляет 5 - 7% от $I_{c\Sigma}$. Доля высших гармонических составляющих в остаточном токе 033 может составлять от единиц до 10 и более процентов от $I_{c\Sigma}$. При суммарном емкостном токе сети $I_{c\Sigma} = 150...200$ А и более остаточный ток 033 даже при резонансной настройке ДГР может достигать 20 А и ампер, что превышает предельные по условиям самогашения дуги тока замыкания значения. Поэтому при больших значениях $I_{c\Sigma}$ (сотни ампер) компенсация емкостного тока 033 не всегда дает эффект. В подобных случаях необходимо либо деление сети на электрически не связанные части, либо переход к другому режиму заземления нейтрали.

Заземление нейтрали через высокоомный резистор. При высокоомном заземлении нейтрали сопротивление R заземляющего резистора выбирается из условия

$$R = (1 \div 2) X_{c\Sigma} \quad (1)$$

где $X_{c\Sigma} = U_{ф\text{ ном}} / I_{c\Sigma}$ - суммарное емкостное сопротивление сети.

При этом эффект накопления зарядов на фазах сети при дуговом перемежающемся 033 сводится к минимуму, и перенапряжения на неповрежденных фазах при повторных зажиганиях дуги не превышают значений 2,4-2,5 $U_{ф\text{ ном}}$.

Основные характеристики высокоомного заземления нейтрали приведены в табл.3.

Если принять, что при высокоомном заземлении нейтрали ток замыкания на землю не должен превышать предельных значений, принятых для сети с изолированной нейтралью, то при $R = X_{c\Sigma}$ суммарный емкостный ток сети $I_{c\Sigma}$ должен быть в $\sqrt{2}$ раз меньше, чем для сети с изолированной нейтралью. Поэтому область применения высокоомного режима заземления нейтрали будет еще более ограничена (по значению $I_{c\Sigma}$), чем режима изолированной нейтрали. По мнению многих специалистов применение высокоомного режима заземления нейтрали целесообразно прежде всего в сетях с $U_{ном} = 6 - 10$ кВ при $I_{c\Sigma}$ не более 5...10 А.

Выбор режима заземления нейтрали сети 10 кВ. Указанное выше предельное для электрических сетей 10 кВ значение емкостного тока 033, равное 20 А, при котором допускается длительная работа сети с изолированной нейтралью с замкнувшейся на землю фазой, соответствует требованиям ПУЭ и ПТЭ [1, 5]. Исследования опасности воздействия заземляющих дуг и перенапряжений при дуговых прерывистых 033 показали, что в сетях напряжением 10 кВ компенсацию емкостного тока целесообразно применять, когда суммарный емкостный ток достигает значения 15 А [2]. Следует отметить также, что во многих странах безопасные величины токов существенно ниже 20 А.

Таблица 3

Характеристики режима высокоомного заземления нейтрали

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с 033 до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения). 2. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части 033 (при ограниченных значениях тока 033 в месте повреждения). 3. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся 033. 4. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений $2,5 U_{ф\text{ ном}}$ при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых 033). 5. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных режимах 033 для элементов с нормальной изоляцией. 6. Практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети. 7. Достаточно простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых 033.	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор. 2. Увеличение тока в месте повреждения. 3. Возможность возникновения прерывистых дуговых 033, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5 U_{ф\text{ ном}}$. 4. Возможность (с учетом п. 3) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией. 5. Ограничения на развитие сети по величине $I_{с\Sigma}$. 6. Утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока 033. 7. Большая мощность заземляющего резистора (десятки киловатт) и проблемы с обеспечением его термической устойчивости при устойчивых 033.

При резонансной настройке ДГР по сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью, сети с компенсацией емкостных токов обладают следующими достоинствами:

1) уменьшение тока в месте повреждения до минимальных значений, обусловленных протеканием активного остаточного тока и токов высших гармоник;

2) значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока 033, способствующее восстановлению диэлектрических свойств изоляции в месте повреждения и обеспечивающее высокую вероятность самогашения дуги в месте повреждения (при резонансной настройке);

3) уменьшение максимальных перенапряжений на поврежденной и неповрежденных фазах по сравнению с режимом изолированной нейтрали при дуговых прерывистых 033;

4) уменьшение частоты повторных пробоев изоляции при дуговых прерывистых 033 (пробой возникает не чаще, чем через 5-10 периодов).

5) исключение возможности возникновения феррорезонансных процессов в сети;

6) значительное уменьшение вероятности перехода 033 в КЗ, двойные или множественные повреждения из-за влияния тока в месте повреждения и перенапряжений;

7) упрощение требований к выполнению заземляющих устройств;

8) повышение электробезопасности при растекании тока в земле за счет уменьшения тока в месте повреждения;

9) ограничение наброса реактивной мощности на источники питания при дуговых замыканиях на землю и сохранение качества электроэнергии у потребителей;

10) уменьшение влияния тока 033 на каналы связи;

11) улучшение условий работы ограничителей перенапряжений (ОПН). Если в сети с изолированной нейтралью дуговые пробой могут происходить практически каждый полупериод, а уровень перенапряжений достигает $(4,0 - 6,0) \cdot U_{ф.н.}$, то в сети с резонансной настройкой повторные пробой изоляции возникают намного реже (один раз в несколько периодов), а уровень перенапряжений снижается. Это означает, что суммарная поглощенная в ОПН энергия при дуговых замыканиях и резонансной настройке будет примерно на два порядка меньше, чем в сети с изолированной нейтралью. В свою очередь это означает, что в сети с компенсацией емкостного тока и резонансной настройкой ДГР можно применять ОПН с более глубоким уровнем ограничения перенапряжений (большим длительно допустимым рабочим напряжением).

Учитывая изложенное выше, наиболее эффективным для электрической сети промышленных предприятий 10 кВ представляется резонансное заземление нейтрали через ДГР, что повысит надежность функционирования сети 10 кВ и надежность электроснабжения потребителей.

Следует отметить, что указанные достоинства в значительной мере теряются при существенных расстройках компенсации (более 5 %).

Ранее допускалась настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания должна быть не более 5 А, а в случае большой разности токов смежных ответвлений реактивная составляющая тока

замыкания на землю допускалась не более 10 А. В новом издании ПТЭ [5] требования к настройке дугогасящих реакторов более ужесточены, и сегодня разрешается работа с перекompенсацией не более 5%.

Это связано с тем, что раньше отечественная промышленность выпускала в основном ступенчатые дугогасящие реакторы типа ЗРОМ или РЗДСОМ. Технические же данные ступенчато регулируемых реакторов в реальных условиях изменяющейся емкости сети в принципе не позволяют обеспечивать автоматическую настройку реактора на режим полной компенсации емкостного тока замыкания на землю (резонансную настройку).

Эксплуатация сетей с ДГР, не обеспечивающими плавной автоматической настройки компенсации емкостного тока замыкания на землю, приводит к возникновению ряда проблем (отсутствие самогашения дуги в месте повреждения, возникновение значительных перенапряжений на неповрежденных фазах сети и др.) и может сопровождаться возникновением серьезных аварий в системах электроснабжения.

В настоящее время несколькими российскими электротехническими заводами освоен выпуск плавнорегулируемых (плунжерных и с подмагничиванием) ДГР, и проблема точной настройки компенсации в резонанс может быть решена достаточно просто.

ЛИТУРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ)/ Минэнерго. - 7-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат. – 2003.
2. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов, - М.: Энергия, 1971.
3. Евдокунин Г.А., Гудилин С.В., Корепанов А.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6 - 10 кВ // Электричество. - 1998, № 12. - С. 8-22.
4. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Ф.Х. Халилов, Г.А. Евдокунин, В.С. Поляков и др.; Под ред Ф.Х. Халилова. - СПб.: Энергоатомиздат, 2002. - 272 с.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России.-М.:ЗАО «Энергосервис»,2003.-392 с.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛЯ ДИПОЛЯ ДЛЯ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП С ПОДЗЕМНЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ*

Ефимов Б.В., Карпов А.С., Невретдинов Ю.М.

Решение задач электромагнитной совместимости с высоковольтной сетью предполагает определение параметров электромагнитного поля созданного током в элементах этой сети. Существуют решения задач электромагнитного влияния воздушных линий на воздушные и кабельные линии через эквивалентные сопротивления взаимной связи [1].

В настоящее время имеется общее решение для векторного потенциала поля диполя (А), полученное с учетом влияния границы раздела двух сред [2]. Согласно Дж.Р. Уэйта [2] общие уравнения векторного потенциала, для того чтобы удовлетворить граничным условиям должны иметь две компоненты. Одну компоненту, направленную вдоль диполя (т.е. A_x и A_{0x}) и вторую – направленную по нормали к ее границе (то есть A_z и A_{0z}). Для верхнего полупространства, то есть при $z > 0$:

$$A_{0x} = \frac{Idl}{4\pi} \int_0^{\infty} \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \left[e^{-U_0(\lambda)|z-h|} + R_{\perp}(\lambda) \cdot e^{-U_0(\lambda)(z+h)} \right] \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda ;$$

$$A_{0z} = \frac{\partial}{\partial x} \cdot \frac{Idl}{4\pi} \int_0^{\infty} S(\lambda) \cdot e^{-U_0(\lambda)(z+h)} \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda ,$$

а для нижнего полупространства, то есть при $z < 0$:

$$A_x = \frac{Idl}{4\pi} \int_0^{\infty} M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z} \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda ; \quad 1)$$

$$A_z = \frac{Idl}{4\pi} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \cdot \int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{g(\lambda)z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z} \right] \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda \quad (2)$$

где $U(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \gamma^2}$ и $U_0(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \gamma_0^2}$ - составляющая учета постоянной распространения, соответственно, в грунте и в воздухе; $\gamma^2 = j \cdot \mu_0 \omega \sigma_h$ и $\gamma_0^2 = -\epsilon_0 \cdot \mu_0 \cdot \omega^2$ - постоянные распространения в грунте и в воздухе соответственно; $\sigma_g = \sigma_h = j \cdot \omega \cdot \epsilon_0$ - характеризует проводимость грунта в

*Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект 09-08-00276).

вертикальном и горизонтальном направлении соответственно. $U(\lambda) = V(\lambda)$ - составляющая учета постоянной распространения в грунте ($U(\lambda)$), а также в грунте с учетом анизотропности среды ($V(\lambda)$);

В уравнениях (1 и 2) введены следующие обозначения:

$$R_{\perp} = \frac{U_0(\lambda) - U(\lambda)}{U_0(\lambda) + U(\lambda)}; \quad S(\lambda) = \left[B(\lambda) - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \right] \cdot e^{U_0(\lambda) \cdot h};$$

$$M(\lambda) = \left(\frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \right) \cdot (1 + R_{\perp}) \cdot e^{-U_0(\lambda) \cdot h};$$

$$B(\lambda) = \frac{1}{\lambda^2} \left[\frac{U_0(\lambda) \cdot (U(\lambda) + U_0(\lambda))}{U_0(\lambda) + \left(\frac{\gamma_0}{\gamma} \right)^2 \cdot V(\lambda)} \right] \cdot M(\lambda).$$

Для решения задач электромагнитной совместимости высоковольтной сети с подземными коммуникациями (включая кабели связи) интерес представляет наведенное на изоляции кабеля напряжение, которое может быть определено путем интегрирования составляющих напряженности электрического поля. При этом воздушную линию представляем совокупностью диполей, расположенных над землей, а напряженность поля в некоторой точке определяем путем суммирования составляющих напряженности поля от каждого из диполей.

Рассмотрим интерпретацию уравнений (1 и 2) для расчета напряженности электрического поля в произвольной точке нижнего полупространства (то есть при $z < 0$) от диполя, расположенного над землей на высоте h . Графическое пояснение дано на рис.1.

Диполь, длиной dl находится на высоте h над поверхностью земли (плоскость x, y). Точка M , находящаяся под землей на глубине $z = -1$ м, смещена вдоль направления диполя на величину x и перпендикулярно направлению диполя на величину y . соединена с диполем на плоскости x, R , а также радиус-вектором (R) точки M относительно диполя, на этой плоскости. В тоже время, R – это расстояние от диполя до точки M . Угол φ - это угол плоскости x, R по отношению к оси диполя. На плоскости x, y - r является проекцией радиус-вектора на горизонтальную плоскость ($r = \sqrt{x^2 + y^2}$).

Выражения для компонент поля, исходя из уравнений Максвелла с учетом условий, которым удовлетворяет векторный потенциал, могут быть получены из соотношения:

$$E_x = \frac{1}{\sigma} \left[-\gamma^2 \cdot A_x + \frac{\partial}{\partial x} \cdot \left(\frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) \right]; \quad 3)$$

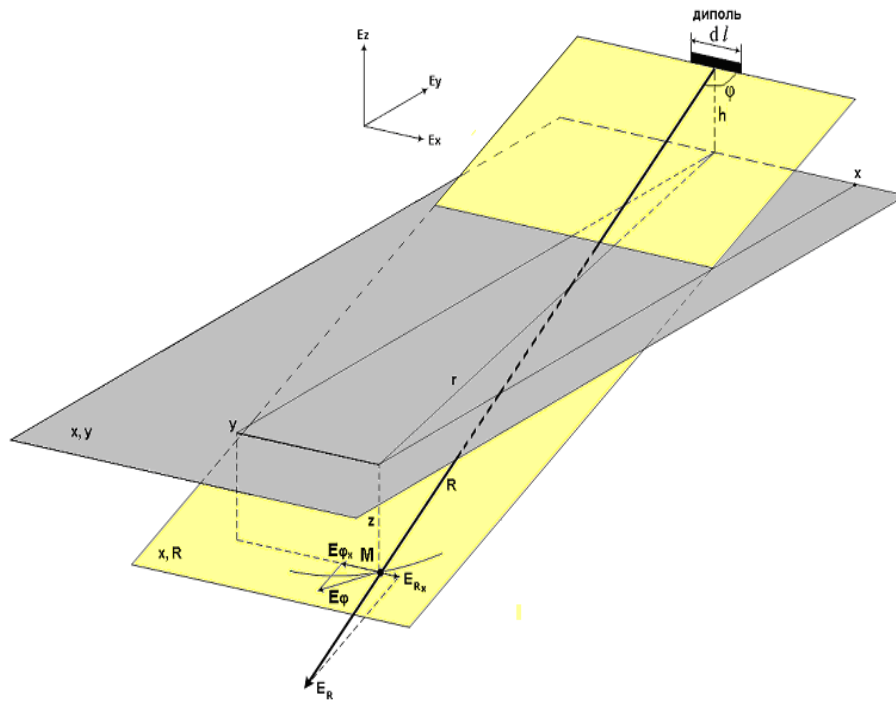


Рис.1. Определение в расчетной точке (M) в нижнем полупространстве продольных составляющих напряженности электрического поля, созданного диполем над поверхностью земли.

$$E_y = \frac{1}{\epsilon} \cdot \frac{\partial}{\partial y} \cdot \left(\frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right); \quad 4)$$

$$E_z = \frac{1}{j \cdot \epsilon_0 \cdot \omega} \cdot \left[-\gamma^2 \cdot A_{0z} + \frac{\partial}{\partial z} \cdot \left(\frac{\partial A_{0x}}{\partial x} + \frac{\partial A_{0z}}{\partial z} \right) \right] \quad 5)$$

Однако, использовать эти уравнения в таком виде нельзя, так как значения позволяющие исключить векторный потенциал – неизвестны, поэтому найдем выражения для компонент напряженности электрического поля как функций координат в общем случае.

Преобразовав выражение (2) для A_z , содержащее частную производную по координате x и введя ряд обозначений получаем:

$$\frac{\partial}{\partial x} \cdot \int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda =$$

$$\int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \cdot \left[\frac{\partial}{\partial x} \cdot J_0(\lambda \cdot r) \right] d\lambda.$$

Учитывая, что $\left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right]$ не зависит от x , а

$J_0(\lambda r)$ – функция Бесселя первого рода нулевого порядка непрерывна и имеет непрерывную производную, то справедливо следующее выражение:

$$\int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \cdot \left[\frac{\partial}{\partial x} \cdot J_0(\lambda \cdot r) \right] d\lambda =$$

$$= \int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \cdot \left(-\frac{\lambda x}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r) \right) d\lambda.$$

Таким образом, A_z представим в виде:

$$A_z = \frac{Idl}{4\pi} \cdot \int_0^{\infty} \left[B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \left[-\frac{\lambda x}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r) \right] d\lambda.$$

Введем обозначения:

$$P_1(\lambda, z) = B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left(\frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z};$$

$$P_2(\lambda, z) = M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z}.$$

Для определения параметров E_x , E_y и E_z из выражений (3-5) необходимо рассчитать градиент дивергенции $\text{grad}(\text{div } A)$:

$$\frac{\partial}{\partial x} \cdot \left(\frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right), \quad \frac{\partial}{\partial y} \cdot \left(\frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) \quad \text{и} \quad \frac{\partial}{\partial z} \cdot \left(\frac{\partial A_{0x}}{\partial x} + \frac{\partial A_{0z}}{\partial z} \right)$$

соответственно.

Для этого следует определить частные производные $\frac{\partial A_x}{\partial x}$ и $\frac{\partial A_z}{\partial z}$,

выполняя дифференцирование по параметру под знаком интеграла.

Для наглядности рассматриваются уравнения в случае однородных характеристик нижней полусферы, тогда после определения градиента дивергенции выражения для E_x , E_y и E_z приобретут следующий вид:

$$\begin{aligned}
E_x &= \frac{1}{\sigma} \cdot \left[-\gamma^2 \cdot \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty P_2(\lambda, z) \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda \right] + \\
&+ \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \frac{-1}{\sigma} \cdot \int_0^\infty \left[\frac{\lambda \cdot (y^2 - x^2)}{r^3} \cdot J_1(\lambda \cdot r) + \left(\frac{\lambda \cdot x}{r} \right)^2 \cdot J_0(\lambda \cdot r) \right] \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda; \\
E_y &= \frac{-1}{\sigma} \cdot \left[\frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \frac{\lambda^2 \cdot x \cdot y}{r^2} \cdot J_0(\lambda \cdot r) + \frac{2\lambda^2 \cdot x \cdot y}{r^3} \cdot J_1(\lambda \cdot r) \right] \cdot [U \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda \\
E_z &= \frac{1}{\sigma} \cdot \left[-\gamma^2 \cdot \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty P_1(\lambda, z) \cdot \left(\frac{-\lambda x}{r} \right) \cdot J_1(\lambda \cdot r) d\lambda \right] + \\
&+ \left[-\frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \frac{\lambda x}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r) \cdot U(\lambda) \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda \right].
\end{aligned}$$

Рассмотрим применение этих уравнений для расчета наведенных напряжений на кабели связи, расположенные под землей параллельно воздушной линии электропередач, по которой протекает аварийный ток ($I_{кз}$). В этом случае целесообразно ограничиться только продольной составляющей напряженности электрического поля (E_x).

Напряженность E_x , полученная через векторный и скалярный потенциалы [2], имеет вид:

$$E_x = \frac{-\gamma_0^2}{j \cdot \omega \cdot \epsilon_0} \cdot A_x - \text{grad}_x U = E_x^A + E_{x2}^U + E_{x3}^U.$$

При суммировании составляющих напряженности E_x от совокупности диполей, образующих влияющую линию, скалярные потенциалы соседних диполей взаимно уничтожаются. Поэтому в дальнейшем рассматриваем только векторный потенциал, который в общем виде имеет действительную и мнимую части. Мнимая часть E_x обусловлена индуктивной связью. Как показали расчеты, мнимая составляющая E_x превышает действительную составляющую на 5-6 порядков. Поэтому модуль E_x практически совпадает с мнимой составляющей.

Для примера на рис.2 показано изменение модуля E_x в зависимости от взаимного расположения расчетной точки и диполя с током промышленной частоты. Диполь с током равным 1000 А расположен на высоте 10 м над поверхностью земли. Удаление расчетной точки на глубине 1 м по горизонтали от диполя варьировалось от 0 до 100 м по осям x и y .

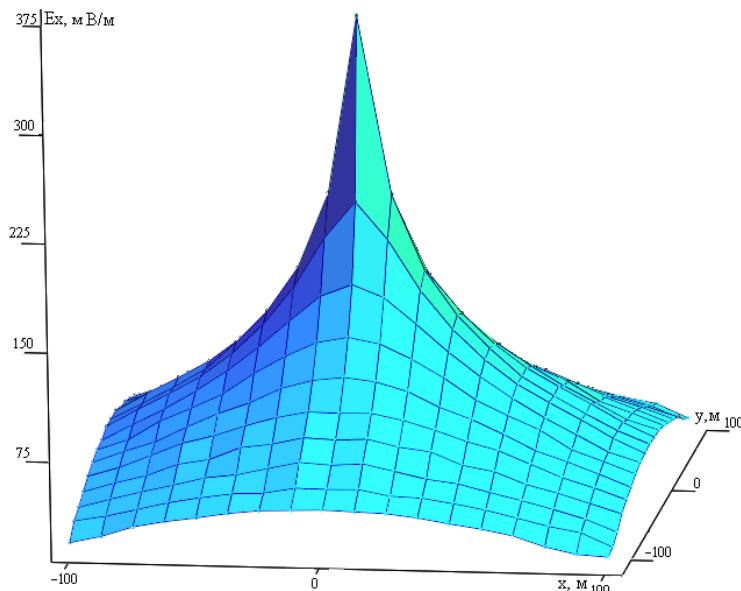


Рис. 2. Пример распределения напряженности поля в нижнем полупространстве на глубине l м; диполь на высоте $h = 10$ м с током $I = 1$ кА $f = 50$ Гц; удаление расчетной точки по горизонтали изменяется по x от -100 до 100 м и по y от -100 до 100 м.

Как видно, напряженность поля диполя резко уменьшается при удалении как по оси x , так и по оси y . На рис.3 видно, что уменьшение напряженности поля равнозначно как для удаления в продольном направлении, так и в поперечном.

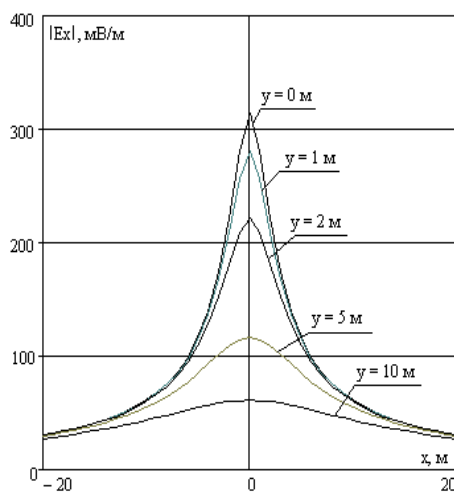


Рис.3а

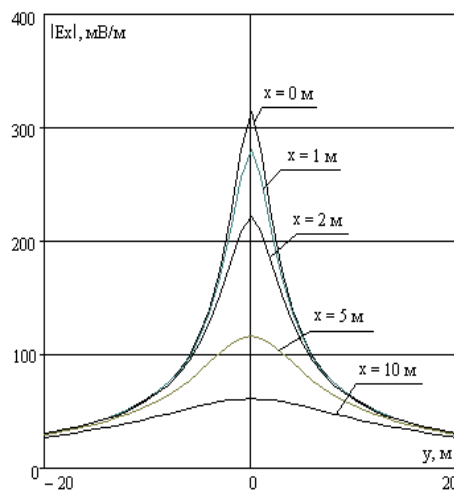


Рис.3б

Рис.3 Изменение E_x в продольном (3а) и в поперечном направлениях (3б).

Напряженность поля значительно уменьшается при удалении от диполя.

Например, при удалении на 10м от $x=0$ и $y=0$, напряженность уменьшается на 250 мВ/м (что составляет примерно 78%). При удалении еще на 10 м, напряженность уменьшается на 30 мВ/м (примерно 10%).

Для расчета результирующей напряженности поля E_x от тока в наземной линии интегрируем составляющие E_x от диполей, образующих линию:

$$E_{xв} = \int_0^{l_{в}} E_x(x) dx, \text{ для точки расположенной в начале линии или}$$

$$E_{xв} = 2 \cdot \int_0^{0.5 \cdot l_{в}} E_x(x) dx, \text{ для точки, расположенной в середине линии.}$$

Изменение результирующей продольной напряженности E_x поля в точке, расположенной на глубине 1 м в начале линии на расстоянии по $y = 1$ м, в зависимости от длины влияющей линии с током 1000 А, для удельной

проводимости грунта $\sigma = 0,0001 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$ показана на рис.4. Здесь приведены значения мнимой составляющей и активной составляющей.

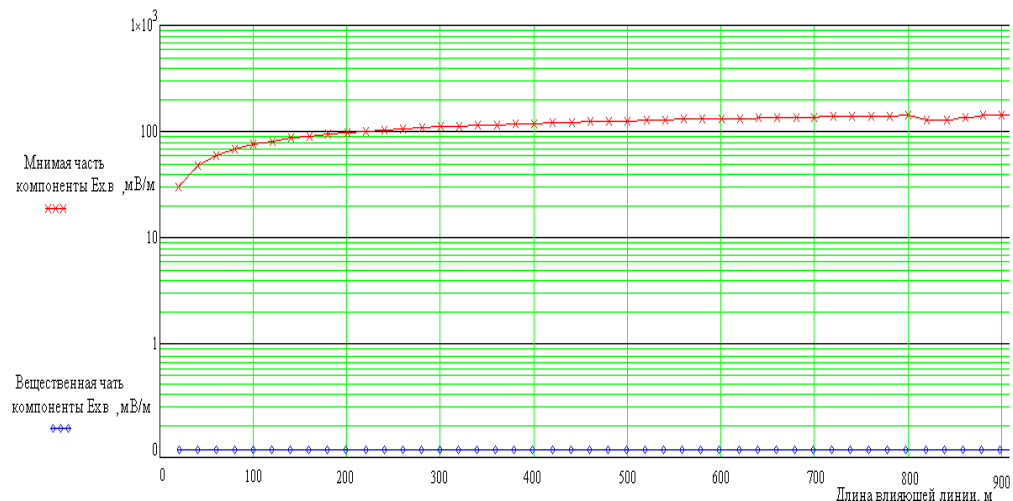


Рис.4. Зависимость мнимой и вещественной составляющей от E_x от длины влияющей линии. Расчетная точка находится в начале линии.

Как видно из рис.4, при увеличении длины влияющей линии от 10 м до 200 м, напряженность поля на глубине 1 м и на удалении 1 м от линии увеличивается от 30 мВ/м до 100 мВ/м. При дальнейшем увеличении длины влияющей линии до 700 м $E_{xв}$ увеличивается до 150 мВ/м. Дальнейшее увеличение длины линии незначительно сказывается на изменении $E_{xв}$. Таким образом, с незначительной погрешностью (около 7%) можно ограничить расчет, в котором влияние тока в линии учтено на длине до 700 м в обе стороны. То есть можно ограничить в расчетах длину влияющей линии в зависимости от заданной точности расчета.

С целью изучения характера распространения в грунте электрического поля, образованного током равным 1000 А в линии на высоте 10 м от поверхности земли, выполнены расчеты изменений составляющей $E_{xв}$ в зависимости от удельной проводимости грунта. Соответствующие графики приведены на рис.5 в виде трехмерной зависимости $E_{xв}$ от проводимости грунта (σ) для различных удалений от линии (y).

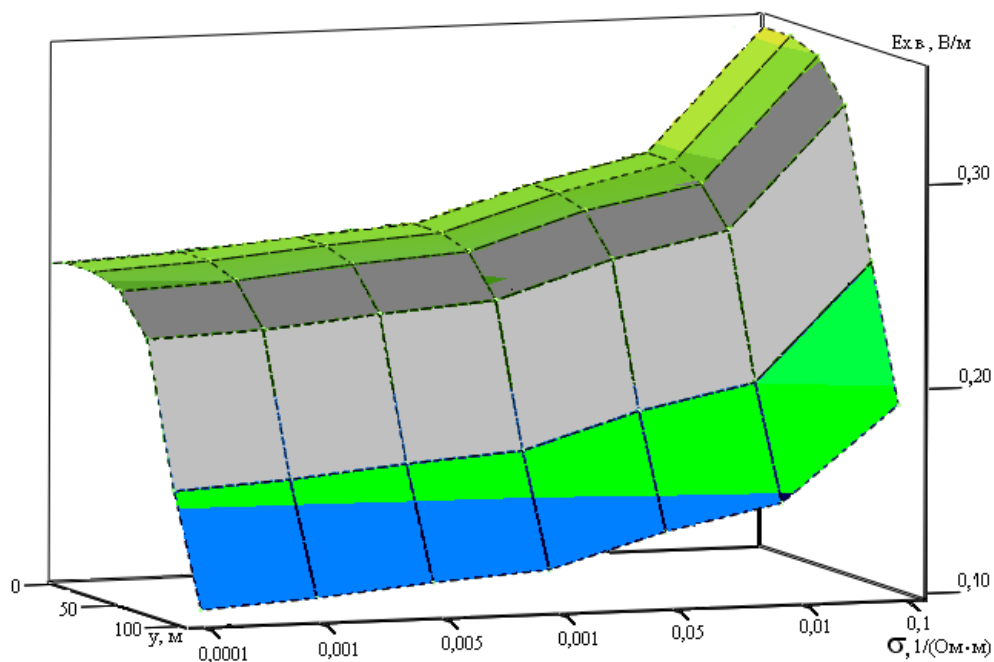


Рис.5 Зависимость напряженности поля от изменения проводимости грунта и поперечного удаления от диполя

На рис.6 приведен пример расчета напряженности поля, показана возможность ограничений расчетов при интегрировании по длине влияющего участка.

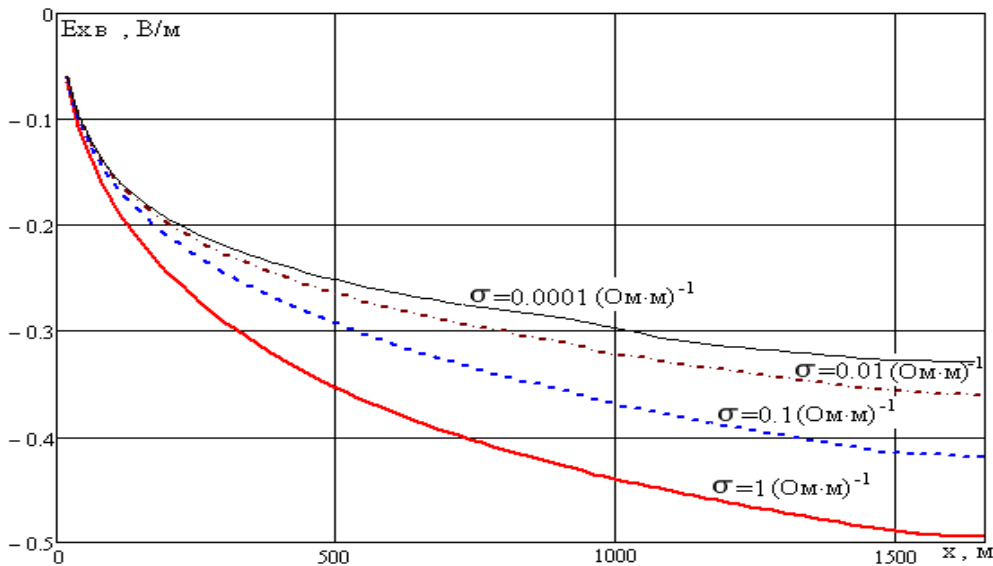


Рис.6. Зависимость напряженности поля от длины влияющей линии для различных значений удельной проводимости грунта.

Напряженность поля значительно уменьшается при увеличении удельной проводимости грунта. Так, при $\sigma = 0,01 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$, напряженность уменьшается примерно в 2 раза по отношению к $\sigma = 0,0001 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$.

ВЫВОДЫ

1. Выполнена интерпретация общего решения для поля диполя прямых расчетов напряженности поля в подземных коммуникациях от диполей расположенных над поверхностью земли. Получены формулы реализуемые в среде MathCad.

2. С помощью полученных выражений выполнены расчеты напряженности поля в месте расположения подземной линии связи, образованного током в высоковольтной линии расположенной над поверхностью земли.

3. Показано изменение напряженности поля в нижней полусфере в зависимости от удаления от влияющей линии, а также в зависимости от проводимости грунта.

4. Показана возможность ограничения в расчетах длины влияющей линии, в зависимости от заданной точности расчетов. Так при $\sigma = 0,0001 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$ для точки удаленной от линии на 10 метров можно ограничить длину влияющей линии +/- 750 метров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гайнуллин Р.А., Зархи М.И., Костенко М.В. Расчет опасных влияний на кабели связи однофазных коротких замыканий в высоковольтной сети. – Энергетика и транспорт, Ленинград, 104-111, 1972.
2. Уэйт Дж.Р. Геоэлектромагнетизм Пер.с англ. М.Недра, 1987, 241

с

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ

***Катькалов Ю.В. (ПГИ КНЦ РАН), Колобов В.В., Сахаров Я.А. (ПГИ КНЦ РАН),
Селиванов В.Н.***

В Кольском научном центре РАН исследования воздействия геомагнитных бурь (ГМБ) на оборудование энергосистем ведутся с 1986 г. [1]. С ноября 2003 г. на ряде подстанций Кольской энергосистемы проводятся измерения геоиндуктированных токов (ГИТ) в нейтральных трансформаторов и автотрансформаторов. За это время накоплен большой массив уникальных данных о ГИТ в периоды геомагнитных бурь, а также сформулированы требования к конфигурации систем мониторинга ГИТ для различных объектов транспортных и информационных проводных коммуникаций.

Мониторинг ГИТ связан с получением данных с нескольких территориально удаленных друг от друга и от центра обработки информации объектов, каковыми могут являться подстанции энергосистем, участки магистральных трубопроводов, пункты управления движением железнодорожного транспорта. Аналоговый сигнал с первичного датчика, установленного на удаленном объекте, должен передаваться в устройство сбора, обработки и хранения данных. На выбор конфигурации системы мониторинга основное влияние оказывает требование периодичности сбора данных. Возможны два подхода:

- регистрация, передача и анализ данных в режиме реального времени (или, по крайней мере, накопленных за относительно малый промежуток времени);
- накопление данных за фиксированный длительный период времени с последующей их передачей для анализа.

Возможная схема реализации первого подхода представлена на рис. 1. Аналоговый сигнал с первичного датчика поступает в микроконтроллер для первичного анализа, обработки и подготовки к передаче в цифровом виде. Привязка данных ко времени осуществляется по тактовым сигналам источника точного времени, поступающим в микроконтроллер. Оцифрованный и снабженный метками времени пакет данных передается на сервер сбора данных. В качестве среды передачи можно использовать любые каналы связи, однако в настоящее время неоспоримое преимущество при мониторинге удаленных объектов имеют GSM/GPRS каналы сотовой связи. Они позволяют не только получать информацию с первичных датчиков, но и, при необходимости, удаленно управлять системой мониторинга.

В приведенной схеме основным управляющим элементом является микроконтроллер (МК). Аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), входящий в состав МК, позволяет получить оцифрованный массив данных, который затем обрабатывается микропроцессором МК по заданному алгоритму. Например, при измерении ГИТ в нейтральных трансформаторов в аналоговом сигнале помимо геомагнитного тока присутствует ток несимметрии, имеющий сложный гармонический состав. При больших значениях ГИТ магнитопровод трансформатора может насыщаться, что приводит к повышению уровня

гармоник в нейтрали, поэтому информация об уровне гармоник является столь же полезной, как и значение ГИТ. Это означает, что частота дискретизации АЦП должна быть достаточной для регистрации нескольких гармоник промышленной частоты. Объем передаваемой на сервер информации должен быть минимальным, поэтому в программе цифровой обработки осуществляется быстрое преобразование Фурье. На сервер передаются следующие составляющие полного тока: квазипостоянная составляющая (диапазон частот 0 – 4 Гц), несущая информацию непосредственно о ГИТ, токи первой, второй и третьей гармоники сети, позволяющие оценить изменение гармонического состава полного тока в нейтрали при протекании геоиндуктированных токов значительной амплитуды.

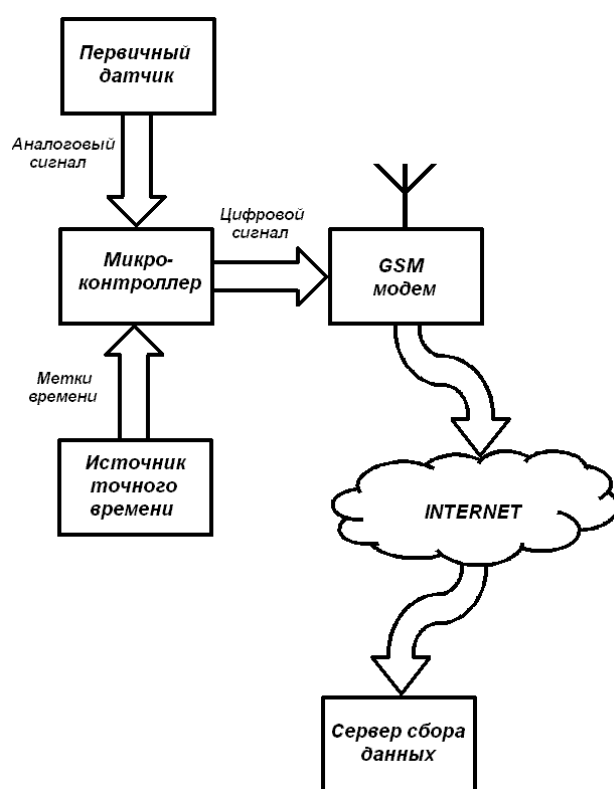


Рис. 1. Схема регистрации ГИТ в режиме реального времени.

Для сопоставления ГИТ с вариациями магнитного поля Земли (МПЗ) необходимо привязать данные измерений ко времени. В микроконтроллере должна быть предусмотрена возможность синхронизации данных с использованием меток времени, полученных от источника точного времени. В качестве такого источника может быть использован как локальный источник, например высокоточные кварцевые часы, так и внешние радиосигналы точного времени. Наиболее перспективным представляется использование сигналов точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Следующим этапом, заложенным в алгоритме МК, должна быть

подготовка сигнала к передаче на сервер по беспроводным каналам связи. В случае мониторинга ГИТ и гармоник тока промышленной частоты в нейтрали трансформатора, объем передаваемых данных превышает 3 Мб в сутки с одного регистратора. При использовании для передачи данных сетей GSM затраты на мобильную связь составят примерно 1000 руб. в год на один регистратор. Затраты можно уменьшить, применив алгоритмы сжатия данных перед отправкой.

Использование сетей GSM позволяет получать данные с удаленного объекта практически в режиме реального времени, по крайней мере, с минимальной контролируемой задержкой. Микроконтроллер должен уметь управлять GSM-модемом и реализовывать необходимые сетевые протоколы передачи данных.

В настоящее время многие производители предлагают интегрированные устройства для решения задач телеметрии, построенные на базе микропроцессоров с возможностью программирования. В их состав могут входить все элементы системы, рассмотренной выше: беспроводные датчики, GPS-приемники для получения информации о местоположении объекта и текущем времени, GSM-модемы для передачи информации и управления телеметрической системой. Однако готовые продукты часто ориентированы на массовые потребности и не всегда удается адаптировать их под конкретную нестандартную задачу. Поэтому, в некоторых случаях, более оправдан другой, “гибкий” подход к решению задачи удаленного сбора данных, основанный на использовании в качестве ядра системы персонального компьютера. Такой подход обеспечивает свободу разработчику в определении функционального назначения системы, возможность закладывать и изменять алгоритм получения и обработки данных в соответствии с конкретными задачами. При создании существующей на текущий момент системы регистрации ГИТ в нейтралях трансформаторов мы пошли именно по этому пути.

Общая структура системы представлена на рис.2.

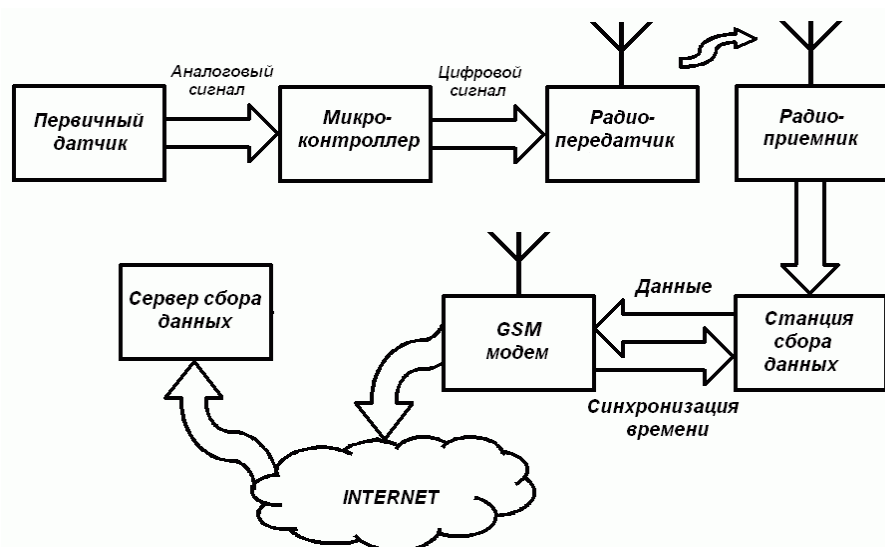


Рис. 2. Схема регистрации ГИТ в режиме с накоплением данных.

Как и в предыдущей схеме, аналоговый сигнал с первичного датчика поступает в АЦП микроконтроллера, оцифрованный сигнал подвергается первичной обработке и по радиоканалу передается в устройство накопления данных. Датчик, микроконтроллер и радиопередатчик конструктивно представляют собой единый блок, установленный на шине заземления нейтрали трансформатора на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) подстанции. Питание блока осуществляется от сети собственных нужд подстанции через ближайший шкаф управления. Этот блок находится в жестких климатических условиях, поэтому требуется его тщательная герметизация и регулируемый подогрев. Устройство накопления данных – это обычный персональный компьютер, установленный в помещении подстанции. Радиоприемник преобразует полученные данные в последовательный код протокола RS-232, который передается в СОМ-порт компьютера. Дальнейшая обработка и транспортировка данных происходит под управление программного обеспечения, установленного на компьютере. В отличие от первого варианта, где ядром системы является микроконтроллер с ограниченным и, главное, детерминированным набором функциональных возможностей, использование компьютера позволяет оперативно реагировать на изменение конфигурации системы регистрации ГИТ путем изменения алгоритма работы управляющих процессом программ.

Основная программа выполняет следующие функции: получение потока данных из последовательного порта, разделение его на составляющие, соответствующие четырем информационным каналам (ток ГИТ и три гармоники тока промышленной частоты), нормализация каналов и запись информации на жесткий диск компьютера. Сейчас реализован следующий алгоритм: каждый час записывается отдельный файл данных, в конце суток, если не было сбоев, эти файлы объединяются в суммарный суточный файл. Если в течение суток были перерывы в записи часовых файлов, например из-за перезагрузки компьютера, сохраняется каталог, содержащий файлы с данными, записанными до и после перезагрузки. В конце каждого дня полученный файл, либо каталог пересылается на сервер сбора данных. Данный алгоритм легко может быть модифицирован при необходимости изменения периодичности пересылки данных.

Бытовые персональные компьютеры не отличаются высокой надежностью, время от времени происходят так называемые “зависания” системы, связанные как с ошибками, накапливающимися в результате продолжительной работы системы, так и с внешними воздействиями. Для перезагрузки системы была реализована схема аппаратного сторожевого таймера, который является составной частью радиоприемника и управляется основной программой. Программа периодически посылает в СОМ-порт сигналы, сбрасывающие таймер. Если происходит зависание программы или операционной системы и сброса не происходит, то таймер замыкает контакты кнопки Reset для “горячей” перезагрузки компьютера.

Привязка данных ко времени происходит в момент создания нового файла в 00:00:00 по UTC. Таким образом, источником времени являются системные часы компьютера. Этот источник является крайне ненадежным, точность определяется индивидуальными характеристиками кварцевого

генератора и поэтому может быть разной для различных материнских плат. В некоторых случаях погрешность (обычно отставание) достигала нескольких минут за неделю. Коррекцию компьютерных часов можно осуществлять с помощью GPS-приемников, как в первом варианте системы, а также используя NTP – сетевой протокол для синхронизации времени. Для использования NTP необходимо соединение через интернет с серверами точного времени. Точность синхронизации с использованием NTP может достигать 10 мс, что вполне достаточно для регистрации сигналов с частотой дискретизации 4 Гц. Так как в нашем случае в системе уже есть GSM-модем для передачи данных, то вполне разумным является его использование для синхронизации компьютерных часов. Коррекция времени производится раз в сутки сразу после отправки данных, но периодичность может быть легко изменена при необходимости получения большей точности.

Возвращаясь к проблеме надежности персональных компьютеров, необходимо заострить внимание на надежности дисковой системы хранения данных. За все время эксплуатации систем регистрации ГИТ неоднократно возникали сбои файловых систем, два жестких диска вышли из строя, что привело к потере данных за длительные периоды времени. Жесткий диск компьютера – одно из немногих электромеханических устройств с движущимися элементами, оставшихся в современных компьютерах. Современные “винчестеры” работают на огромных скоростях и имеют высочайшую плотность записи, поэтому очень чувствительны к качеству питания, температурному режиму и вибрациям. Для повышения надежности хранения данных можно предложить следующие меры: использование источников бесперебойного питания, создание RAID – массивов, активное охлаждение дисков, использование отдельных носителей для операционной системы и данных. В настоящее время появились твердотельные жесткие диски (SSD) без движущихся частей, обладающие высокой механической и температурной стойкостью, однако они достаточно дороги, имеют ограниченное количество циклов перезаписи и чувствительны к электромагнитным полям, поэтому возможность их применения следует изучить. Вполне вероятно, что SSD наилучшим образом подойдут именно для хранения полученных данных.

Острота проблемы хранения данных несколько снижается, если они периодически отправляются для хранения и обработки на сервер сбора данных (однако, это не решает проблемы длительного простоя системы из-за выхода “винчестера” из строя). Перед отправкой суточный файл с данными сжимается в архивный файл. Это необходимо по нескольким причинам: во-первых, для уменьшения затрат на передачу данных, во-вторых, данные могут содержаться в нескольких файлах, а при пересылке удобнее иметь дело с одним файлом, и наконец, в случае неудачной транзакции из-за сбоев, например в сети GSM, будет создаваться кумулятивный архив, содержащий файлы всех еще не отправленных данных. После удачной отправки архив удаляется, а все исходные файлы с данными сохраняются на жестком диске для резервного хранения. При том потоке информации за сутки, который сохраняется в существующей системе регистрации, объема современных винчестеров хватит на сотни лет.

Данные на сервер могут отправляться различными способами, в зависимости от типа сервера. Например, в настоящее время мы отправляем данные на публичный почтовый сервер в виде почтового сообщения с

вложенным файлом. Этот способ не лучшим образом подходит, если требуется автоматизированная обработка данных. Но, принимая во внимание преимущество “гибких” систем сбора данных, мы в любой момент можем изменить способ транспортировки, например, используя FTP протокол передачи файлов. Еще более расширяются возможности системы, если каждая точка сбора информации включается в общую виртуальную сеть VPN с сервером, другими точками и управляющим компьютером. В этом случае можно не только осуществлять сбор данных, но и оперативно контролировать удаленные точки и, в случае необходимости, дистанционно изменять алгоритм их работы. Правда, в этом случае потребуются дополнительные расходы на мобильную связь, связанные с необходимостью приобретения реальных IP адресов для каждой удаленной точки.

Все файловые манипуляции можно возложить на основную программу, однако для повышения надежности ее работы эту задачу лучше поручить отдельной программе. Так как все операции выполняются периодически по заданному графику, лучше всего для этих целей подходят планировщики заданий. В операционной системе Linux можно использовать демон `cron`, а в MS Windows для этих целей мы используем `nnCron` - компактный (900k), но мощный планировщик и менеджер автоматизации с собственным скриптовым языком, основанным на синтаксисе языка программирования Форт, который также понимает `cron`-формат Unix и управляется с помощью текстовых кронтаб-файлов [2].

После того, как основная программа закрывает суточные файлы данных на запись, планировщик в указанное время следующих суток создает архивный файл. Затем, в случае успешного установления интернет-соединения (пять попыток дозвона, 60 секунд паузы между попытками), посредством почтового клиента производится пересылка данных на почтовый сервер (также пять попыток с таким же интервалом). После этого, в рамках той же сессии, происходит синхронизация компьютерных часов, затем соединение разрывается. Одной из особенностей планировщика `nnCron` является так называемый “непотопляемый режим”, который обеспечивает автоматический перезапуск `nnCron` в случае возникновения фатальной ошибки.

Несколько слов необходимо сказать о выборе GSM-модема. В настоящее время производится большое количество разнообразных моделей, предназначенных для передачи данных в сетях GSM/GPRS. Взаимодействие модема с компьютером может осуществляться как через физические порты: RS-232, USB, PCI, PCMCIA/ExpressCard, Ethernet, так и с использованием беспроводных технологий, например WiFi или Bluetooth. Мы выбрали модель, которая устанавливается в слот PCI компьютера и имеет выносную антенну с длинным кабелем. Такой модем не требует дополнительного источника питания, включается и перезагружается одновременно с компьютером, данные поступают непосредственно с системной шины, минуя преобразование в буферной логике портов. Кроме того, для модема, установленного внутри системного блока, оказалось легче организовать перезагрузку в случае зависания в режиме GPRS. Опыт эксплуатации показал, что модемы периодически подвержены этому явлению, в нашем случае модем Teltonika переставал пересылать данные примерно через неделю непрерывной работы. Проблема была решена посредством ежедневной аппаратной перезагрузки модема перед началом сеанса

передачи данных. На модеме присутствуют контакты Reset, которые необходимо кратковременно замкнуть для перезагрузки. Эту функцию мы возложили на простое электромагнитное реле, катушка которого питается от сигнала системного динамика компьютера. Генерацию сигнала перезагрузки также инициирует планировщик задач nncron. Конечно, существуют модели модемов со встроенным сторожевым таймером, с двумя SIM-картами и прочими средствами обеспечения бесперебойной работы, но они значительно дороже выбранного нами модема.

Использование комплектующих “бытового” назначения с одной стороны позволяет значительно удешевить устройство регистрации, но с другой стороны снижает надежность всего измерительного комплекса. В условиях тяжелой электромагнитной обстановки действующих подстанций нередко случаи «зависаний» и выхода из строя отдельных составляющих системы, что приводит к потере данных за длительный период. Вероятно, использование высоконадежных “промышленных” комплектующих позволит значительно повысить надежность системы регистрации, но также приведет к значительному увеличению стоимости. Реализованная на текущий момент система стоит порядка 30 тыс. рублей на одну точку, и требует постоянных усилий для поддержания в работоспособном состоянии. Тем не менее, за пять лет накоплен большой массив данных о ГИТ в периоды геомагнитных бурь и в настоящее время ведется обработка этих данных совместно с результатами регистрации возмущений магнитного поля Земли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Научные и технические аспекты обеспечения электромагнитной совместимости энергосистем при воздействии мировых электромагнитных бурь / Костенко М.В. и др. // Тезисы докладов IV Российской научно-технической конференции "Электромагнитная совместимость технических средств и биологических объектов", С.-Пб, 1996 г. - С.116-117.
2. http://nncron.ru/index_ru.shtml

ПЕРВИЧНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ

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

Геомагнитные возмущения, в особенности геомагнитные бури (ГМБ), сопровождаются протеканием в земной ионосфере мощных электрических токов, которые могут возникать не только на высоких, но и на средних магнитных широтах. В частности, во время магнитных бурь в высоких широтах формируются авроральные ионосферные токи восточного и западного направлений (авроральные электроджеты), причём сила тока в электроджетах на высоте порядка 100 км может достигать 10^5 А. Ионосферные токи меняются во времени, перемещаются в пространстве и, благодаря явлению электромагнитной индукции, стимулируют протекание в земле и в токопроводящих цепях, имеющих заземление в двух и более точках, квазипостоянных (частотой от 10^{-4} до 1 Гц) геоиндуктированных токов. Напряжённость наведенных электрических полей относительно невелика (1 – 40 В/км), но сила возникающих при этом геоиндуктированных токов (ГИТ), которая зависит от размеров и ориентации проводников, электропроводности как их самих, так и подстилающей поверхности, может оказаться достаточно большой. Так, в линиях электропередач зарегистрированы индуктированные токи силой до 100 А, нескольких сотен ампер достигает сила индуктированных токов в стальных трубопроводах. Не являются исключением и линии проводной связи, обеспечивающие, в частности, работу систем сигнализации на железных дорогах. Аномальный характер функционирования подобных систем способен привести к возникновению аварийных ситуаций на отдельных участках дорог, связанных, прежде всего, с ложными срабатываниями реле и проявлениями неисправностей в их контактах. Наиболее опасными для организации движения поездов являются вызванные магнитными возмущениями ложные переключения светофоров.

Рост аварийности в проводных транспортных и информационных системах, вызываемых ГМБ, привел, по западным оценкам, к экономическому ущербу, составляющему миллиарды долларов. Поэтому в США и Канаде созданы комитеты и рабочие группы из специалистов департамента энергетики, Института электроэнергетики США и ведущих энергетических фирм, которые на уровне национальной программы призваны решать эту проблему. Специалистами этих групп, параллельно с разработкой теории воздействия ГМБ на объекты энергетики, создается единая система прогнозирования и регистрации ГМБ и их воздействия на электроэнергетические системы (ЭЭС). В Финляндии, расположенной в условиях, сходных с северо-западом России, изучения воздействия ГМБ на ЭЭС проводится непрерывно с 1977 года.

В России не предусмотрена фиксация отключений и повреждений, вызываемых ГМБ, поэтому нет достоверной информации о степени воздействия геомагнитных возмущений на оборудование энергосистем. В связи с изложенным, актуальной задачей является разработка системы регистрации геоиндуктированных токов в проводных транспортных и информационных системах.

Для регистрации геоиндуктированных токов в проводных системах необходим первичный преобразователь, позволяющий прямо или косвенно измерять мгновенное значение тока для дальнейшего преобразования, обработки и передачи данных измерений. Тип первичного преобразователя определяется спецификой регистрации ГИТ в конкретной проводной системе. При измерении ГИТ в нейтральных трансформаторов возможно непосредственное измерение тока контактным или бесконтактным способом; в трубопроводах эти методы трудно реализовать из-за большого диаметра трубы, поэтому наиболее перспективным представляется измерение магнитного поля, созданного током. В системах железнодорожной сигнализации и связи невозможность непосредственного измерения тока обусловлена требованиями безопасности движения поездов. В данном случае требуется дополнительное исследование для определения допустимых и технически реализуемых способов регистрации индуктированных токов.

Из всех существующих методов измерения тока только три имеют низкую стоимость и внедрены в массовое производство: резистивный (токовые шунты), на основе трансформаторов тока и с использованием эффекта Холла. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки и, как следствие, свою область применения.

Трансформаторы тока имеют низкую стоимость, не требуют дополнительных источников питания, не вносят дополнительных потерь и напряжения смещения. Трансформатор тока наилучшим образом подходит для измерения токов промышленной частоты 50 Гц и ее гармоник в нейтральных трансформатора. Однако для измерения медленно меняющихся, практически постоянных геоиндуктированных токов пассивные токовые трансформаторы, имеющие очень узкий частотный диапазон, не применяются. Феррозондовые преобразователи магнитного поля применяются для измерения переменных, постоянных и медленно меняющихся магнитных полей в широком частотном диапазоне, однако превосходят по стоимости резистивные и холловские датчики тока.

Резистивный метод с использованием токового шунта позволяет измерять токи в широком частотном диапазоне, не требует внешнего питания, не вносит напряжения смещения и является самым распространенным и недорогим. Однако для его реализации требуется выполнить разрыв токовой цепи, при этом регистрируемый ток протекает по шунту, что вызывает поглощение мощности и, следовательно, нагрев шунта. Между токовой цепью и схемой преобразования сигнала отсутствует гальваническая развязка. Температурный коэффициент сопротивления токового шунта также вносит заметную погрешность в измерение ГИТ в условиях наружной установки в нейтральной трансформатора на открытой подстанции.

В одном из первых устройств регистрации ГИТ, реализованном в 1986 году на подстанции Кольской энергосистемы, в качестве шунта использовался пускотормозной реостат сопротивлением 0,6 Ом, установленный в разрыв глухозаземленной нейтрали. Падение напряжения на шунте усиливалось, медленно меняющийся сигнал отфильтровывался и регистрировался бумажным самописцем. Данное решение не является верным, так как в случае короткого замыкания через шунт будет протекать ток порядка нескольких тысяч ампер, что не только приведет к выходу из строя регистратора, но и чревато

возникновением аварийной ситуации на оборудовании подстанции. Кроме того, на полезный сигнал накладывается сигнал, пропорциональный изменению сопротивления шунта из-за суточного колебания температуры, что и было зафиксировано в ходе проведения эксперимента. Однако нужно признать, что на момент проведения эксперимента выбранная схема была оптимальной и позволила получить уникальные данные, показавшие, что Кольская энергосистема подвержена влиянию геомагнитных возмущений. В феврале 1986 года наблюдалась сильная геомагнитная буря (усредненный планетарный Кр-индекс достигал 9), пик бури пришелся на 8 – 9 февраля. Геоиндуцированные токи в нейтрали достигали значения 40 А. На рис.1 приведены совмещенные во времени осциллограммы ГИТ в нейтрали и магнитограммы вариаций магнитного поля Земли (МПЗ) по данным шведской магнитосферной обсерватории в Кируне. Очевидно, что изменения тока в нейтрали полностью совпадают с вариациями МПЗ в период ГМБ.

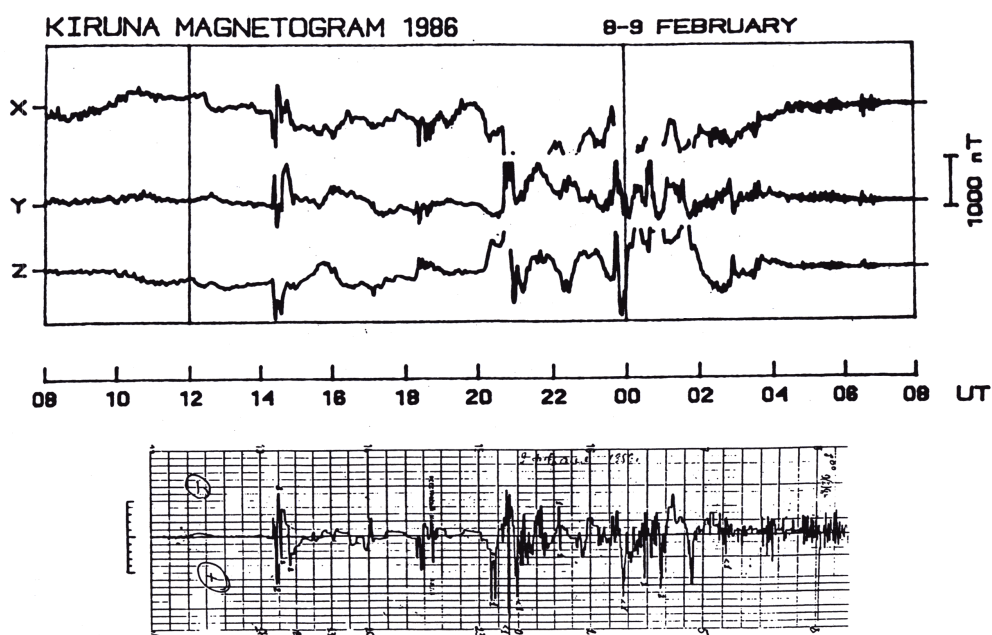


Рис. 1. Совмещенные во времени магнитограммы вариаций МПЗ и осциллограммы ГИТ в нейтрали трансформатора.

Для измерения ГИТ в нейтралях трансформаторов наилучшим решением является использование токовых клещей с датчиком Холла. Эти датчики предназначены для бесконтактного измерения постоянного, переменного и импульсного токов в широком диапазоне частот и амплитуд. При проведении измерения клещи смыкаются вокруг проводника с током без разрыва цепи, обеспечивая гальваническую развязку между проводником и цепью преобразования сигнала. Датчики имеют аналоговый выход, напряжение на котором прямо пропорционально величине тока, протекающего через проводник. Датчики тока на эффекте Холла подразделяются на датчики с открытой петлей и датчики с закрытой петлей (компенсационные).

Преимуществом компенсационных датчиков является отсутствие напряжения смещения выходного сигнала и низкий температурный дрейф, однако они дороже датчиков открытого типа. В настоящее время производители обеспечивают широкий выбор клещеобразных токовых датчиков, но среди них отсутствуют датчики компенсационного типа, которые выпускаются только в неразъемном исполнении. Для системы регистрации ГИТ в нейтрали трансформатора мы выбрали недорогие клещи-адаптер с датчиком Холла открытого типа с аналоговым выходом и коэффициентом преобразования 1мВ/1А. Одним из критериев выбора был диаметр захвата, так как клещи должны охватывать плоскую шину заземления нейтрали трансформатора, ширина которой может достигать 40 – 50 мм. Дрейф установленного уровня выходного напряжения корректируется программно на этапе обработки результатов измерений.

При регистрации ГИТ в железнодорожных коммуникационных системах применение клещевых датчиков невозможно, поэтому перспективным представляется использование бесконтактных интегральных датчиков тока, например, CSA-1V фирмы Sentron. В интегральном датчике на одном кристалле объединены датчик Холла, схемы усиления и коррекции измеренного сигнала. Датчик выполнен по КМОП-технологии с дополнительным ферромагнитным слоем в качестве концентратора магнитного потока для повышения чувствительности. Преимуществом данной конструкции является то, что она позволяет обеспечить детектирование магнитного потока без громоздких ферритовых колец и дополнительных катушек, за счет увеличения полезного сигнала при сохранении величины шума. Датчик предназначен для установки непосредственно рядом с проводником, ток в котором необходимо измерять. Максимальный ток, регистрируемый схемой, установленной непосредственно на проводник, составляет $\pm 50\text{А}$ и может быть изменен путем изменения геометрии проводника в месте установки. Внутренняя структура датчика достаточно сложна. Кроме двух восьмиугольных экранов и датчика Холла между ними устройство содержит достаточно насыщенную схему обработки сигнала. Поскольку расположение ферромагнитных экранов задано конструктивно, то направление измеряемого тока должно быть правильным образом сориентировано относительно корпуса микросхемы, как показано на рис. 2. Для случаев измерения токов, протекающих по шинам со сложной формой, вывод точной аналитической зависимости выходного напряжения от протекающего тока затруднителен. В этом случае можно провести калибровку конкретной конструкции с использованием дополнительных измерительных приборов.

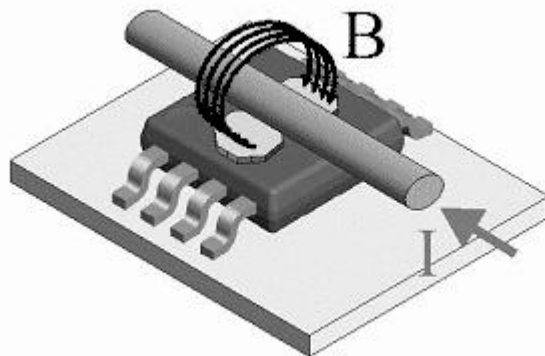


Рис. 2. Расположение датчика при измерении тока в изолированном проводе (http://www.melexis.com/Asset/Datasheet_CSA-1V_DownloadLink_5313.aspx).

Применение интегральных датчиков на эффекте Холла для регистрации ГИТ непосредственно в трубопроводах может оказаться неприемлемым из-за их относительно низкой чувствительности. В последнее время для измерения слабых магнитных полей часто применяют анизотропные магниторезистивные датчики (АМР). АМР в основном используются в приложениях, связанных с измерением изменения вектора магнитной индукции при угловых и линейных перемещениях, однако существуют также магниторезистивные датчики тока, например серия КМС производства фирмы HL-Planartechnik GmbH. Анизотропные магниторезистивные датчики характеризуются более высокой чувствительностью по сравнению с датчиками Холла, обеспечивают высокие уровни выходного сигнала, широкий рабочий температурный диапазон, прочность, надежность и точность работы.

Принцип действия АМР-датчиков основан на применении анизотропного магнитного эффекта, то есть на способности магниторезистивного материала, например пермаллоевой (NiFe) пленки, изменять сопротивление в зависимости от взаимной ориентации протекающего тока и вектора преимущественной намагниченности магнитных доменов пленки. Внешнее магнитное поле поворачивает вектор намагниченности пленки на угол, значение которого зависит от направления и значения такого поля. Дополнительными преимуществами магниторезистивных датчиков тока являются отсутствие остаточной намагниченности после перегрузки, широкий частотный диапазон благодаря низкой индуктивности магниторезисторов.

Все описанные способы предполагают непосредственное измерение ГИТ, либо магнитного поля, созданного этими токами. Однако, в случае регистрации воздействия ГИТ на магистральные трубопроводы, важна не столько информация о величине тока, сколько его влияние на систему катодной защиты от коррозии. Геомагнитные возмущения приводят к возникновению разности потенциалов между трубопроводом и землей, которая накладывается на потенциал, создаваемый системой катодной защиты, вызывая ее ошибочную работу. В данном случае, вероятно, разумно измерять потенциал в системе катодной защиты, но данный вопрос требует дополнительного исследования.

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ СИЛОВОЙ ИНВЕРТОР КНЧ-СНЧ ГЕНЕРАТОРА «ЭНЕРГИЯ-2»*

***Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н.,
Жамалетдинов А.А.***

В соответствии с темой плана НИР ЦФТПЭС КНЦ РАН № 2-07-3006 «Разработка научно-технических проблем создания эффективных высоковольтных устройств для геофизических исследований и электроимпульсной технологии» в лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии ведутся работы по созданию КНЧ-СНЧ генераторов большой мощности. В августе 2009г. в ходе эксперимента FENICS-2009 [21, 22] был успешно испытан действующий макет генератора «Энергия-2», предназначенный для формирования и передачи КНЧ и СНЧ сигналов с использованием в качестве антенн, как специальных конструкций, так и промышленных ЛЭП и СпецЛЭП.

Генератор «Энергия-2» имеет многоцелевое назначение и может быть применен для решения следующих задач:

- исследование условий распространения КНЧ-СНЧ электромагнитного поля в волноводе «Земля-ионосфера»;
- решение фундаментальных проблем глубинной геоэлектрики путем зондирования литосферы до глубин 50-100 км;
- поиск и пространственное картирование глубокозалегающих рудных полей на глубинах до 2-3 км;
- разработка технических средств прогноза землетрясений с применением контролируемых источников;
- дальняя связь с погруженными объектами в КНЧ - СНЧ диапазонах.

Генератор «Энергия-2» включает в себя четыре основных узла - повышающий преобразователь напряжения до 1100В (ПП), высоковольтный выпрямитель (ВВ), высоковольтный инвертор (ВИ) и систему управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА). В предыдущих публикациях были описаны основные принципы схемотехнических решений, использованных при создании повышающего преобразователя напряжения на основе резонансного инвертора [1, 11]. В данной статье рассмотрена схемотехника высоковольтного инвертора. Блок ВИ является особо важным звеном генератора «Энергия – 2», так как именно он определяет форму и амплитуду сигнала в нагрузке (антенне) и, соответственно, формирует выходные энергетические параметры генератора в целом. В ходе эксплуатации блок ВИ подвергается наиболее интенсивным нагрузкам под воздействием высокого напряжения и переменного тока большой амплитуды, изменяющегося в широком диапазоне частот. Блок ВИ генератора «Энергия – 2» имеет следующие выходные характеристики:

- форма выходного тока в антенне программно регулируемая, в том числе синусоидальная;
- амплитудное значение выходного напряжения до 1100В;
- действующее значение синусоидального тока в нагрузке 200А.

*Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект 07-08-00181).

Высоковольтный инвертор формирует в нагрузке ток произвольной формы методом широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Этот принцип формирования синусоидального тока в нагрузке широко известен [7, 9] и проиллюстрирован на рис.1.

Упрощенная принципиальная схема ВИ приведена на рис. 2. IGBT модули ВИ включены по классической мостовой схеме. Как видно из рисунка, для увеличения выходного тока IGBT модули Q1, Q3 и Q2, Q4 включены в параллель. Каждым IGBT модулем управляет собственная драйверная схема (A1 – A4 соответственно). В состав ВИ также входит схема ограничения перенапряжений (СОП).

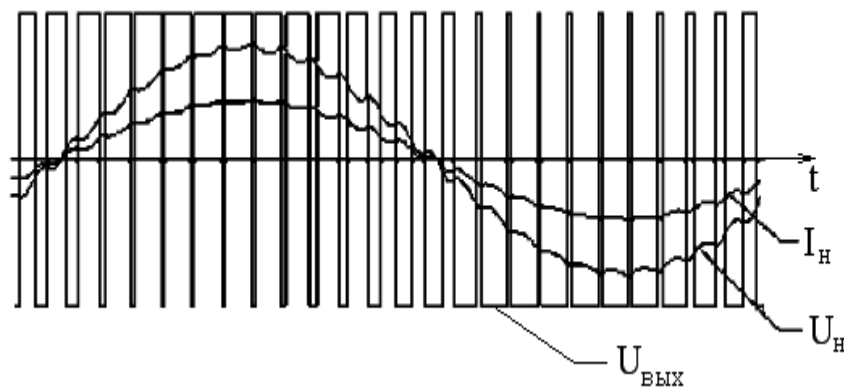


Рис. 1. Формы выходных сигналов при работе на активную нагрузку. I_H – ток в нагрузке, U_H – напряжение на нагрузке, $U_{ВЫХ}$ – напряжение на выходе ВИ перед фильтром низких частот (НЧФ)

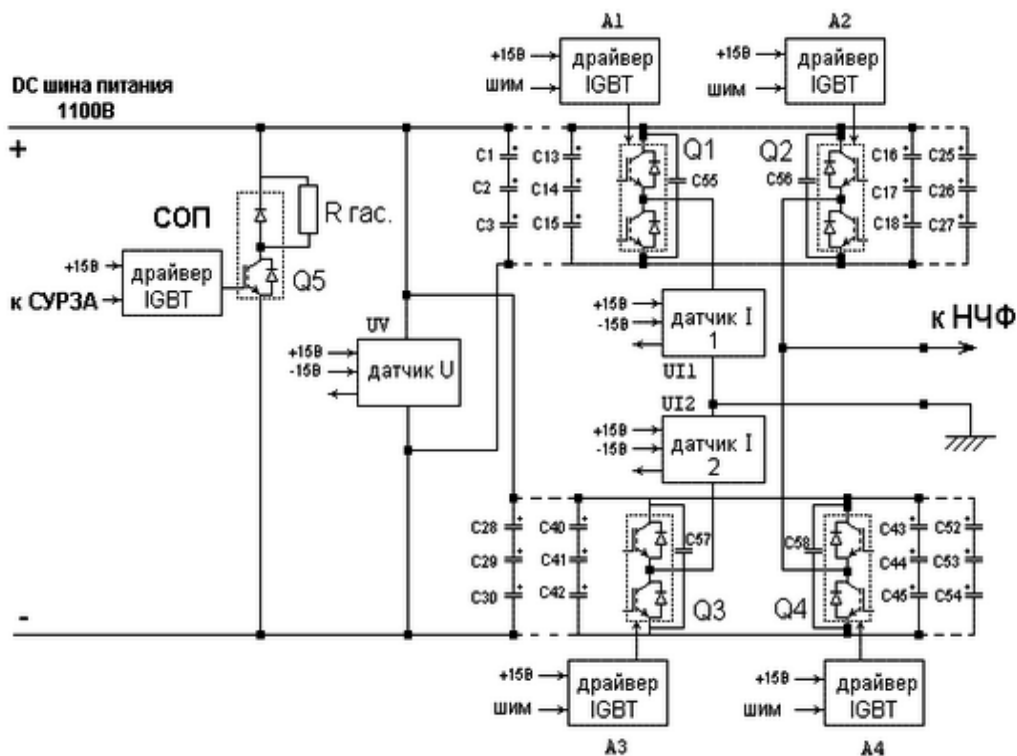


Рис. 2. Упрощенная принципиальная схема высоковольтного инвертора

В качестве силовых ключей ВИ применены высоковольтные мощные ($U_{CEmax}=1700V$, $I_{Cmax} = 460A$) полумостовые IGBT модули 4-го поколения фирмы SEMIKRON - SEMIX653GB176HDS, в связке с интерфейсной платой и драйверами IGBT (модули SKYPER PRO). В модулях SEMiX реализованы все конструктивные преимущества модулей последнего поколения, они рассчитаны на работу в диапазоне токов 200–900A, имеют несколько вариантов сигнального интерфейса [10, 18]. Уникальная конструкция SEMiX, использование в нем кристаллов Trench и SPT IGBT последних поколений позволяет без проблем устанавливать эти модули в параллель [6]. Кроме того, специально для совместной работы с различными версиями SEMiX был разработан новый драйвер SKYPER, полностью согласованный с ними по конструкции и электрическим характеристикам, что привело к появлению принципиально нового, «адаптивного» интеллектуального модуля, который условно можно обозначить как SEMiX + SKYPER [5, 16, 17, 19]. Внешний вид такой связки приведен на рис. 3. Различные варианты конструкции интерфейса SEMiX делают его применение чрезвычайно «гибким». SEMiX может иметь обычные штыревые выводы под пайку. Примененные модули (в обозначении присутствует буква s-spring) имеют пружинные контакты, и используются совместно с платой адаптера и драйвером SKYPER для сборки интеллектуального модуля IGBT.

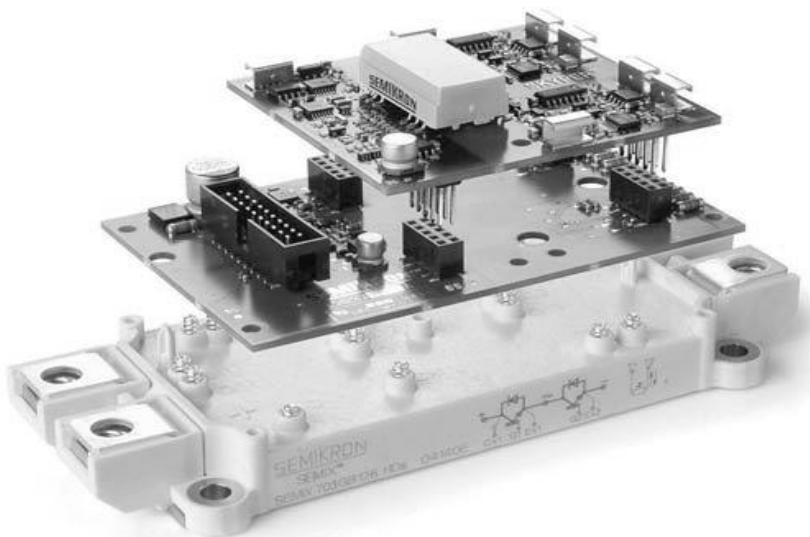


Рис. 3. Интеллектуальный адаптивный модуль SEMIX653GB176HDS + SKYPER PRO + плата адаптера

Функциональная схема драйвера SKYPER PRO приведена на рис.4. Кроме выполнения основных функций - управления затворами и формирования изолированных напряжений питания, SKYPER PRO содержит следующий набор дополнительных функций:

- защита от выхода транзистора из режима насыщения (DESAT);
- подавление коротких импульсов;
- формирование времени задержки переключения транзисторов полумоста (deadtime);
- защита от падения напряжения питания (UVP, UVLO);
- обработка и формирование сигнала неисправности.

Кроме того, SKYPER PRO имеет развитую схему защиты: в состав драйвера входят блоки защиты выходных каскадов от падения напряжения (UVLO) и узлы, обеспечивающие режим плавного отключения (SSD). Также отличием SKYPER PRO является расширенный интерфейс, он имеет значительный набор контрольных входов и выходов.

Интеллектуальный силовой модуль, составленный из комбинации блоков SKYPER + плата адаптера + SEMiX, имеет ряд преимуществ по сравнению с предлагаемыми в настоящее время однокорпусными интеллектуальными силовыми модулями:

- полный набор защитных и сервисных функций, обеспечиваемый драйвером SKYPER, что выгодно отличает его от большинства интеллектуальных силовых модулей, предлагаемых на рынке;
- высокие потребительские свойства SKYPER, подтвержденные многолетним опытом эксплуатации драйвера SKH1 22, на основании которого он разработан;
- отличные электрические и тепловые характеристики модулей SEMiX, получаемые за счет применения новейших кристаллов IGBT-транзисторов и оптимальной конструкции модуля;

- высокая плотность тока и малые габариты преобразовательного устройства, построенного на основе описанных узлов.

Использование интеллектуальных силовых модулей особенно целесообразно в области средних и больших мощностей, где конструкционные и технологические проблемы стоят наиболее остро, а эксперименты и макетирование практически исключены. Наибольшую ценность имеют интеллектуальные модули, представляющие собой законченное схемно-конструкторское решение. Топология силовых шин, соединяющих дискретные модули, соединение драйверов с силовыми модулями – труднейшая задача, и сложность ее возрастает с увеличением мощности. Даже при корректной топологии достаточно сложно обеспечить низкие значения распределенных индуктивностей шин, а от этого зависит надежность изделия. Использование интеллектуальных силовых модулей в законченной конфигурации, в которой все силовые цепи соединены, и драйвер является составной частью конструкции, позволяет избежать всех перечисленных проблем [2, 8, 12, 15].

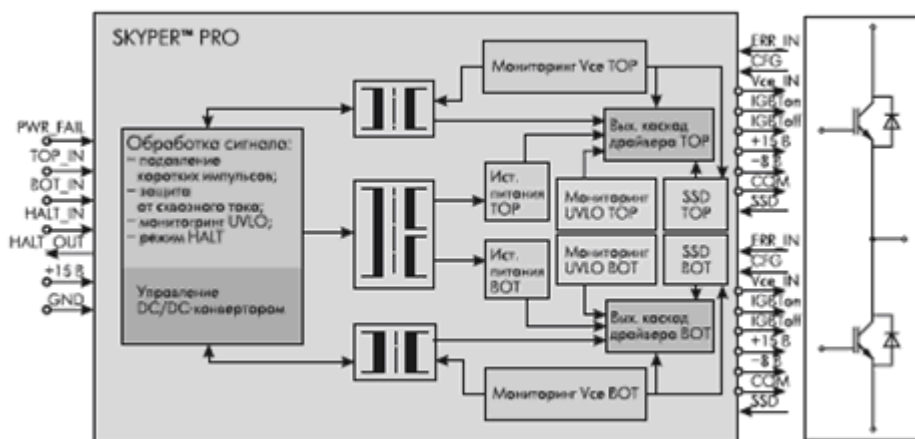


Рис. 4. Функциональная схема драйвера SKYPER PRO.

Шины звена постоянного тока

Другим важным моментом, который определял конструкцию ВИ, являлась топология силовых соединительных шин звена постоянного тока (DC шина). Основными требованиями, предъявляемыми к шинам, являются минимальные значения распределенных индуктивностей и сопротивлений проводников и большая допустимая плотность тока в сочетании с высоким напряжением изоляции. Если распределенную индуктивность шины питания обозначить как L_B , то при коммутации больших токов с высокой скоростью наличие этой индуктивности приводит к возникновению перенапряжений на силовых ключах. Например, при отключении IGBT ключа напряжение на коллекторе возрастает на величину $\Delta V = L_B \times di_C/dt$ относительно напряжения шины питания V_{DC} , где di_C/dt — скорость спада тока коллектора. Суммарное напряжение «коллектор–эмиттер» $V_{CE} = V_{DC} + \Delta V$ может превысить значение напряжения пробоя и вывести транзистор из строя. Аналогичный процесс происходит при открывании транзистора, в этом случае перенапряжение

вызывается скачком тока обратного восстановления $i_{\text{пр}}$ оппозитного диода. Скорость изменения $di_{\text{пр}}/dt_{\text{пр}}$ ($i_{\text{пр}}, t_{\text{пр}}$ - ток и время обратного восстановления) определяется характеристиками обратного восстановления диода. Скомпенсировать распределенную индуктивность можно с помощью применения компланарных (плоско-параллельных) шин, работающих подобно бифилярным проводникам. Существуют достаточно простые правила, соблюдение которых позволяет свести к минимуму величину распределенной индуктивности шин звена постоянного тока, оказывающей наибольшее влияние на уровень перенапряжения при коммутации тока [2, 3]. Как показано на рис. 6а, величина «токовой петли», определяемая несовпадением путей протекания тока по положительному и отрицательному проводникам шины питания, непосредственно связана со значением паразитной индуктивности. Именно поэтому оптимальной считается конструкция шины (в англоязычной литературе она называется sandwich), в которой (+) и (-) терминалы расположены параллельно пути протекания тока питания. На величину распределенной индуктивности также оказывает влияние ориентация компонентов, расположенных по пути протекания тока, например, конденсаторов DC-шины. На рис. 5б показано, как меняется площадь токовой петли при изменении расположения выводов конденсаторов звена постоянного тока: их правильная установка может снизить распределенную индуктивность более чем в 3 раза. В два раза значение L_B может быть уменьшено при использовании параллельного соединения нескольких конденсаторов меньшей емкости вместо одного большого.

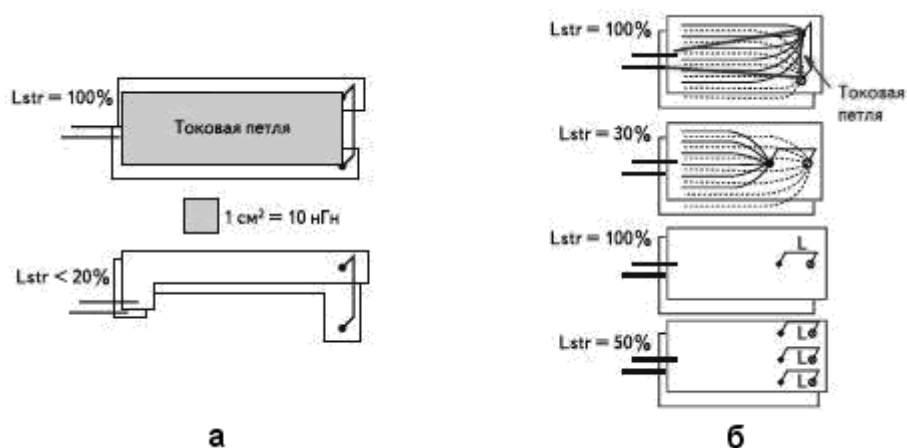


Рис. 5. Влияние на величину паразитной индуктивности а) площади токовой петли, б) положения выводов конденсаторов.

В разработанной конструкции DC шины высоковольтного инвертора, были учтены все вышеизложенные рекомендации. Использованные электролитические емкости C1-C54 (рис. 2) типа ERH фирмы HITANO номиналом 3300мкф 450В включены последовательно по 3 шт. с использованием выравнивающих резисторов (на схеме не показаны) и собраны в 4 группы по 15 и 12 конденсаторов соответственно, таким образом, чтобы расстояние от DC шин до выводов IGBT модулей было минимальным [4, 13, 14]. Слоеная структура примененных DC шин приведена на рис. 6а (вид спереди) и

6б (вид сбоку). Проводящие слои шины выполнены из латуни толщиной 1 мм, изолирующий слой из текстолита толщиной 4 мм. Внешний вид блоков конденсаторов в сборе приведен на рис. 6.

Снабберы

Правильно спроектированная шина позволяет снизить требования к снабберным цепям, необходимым для снижения уровня переходных перенапряжений, которые возникают при коммутации токов [7]. Паразитные колебательные процессы наводятся в контурах, образованных распределенными параметрами элементов конструкции и компонентов схемы: индуктивностями и емкостями шин, силовых транзисторов и диодов, конденсаторов. В общем случае номинал конденсатора снаббера C_s вычисляется исходя из заданного уровня перенапряжения V_{os} и значения энергии, запасенной в паразитной индуктивности шины L_B при коммутации тока I_{peak} :

$$V_{OS} = I_{PEAK} \times \sqrt{\frac{L_B}{C_S}} \quad (1)$$

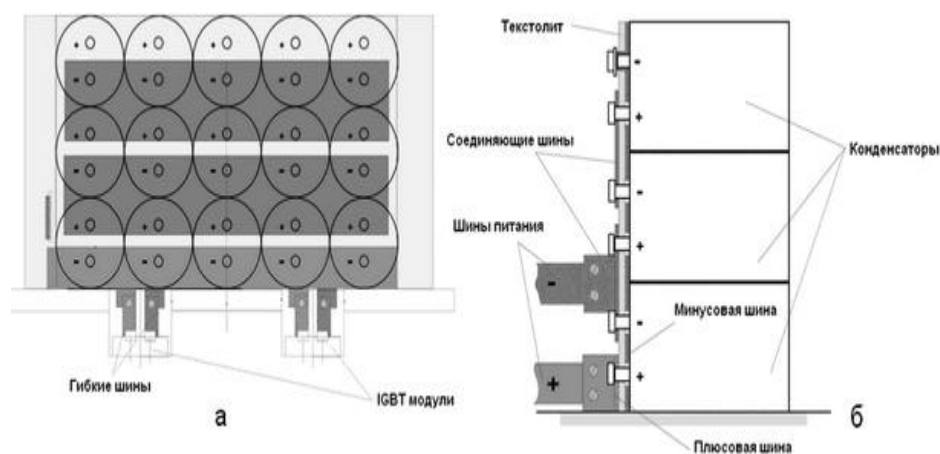


Рис. 6. Конструкция шин постоянного тока (DC шин)

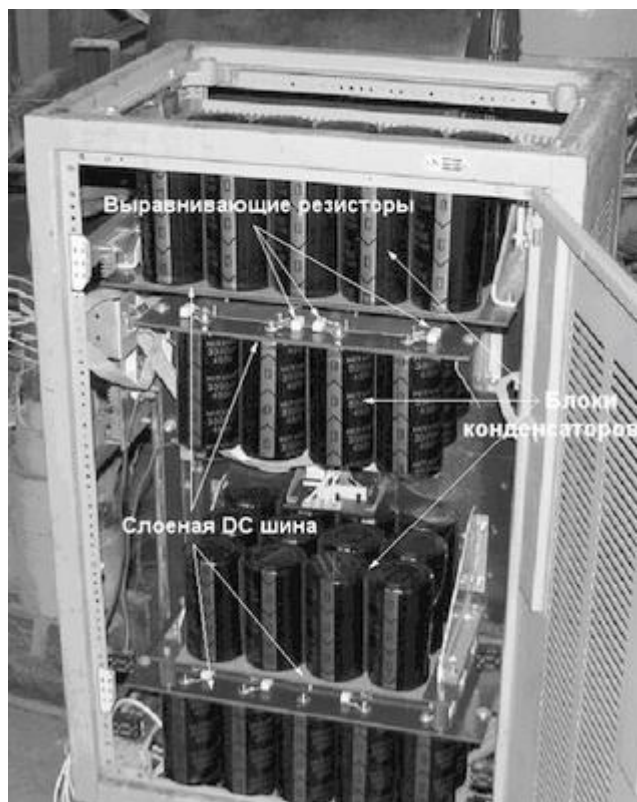


Рис. 7. Внешний вид блоков конденсаторов в сборе.

Снабберы применяются как для ограничения переходных перенапряжений, так и для снижения динамических потерь в силовых ключах. В последнем случае цепи снабберов используются для формирования траектории переключения силовых транзисторов: емкости, установленные параллельно силовым ключам, снижают скорость нарастания напряжения, индуктивности в цепях коммутации ограничивают скорость нарастания тока. Конфигурация снабберной схемы зависит от многих параметров — типа силовых модулей, рабочей частоты и параметров нагрузки. Практически все современные транзисторы и модули IGBT имеют прямоугольную область безопасной работы (ОБР, или SOA — Safe Operating Area), то есть допускают работу в режиме «жесткого переключения», когда коммутируется максимальный ток и напряжение. В этом случае главная задача снабберов - ограничение переходных перенапряжений. Простейший снаббер представляет собой низкоиндуктивный пленочный конденсатор, установленный параллельно шинам питания полумоста. Именно такой вариант рекомендуется для безопасной эксплуатации силовых модулей SEMIKRON. Конструкция снабберного конденсатора должна обеспечивать не только минимальную распределенную индуктивность, но и удобство подключения к терминалам силового модуля. В нашем случае в качестве снабберных емкостей ($C_{55} - C_{59}$) применены специализированные низкоиндуктивные конденсаторы EPCOS B32656S1684K561 1600V 0.68 мкФ [20]. В разработанном ВИ паразитная индуктивность шины питания составила

величину порядка 50 нГн. При этом уровень перенапряжения:

$$V_{os} = 400A \times \sqrt{\frac{50нГн}{0.68мкФ}} = 108 В, \quad (2)$$

что вполне допустимо для модулей класса 1700 В и напряжении DC шины 1000 - 1100 В.

Параллельное соединение силовых модулей

Параллельное соединение чипов и силовых ключей является основным способом наращивания мощности электронных модулей и преобразователей. В современной силовой электронике это в первую очередь относится к транзисторам с изолированным управляющим затвором — MOSFET и IGBT. Даже одиночный кристалл содержит множество параллельно соединенных ячеек затворов. Практически любой модуль с изолированным затвором и с достаточно высоким током коллектора представляет собой параллельное включение силовых чипов, выполненное внутри корпуса модуля. Дальнейшее наращивание мощности достигается с помощью параллельного соединения силовых модулей. Невозможно до бесконечности увеличивать площадь кристалла или повышать плотность тока - при этом неизбежно сокращается выход годных модулей при производстве и становится невозможным эффективный отвод тепла с единицы площади. Разработчики силовых кристаллов постоянно совершенствуют технологии, стремясь к снижению потерь и увеличению допустимой токовой нагрузки. Однако все имеет свои физические ограничения, и сегодня классические технологии производства MOSFET/ IGBT близки к пределу возможностей по уменьшению потерь проводимости и переключения. Параллельная работа ключей в импульсных режимах создает ряд проблем, главной из которых является необходимость статической и динамической токовой балансировки. Объединение AC выходов при параллельном соединении полумостовых каскадов также представляет известную проблему [6]. Прежде всего, это связано с тем, что при наличии достаточно большой разницы во времени задержки переключения один из параллельных ключей может оказаться перегруженным по выходному току. Такая ситуация наблюдается, например, если в каждом из параллельно включенных модулей используется отдельный драйвер, как в схеме ВИ генератора «Энергия-2». В этом случае для равномерного распределения токов можно использовать симметрирующие индуктивности, как показано на рис. 8. Индуктивности также предотвращают возникновение уравнивающих токов. В тех случаях, когда динамические характеристики параллельных модулей достаточно хорошо согласованы, удастся обойтись без использования выходных дросселей. Однако при этом особое внимание необходимо уделить топологии объединительной шины [2]. Асимметрия подключения выходов силовых ключей может привести к возникновению паразитных генераций, уравнивающих токов и перегрузке одного из модулей. При разработке ВИ генератора «Энргия-2» кроме симметричной топологии подключения силовых ключей к выходу инвертора, применен оригинальный алгоритм управления ключами, предусматривающий поочередное опережающее открытие и запираание ключей модулей в двух соседних циклах. В одном периоде с опережением открываются и закрываются

ключи модулей Q1, Q2, а в следующем периоде – Q3, Q4 (рис.2).

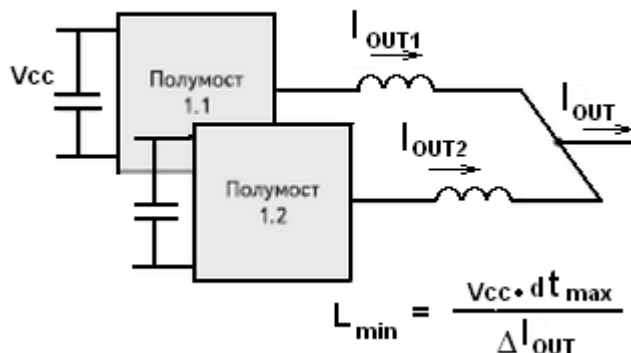


Рис. 8. Объединение АС выходов через уравнивающие дроссели

Схема ограничения перенапряжений (СОП)

Нагрузка КНЧ-СНЧ генератора в виде линии электропередачи (ЛЭП) имеет индуктивный характер, и значение индуктивности может находиться в пределах $0,1 \div 0,3$ Гн. При низком активном сопротивлении квазипостоянный ток в линии может достигать 150 – 300 А. Нетрудно рассчитать, что накопленная индуктивная энергия будет составлять величину порядка 6кДж. Эта энергия при коммутации переходит в электрическую энергию конденсаторов ВИ. При этом в цепи питания могут возникать значительные перенапряжения, способные привести к выходу из строя IGBT модули инвертора. Полный расчёт перенапряжений на шине питания ВИ «Энергии-1» работающего на линию Л-401 «Кольского сетевого участка Карельского ПМЭС – филиала ОАО "ФСК ЕЭС"», показал, что при токе в нагрузке превышающем 300А (форма тока меандр), уровень напряжения в цепи питания достигает 1770В. Такой уровень напряжения является превышающим допустимый и может вывести из строя IGBT модули и конденсаторы питания.

Для защиты от перенапряжений в ВИ генератора «Энергия-2» применена схема ограничений перенапряжений (СОП), в состав которой входят диодно-транзисторный IGBT модуль (Q5 рис.2) со своим драйвером. Принцип работы СОП состоит в том, что при превышении напряжением на DC шине питания некоторого уровня (задается системой управления СУРЗА), IGBT ключ открывается, и вся энергия рассеивается на гасящем резисторе $R_{гас}$. Так же СОП обеспечивает защиту и от наведённого напряжения в антенне (ЛЭП), если оно превосходит напряжение питания инвертора.

В качестве силового ключа в СОП использован модуль SEMIX653GAL176HDS ($U_{CEmax} = 1700V$, $I_C = 460A$), а задача управления срабатыванием СОП возложена на управляющий блок СУРЗА, что позволяет выставлять порог срабатывания СОП, а также осуществлять принудительную коммутацию СОП, например, для разряда DC шин после выключения инвертора.

ВЫВОДЫ

КНЧ-СНЧ генератор «Энергия-2», в состав которого входит описанный в настоящей работе высоковольтный инвертор, обеспечивает генерацию тока в промышленных ЛЭП с заданными параметрами сигналов на уровне лучших мировых стандартов. Благодаря применению синусоидальной формы тока и, соответственно, устранению паразитных высших гармоник, решена проблема электромагнитной совместимости (ЭМС), а именно неконтролируемых вредных воздействий КНЧ-СНЧ тока, генерируемого в антенне (ЛЭП) на линии связи и системы коммуникации.

При разработке высоковольтного инвертора учтены все новейшие мировые достижения в части схемотехнических решений, выборе элементной базы и разработке технологического исполнения узлов и блоков ВИ.

В ходе выполнения эксперимента FENICS-2009 по глубинному зондированию литосферы Балтийского щита с применением описанного в настоящей статье высоковольтного инвертора в составе генератора «Энергия-2», обеспечена подача в антенну (ЛЭП) КНЧ-СНЧ сигналов тока амплитудой до 200 -230А в заданном диапазоне частот 0.01 – 200 Гц.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колобов В.В., Прокопчук П.И. Селиванов В.Н. Расчет магнитного поля дросселя последовательного резонансного инвертора // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети / Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2008. С.186-195.
2. Колпаков А.И. Топология частотных преобразователей средней и большой мощности // Компоненты и технологии, 2002, № 2.
3. Колпаков А.И. Многослойная шина и модули SEMISTACK от SEMIKRON // Силовая Электроника, 2004, № 1. С.64–68.
4. Колпаков А.И. Расчет конденсаторов шины питания мощных преобразовательных устройств // Компоненты и технологии, 2004, № 2. С.22–28.
5. Колпаков А.И. SEMIX + SKYPER адаптивный интеллектуальный модуль IGBT // Силовая электроника, 2005, № 1. С.22–27.
6. Колпаков А.И. Особенности параллельного соединения модулей IGBT // Компоненты и технологии, 2005, № 8. С.134–139.
7. Колпаков А.И. Схемотехника мощных высоковольтных преобразователей // Силовая электроника 2007, № 2. С. 22–28.
8. Колпаков А.И. Подключение сигнальных цепей в мощных преобразовательных устройствах // Новости электроники, 2008, № 15. С.25–29
9. Ромаш Э.М., Драбович Ю.И., Юрченко Н.Н., Шевченко П.Н. Высокочастотные транзисторные преобразователи. М.: Радио и связь, 1998. 288 с.
10. Симкин Я., Колпаков А. Особенности применения силовых IGBT-модулей фирмы SEMIKRON // Электронные компоненты, 2002, № 6. С.37–45.

11. Терещенко Е.Д., Григорьев В.Ф., Баранник М.Б., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Копытенко Ю.А., Жамалетдинов А.А. Повышающий преобразователь и система энергопередачи генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений. // Сейсмические приборы. 2008, Т. 44, № 4, с.43-65
12. Хермвиль М., Колпаков А. Управление изолированным затвором IGBT, Ч. 1 и 2 // Новости электроники, 2008, № 11. С.23–26., №13. С.28–30.
13. Шишкин С.А. Силовые конденсаторы шины питания мощных преобразователей частоты // Силовая электроника, 2006, № 4 С.4–7.
14. Aluminum Electrolytic Capacitors. Ordering No.EPC:27009-7600. Germany: Epcos AG, 2002.
15. Bhosale P., Hermwille M. Connection of gate drivers to IGBT and controller // SEMIKRON Application Note, 2006, AN 7002.
16. Freyberg M., Hermwille M. SEMIX and SKYPER – an intelligent IGBT module with adaptable driver // SEMIKRON International, 2004.
17. Hermwille M., Grasshoff T. SKYPER – Modern and Simple Driver // Power Systems Design, 2004, N 6.
18. Hermwille M. IGBT Driver Calculation // SEMIKRON Application Note 2006, AN 7004.
19. Hermwille M. Plug and play IGBT driver cores for converters // Power Electronics Europe Issue, 2006, №2. P.10–12.
20. Snubber series for IGBTs // EPCOS COMPONENTS, 2004, №1. P.65.
21. <http://abd-zham.narod.ru/FENICS-2009/FENICS-2009russian.pdf>
22. http://abd-zham.narod.ru/FENICS-2009/2nd_circ/2nd_c_ru.pdf

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫПРЯМИТЕЛЬ КНЧ-СНЧ ГЕНЕРАТОРА «ЭНЕРГИЯ-26»*

*Баранник М.Б., Данилин А.Н., Колобов В.В.,
Прокопчук П.И., Селиванов В.Н.*

При разработке и создании действующего макета КНЧ-СНЧ генератора «Энегия-2», было выбрано и реализовано два альтернативных схмотехнических решения повышающего преобразователя [6]:

- на основе силового трансформатора;
- на основе высокочастотного резонансного инвертора.

Структурная схема КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2а» с повышающим преобразователем (ПП) на основе резонансного инвертора представлена на рис. 1.

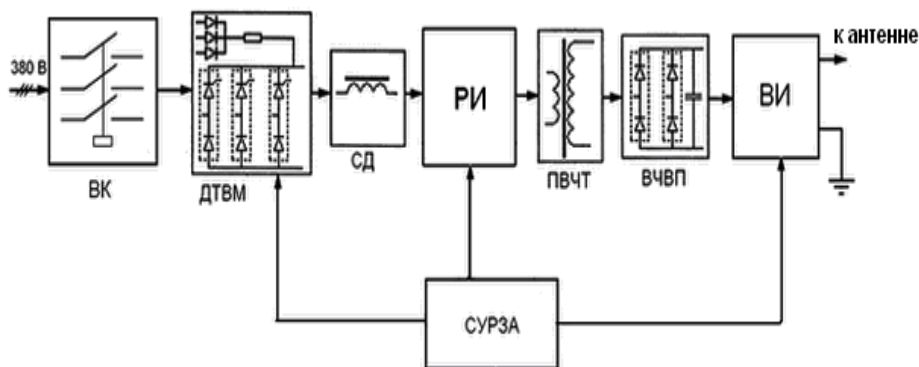


Рис. 1. Структурная схема КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2а» с повышающим преобразователем на основе резонансного инвертора:

ВК – входной контактор; ДТВМ – диодно-тиристорный выпрямительный модуль; СД – сглаживающий дроссель; РИ – резонансный инвертор; ПВЧТ – повышающий высокочастотный трансформатор; ВЧВП – высокочастотный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор, СУРЗА – система управления, регулирования, защиты и автоматики

Назначение и принцип действия отдельных блоков генератора «Энергия-2а» были рассмотрены в работах [1, 6]. В настоящей статье остановимся подробнее на альтернативном схмотехническом решении генератора «Энергия-2б» с использованием в качестве ПП повышающего трехфазного трансформатора, так как в этом случае высоковольтный выпрямитель (ВВ) является вторым по сложности, после высоковольтного инвертора (ВИ), блоком генератора. Это видно из структурной схемы генератора «Энергия-2б», приведенной на рис.2.

Сетевое трехфазное напряжение 380 В после входных цепей коммутации

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект 07-08-00181).

(ВЦК) поступает на повышающий трехфазный трансформатор (ПТТ). Выходное повышенное напряжение ПТТ поступает на ВВ, где выпрямляется и сглаживается индуктивно емкостным фильтром. Конденсатор фильтра на рис. 2 обозначен пунктиром, так как в качестве сглаживающей емкости используются конденсаторы шины питания высоковольтного инвертора, конструктивно расположенные в блоке ВИ.

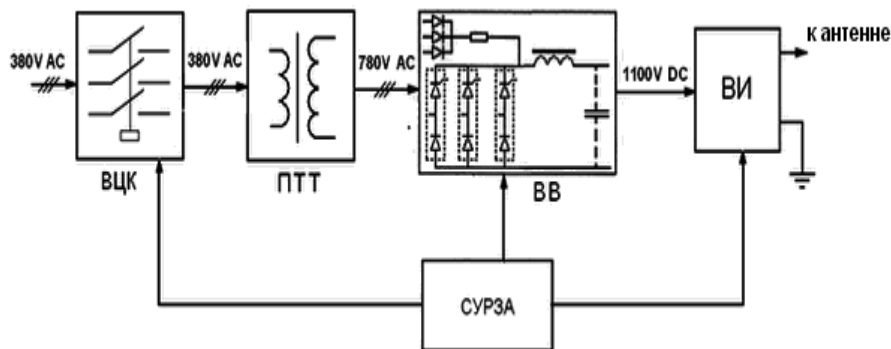


Рис. 2. Структурная схема КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-26» с ПП на основе повышающего трехфазного силового трансформатора:

ВЦК – входные цепи коммутации; ПТТ – повышающий трехфазный трансформатор; ВВ – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор, СУРЗА – система управления, регулирования, защиты и автоматики

Таким образом, на вход ВИ поступает постоянное напряжение величиной до 1100 В. Высоковольтный инвертор методом широтно-импульсной модуляции формирует в нагрузке (антенне) ток синусоидальной формы нужной частоты и амплитуды. Управление всеми узлами и блоками генератора осуществляет СУРЗА.

На рис. 3 приведена функциональная схема генератора «Энергия-26» с повышающим преобразователем на основе силового трансформатора.

Входной автоматический выключатель (В АВ) служит для подачи на генератор и отключения входного напряжения от трехфазного источника питания 380 В, а также является защитным аппаратом, обеспечивающим снятие входного напряжения при возникновении сверхтоков в фазных питающих проводах. Электромагнитный контактор (КЭ) предназначен для подачи напряжения непосредственно на повышающий трансформатор, а так же для снятия этого напряжения по команде оператора или при срабатывании различного рода защит, реализованных в генераторе. Соответственно управление КЭ осуществляет СУРЗА. Выходное переменное напряжение с ТП (действующее значение линейного напряжения 780 В поступает на высоковольтный выпрямитель (ВВ), который формирует на питающих шинах высоковольтного инвертора (ВИ) выпрямленное и сглаженное постоянное напряжение величиной 1100 В

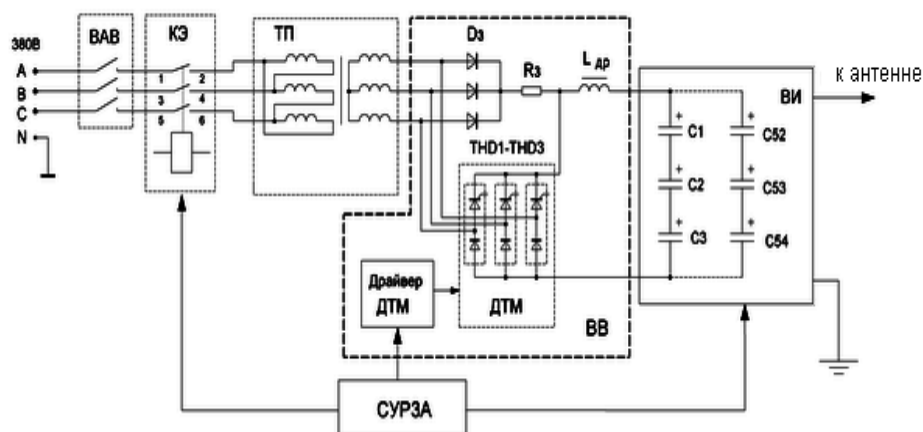


Рис. 3. Функциональная схема генератора «Энергия-2б» с повышающим силовым трансформатором:

ВAB – входной автоматический выключатель; КЭ – контактор электромагнитный; ТП – трансформатор повышающий; ВВ – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор, СУРЗА – система управления, регулирования, защиты и автоматики.

Схемотехника высоковольтного выпрямителя

Как видно из рис. 3, в состав высоковольтного выпрямителя (ВВ) входят:

- три диодно-тиристорных модуля (ДТМ) $ТНД_1 – ТНД_3$, включенных по трехфазной мостовой схеме (схема Ларионова);
- драйвер диодно-тиристорных модулей (драйвер ДТМ);
- зарядные диоды D_3 ;
- зарядный резистор R_3 ;
- сглаживающий дроссель $L_{др}$;
- сглаживающие конденсаторы C_1-C_{54} , конструктивно расположенные в блоке ВИ.

Таким образом, схема ВВ не только выпрямляет напряжение, но и обеспечивает так называемый “мягкий старт”, необходимый для защиты выпрямительных вентилях от сверхтоков, возникающих в начальный момент после включения при заряде значительной суммарной емкости (19800 мкФ) конденсаторов шины питания ВИ.

Рассмотрим работу схемы. В начальный момент времени тиристоры ДТМ закрыты. При поступлении напряжения на ДТМ ВВ происходит заряд емкостей шины питания ВИ через ограничивающий зарядный резистор R_3 по цепочке: зарядные диоды D_3 – зарядное сопротивление R_3 – дроссель $L_{др}$ – конденсаторы шины питания ВИ – силовые диоды ДТМ. После достижения напряжения на питающих емкостях ВИ номинального значения 1000–1100 В (этот порог можно задавать) СУРЗА подает на драйвер ДТМ сигнал на открытие тиристоров. Драйвер открывает тиристоры ДТМ, шунтируя зарядную цепочку. В рабочем режиме потребляемый ток протекает по цепи: открытые тиристоры ДТМ – дроссель $L_{др}$ – нагрузка (ВИ) – диоды ДТМ.

Элементная база

При реализации ВВ была применена современная элементная база:

- диодно-тиристорные модули SKKH210/22E ($I_{\max} = 350$ А, $U_{\max} = 2200$ В) фирмы Semikron [7];
- зарядные диоды: половина 3-фазного моста RM30TC-40 ($I_{\max} = 60$ А, $U_{\max} = 2000$ В);
- драйвер ДТМ – драйвер тиристорного моста SKHIT01 [8].

На последнем остановимся более подробно. Практика показала, что для снижения пусковых токов наиболее эффективны устройства плавного пуска (софтстартеры) с использованием тириستоров в режиме ключевого управления. Кроме ограничения пускового тока, важной особенностью софтстартера является обеспечение полной защиты нагрузки от перегрузки по току, перегрева, обрыва фаз и ряда других защит, возможность построения резервных цепей пуска и управления. Наиболее характерными областями применения могут быть регуляторы мощности в устройствах нагрева, регулируемые приводы постоянного тока, управляемые выпрямители (как в рассматриваемом случае).

Примененный в ВВ драйвер SKHIT01 предназначен для управления верхними плечами трехфазного моста [2,3]. Драйвер SKHIT01 обеспечивает включение тириستоров верхнего плеча такого моста. Примененная схема, плавного заряда конденсаторов, как уже отмечалось, позволяет избежать ударных токов и уменьшить максимальный ток через выпрямительный мост в момент включения до номинальных значений. Внутренняя структура драйвера SKHIT01 приведена на рис. 4.

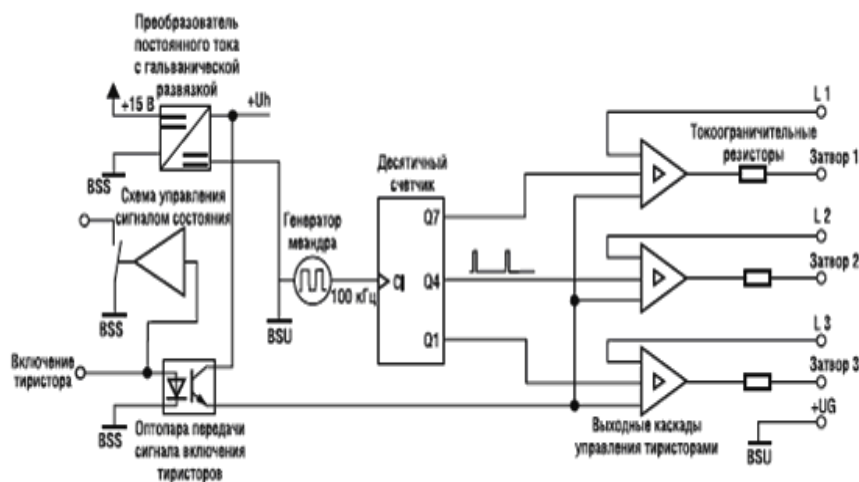


Рис. 4. Структурная схема драйвера SKHIT01.

Расчет мощности потерь и теплового режима диодно-тиристорных выпрямителей

Одним из самых интересных средств расчета тепловых режимов компонентов силовой преобразовательной техники является программа SemiSel, разработанная специалистами компании SEMIKRON. Среди аналогичных продуктов SemiSel наиболее автоматизированная, точная и простая в

использовании программа. Она пригодна для анализа большинства существующих практических схем, позволяет оптимально выбрать режимы работы и условия охлаждения и требует от пользователя ввода только числовых исходных данных. Следует отметить, что точность указанных средств расчета очень высока, так как тепловые модели силовых модулей, сами модули и программы разрабатываются одной и той же фирмой-производителем [4].

Ниже приведены результаты выданного программой SemiSel 3.0.2 расчета:

Project:

Topology	A
Circuit	C/DC
	B6H

Circuit:

Vin	7
	80 V
Iout	1
	80 A
Form	1
Factor	.7321
f in	5
	0 Hz

Device:

Line	Product	Semipack			
Name	SKKH210	$V_{T0.25}$	1.04 V	$R_{th(i-s)}$	0.180 K/W
Recommended Voltage	2400 V	$V_{T0.125}$	0.83 V		
Max. Junction Temperature	130 °C	$r_{T.25}$	0.46 mOhm		
Use Maximum Values	No	$r_{T.125}$	0.65 mOhm		
Data set from	05.08.04				

Cooling:

Ambient Temperature	40 °C
Number of switches per heat sink	6
Number of parallel devices on the same heat sink	1
Additional power source at this heat sink	0 W
Flow rate	85 m ³ /h
$R_{th(s-a)}$	0.110 K/W

Losses and Temperatures:

Losses device	60.53 W
---------------	---------

Losses tot	363.15 W
Heat sink Temperature Ts	80 °C
Junction Temperature Tj	91 °C

Evaluation:

This configuration works fine.

Основные результаты:

– суммарная мощность потерь ДТМ $P_{\Sigma} = 363.15$ Вт;

– температура теплостока диодно-тиристорных модулей SKKH210/22E

$T_s = 80^{\circ}\text{C}$.

Расчет параметров силового фильтра

Силовой низкочастотный дроссель совместно с конденсаторами $C_1 - C_{54}$ ВИ образуют однозвенный LC-фильтр. При заданной выходной мощности параметры фильтра определяются заданным качеством выходного напряжения ($k_{г\text{ вых}}$ – коэффициент гармоник) и спектральным составом импульсного напряжения, формируемого на выходе мостового выпрямителя [5]. В нашем случае расчет проведен с помощью созданной в среде Microsoft Visual Basic программы.

Расчет производится на разработанной модели (рис. 5) на основе следующих формул:

$$U_c = \frac{1}{C} \int I_c dt + U_c(0),$$

$$I_L = \frac{1}{L} \int U_L dt + I_L(0), \quad I_c = I_L - \frac{U_c}{R_n}.$$

В ходе расчета закладывались необходимые параметры, и методом подбора добивались оптимального значения тока пульсации для конденсатора, результаты были получены в виде графиков, на их основе был выбран оптимальный результат. Пример окна программы расчета приведен на рис. 6.

Полученные параметры фильтра:

– емкость конденсатора – 20 мФ;

– индуктивность дросселя – 200 мкГн.

Проверим выполнение условия по суммарной емкости электролитических конденсаторов $C_1 - C_{54}$ ВИ: $19800 \text{ мкФ} \approx 20 \text{ мФ}$.

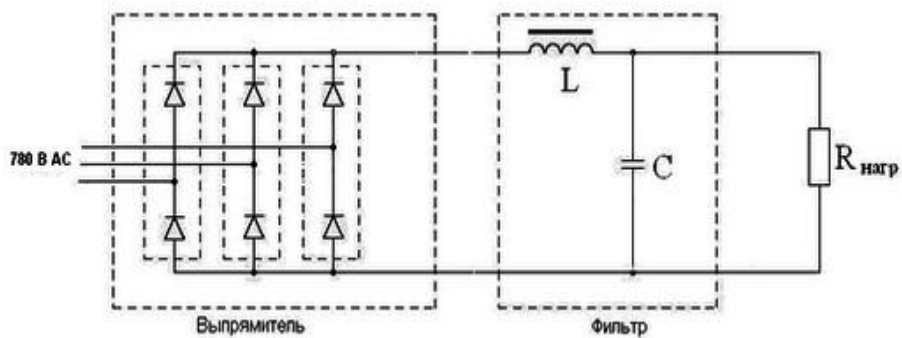


Рис. 5. Расчетная модель выпрямителя и силового фильтра

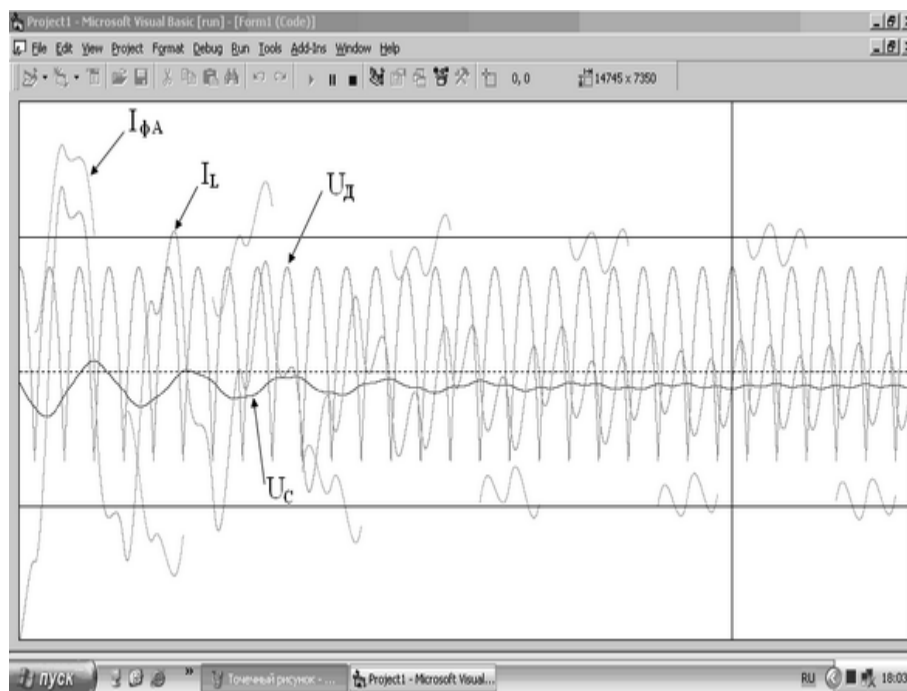


Рис. 6. Пример окна программы автоматического расчета фильтра

Конструктивное исполнение высоковольтного выпрямителя

Конструктивно все узлы и блоки ВВ размещены в металлическом шкафу, установленном вместе с другими блоками генератора «Энергия-26» в кунге а/м ЗИЛ-131. Внешний вид блока ВВ приведен на рис. 7.



Рис. 7. Внешний вид блока высоковольтного выпрямителя

ВЫВОДЫ

В статье описаны основные узлы генераторной установки «Энергия-2б», разработанной и изготовленной в 2009 г., в которой в качестве преобразователя применен силовой повышающий трансформатор. Подробно рассмотрен блок высоковольтного выпрямителя. Выполнены расчетно-теоретические работы и численное моделирование высоковольтного выпрямителя и оптимизированы параметры его элементной базы.

В апреле – июле 2009 г. были разработаны и изготовлены все составные части блока высоковольтного выпрямителя. Созданный высоковольтный выпрямитель был успешно испытан в составе генератора «Энергия-2б» в августе 2009 г. в ходе эксперимента «FENICS-2009».

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранник М.Б., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Копытенко Ю.А., Жамалетдинов А.А. Высоковольтный силовой инвертор генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирования и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсм. приборы, 2009, Т. 45, № 2. С.5–23.
2. Колпаков А.И. Характеристики и особенности применения драйверов MOSFET и IGBT // Компоненты и технологии, 2003, № 3. С.22–30.
3. Колпаков А.И. Драйверы SEMIKRON для управления тиристорными модулями // Компоненты и технологии, 2004, № 3. С.54–57.

4. Колпаков А.И., Карташов Е.Р. Принципы работы и особенности программы теплового расчета SEMISEL // Электронные компоненты. 2004. № 6. С.94–102.
5. Найвельт Г.С., Мазель К.Б., Хусаинов Ч. И. и др. Источники электропитания радиоэлектронной аппаратуры: Справ. М.: Радио и связь, 1985. 578 с.
6. Терещенко Е.Д., Григорьев В.Ф., Баранник М.Б., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Копытенко Ю.А., Жамалетдинов А.А. Повышающий преобразователь и система энергопередачи генератора “Энергия-2” для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсм. приборы, 2008, Т. 44, № 4. С.43–65.
7. Power Modules: Application Manual. Germany: SEMIKRON International, 2004. 270p.
8. http://www.semikron.com/internet/webcms/online/pdf/SKHIT_01.pdf

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ИНВЕРТОРА КНЧ-СНЧ ГЕНЕРАТОРА «ЭНЕРГИЯ-2»*

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Реев С.Н. (КФ ПетрГУ)

Тепловой расчет силового каскада является одним из важнейших этапов процесса разработки. Он позволяет подтвердить правильность выбора и применения электронного компонента и во многом определяет надежность работы устройства. Сложность выбора компонента заключается и в том, что желательно максимально использовать его нагрузочные характеристики и не переплачивать за неоправданный запас по мощности. Методика расчета мощности рассеяния импульсных силовых компонентов приводится во многих инструкциях по применению, в общем случае она сводится к нахождению суммы статических и динамических потерь [2].

Произведем расчет мощности потерь и теплового режима для использованного в высоковольтном инверторе генератора «Энергия-2» IGBT модуле SEMIX 653GB176HDS. В состав данного модуля (полумост) входят два IGBT транзистора и соответственно два оппозитных (антипараллельных) диода (рис.1). Расчет будем вести для наиболее тяжелого режима работы, когда через ключ течет предельный ток и коэффициент заполнения широтно-импульсной модуляции (ШИМ) максимален. Используем методику, приведенную в [2].

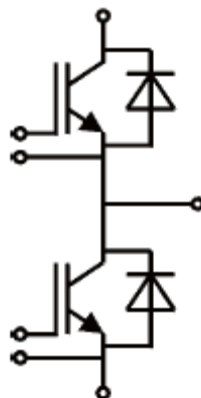


Рис.1 Внутренняя структура IGBT модуля SEMIX 653GB176HDS

Суммарные потери, как уже отмечалось, находятся по формуле:

$$P_{DM} = P_D + P_{SW} \quad (1)$$

Потери в IGBT транзисторе

Начнем с нахождения статических потерь P_D - потерь проводимости,

$$P_D = I_{CAV} \cdot U_{CE}(I_C), \quad (2)$$

где I_{CAV} - среднее за время импульса проводимости значение тока коллектора;

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект 07-08-00181).

$U_{CE}(I_C)$ - напряжение насыщения при токе коллектора I_C .

В данной формуле нам неизвестны значения I_{CAV} и $U_{CE}(I_C)$. I_{AV} – средний ток за время импульса проводимости найдем на основе параметров инвертора:

$$I_{AV} = \frac{I_{out}}{n_{mod}} = \frac{400}{2} = 200 \text{ A}, \quad (3)$$

где n_{mod} – количество модулей IGBT транзисторов в инверторе; I_{out} – ток на выходе инвертора.

Средний ток через IGBT ключ за весь период:

$$I_{CAV} = \frac{I_{AV}}{2} = \frac{200}{2} = 100 \text{ A}, \quad (4)$$

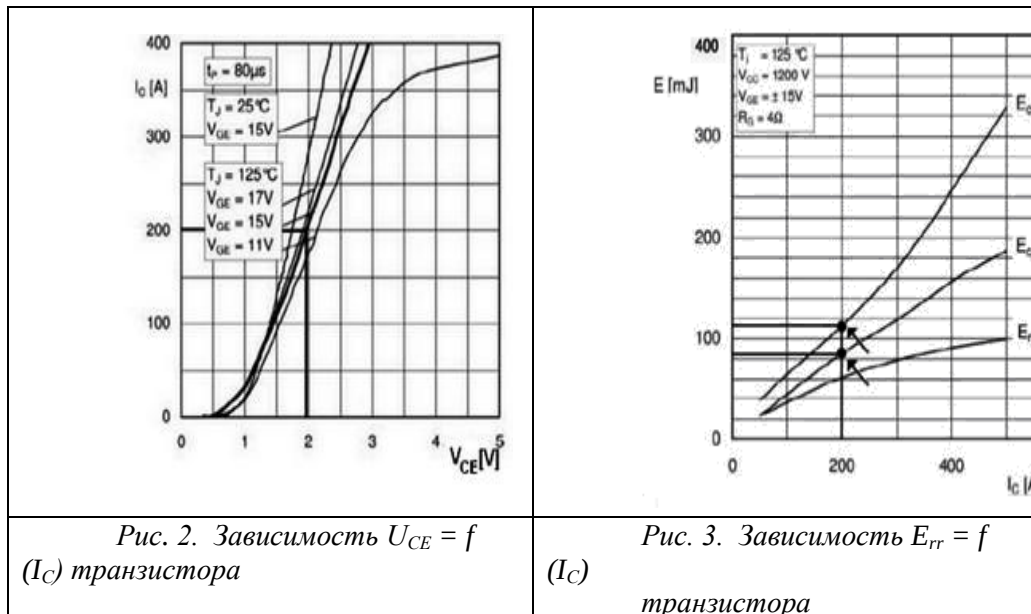
$U_{CE}(I_C)$ — напряжение насыщения при данном токе, найдем по графику $U_{CE} = f(I_C)$, приведенному в технической документации силового модуля (рис. 2). Из графика находим $U_{ce}(I_C) = 1,9$ вольта. Тогда потери проводимости:

$$P_D = 100 \cdot 1.9 = 190 \text{ Вт}. \quad (5)$$

Найдем динамические потери P_{SW} - потери переключения:

$$P_{SW} = E_{ts}(I_C, R_g) \cdot F_{SW}, \quad (6)$$

где $E_{ts}(I_C, R_g)$ — суммарная энергия потерь с учетом тока коллектора и импеданса цепи управления затвором; F_{SW} — рабочая частота переключения.



Значение E_{ts} определяется по графикам $E_{ts} = f(R_g)$ и $E_{ts} = f(I_C)$. Рабочая частота переключения F_{SW} равна 250 Гц, $E_{ts} = E_{on} + E_{off}$. По графику зависимости $E_{ts} = f(I_C)$ (рис.3) находим:

$$E_{ts} = 113 + 85 = 198 \text{ мДж.} \quad (7)$$

Тогда потери на переключение:

$$P_{SW} = 198 \cdot 10^{-3} \cdot 250 = 49 \text{ Вт.}$$

Находим суммарные потери в IGBT ключе:

$$P_{DM} = P_D + P_{SW} = 190 + 49 = 239 \text{ Вт.}$$

Потери в антипараллельном диоде:

Статические потери P_D - потери проводимости:

$$P_{DF} = I_{FM} \cdot U_{FM}(I_{FM}), \quad (8)$$

где I_{FM} - ток диода за время импульса проводимости, $U_{FM}(I_{FM})$ - напряжение на диоде при токе I_{FM} .

Средний ток за время импульса проводимости I_{FM} найдем на основе параметров инвертора:

$$I_{FM} = \frac{I_{out}}{n_{mod}} = \frac{400}{2} = 200 \text{ А,} \quad (9)$$

где n_{mod} – количество модулей в инверторе, I_{out} – ток на выходе инвертора.

$U_{FM}(I_{FM})$ - напряжение насыщения при данном токе найдем по графику $U_{FM} = f(I_{FM})$ из технических характеристик силового модуля. Из графика (рис. 4) находим $U_{FM} = 1,44 \text{ В}$. Тогда:

$$P_{DF} = 200 \cdot 1,44 = 288 \text{ Вт.}$$

Находим потери P_{rr} — потери восстановления диода:

$$P_{rr} = E_{rr}(I_C) \cdot F_{SW}, \quad (10)$$

где $E_{rr}(I_C)$ — суммарная энергия потерь с учетом тока обратного восстановления, значение E_{rr} определяется по графику $E_{rr} = f(I_C)$; F_{SW} - рабочая частота переключения равная 250Гц.

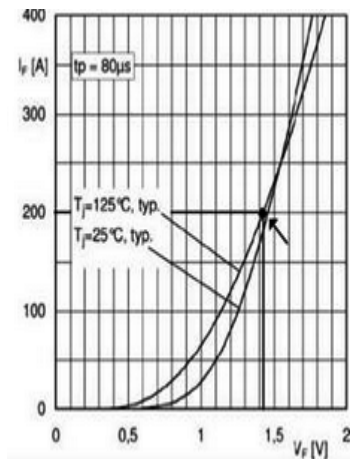


Рис. 4. Зависимость $U_{FM} = f(I_{FM})$ антипараллельного диода

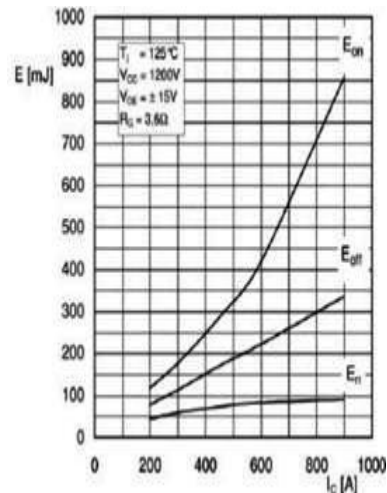


Рис. 5 Зависимость $E_{rr} = f(I_C)$ антипараллельного диода

Определяем $E_{rr}(I_C)$ из графика $E_{rr} = f(I_C)$ (рис.5). $E_{rr} = 45$ мДж, тогда: потери восстановления диода: $P_{rr} = 45 \cdot 10^{-3} \cdot 250 = 11,25$ Вт.

Находим суммарные потери в антипараллельном диоде:

$$P_{DMD} = P_{DF} + P_{rr} = 288 + 11,25 = 299,25 \text{ Вт} \quad (11)$$

Суммарные потери в плече полумоста:

$$P_A = P_{DM} + P_{DMD} \quad (12)$$

$$P_A = 239 + 299,25 = 538,25 \text{ Вт}$$

Суммарные потери модуля:

$$P_M = 2 \cdot P_A = 2 \cdot 538,25 = 1076,5 \text{ Вт}$$

Общие потери в инверторе будут равны:

$$P_{\Sigma} = 2 \cdot P_M = 2 \cdot 1076,5 = 2153 \text{ Вт}$$

Расчет температуры теплостока IGBT модуля

Теперь необходимо произвести расчет температуры кристалла, так как основные потери в силовых транзисторах и модулях создаются непосредственно в кристалле, перегрев которого приведет к выходу всей системы из строя. Температуру самого кристалла контролировать нельзя, так как установить датчик температуры непосредственно на кристалл не представляется возможным. Тепло от кристалла отводится, прежде всего, через материалы, находящиеся в непосредственном контакте с ним, т. е. корпус элемента и теплоотвод. Поэтому датчик можно установить на радиатор. На основе

технической документации на IGBT модуль известно, что рабочая температура установившегося режима и предельная температура не должна превышать величины $T_J < 125^\circ\text{C}$ для номинального режима и $T_J < 150^\circ\text{C}$ для режима перегрузки.

В модуле IGBT транзистора расположено два кристалла в плече, кристалл непосредственно транзистора и кристалл диода. В итоге имеем четыре кристалла в модуле. В связи с этим необходимо проводить расчет учитывая, что кристаллы транзистора и диода, отводящие тепло на подложку модуля, имеют различную величину сопротивления кристалл–корпус элемента – R_{thJC} .

Исходя из этих данных, произведем тепловой расчет и определим критическую температуру на радиаторе. Целью расчета является ограничение температуры кристалла на допустимом уровне.

Температура кристаллов T_J для транзистора и диода определяем по формуле:

$$T_J = P \cdot Z_{thJC} + T_C, \quad (13)$$

где P - мощность, рассеяния; Z_{thJC} - тепловое сопротивление кристалл–корпус элемента; T_C - температура корпуса элемента.

Значение теплового сопротивления кристалл–корпус элемента Z_{thJC} определяем из графика теплового импеданса Z_{thJC} ($^\circ\text{C}/\text{Вт}$) (рис.6а для транзистора, рис. 6б для диода).

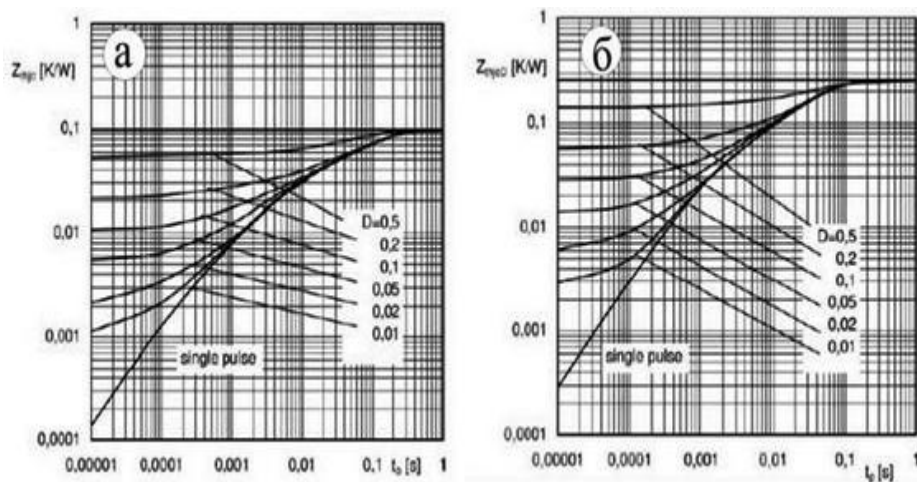


Рис. 6. Зависимость теплового импеданса от постоянной времени: а - для транзистора модуля, б - для и оппозитного диода.

Значение Z_{thJC} , определенное для транзистора из графика, равно 0,075 K/W, значение Z_{thJC} диода, также определенное по графику, равняется 0,125 K/W. Температуру для обоих кристаллов примем равной $T_{J\ 1,2} = 125^\circ\text{C}$. Подставив ранее рассчитанную мощность, рассеиваемую модулем, найдем температуру корпуса элемента T_C .

$$T_{C1} = T_J - P_{DM} \cdot Z_{th(j-c)} = 125 - 239 \cdot 0,075 = 107^\circ\text{C}, \quad (14)$$

где T_{C1} - температура, переданная транзистором корпусу элемента; P_{DM} - суммарные потери в транзисторе; $Z_{th(j-c)}$ – сопротивление транзистора кристалл–корпус.

$$T_{C2} = T_J - P_{DMD} \cdot Z_{th(j-c)D} = 125 - 298,6 \cdot 0,125 = 87,7^\circ\text{C}, \quad (15)$$

где T_{C2} - температура, переданная диодом корпусу элемента; P_{DMD} - суммарные потери в диоде; $Z_{th(j-c)D}$ – сопротивление диода кристалл–корпус.

Для расчета критической температуры теплостока T_S в номинальном режиме работы нам необходимо выбрать величину T_C , имеющую наименьшее значение, так как температура кристалла в этом случае уже будет критической. Находим температуру теплостока элемента T_S :

$$T_S = T_J - (P_{DM} \cdot Z_{th(j-c)} + P_M \cdot Z_{th(c-s)}), \quad (16)$$

где P_M - мощность, рассеиваемая модулем; P_{DM} - суммарные потери в IGBT транзисторе; $Z_{th(j-c)}$ — тепловое сопротивление «кристалл–корпус»; $Z_{th(c-s)}$ - тепловое сопротивление «корпус–теплосток»; T_S - температура теплостока.

Тогда найдем: $T_S = 125 - (298,625 \cdot 0,125 + 1076,5 \cdot 0,038) \approx 47^\circ\text{C}$,

Расчет теплового режима с помощью программы SemiSel

Проектирование силового каскада является сложным и ответственным процессом, требующим от современного разработчика большого объема знаний и опыта. Автоматизированные средства, позволяющие решать большинство поставленных задач, способны оказать неоценимую помощь при разработке и свести к минимуму ошибки проектировщика. Тенденции современного рынка силовой электроники - сокращение сроков проектирования, рост мощностей и усиление требований по надежности - делают невозможным процесс разработки без специализированного программного обеспечения.

Одной из самых интересных программ, предназначенных для расчета режимов работы компонентов силовой преобразовательной техники, является программа SemiSel, разработанная специалистами компании SEMIKRON [1,3]. Сейчас в интернете доступна бесплатная on-line версия SemiSel 3.1.1 [4].

Среди аналогичных продуктов других производителей SemiSel следует признать наиболее автоматизированной, точной и простой в использовании программой, так как она пригодна для анализа большинства существующих практических схем, позволяет оптимально выбрать режимы работы и условия охлаждения и требует от пользователя ввода только числовых исходных данных. Удобный интерфейс, пояснения, приведенные для всех режимов работы, позволяют использовать программу разработчикам средней квалификации. Следует отметить, также, что точность расчета очень высока, так как тепловые модели силовых модулей, сами модули и программа разрабатывались одной и той же фирмой-производителем.

Ниже приведены результаты расчета, выданного программой SemiSel 3.0.2, при тех же начальных условиях.

Project:

To	DC/AC
Cir	Direct

Circuit:

Vd	1000 V
Iout	400 A
Duty Cycle	0.45
fsw	2500 Hz

Device:

Product Line	SEMiX
Name	SEMiX653GB176HD
Recommended Voltage	1200 V
Max. Junction Temperature	150 °C
Use Maximum Values	No
Data set from	05.08.2004

Transistor		Diode	
E_{tr}	240 mJ (1200V)	E_d	7.3 mJ
$V_{CE0.125}$	0.9 V	$V_{T0.125}$	0.9 V
$r_{C,125}$	3.4 mOhm	$r_{T,125}$	2 mOhm
$V_{ce.sat}$	2.43 V	V_f	1.8 V
I_C	450 A	I_f	450 A
$R_{th(j-c)}$	0.05 K/W	$R_{th(j-c)}$	0.110 K/W
$R_{th(c-s)}$	0.04 K/W		

Losses and Temperatures:

$P_{cond\ tr}$	439 W
$P_{sw\ tr}$	29 W
P_{tr}	498 W
$P_{cond\ d}$	16 W
$P_{sw\ d}$	2 W
P_d	17 W
P_{tot}	2062 W

T_s	52 °C
T_c	91 °C
T_{tr}	116°C
T_d	93 °C

Evaluation:

This configuration works fine.

Основные результаты расчета ($P_{tot} = 2062$ Вт и $T_s = 50$ °C) практически совпадают с результатами ручного расчета ($P_{\Sigma} = 2153$ Вт, $T_s = 47$ °C).

ВЫВОДЫ

Растущее многообразие решений, применяемых в силовой электронике, и специализация типов компонентов привели к тому, что сравнение близких по назначению силовых модулей на основании только справочных данных стало серьезной проблемой. Предельные значения тока и напряжения транзистора или модуля, обычно вынесенные в заголовок технических характеристик, не дают разработчику никаких данных для расчета, а лишь позволяют в первом приближении сравнить один элемент с другим. Сложность выбора компонента заключается и в том, что желательно максимально использовать его мощностные характеристики, чтобы не платить лишних денег за неоправданный запас по мощности. Проектирование силового каскада является сложным и ответственным процессом, требующим от современного разработчика большого объема знаний и опыта. Автоматизированные средства, позволяющие решать большинство поставленных задач, способны оказать неоценимую помощь при разработке и свести к минимуму ошибки проектировщика. Одним из таких решений является программа для расчета режимов работы компонентов силовой преобразовательной техники - SemiSel.

В настоящей работе мы привели пример классического ручного расчета теплового режима высоковольтного инвертора КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2», а затем провели расчет с помощью программы SemiSel. Полученные результаты подтверждают высокую степень достоверности автоматического расчета.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колпаков А.И. Автоматизация теплового расчета оконечных каскадов на IGBT транзисторах // Экспресс-Электроника, 1998, № 5/6.
2. Колпаков А.И., Карташев Е.Р. Melcosim? Iposim? Semisel? О выборе и замене модулей IGBT // Силовая электроника, 2004, № 2. С.20–25.
3. Колпаков А.И., Карташев Е.Р. Принципы работы и особенности программы теплового расчета SEMISEL // Электронные компоненты, 2004, №6. С.94-102.
4. <http://semisel.semikron.com/start.asp>

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, РЕГУЛИРОВАНИЯ, ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ КНЧ-СНЧ ГЕНЕРАТОРА «ЭНЕРГИЯ-2б»*

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

Система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА), обеспечивает функционирование высоковольтного инвертора (ВИ) и всей силовой части генератора «Энергия-2б» в целом (рис. 1) [2]. Этот блок служит для управления режимами работы генератора, задания параметров генерируемого сигнала, а также для визуального отображения информации о параметрах выходного сигнала и других величин, значения которых необходимо контролировать в процессе работы генератора.

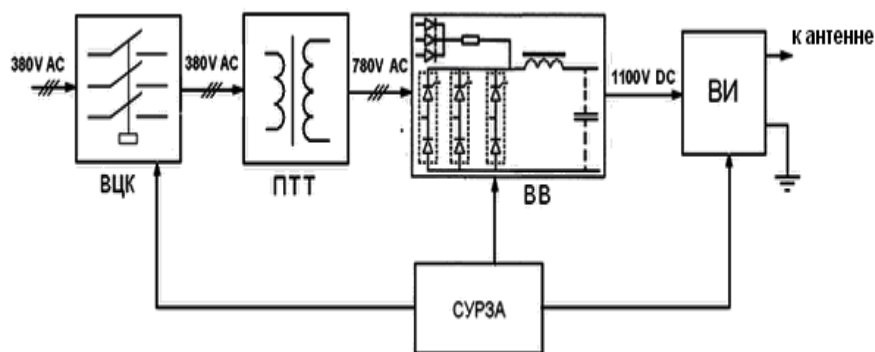


Рис. 1. Структурная схема КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2б» с преобразователем на основе повышающего трехфазного силового трансформатора:

ВЦК – входные цепи коммутации; ПТТ – повышающий трехфазный трансформатор; ВВ – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор, СУРЗА – система управления, регулирования, защиты и автоматики

Внешний вид блока СУРЗА представлен на (рис. 2), а функциональная схема на рис.3.

*Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект 07-08-00181).

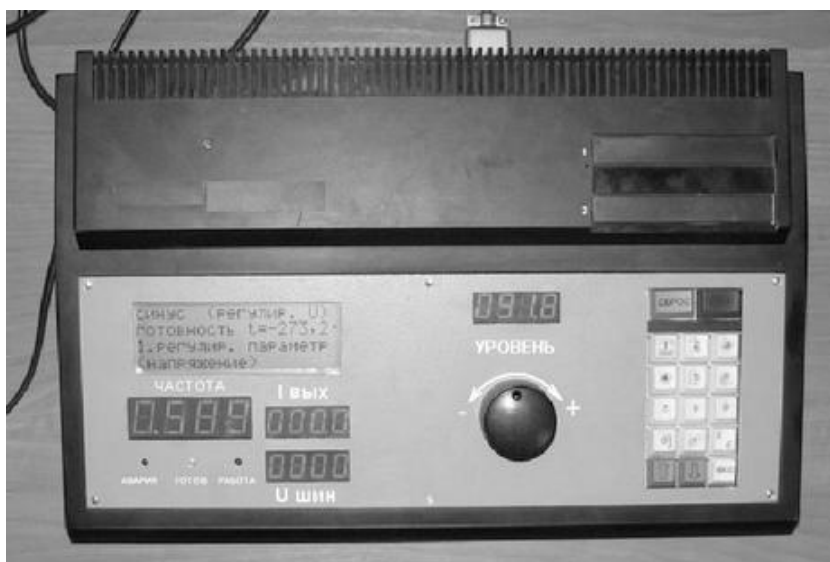


Рис. 2. Внешний вид блока управления, регулирования, защиты и автоматики.

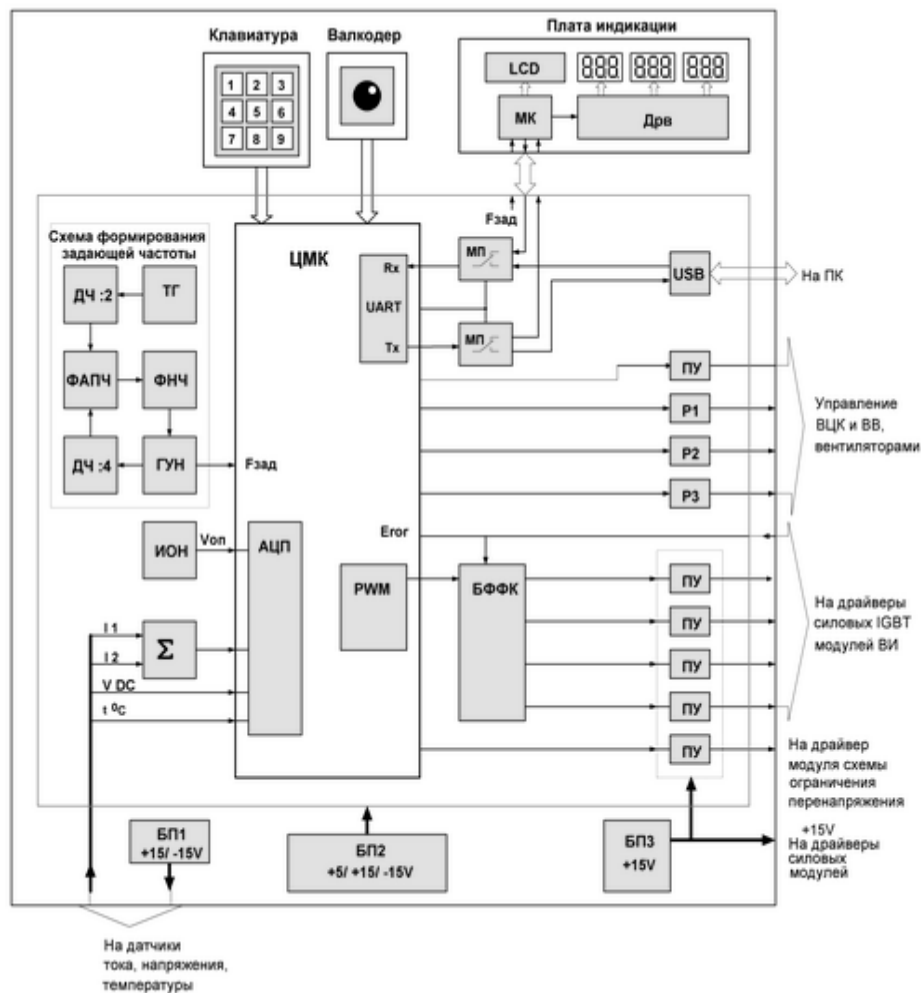


Рис. 3 Функциональная схема блока управления, регулирования, защиты и автоматики, где ЦМК - центральный микроконтроллер, ТГ - тактовый генератор, ФАПЧ - блок фазовой автоподстройки частоты, ФНЧ - фильтр низких частот, ГУН - генератор управляемый напряжением, ДЧ - делитель частоты, ИОН- источник опорного напряжения, Σ - сумматор, АЦП - аналого-цифровой преобразователь, PWM - формирователь широтно-импульсной модуляции (ШИМ), UART - полнодуплексный универсальный асинхронный приемопередатчик, БФФК - блок формирования фазы коммутации, МП - мультиплексор, ПУ - преобразователь уровня, Р1-Р3 - реле, USB - модуль интерфейса USB, МК - микроконтроллер, LCD - жидкокристаллический индикатор, ДРВ - драйверы управления семисегментными индикаторами, БП - блок питания.

Основу схемы составляет центральный 8 – разрядный AVR микроконтроллер (ЦМК) с усовершенствованной RISC – архитектурой - ATmega32. Тактовая частота 20 МГц на микроконтроллер поступает с выхода схемы формирования задающей частоты, в состав которой входят

термокомпенсированный тактовый генератор (ТГ), формирующий сигнал 10 МГц, два делителя частоты (ДЧ :2 и ДЧ :4), схема фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ), фильтр низких частот (ФНЧ), генератор, управляемый напряжением (ГУН). Функция описанной схемы – формирование высокостабильной тактовой (задающей) частоты 20 МГц, точностные параметры которой определяют температурную и временную стабильность выходного сигнала КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2б». Применение термокомпенсированного тактового генератора позволило достичь стабильности выходного сигнала по температуре и времени не хуже чем 10^{-8} .

На вход АЦП микроконтроллера поступают сигналы от датчика напряжения DC шины высоковольтного инвертора (ВИ), от датчиков тока 1 и 2, расположенных на выходе параллельно соединенных AC выходов ВИ, сигналы которых складываются сумматором Σ . Кроме того, на АЦП поступает сигнал с датчика температуры, расположенного на радиаторе ВИ, где размещены все силовые IGBT модули. Для увеличения точности аналого-цифрового преобразования применен внешний высокостабильный источник опорного напряжения (ИОН). Оцифрованные значения напряжения DC шины, выходного тока инвертора, температуры радиатора используются ЦМК для контроля, управления схемой ограничения перенапряжений [1] (СОП), аварийного отключения и индикации измеряемых величин. Для преобразования контролируемых параметров используются гальванически изолированные датчики. При превышении, каким либо контролируемым параметром соответствующей допустимой величины, ЦМК формирует сигнал аварии, который отключает силовые элементы генератора.

С формирователя ШИМ (PWM) сигнал поступает на блок формирования фазы коммутации (БФФК), который служит для формирования сигналов управления драйверами силовых модулей ВИ по специальному алгоритму, предусматривающему поочередное опережающее открытие и запирающее ключей параллельно соединенных модулей в двух соседних циклах [1]. Преобразователи уровня (ПУ) обеспечивают необходимую амплитуду управляющих напряжений ВИ и ВВ. Через ПУ также поступает сигнал на драйвер СОП.

На реле (Р1-Р3) от ЦМК поступают управляющие сигналы для входного силового пускателя ВЦК и коммутатора включения вентиляторов системы охлаждения ВИ и ВВ.

Управления режимами работы генератора осуществляется с помощью интерфейса пользователя в состав, которого входит цифровая клавиатура, валкодер (поворотная рукоятка), индикаторы (жидкокристаллический буквенно-символьный (LCD), семисегментные, светодиодные). Для управления процессом индикации служит плата индикации, на которой установлены сами индикаторы, драйверы управления семисегментными индикаторами, микроконтроллер (МК) AVR ATmega16, обеспечивающий вывод визуальной информации. Обмен данными между МК платы индикации и ЦМК осуществляется через полнодуплексный универсальный асинхронный приемопередатчик (UART). Мультиплексоры (МП) предназначены для переключения управляющих сигналов и сигналов индикации на плату универсального интерфейса USB. Через этот интерфейс (конструктив miniUSB) осуществляется обмен информацией с персональным компьютером. Для формирования необходимых уровней напряжений питания отдельных блоков служат импульсные блоки

питания: БП1 – для питания датчиков тока и напряжения, БП2 – для питания плат и схем блока СУРЗА, БП3 – для формирования необходимых уровней управления драйверами ВИ, ВВ и СОП.

Как уже отмечалось, управление работой генератора осуществляется с помощью клавиатуры и валкодера. Для удобства пользователя все настройки генератора осуществляются через дружественное многоуровневое меню, отображаемое на жидкокристаллическом индикаторе. В процессе генерации с помощью валкодера можно плавно регулировать выходной уровень сигнала инвертора и частоту. Одновременно эти параметры могут быть заранее заданы через меню с помощью клавиатуры. В памяти управляющего ЦМК заложены три стандартных варианта формы генерируемого сигнала: синус, меандр, треугольник. Еще один сигнал произвольной формы, задается с управляющего компьютера через USB интерфейс.

Информация на ЖК-индикаторе зависит от режима работы. С помощью четырех семисегментных индикаторов выводится информация о напряжении DC шины, силе тока в нагрузке (антенне), текущей частоте генерации и уровне выходного сигнала.

Работа генератора может проводиться как в автономном режиме, так и по программе с управляющего компьютера. В автономном режиме оператор выбирает форму генерируемого сигнала, задает частоту, выходное напряжение, время генерации. В процессе генерации выходные параметры могут корректироваться без прекращения генерации. При работе под управлением компьютера работа генератора происходит по заранее написанной программе.

ВЫВОДЫ

В ходе работ по созданию действующего макета КНЧ-СНЧ генератор «Энергия-2б» был разработан блок системы управления, регулирования, защиты и автоматики. Этот блок является высокотехнологичным устройством, основанным на современной элементной базе и обеспечивающим как требуемые характеристики сигнала, формируемого на выходе высоковольтного инвертора, так и удобство управления генератором и восприятия информации о режиме работы и выходных параметрах генерируемого сигнала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранник М.Б., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Шевцов А.Н., Копытенко Ю.А., Жамалетдинов А.А. Высоковольтный силовой инвертор генератора “Энергия-2” для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсмические приборы. 2009. Т. 45, № 2, с.5-23
2. Баранник М.Б., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Шевцов А.Н., Копытенко Ю.А., Жамалетдинов А.А. Высоковольтный выпрямитель генератора “Энергия-2” для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсмические приборы. 2009. Т. 45, № 3, с.34-43

РЕФЕРАТЫ

УДК 621.311

Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П. Разработка мероприятий по энергосбережению и экономии электроэнергии в городских электрических сетях Мурманской области

Предложены мероприятия по снижению технических потерь активной электроэнергии в городских распределительных сетях 6 и 10 кВ. Приводятся результаты расчета экономической эффективности отдельных мероприятий. Показано, что существенное влияние на режимы энергосбережения оказывает определение оптимальных точек разрыва в замкнутых и петлевых электрических сетях, обеспечивающее экономически целесообразное токораспределение. Ил. -2, библиограф. - 3 назв.

УДК 332.146:620.9(470.21)

Победоносцева В.В. Возможные подходы к организации инвестирования проектов энергоэффективности и энергосбережения на муниципальных объектах.

Кратко освещается современное состояние процессов повышения энергоэффективности экономики и энергетики в России и инструменты их инвестиционного обеспечения. В работе обобщён опыт внедрения и финансирования проектов энергосбережения и повышения энергоэффективности в г. Апатиты. Рассматриваются современные программы и схемы кредитования проектов, связанных с оптимизацией энергосбережения, снижения энергозатрат и повышения энергоэффективности.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, финансово-экономический механизм инвестирования, револьверное кредитование, инвестиционный проект.

УДК 620.92

Бакшеев В.П., Ефимов Б.В., Клюкин А.М. Решение вопросов энергосбережения. Опыт Кольского научного центра РАН

Отмечается важная роль в энергосбережении учреждений Российской академии наук. Приводятся сведения об организации энергосберегающих мероприятий в Кольском научном центре РАН.

УДК 621.548.001.5

Бежан А.В., Минин В.А. Повышение энергоэффективности теплоснабжения зданий за счет применения ветроэнергетических установок

Рассмотрена возможность использования энергии ветра в системах теплоснабжения потребителей. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) представлены в качестве дополнительного источника тепловой энергии, позволяющего снизить нагрузку котельной и обеспечить экономию органического топлива. Особое внимание уделено вопросу использования периодически возникающих избытков ветровой энергии за счёт теплоаккумулирующей способности здания.

Ил. – 3, библиограф. – 3 назв.

УДК 621.548 (470.21)

Абросимова А.А. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск-Териберка.

В статье приведена оценка перспектив строительства ветропарка в районе 81 км автодороги Мурманск – Териберка. Разработаны схемы размещения и соединения ветроустановок внутри ветропарка и выдачи 200 МВт суммарной мощности в Кольскую энергосистему. Показана экономическая эффективность предлагаемого проекта.

Ил. – 4, библиограф. – 4 назв.

УДК 621.311.21 (470.21)

Коновалова О.Е., Победоносцева В.В. Перспективы сооружения малой ГЭС вблизи с.Краснощелье

Предложен альтернативный (дизельному) вариант энергоснабжения села Краснощелье Мурманской области от малой ГЭС, расположенной на притоке р. Поной – Ельреке в 12 км от устья. Представлены гидрологические и энергетические показатели водотока. Приведены основные расчетные гидроэнергетические параметры сооружений малой ГЭС, а также стоимость строительства ГЭС и линии электропередачи, соединяющей станцию с селом. Произведена технико-экономическая оценка перспектив сооружения малой ГЭС на Ельреке, позволяющая говорить при определенной тарифной политике, о сроке окупаемости малой ГЭС мощностью 500 кВт – 9 лет и чистом дисконтированном доходе к концу срока эксплуатации более 100 млн. руб. Илл.- 5, табл. – 1, библиогр. - 6 назв.

УДК 621.311

Невретдинов Ю.М., Ярошевич В.В. Оценка надежности вариантов реконструкции схемы электроснабжения.

На примере участка сети 150 кВ, выполняющего задачи магистральной и распределительной сети, представлен выбор наиболее эффективного варианта реконструкции путем оптимизации по совокупности заданных критериев технических (пропускная способность сети, снижение потерь и т.п.) и экономических, включающих совокупность показателей надежности. Показана целесообразность поэлементного анализа показателей надежности реконструируемой схемы для выявления слабых элементов и определения вариантов реконструкции.

Ил. - 5, табл. – 7, библиограф. - 4 назв.

УДК 621.311

Смирнов А.А., Веселов А.Е., Ярошевич В.В. Разработка новой структуры высоковольтной карьерной электрической сети 35/6 кВ Центрального рудника ОАО «Апатит»

Выполнен анализ существующей схемы карьерной электрической сети 35/6 кВ Центрального рудника ОАО «Апатит». Предложен новый вариант схемы внешнего электроснабжения рудника с питанием всего технологического оборудования от подстанции №351. Показана технико-экономическая эффективность предлагаемой схемы по сравнению с существующей карьерной электрической сетью

УДК 621.311

Веселов А.Е., Бабарыгина Е.С., Власюк С.Е., Образцова С.А. Реконструкция и модернизация высоковольтной схемы внешнего электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников в связи с вводом в эксплуатацию понизительной трансформаторной подстанции № 73

Предложена новая схема внешнего электроснабжения Кировского и Расвумчоррского рудников ОАО «Апатит» в связи с вводом в эксплуатацию понизительной подстанции №73. Отличительной особенностью новой схемы является применение современных технических решений на базе высокоэффективного электрооборудования, что обеспечит существенное повышение надежности питания потребителей рудников. Дается сопоставительный анализ режимов работы ранее существовавшей и новой схем электроснабжения рудников, отмечаются существенные технико-экономические преимущества предложенного варианта питающей электрической сети.

УДК 621.311

Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Об условиях допустимости неравномерной компенсации реактивной мощности в отдельных присоединениях к узлу энергосистемы

Выполнен анализ существующих схем нагрузочных узлов энергосистем с равномерным размещением компенсирующих устройств на шинах 6 – 20 кВ. Показано, что в реальных условиях равномерная компенсация реактивной мощности (КРМ) затруднительна. Предложено решение задачи экономического распределения компенсирующих устройств для узлов сети высокого напряжения с несколькими присоединениями на базе критерия минимума приведенных затрат.

Ил. - 1, библиограф. – 1 назв.

УДК 621.311.1:658.26

Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П. Повышение устойчивости работы двигательной нагрузки при использовании в системах электроснабжения токоограничивающих устройств

Предложены новые схемы электроснабжения на базе шиносоединительных токоограничивающих устройств (ТОУ) реакторно-тиристорного типа (РТУ). Выполнены расчеты параметров РТУ для различных вариантов расчетных схем. Приводятся результаты физического моделирования новых схем. Приводятся результаты физического моделирования новых схем и аналитических расчетов по программе, реализованной на персональных компьютерах. Показано, что применение новых схем позволит существенно повысить качество электроэнергии и устойчивость работы двигательной нагрузки в распределительных сетях 6 – 10 кВ.

Ил. -2, библиограф. - 3 назв.

УДК 621.311

Смирнов А.А., Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М. Проблемы грозозащиты карьерной сети открытых горных разработок.

В статье рассматривается проблема грозозащиты элементов внутренней сети электроснабжения открытых рудников. Показаны специфические особенности открытых высокогорных рудников. На примере рудника «Центральный» ОАО «Апатит» дана характеристика схемы электроснабжения, грозозащитных мероприятий. Отмечена послегрозовая повреждаемость элементов сети, в первую очередь кабельных линий. Дана общая характеристика условий формирования грозовых перенапряжений. Определены основные задачи дальнейших исследований.

УДК 621.311

Невретдинов Ю.М. Моделирование перенапряжений в сети собственных нужд АЭС.

Рассмотрены схемы собственных нужд АЭС, их общие характеристики для анализа условий развития коммутационных перенапряжений. Разработаны требования к модели развития перенапряжений. Приведен вариант реализации модели в среде ATPdraw и примеры расчета коммутационных, дуговых перенапряжений, а так же переходных процессов, сопровождающих аварийные отключения.

УДК 621.311

Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Сопоставительный анализ режимов заземления нейтрали в промышленных электрических сетях 10 кВ.

Рассмотрены и детально проанализированы возможные режимы заземления нейтрали электрической сети 10 кВ промышленных систем электроснабжения. Сделан вывод о целесообразности режима работы с компенсацией емкостных токов замыкания на землю за счет резонансной настройки дугогасящих реакторов. Рекомендованы для применения современные плавнорегулируемые дугогасящие реакторы, обеспечивающие наиболее эффективную работу промышленных сетей 10 кВ в различных режимах.

Табл. – 3., библиограф. - 5 назв.

УДК 621.311

Ефимов Б.В., Карпов А.С., Невретдинов Ю.М. Интерпретация поля диполя для задач электромагнитной совместимости воздушных ЛЭП с подземными коммуникациями.

Показаны результаты интерпретации решений для векторного потенциала поля диполя, для расчетов напряженности электрического поля в нижнем полупространстве. На основе полученных решений выполнены расчеты напряженности поля от аварийного тока воздушной линии и показаны зависимости изменения характеристик поля от удаления и электропроводности грунта. Возможности ограничения объемов вычислений по заданной погрешности.

УДК 621.311

Катькалов Ю.В., Колобов В.В., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н.
Разработка системы регистрации геоиндуктированных токов

Обсуждаются проблемы выбора конфигурации системы измерения геоиндуктированных токов. Рассмотрены преимущества и недостатки как интегрированных телеметрических систем, так и “гибких” решений на базе персонального компьютера. Описана измерительная система, созданная для регистрации токов в нейтральных силовых трансформаторов.

УДК 621.311

Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Первичные преобразователи для системы регистрации геоиндуктированных токов

Выполнен анализ возможности применения первичных преобразователей магнитных полей и токов различных типов для измерения геоиндуктированных токов в проводных транспортных и информационных коммуникациях.

УДК 621.311:621.382

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н., Жамалетдинов А.А. Высоковольтный силовой инвертор КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2».

В статье описан высоковольтный инвертор КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2» на основе полумостовых IGBT модулей. Обоснован выбор элементной базы и технологического исполнения узлов и блоков инвертора. Приведены основные схемотехнические решения, такие как топология силовых соединительных шин звена постоянного тока, снабберные цепи, параллельное соединение силовых модулей. Рассмотрена схема ограничения перенапряжений.

УДК 621.311:621.382

Баранник М.Б., Данилин А.Н., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н. Высоковольтный выпрямитель КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2б».

Описаны основные узлы КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2б», в котором в качестве повышающего преобразователя применен силовой трансформатор. Подробно рассмотрен блок высоковольтного выпрямителя. Обоснован выбор элементной базы. Приведены результаты автоматизированного расчета мощности потерь и теплового режима диодно-тиристорных модулей высоковольтного выпрямителя и параметров силового фильтра.

УДК 621.311:621.382

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Реев С.Н. (ПетрГУ).
Оптимизация тепловых характеристик высоковольтного инвертора
КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2».

В статье описан расчет мощности потерь и теплового режима высоковольтного инвертора КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2» двумя способами. Сначала приведен пример классического ручного расчета по общепринятой методике с использованием справочных материалов по примененным в инверторе IGBT модулям. Затем проведено численное моделирование с помощью специализированного программного обеспечения - свободно распространяемой утилиты SemiSel. Проанализированы полученные результаты.

УДК 621.311: 681.58:621.3.049.77

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Куклин Д.В. Система
управления, регулирования, защиты и автоматики КНЧ-СНЧ генератора
«Энергия-2б».

В статье рассмотрена система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА), предназначенная для управления режимами работы генератора «Энергия-2б», задания параметров генерируемого сигнала, визуального отображения информации о параметрах выходного сигнала и других величин, значения которых необходимо контролировать в процессе работы генератора. Рассмотрена элементная база, схемотехника этого блока, и алгоритмы его функционирования. Описана процедура управления генератором «Энергия-2б» с помощью интерфейса пользователя блока СУРЗА.

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

Учреждение Российской академии наук

Кольский научный центр

ЦЕНТР ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА**

Сборник научных трудов

Апатиты
2009

Печатается по постановлению
Президиума Учреждения Российской академии наук
Кольского научного центра РАН

УДК 621.314

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

- Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2009. - с.

Сборник продолжает серию публикаций на актуальные для районов Севера темы – энергосбережение и энергоэффективность, использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также электрофизические и физико-технические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей. Он открывается серией статей, посвященных актуальным вопросам повышения энергоэффективности работы тепловых и электрических распределительных сетей городов, населенных пунктов и отдельных зданий. В следующих статьях рассматриваются проблемы развития нетрадиционной энергетики в Мурманской области и реконструкции сетей средних классов напряжения. Далее следуют статьи, в которых описаны результаты исследования надежности и безопасности эксплуатации высоковольтных сетей. В заключительных статьях сборника описаны научно-технические вопросы создания приборной базы для диагностики состояния защитной высоковольтной аппаратуры и заземлений в высоковольтных сетях.

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

Редколлегия:

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

***Сборник подготовлен при финансовой поддержке
РФФИ
(проекты № 07-08-00181 и № 09-08-00276)***

**RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
Kola Science Center**

The Branch of Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences

**CENTRE FOR PHYSICAL AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS OF
ENERGY IN NORTHERN AREAS**

**SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROBLEMS OF THE NORTH POWER
ENGINEERING DEVELOPMENT**

Collection of scientific works

Apatity
2009

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

UDC 621.314

**SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROBLEMS OF THE NORTH POWER
ENGINEERING DEVELOPMENT**

- Apatity: Print. Kola Science Center RAS, 2009. - p.

The collection continues the series of publications on the topical subject for North areas - energy conservation and energy efficiency, alternative and renewable energy sources, reliability of the high-voltage networks operation. It is opened by a series of the articles dedicated to the problems of increasing the energy efficiency in the heating and electrical distribution networks of cities, the populated areas and separate buildings. In the following articles the problems of the nontraditional power engineering development and reconstruction of the middle voltage class networks in Murmansk region are examined. Further follow the articles, in which are described the results of investigating of the high-voltage networks reliability and safety. In the final articles of collection the scientific and technical questions of development of instrument for diagnostics of the high-voltage equipment protection and high-voltage network grounding are described.

The 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, V.A. Minin, Y.M. Nevretdinov, V.N.Selivanov

The colltction is prepared at financial support of the RFBR

(projects № 07-08-00181, № 09-08-00276)