

*Российская Академия Наук*

# ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН



Труды Кольского научного центра РАН

5/2016 (39)

**ЭНЕРГЕТИКА**

выпуск 13  
Спецвыпуск

5 / 2016

Апатиты  
2016



Российская Академия Наук

# ТРУДЫ

Кольского научного центра

5/2016 (39)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISSN 2307-5252

Главный редактор – д. г.-м. н., проф.

Ю. Л. Войтеховский

Заместители главного редактора:

д. г.-м. н., проф. В. П. Петров,

д. т. н., проф. Б. В. Ефимов

Редакционный совет:

академик Г. Г. Матишов,

академик Н. Н. Мельников,

чл.-корр. В. К. Жиров,

чл.-корр. А. Н. Николаев,

д. г.-м. н. Ю. Л. Войтеховский,

д. э. н. Ф. Д. Ларичкин,

д. т. н. В. А. Маслобоев,

д. г.-м. н. В. П. Петров (зам. главного редактора),

д. т. н. В. А. Путилов,

д. ф.-м. н. Е. Д. Терещенко,

к. г.-м. н. А. Н. Виноградов (отв. секретарь)

## ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 13

Спецвыпуск

Редколлегия серии «Энергетика»:

д. т. н. Б. В. Ефимов (отв. ред., энергетика),

д. т. н. А. А. Жамалетдинов (электрофизика),

д. т. н. Н. В. Коровкин

(теоретическая электротехника),

д. т. н. Ф. Х. Халилов (электроэнергетика),

к. т. н. Б. Г. Баранник (энергетика),

к. т. н. А. Н. Данилин (электроэнергетика),

к. т. н. В. А. Минин (возобновляемые

источники энергии),

к. т. н. В. Н. Селиванов (электроэнергетика),

к. т. н. А. Ф. Усов (электротехнологии)

184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана, 14,

Кольский научный центр РАН

Тел.: (81555) 79393, 79380, факс: (81555) 76425

E-mail: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.kolasc.net.ru>

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера, 2016  
© Кольский научный центр Российской академии наук, 2016

ТРУДЫ  
Кольского научного центра РАН

ЭНЕРГЕТИКА

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<b>ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	
Усов А. Ф., Потокин А. С., Ильин Д. В.	Исследование методов энергетической оптимизации технологического использования разрядно-импульсной низкотемпературной плазмы в конденсированных средах ..... 7
Данилин А. Н., Ивонин В. В.	Динамическая модель импульсного сопротивления сосредоточенных электродов 18
Куклин Д. В.	Оценка длительности рассчитанного волнового процесса при ударе молний в опору, достаточного для определения вероятностей перекрытия изоляций опор линий электропередачи..... 25
Адамьян Ю. Э., Бочаров Ю. Н., Кривошеев С. И., Колодкин И. С., Коровкин Н. В., Кулигин П. И., Монастырский А. Е., Титков В. В.	Зависимость уровня перенапряжений ОПН разных классов напряжения от параметров заземляющих устройств. Эксперимент и моделирование ..... 29
Колобов В. В., Баранник М. Б., Селиванов В. Н.	Новый прибор для измерения сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ импульсным методом ..... 39
Бежан А. В.	Математическое описание водяного аккумулятора тепла цилиндрической формы 55
<b>ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ</b>	
Жамалетдинов А. А., Колобов В. В., Баранник М. Б.	Генераторно-измерительный комплекс «Энергия-Зонд» и СНЧ-антенна «Зевс» ... 63
Русских П. О., Ярошевич В. В., Карпов А. С.	Основные причины сокращенного срока службы силовых трансформаторов ..... 72
Еремич Я. Э., Пашичева С. А., Халилов Ф. Х.	Характеристики сетей 6–35 кВ, необходимые для решения проблем ЭМС электроэнергетики, техносферы и биосферы 84
Селиванов В. Н., Сахаров Я. А.,	Оценка влияния геоиндуцированных токов на силовые трансформаторы

Ефимов Б. В.	магистральных электрических сетей .....	96
<b>ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>		
Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н.	Повышение эффективности использования энергоресурсов в Мурманской области .....	107
Осипов П. В., Фастий Г. П., Карпов А. С., Ярошевич В. В.	Анализ режимов работы нейтрали сети 35 кВ с целью повышения электробезопасности для населения .....	118
Гольдштейн В. Г., Можаев В. Д.	О проблемах развития энергосистем мегаполисов в настоящее время и в ближайшей перспективе.....	131
<b>ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ</b>		
Минин В. А.	Перспективы использования возобновляемых источников энергии в Мурманской области .....	149
Коновалова О. Е.	Предварительные итоги российской программы поддержки развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии .....	167

*Russian Academy of Sciences*

5/2016 (39)

# transactions

## of the Kola Science Centre

UDC 621.314  
ISSN 2307-5252

Editor-in-Chief – Yu. L. Voitekhovskiy, Dr. Sc.  
(Geology and Mineralogy)

Deputy Editors-in-Chief:

V. P. Petrov, Dr. Sc.  
(Geology and Mineralogy),  
B. V. Efimov, Dr. Sc.  
(Engineering)

Editorial Council:

G. G. Matishov, Acad. of RAS,  
N. N. Melnikov, Acad. of RAS,  
V. K. Zhirov, Cor. Member of RAS,  
A. N. Nikolaev, Cor. Member of RAS,  
Yu. L. Voitekhovskiy, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy),  
F. D. Larichkin, Dr. Sc. (Economics),  
V. A. Masloboev, Dr. Sc. (Engineering),  
V. P. Petrov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy),  
V. A. Putilov, Dr. Sc. (Engineering),  
E. D. Tereshchenko, Dr. Sc. (Physics and Mathematics),  
A. N. Vinogradov, Dr. Sc.  
(Geology and Mineralogy) – Executive Secretary

## ENERGY TECHNOLOGY

Series 13  
Special issue

Editorial Board of Energy Technology Series:

B. V. Efimov, Dr. Sc. (Eng.), Executive Editor,  
power industry,  
A. A. Zhamaletdinov, Dr. Sc. (Eng.), electrophysics,  
N. V. Korovkin, Dr. Sc. (Eng.),  
theoretical electrotechnology,  
F. Ch. Khalilov, Dr. Sc. (Eng.), power engineering,  
B. G. Barannik, PhD (Eng.), power industry,  
A. N. Danilin, PhD (Eng.), power engineering,  
V. A. Minin, PhD (Eng.), renewable energy,  
V. N. Selivanov, PhD (Eng.), power engineering,  
A. F. Usov, PhD (Eng.), electrotechnology

14, Fersman str., Apatity, Murmansk region, 184209, Russia  
Tel. (81555) 79380. Fax: (81555) 76425  
E-mail: [admin@admksk.apatity.ru](mailto:admin@admksk.apatity.ru), <http://www.kolasc.net.ru>

© Centre of Physical and Technical Problems of Northern Energetics, 2016  
© Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2016

CONTENTS

	Page
<b>PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING</b>	
Usov A. F., Potokin A. S., Ilin D. V.	7
Research of energy optimization methods of technological use of discharge-pulse low-temperature plasma in the condensed mediums .....	
Danilin A. N., Ivonin V. V.	18
Dynamic model of impulse resistance of concentrated grounds.....	
Kuklin D. V.	25
Estimation of time duration of transient process sufficient for determination of back flashover probability .....	
Adamyan Yu. E., Bocharov Yu. N., Krivosheev S. I., Kolodkin I. S., Korovkin N. V., Kuligin P. I., Monastyrski A. E., Titkov V. V.	29
Dependence of overvoltage level on parameters of a grounding device for surge arresters of different voltage classes. Experiment and simulation.....	
Kolobov V. V., Barannik M. B., Selivanov V. N.	39
A new device for measuring tower grounding resistance using the impulse method .....	
Bezhan A. V.	55
The mathematical description of a cylindrical shape water heat accumulator .....	
<b>ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY</b>	
Zhamaletdinov A. A., Kolobov V. V., Barannik M. B.	63
Generating and metering complex «Energy-Sonde» and ULF-antenna «Zevs» .....	
Russkih P. O., Yaroshevich V. V., Karpov A. S.	72
Main reasons shorten the life of power transformers .....	
Eremich Y. E., Pashicheva S. A., Khalilov F. Kh.	84
Electrical networks 6–35 kV aspects required for electromagnetic compatibility solutions in power systems, technosphere and biosphere	
Selivanov V. N., Sakharov Ya. A., Efimov B. V.	96
Evaluation of effects of geomagnetically induced currents on power transformers of transmission grids.....	

## ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION

Klyukin A. M., Kuznetsov N. M., Tribunalov S. N.	Improving the efficiency of energy use in the Murmansk region .....	107
Osipov P. V., Fastiy G. P., Karpov A. S., Yaroshevich V. V.	Research the dangers of single-phase short circuits in 35 kV networks of Murmansk region	118
Goldstein V. G., Mozhaev V. D.	Recent and future problems of megapolises power systems.....	131

## RENEWABLE ENERGY

Minin V. A.	Prospects for the use of renewable energy sources in the Murmansk region .....	149
Konovalova O. E.	Preliminary results of the russian program to the development of generation on the basis of renewable energy sources .....	167

# ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.314.235

**А. Ф. Усов, А. С. Потокин, Д. В. Ильин**

## ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗРЯДНО-ИМПУЛЬСНОЙ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПЛАЗМЫ В КОНДЕНСИРОВАННЫХ СРЕДАХ

### **Аннотация**

Обоснованы способы и средства энергетической оптимизации использования разрядно-импульсной низкотемпературной плазмы в технологиях электроимпульсного разрушения материалов. В основе способа лежит совместная работа двух импульсных источников на общую нагрузку, обеспечивающая оптимальное энергосодержание для формирования канала пробоя с импульсным трансформированием напряжения и оптимальное энерговыделение в канале для формирования породоразрушающих силовых напряжений.

### **Ключевые слова:**

*электроимпульсное разрушение, энергетическая оптимизация, импульсное трансформирование, синхронизация совместной работы двух импульсных источников на общую нагрузку.*

**A. F. Usov, A. S. Potokin, D. V. Ilin**

## RESEARCH OF ENERGY OPTIMIZATION METHODS OF TECHNOLOGICAL USE OF DISCHARGE-PULSE LOW-TEMPERATURE PLASMA IN THE CONDENSED MEDIUMS

### **Abstract**

Methods and means of energy optimization of use discharge-pulse low-temperature plasma in the condensed mediums are justified. The basis of method is the joint work of the two pulse sources on the common load, providing optimum energy maintaining for the formation of a breakdown channel with the pulse transforming of voltage and for the optimum energy release in the channel for the formation of the breed destructing power voltages.

### **Keywords:**

*electric pulse destruction, energy optimization, pulse transforming, the synchronization of joint work of the two pulse sources on the common load.*

**Введение.** Предложенный в России электроимпульсный способ разрушения геоматериалов [1] ведет начало от авторского свидетельства на изобретение «Способ разрушения горных пород и полезных ископаемых», полученного А. А. Воробьевым и Е. К. Завадовской в Томском политехническом институте (приоритет от 26.06.1951 г., рег. 25.02.1967 г.) [2]. Окончательно как ныне понимаемый электроимпульсный способ разрушения материалов он оформлен научным открытием «Закономерность пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульсов



напряжения» (А. А. Воробьев, Г. А. Воробьев и А. Т. Чепиков, приоритет от 14 декабря 1961 г., рег. 1999 г.) [3]. Энергетическая эффективность и уникальные технологические особенности способа позволяют его универсально использовать для бурения скважин различного диаметра и назначения, дробления и измельчения руд и технических материалов, резания и поверхностной обработки массива и блочного камня и во многих других специальных применениях, обеспечивая существенное повышение производительности процессов в горном деле, горнотехническом и инженерном строительстве, комплексную переработку минерального сырья, отходов горного производства и стройиндустрии и других отраслей промышленности, связанных с разрушением (фрагментацией, дроблением, измельчением) неметаллических твердых природных и технических материалов. Эффективность электроимпульсных технологий подтверждена как лабораторными исследованиями, так и испытаниями опытно-экспериментальных установок в производственных условиях. Российские ученые внесли решающий вклад в разработку научно-технических основ способа. Цикл работ по электроимпульсному способу разрушения материалов отмечен премией имени П. Н. Яблочкова Российской академии наук за лучшие работы в области электрофизики и электротехники за 2003 г. [4–6]. Определено (Постановление Президиума РАН от 10.02.2004), что данными монографическими публикациями заложены основы нового научного направления в электрофизике – физики электровзрыва в конденсированных средах и его технологического применения для разрушения материалов (электроимпульсная технология).

Научная новизна и инновационный потенциал электроимпульсных разработок подтверждается присуждением работам этого направления Золотых медалей II (2002 г.) и VII (2007 г.) Московского международного Салона инвестиций и инноваций, VIII международной выставки-конгресса «Высокие технологии, Инновации. Инвестиции» в Санкт-Петербурге (2003 г.) Представленный Центром физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук (ЦФТПЭС КНЦ РАН) электроимпульсный способ разрушения материалов включен в учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности «Физические процессы горного и нефтегазового производства». Результаты работ представлялись на крупнейших международных конгрессах и симпозиумах за рубежом и вызвали широкий интерес (с 2000 г. опубликовано свыше 25 работ КНЦ РАН).

В последние годы российские разработки воспроизводятся за рубежом и получают развитие. Исследовательские работы по электроимпульсной технологии ведутся в Великобритании, Канаде, Японии, Германии, Франции, Китае, Корее, Швейцарии, Чили и др. Фирма Ammann Schweiz AG Mediacenter (Швейцария) на сайте [www.selective-fragmentation.com](http://www.selective-fragmentation.com) представляет электроимпульсные установки селективной фрагментации SelfFrag, изготавливаемых по лицензии Исследовательского центра Карлсруэ, Германия.

Вместе с тем, практическое освоение электроимпульсных технологий как в России, так и за рубежом находится на начальном этапе. Практика создания электроимпульсных установок исходит из критерия простоты их исполнения, и это не позволяет показать все возможности способа, по достоинству оценить его перспективы. Прежде всего это касается способа генерирования высоковольтных импульсов. Здесь приоритет отдается традиционной

элементной электротехнической базе — зарядным устройствам по схеме выпрямления переменного напряжения промышленной частоты и генераторам импульсного напряжения Аркадьева–Маркса с простым управлением уровнем рабочего напряжения и частотой следования импульсов, простым техническим обслуживанием. Поэтому предлагаемые к производственному использованию электроимпульсные установки по удельным массо-габаритным характеристикам значительно уступают аналогичным установкам на традиционных механических способах и в основном только поэтому отторгаются производством. Решение проблемы повышения конкурентоспособности электроимпульсных технологий состоит в кардинальном совершенствовании электротехнического оборудования, обеспечивающего реализацию электроимпульсных процессов. Прежде всего, необходима разработка и освоение новых технических решений для создания компактных устройств генерирования высоковольтных импульсов с высокими удельными энергетическими и эксплуатационными характеристиками.

Произошедший в последние два десятилетия революционный прорыв в выпрямительной технике, связанный с совершенствованием полупроводниковой элементной базы, созданием новых ферромагнитных материалов и переходом к схемам высокочастотного преобразования напряжения позволил практически на два порядка улучшить удельные энергетические характеристики источников питания выпрямленного напряжения, в том числе высоковольтных.

Для улучшения массогабаритных характеристик генераторов высоковольтных импульсов необходимо рассматривать два способа, которые в принципе известны, но из-за определенных сложностей не вовлечены в практическое русло электроимпульсной технологии. Первый способ - переход от способа генерирования высоковольтных импульсов по схеме Аркадьева-Маркса к схеме импульсного трансформирования напряжения. В этом случае многоступенчатый генератор с накопителем энергии, разнесенным по нескольким параллельным ветвям (ступеням), и с протяженной системой высоковольтных проводников с необходимостью выдерживать изоляционные промежутки до заземляемых ограждений заменяется ограниченным числом единичных элементов (базовый накопитель энергии, импульсный трансформатор, коммутаторы первичного и вторичного контура импульсного трансформатора), позволяющих компактно сочленять их в единый электротехнический блок с минимальным путем подключения к технологическому аппарату [7–9]. Второй способ — оптимизация процессов электроимпульсного разрушения за счет использования схемных решений, позволяющих независимо оптимизировать стадию пробоя и стадию разрушения твердого тела, обеспечивая формирование импульсных напряжений с оптимальными параметрами в соответствии с электрофизическими свойствами твердого тела и оптимальное энерговыделение в канале разряда в соответствии с физико-механическими свойствами твердого тела. Этим может быть обеспечено существенное снижение энергоемкости электроимпульсного разрушения, что соответственно позволит снизить потребление энергии для заданной производительности установок и за счет этого уменьшить габариты и вес электротехнического блока.

**Импульсное трансформирование напряжения и энергии.** При разработке генерирующей аппаратуры импульсного трансформирования напряжения учтен предыдущий, не совсем удачный опыт разработки

импульсных трансформаторов для электроимпульсной технологии специализированными организациями электротехнического профиля. По техническим требованиям КНЦ РАН Тольяттинским филиалом Всесоюзного электротехнического института имени В. И. Ленина (ТФВЭИ) был выполнен макетный 4-каскадный импульсный трансформатор (ИТ) с магнитопроводом из железа, предназначенный для установки бурения скважин с промывкой водой при буровом наконечнике диаметром 400 мм, размещенном непосредственно в скважине перед буровой коронкой. Подобная схема генератора вследствие высокого волнового сопротивления цепи разряда не позволила достичь требуемой мощности в разряде, сечение железа сердечника ИТ имело значительные размеры и вес, и работа была прекращена. Научно-исследовательский институт электрофизической аппаратуры им. Ефремова (НИИ ЭФА, Санкт-Петербург) по заданию КНЦ РАН разрабатывал однокаскадный ИТ, нагружаемый на контур обострения фронта высоковольтных импульсов с обострителем на напряжение 400 кВ. К сожалению, работа была прекращена по финансовым причинам при выявлении трудностей с обеспечением заданных ТЗ параметров. В разработках ТФ ВЭИ и НИИ ЭФА удалось существенно уменьшить размеры генераторов импульсов, но использование магнитопроводов на железе не позволяло выполнить технические требования по минимизации веса и эффективности передачи энергии в канал разряда.

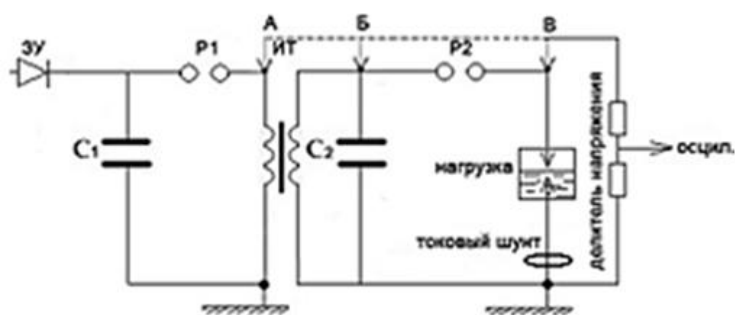
В выполненных в ЦФТПЭС КНЦ РАН работах [7–9] за основу была принята схема с импульсным трансформатором, нагруженным на вторичной стороне нагрузочной емкостью с образованием контура обострения фронта высоковольтных импульсов. В ИТ магнитопровод выполняется из материалов высокой магнитной проницаемости. По результатам расчетов переходного процесса и экспериментальных определений оптимизация параметров схемы производится по критерию обеспечения максимального КПД передачи энергии во вторичный контур, а затем в канал разряда в твердом теле при гарантированном обеспечении формирования пробоя в твердом теле и выделения энергии в канале разряда в пределах оптимального времени по условиям разрушения материала.

В экспериментальных исследованиях энергопереноса в ИТ нами рассматриваются варианты ИТ с разомкнутым магнитопроводом из ферритовых колец. При этом вторичная сторона ИТ нагружается импульсным конденсатором, служащим промежуточным накопителем энергии с обостряющей емкостью для коррекции фронта высоковольтных импульсов, чтобы обеспечить получение импульсов с параметрами, являющимися оптимальными для формирования пробоя породы при электропроводящей рабочей среде (техническая вода).

Экспериментальные исследования энергопереноса выполнены на моделях ИТ, отличающихся друг от друга компоновкой катушек и уровнем рабочего напряжения (3 варианта) по схеме, представленной на рис. 1.

В энергопереносе оценивалась доля энергии, передаваемая из накопителя  $C_1$  первичного контура ИТ в обостряющую емкость  $C_2$  к моменту первого максимума напряжения на обострителе. Энергия обострителя после срабатывания разрядника  $P_2$  расходуется на формирование импульса напряжения на нагрузке, формирование электрического пробоя и последующее преобразование энергии канала разряда в работу разрушения твердого тела. Все

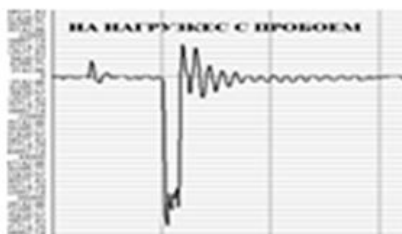
эти составляющие с неизбежными потерями в коммутаторе P2 являются необходимыми для реализации процесса электроимпульсного разрушения, составляя в совокупности полезно используемую часть энергии, запасенной в накопителе. Оставшаяся часть энергии относится к потерям не только в энергетическом плане, но и в аспекте технических издержек. Потери энергии в диэлектрике и обкладках конденсатора-накопителя приводят к его нагреву, снижающему ресурс работы конденсатора. Потери в проводниках катушек и магнитопроводе импульсного трансформатора приводят к его нагреву, во избежание которого ИТ необходимо охлаждать, а если этого недостаточно, то вынужденно снижать частоту следования разрядов, а, следовательно, производительность процесса. Таким образом, условие максимальной передачи энергии из накопителя первичного контура ИТ в обостряющую емкость будет соответствовать условию максимальной производительности технологического процесса, минимуму вредных последствий.



*а*



*б*



*в*

Рис.1. Схема исследования переходного процесса с импульсным трансформатором (*а*), осциллограмма напряжения на обостряющей емкости в режиме холостого хода (*б*), осциллограмма напряжения на нагрузке (*в*)

В экспериментальном исследовании варьировались значения емкостей первичного ( $C_1$ ) и вторичного ( $C_2$ ) контуров импульсного трансформатора, осуществлялась регистрация напряжения заряда накопительной емкости  $U_1$  и

импульсного напряжения с первичной и вторичной сторон ИТ и непосредственно на нагрузке. При определении передачи энергии из основного накопителя ( $C_1$ ) в обостряющую емкость ( $C_2$ ) нагрузка не подключалась. Энергия накопителя определялась как  $W_1 = (C_1 U_1^2)/2$ , энергия обостряющей ёмкости ( $W_2$ ) оценивалась по амплитуде  $U_2$  первой полуволны напряжения на вторичной стороне ИТ  $W_2 = (C_2 U_2^2)/2$ , (рис. 1, б), КПД энергопередачи рассчитывался как  $\eta = W_2/W_1$ .

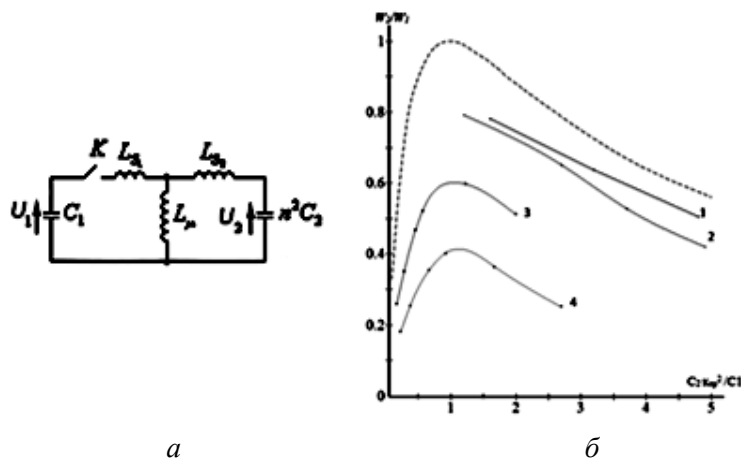


Рис. 2. Схема замещения ИТ (а) и коэффициент энергопередачи энергии в контур обострения (б):  
 1 – ИТК-15/105-350 при  $C_1 = 0.1$  мкФ; 2 – ИТК-15/105-350; при  $C_1 = 0.5$  мкФ;  
 3 – ИТ 10/52-50 при  $C_1 = 0.5$  мкФ; 4 – ИТК-12/72-50 при  $C_1 = 0.5$  мкФ

При аналитическом расчете переходного процесса использована эквивалентная схема замещения ИТ (рис. 2, а). В этом случае напряжение на обострителе:

$$U_2(t) = U_0 (1 - \cos(\omega t)), \quad (1)$$

и значение максимального напряжения на обострителе на амплитуде первой полуволны напряжения будет:

$$U_2 = n \cdot 2 / (1 + \kappa) U_1, \quad (2)$$

а энергия в обострителе

$$W_2 = [4\kappa / (1 + \kappa)^2] W_1, \quad (3)$$

где  $\eta = W_2/W_1$  – коэффициент трансформации по соотношению витков первичной и вторичной обмоток ИТ,  $\kappa = n^2 C_2 / C_1$  – соотношение емкостей в приведенной схеме замещения ИТ.

Для трех вариантов импульсных конденсаторов [7] графики  $W_2/W_1$  при вариации  $C_1$  построены в координатах оси абсцисс  $C_2 n^2 / C_1$ , чтобы было можно сопоставить их с аналитическими выражениями (рис. 2, б).

Как следует из приведенных данных, в импульсном трансформаторе ИТК-15/105-350 с выходным напряжением, достаточным для технологического использования, потери энергии при оптимальном соотношении параметров ( $C_2 n^2 / C_1 = 1$ ) не превышают 20 %. Оценка тепловых потерь в ИТ, показавшая их

соответствие ожидаемым из аналитического расчета, обращает внимание на значимость этого фактора при высоких уровнях перекачиваемой энергии во вторичный контур, обусловленный технико-экономическими требованиями по производительности технологического процесса [9].

**Обоснование параметров схемы с двумя источниками энергии.**

Параллельная работа двух импульсных источников напряжения с различной амплитудой нашла широкое применение в ряде областей науки и техники, в том числе применительно к задачам электроаппаратостроения. Высоковольтная изоляция в условиях эксплуатации находится под воздействием рабочего напряжения и одновременно может подвергаться воздействию волн перенапряжений. Для изучения поведения диэлектриков и конструкций в этих условиях одновременного воздействия двух или нескольких видов напряжений предложены различные варианты схем, в том числе сочетание импульсного, переменного и постоянного напряжений [10].

Для электроимпульсной технологии при исследовании схемы совместной работы двух источников отличающего уровня напряжения и энергии должны рассматриваться две задачи: а) обоснование схемы, позволяющей управляемо синхронизировать срабатывание источников на такую специфичную общую нагрузку, как разрядный промежуток электроимпульсного разрушения с двумя последовательными стадиями процесса — пробой твердого тела за счет импульсного напряжения, формируемого первым источником, а разрушение твердого тела за счет энергии второго источника и б) обоснование оптимального выбора параметров схемы для достижения минимальной энергоемкости электроимпульсного разрушения.

Предложены различные способы синхронизации срабатывания источников на общую нагрузку. Исходные схемы для однократного и многократного синхронного действия генераторов импульсных напряжений и токов представлены на рис. 3.

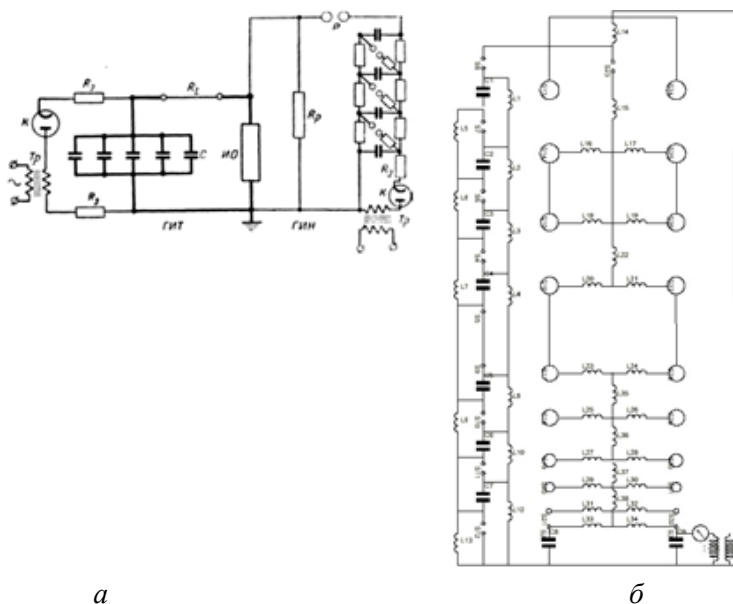


Рис. 3. Электрическая схема однократного (а) и многократного (б) синхронного действия генераторов импульсных напряжений и токов

Условиям технологии отвечают только схемы синхронизации многократного действия. В этом случае за отправную точку следует принять предложение Н. М. Соломонова (рис. 3, б), позволяющее разряжать на одну искру генератор импульсных напряжений и несколько генераторов больших токов патент № 63007 с приоритетом от 27 марта 1941 г.) [11, 12]. В этом устройстве генератор импульсов тока соединяется с объектом испытания через емкостный или омический делитель напряжения; к последнему присоединены искровые разрядники, установленные таким образом, чтобы при разряде ГИН на объекте они последовательно пробивались. Разряд ГИТ будет происходить через дуги, зажигающиеся в указанных искровых промежутках.

В последующих работах предложены варианты схем на принципе трехэлектродного разрядника, в том числе предусматривающие тригatronный поджиг коммутирующего разрядника ГИТ, синхронизированный с процессом пробоя в нагрузке под действием напряжения ГИН. Но наиболее перспективными для электроимпульсной технологии представляются схемы развязки импульсных источников с помощью импульсного трансформатора или с помощью нелинейного дросселя (магнитного ключа) в контуре ГИТ [13] (рис. 4).

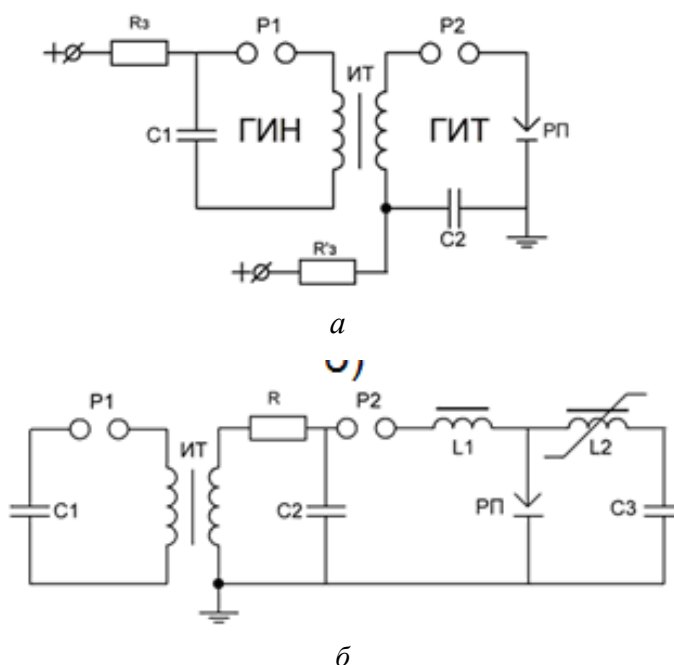


Рис. 4. Синхронизация срабатывания импульсных источников на общую нагрузку с использованием импульсного трансформатора (а) и нелинейного дросселя (б)

Схема рис. 4, а в сравнении со схемой рис. 4, б имеет тот недостаток, что возможность оптимизации энерговыделения емкости ГИТ ограничивается индуктивностью вторичной обмотки ИТ. Для схемы с нелинейным дросселем ограничение менее выражено. Следует иметь в виду, что в случае электропроводящей рабочей среды в схеме рис. 4, б контур ГИТ необходимо дополнить разрядником, чтобы отделить заряжающуюся сеть от нагрузки.

При энергетической оптимизации работы схемы с двумя источниками параметры первого источника задаются исходя из минимума энергии обострителя, достаточного лишь для формирования канала разряда в твердом теле. Параметры второго источника энергии, ответственного за формирование энерговыделения в канале разряда, оптимизируются в соответствии с требованиями относительно заданных технико-физических показателей разрушения (энергоемкость, гранулометрический состав продукта разрушения) для конкретных технологических процессов (бурение, дезинтеграция) и определенного спектра пород и материалов, отличающихся физико-механическими (прочностными и упругими) свойствами.

В технологиях электроимпульсного разрушения важное значение имеет фактор разгрузки канала разряда, обусловленный истечением плазмы канала через устья канала пробоя в области электродов и через растущие и выходящие на свободную поверхность трещины [14]. При возникновении этих условий давление в плазме канала разряда резко снижается, соответственно снижаются параметры генерируемых в твердом теле силовых полей и, в конечном итоге, снижается эффективность разрушения. Критическое значение времени разгрузки связано с такими условиями пробоя, как отношение половины длины канала пробоя к скорости распространения волны в плазме или время прорастания магистральных трещин до свободной поверхности. Именно за этот промежуток времени значительная часть энергии накопителя должна быть выделена в канале пробоя. Соответственно при разрушении хрупких материалов с высокой скоростью распространения волн и при измельчении материалов критическое значение времени разгрузки минимальное и выделение энергии должно происходить с максимальной скоростью. Для разрушения пластичных материалов и фрагментации материалов выделение энергии может быть затянута по времени, чтобы дать возможность прорастанию длинных магистральных трещин.

Возможность реализации схемы подтверждена в ходе выполнения совместных исследований ЦФТПЭС КНЦ РАН и Колледжа инженеров электротехники и электроники Университета науки и технологий (СЕЕЕ HUST), КНР. В эксперименте использована схема ГИН-ГИТ, синхронизируемая магнитным ключом (рис. 5). Воздействию в диэлектрической среде на сквозной пробой подвергался образец силикатного кирпича толщиной 80 мм. ГИН обеспечивал формирование импульсов с энергией 216 Дж при суммарном зарядном напряжении 240 кВ, энергия ГИТ составляла 360 Дж при напряжении 30 кВ.

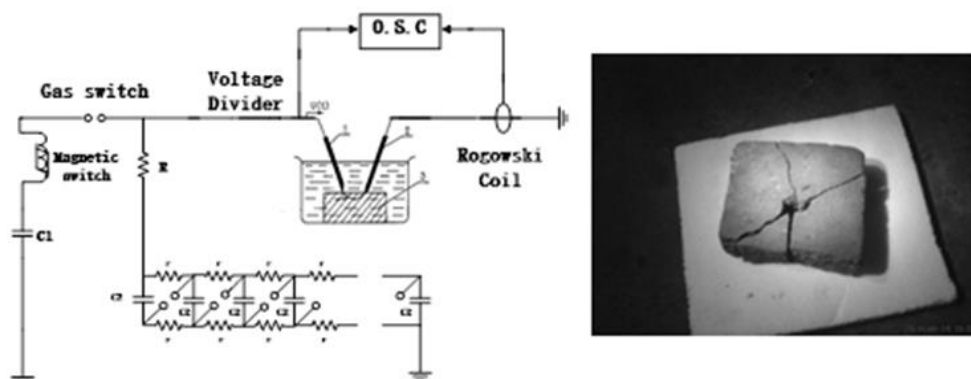


Рис. 5. Разрушение горной породы в схеме с двумя импульсными источниками



## **Заключение**

На экспериментальном лабораторном оборудовании генерирования высоковольтных импульсов по схеме импульсного трансформирования показана возможность существенного улучшения энергетических и эксплуатационных характеристик электротехнических средств электроимпульсного способа разрушения материалов, что создает реальные технико-экономические предпосылки для практической реализации способа в технологиях добычи и переработки минерального сырья, горнотехнического и инженерного строительства, переработки и утилизации технических материалов и техногенных твердых отходов с обеспечением высокой энергетической и уникальной технологической эффективности. Обоснованы способы и средства энергетической оптимизации использования разрядно-импульсной низкотемпературной плазмы в технологиях электроимпульсного разрушения материалов на принципе совместной работы двух импульсных источников на общую нагрузку.

Результаты анализа закономерностей электроимпульсного разрушения материалов и исследований процессов генерирования высоковольтных импульсов учтены в проектах, реализуемых через научные фонды. Импульсное трансформирование положено в основу создания генерирующей аппаратуры для погружного генератора высоковольтных импульсов для бурения скважин большого диаметра (проект РФФИ-ГФЕН №16-58-53041) для генераторного блока компактного лабораторного электроимпульсного дезинтегратора (КЛЭИД) (выполняется по гранту Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере (ФСРМФПНТС), Программа «Умник»). В рамках договора о научно-техническом сотрудничестве между ЦФТПЭС КНЦ РАН и СЕЕЕ HUST (КНР) китайским коллегам оказано техническое консультирование по изготовлению импульсного трансформатора для установки фрагментации поликремния.

## **Литература**

1. Воробьев, А. А. Электрические разряды обрабатывают материалы, разрушают твердые тела / А. А. Воробьев // Известия Томского политехн. ин-та. 1958. Т. 95. С. 315–339.
2. База патентов СССР. Авторские свидетельства и патенты СССР. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://patents.su/0-195403-sposob-razrusheniya-gornyx-porod-i-poleznykh-iskopaemykh.html> (дата обращения 28.11.2016).
3. Воробьев, А. А. Закономерность пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения. Свидетельство на открытие № А-122 от 29.04.1998 с приоритетом от 14.12.1961.
4. Усов, А. Ф. Переходные процессы в установках электроимпульсной технологии / А. Ф. Усов, Б. В. Семкин, Н. Т. Зиновьев. Л.: Наука, 1987. 179 с.
5. Семкин, Б. В. Основы электроимпульсного разрушения материалов / Б. В. Семкин, А. Ф. Усов, В. И. Курец. Апатиты: Кольского научного центра РАН. 1995. 276 с.
6. Курец, В. И. Электроимпульсная дезинтеграция материалов / В. И. Курец, А. Ф. Усов, В. А. Цукерман. Апатиты: Кольского научного центра РАН, 2002. 324 с.

7. Усов, А. Ф., Бородулин В. В. Электротехническое обеспечение электроимпульсного способа разрушения материалов: проблема и пути решения // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2008. № 4. С.164–170.
8. Усов, А. Ф., Потокин А. С. Импульсное трансформирование напряжения и энергии для электроимпульсного разрушения материалов / А. Ф. Усов, А. С. Потокин // Труды Кольского научного центра РАН, Энергетика. 2014. Вып. 9. С. 40–49.
9. Усов, А. Ф. В. Исследование теплового режима импульсного трансформатора в технологическом режиме электроимпульсного разрушения / А. Ф. Усов, А. С. Потокин, Д. В. Ильин // Труды Кольского научного центра РАН, Энергетика, 2015. Вып. 11. С. 46–54.
10. Высоковольтное испытательное оборудование и измерения / под ред. проф. А. А. Воробьева. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. 584 с.
11. Соломонов, Н. М., Схема синхронизации генератора импульсов высоких напряжений и генератора больших токов // Журнал технической физики. 1948. № 18.
12. Патентный поиск. Поиск патентов и изобретений РФ и СССР [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/6/63007.html> (дата обращения: 28.11.2016).
13. Пельцман, С. С. Схема параллельной работы двух импульсных источников с различным уровнем напряжения / С. С. Пельцман, Б. В. Семкин, Б. Г. Шубин, Ф. П. Чешков / Электрофизическая аппаратура и электрическая изоляция. М.: Энергия. 1970.
14. Блазнин, Б. С. Трещинообразование в твердом теле при динамическом нагружении / Б. С. Блазнин, А. А. Кожушко, В. А. Лагунов, А. Ф. Усов, И. А. Щеголев // Физика процессов, техника и технология разработки недр. М.: Недра, 1970. С. 55–59.

***Сведения об авторах:***

**Усов Анатолий Федорович,**

начальник научно-организационного отдела КНЦ РАН, старший научный сотрудник  
 Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
 184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 14.  
 эл. почта: usov@admksk.apatity.ru, тел. (81555) 79226

**Потокин Александр Сергеевич,**

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ  
 РАН  
 184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 14.  
 эл. почта: student\_noo@admka.s.apatity.ru, тел. (81555)79516

**Ильин Даниил Владимирович,**

инженер-исследователь Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
 Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 12А  
 эл. почта: twizanx2@yandex.ru, тел. (81555)79432

УДК 621.311

А. Н. Данилин, В. В. Ивонин

## ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИМПУЛЬСНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СОСРЕДОТОЧЕННЫХ ЭЛЕКТРОДОВ\*

### Аннотация

Представлена динамическая модель, описывающая импульсные характеристики сосредоточенных электродов при воздействии больших импульсов тока. В модели учитываются возникающие в грунте зоны ионизации, а также искровые каналы, образующиеся по краям электродов. Результаты моделирования сравниваются с экспериментальными данными.

### Ключевые слова:

*искрообразования в грунте, ионизация грунта, заземление, сосредоточенный электрод.*

A. N. Danilin, V. V. Ivonin

## DYNAMIC MODEL OF IMPULSE RESISTANCE OF CONCENTRATED GROUNDS

### Abstract

A dynamic model which describes the impulse behavior of concentrated grounds at high currents is described in this paper. The model take into account effect of soil ionization and effect of discrete breakdowns and filamentary arc paths at much higher currents. The results of modeling are compared with experimental data.

### Keywords:

*sparkling in soil, soil ionization, grounding, concentrated grounds.*

Заземляющие устройства (ЗУ) являются важной частью энергетических систем, основная задача которых состоит в защите линий электропередач и высоковольтного оборудования от токов молний, поэтому ЗУ должны иметь достаточно низкое сопротивление. При проектировании систем заземления полезно проанализировать, как себя будет вести ЗУ под действием импульсов большой амплитуды. Хорошо известно, что сопротивление заземления при протекании токов молнии большой амплитуды может сильно отличаться от значений стационарного сопротивления, измеренного на промышленной частоте. Это связано с ионизацией грунта вблизи электрода и образованием искровых каналов, что приводит к заметному снижению удельного сопротивления грунта в зоне ионизации. При увеличении импульсного тока в грунте происходит ионизация и образуются искры, в результате чего сопротивление заземления уменьшается, а динамическая вольт-амперная характеристика (ВАХ) становится нелинейной [1]. Причиной ионизации является достаточно сильное электрическое поле проводимости  $E=\rho j$ , которое возникает при растекании импульсного тока с плотностью  $j$  с одиночного заземлителя. Ионизация в грунте, сопровождающаяся образованием искровых каналов, начинается при напряженности электрического поля  $E = 4-16$  кВ/см. Искровые каналы могут образоваться также в воздухе на поверхности грунта вблизи заземлителя. При растекании многокилоамперных токов (при ударах молнии или от мощных импульсных генераторов) могут образоваться

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-38-00443).

протяженные искровые каналы длиной до 100 м, развивающиеся в виде скользящего разряда по поверхности грунта.

Очевидно, что точное моделирование переходных характеристик грунтов и анализ растекания токов вокруг заземлителей является актуальной задачей в энергетике. Однако расчет сопротивления ЗУ является сложной задачей из-за сложной структуры и нелинейной вольт-амперной характеристики грунтов. В настоящее время разработан ряд моделей ионизационных процессов в увлажненном грунте вблизи и на поверхности подземного проводника при подаче на него импульсного напряжения величиной, превышающей порог начала искрообразования в грунте [2–5].

Предложенные модели основаны на том, что вокруг проводника в грунте при напряженностях поля, превышающих критическое значение, начинается ионизационный процесс, и возникает многослойная ионизированная зона грунта с плавно изменяющейся проводимостью в зависимости от градиента напряженности. При этом модель на такой основе применяется как для протяженных проводников с резко неоднородным полем, так и для проводников с однородным полем — полусфер. Математическая модель этого процесса во всех фазах протекания тока с проводника в грунт предложена авторами с взаимными уточнениями с учетом гистерезисного процесса в стадиях нарастания и спада импульсного тока. Недостатком моделей является наличие большого количества безразмерных коэффициентов, которые необходимо подбирать для обеспечения соответствия экспериментальных и расчетных результатов.

**Описание модели.** Как уже упоминалось ранее, все разработанные модели основаны на двух допущениях:

1. Искровые процессы в грунтах начинаются при напряженности электрического поля, превышающей критическое значение, и искровые каналы будут развиваться до тех пор, пока напряженность поля не станет меньше критической.

2. Искровые процессы развиваются симметрично вокруг электрода, образуя сплошную зону искрообразования.

Если по первому допущению не возникает вопросов, то второе утверждение вызывает сомнения. На самом деле большое количество опытов по регистрации искровых процессов в грунте дают иную картину реального искрового процесса.

Увлажненный грунт – структура крайне гетерогенная, включающая частицы грунта, влагу и воздушные включения. С точки зрения искровых процессов система чехлов не может быть устойчивой, и в грунте развиваются протяженные искровые каналы достаточно горячей плазмы. Поверхность стекания тока за счет проводящих каналов возрастает до величины, при которой напряженность поля в грунте снижается, при этом идет саморегулирующийся процесс поддержания напряженности поля на грани критического значения.

Здесь можно также рассмотреть еще два случая. В первом случае грунт практически сухой, а во втором — грунт переувлажнен, и в нем отсутствует воздух. Экспериментально показано, что в обоих случаях искровые процессы сосредотачиваются на концах протяженных проводников, образуя сферические искровые зоны, как показано на фотографиях (рис. 1, 2). Для данных случаев модель должна включать сфероиды по концам проводника.

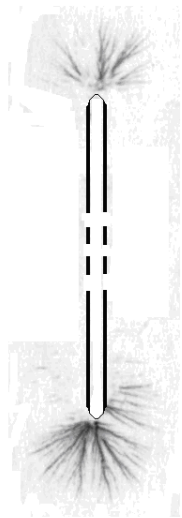


Рис. 1. Искровая зона на концах подземного проводника в сухом грунте

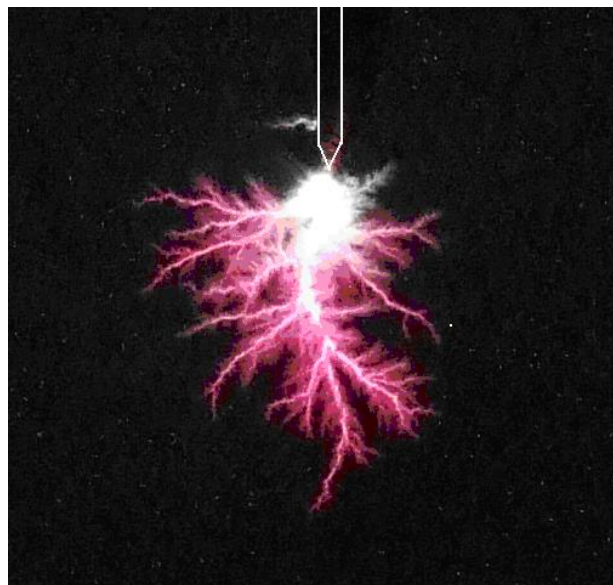


Рис. 2. Искровая зона на конце проводника в жидкости

В большинстве случаев опыты показали, что в действительности развиваются длинные искровые каналы преимущественно с концов подземного проводника, а также в стороны по его длине, как показано на фотографиях (рис. 3) [6, 7].

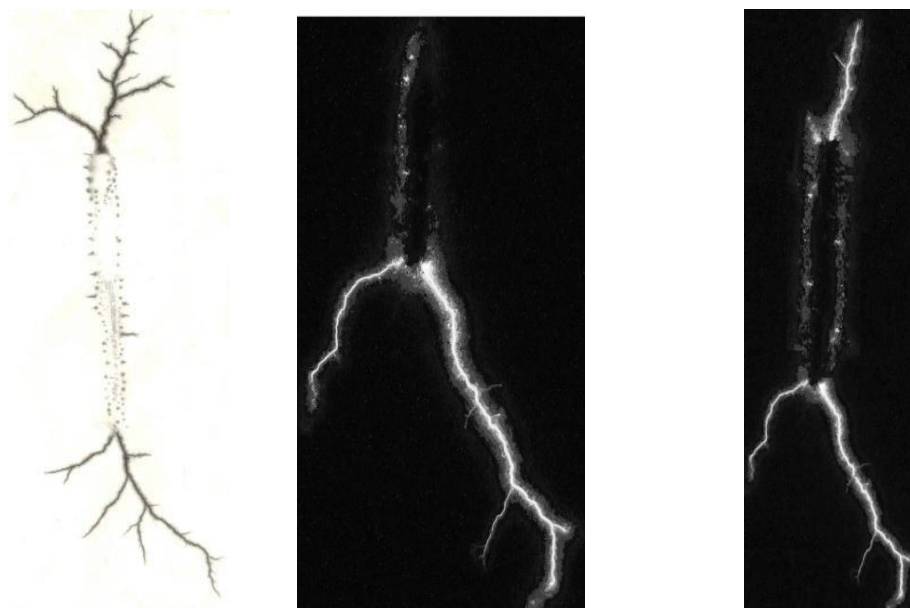


Рис. 3. Фотографии искровых и плазменных каналов вокруг вертикального электрода

Следовательно, при развитии искрового процесса эквивалентную длину протяженного проводника можно представить как сумму длин проводника и искрового канала или искровых каналов (рис. 3, 4):

$$l(t) = L + nM(1 - e^{-\alpha t/\tau_m}), \quad (1)$$

где  $L$  – длина электрода в грунте;  $M$  – длина искрового канала к моменту времени  $\tau_m$ , при котором импульсное сопротивление проводника минимально;  $n$  – число искровых каналов;  $\alpha$  – коэффициент искрообразования, учитывающий влияние полной длины искрового канала.

Предполагается, что у стенок искрового канала происходит растекание тока, т.е. также формируется распухающий чехол, проходящий те же стадии, что и вокруг самого подземного проводника. Для теоретического представления такой модели представим схематически искровые процессы, как показано на рис. 4.

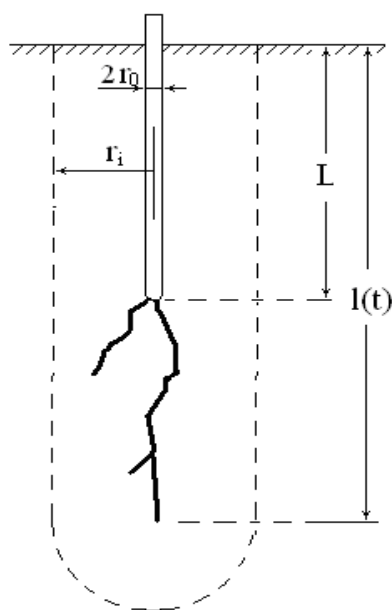


Рис. 4. Искрообразование и ионизация вокруг вертикального электрода в грунте

Сопротивление вертикального электрода при напряженности электрического поля ниже критического:

$$R = \int_{r_0}^{\infty} \frac{\rho dr}{2\pi r^2 + 2\pi r L}, \quad (2)$$

где  $r_0$  – радиус электрода.

В случае, когда напряженность электрического поля превышает критическое значение, динамика изменения сопротивления подземного проводника при разряде на него емкостного накопителя происходит в две стадии: стадия нарастания и стадия затухания тока.

На стадии нарастания тока, когда  $0 \leq t \leq t_m$ , изменение сопротивления можно описать уравнением:

$$R(t) = \int_{r_0}^{r_i} \frac{\rho_0 e^{-t/\tau_1} dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)} + \int_{r_i}^{\infty} \frac{\rho_0 dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)}, \quad (3)$$

где  $r_i$  – радиус зоны ионизации,  $\rho_0$  – удельное сопротивление грунта при  $E < E_{KP}$ ,  $\tau_1$  – постоянная времени ионизации.

В стадии нарастания тока динамическое изменение длины искрового канала описывается уравнением (1).

При  $t > \tau_m$  наступает стадия затухания тока, и сопротивление электрода определяется уравнением:

$$R(t, r) = \int_{r_0}^{r_i} \frac{\rho_0 (1 - e^{-t/\tau_2}) dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)} + \int_{r_i}^{\infty} \frac{\rho_0 dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)}, \quad (4)$$

где  $\tau_2$  – постоянная времени деионизации.

В стадии затухания напряженность электрического поля постепенно будет уменьшаться, при этом соответственно будет уменьшаться длина искровых каналов, поэтому эквивалентная длина электрода  $l(t)$  будет определяться как:

$$l(t) = L + nM \cdot e^{-\beta t/\tau_m}. \quad (5)$$

**Результаты моделирования.** Вопросом при расчете сопротивлений подземных проводников по предложенной модели является определение радиуса зоны ионизации в стадиях нарастания и затухания тока, а также значение максимальной длины искровых каналов. Из рисунка 3 видно, что обычно возникает несколько искровых каналов, а диаметр каждого канала меньше чем диаметр электрода. При этом можно сделать допущение, что сумма всех искровых каналов  $nM$  образует канал такого же диаметра, как и электрод, тогда остается только определить длину данного канала.

Напряженность электрического поля вокруг вертикального электрода:

$$E = \frac{\rho \cdot I}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l}. \quad (6)$$

Зная критическое значение электрического поля и значение максимального тока, из данной формулы можно определить длину  $l$ , которая и будет являться суммой длин электрода и всех каналов. Из этой же формулы можно определить значение радиуса зоны ионизации. Оставшиеся коэффициенты необходимо будет подбирать при сравнении с экспериментальными данными.

Для подтверждения предложенной теории развития искровых явлений в грунте выполнены эксперименты с вертикальным электродом диаметром 6 мм и длиной 70 мм. Удельное сопротивление грунта  $\rho \approx 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . На рисунке 5 представлены осциллограммы напряжения и тока, генерируемого в электрод, а также кривая расчетного динамического сопротивления.

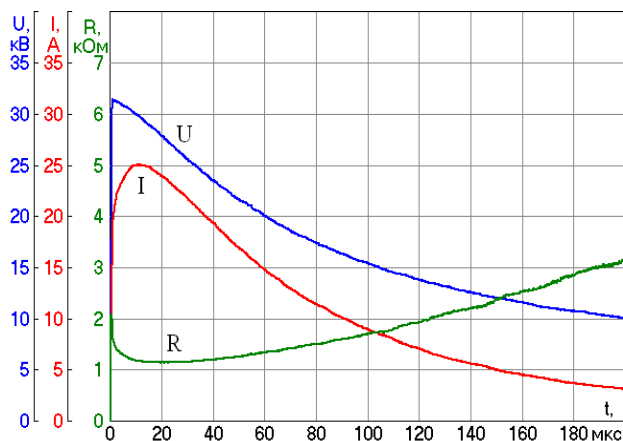


Рис. 5. Кривые напряжения, тока и динамического сопротивления

На рисунке 6 представлены кривые динамического сопротивления  $R(t)$ . Кривая 1 построена по экспериментальным данным, кривая 2 — по результатам расчета. Приведены наилучшие результаты моделирования, полученные в ходе подбора коэффициентов.

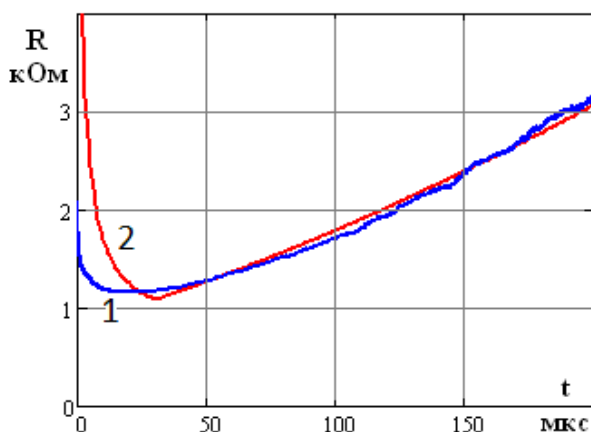


Рис. 6. Кривые динамического сопротивления  
сосредоточенного электрода:

1 – экспериментальные данные, 2 – результаты моделирования

Как видно из рисунка, модель показывает хорошую корреляцию с экспериментальными данными. Особенно хорошо совпадают значения импульсного сопротивления  $R = \frac{U_{\max}}{I_{\max}}$ , расхождение расчетных данных с результатами моделирования менее 5 %.

Расхождение результатов на начальных участках кривых объясняется тем, что в модели не учитываются емкостные процессы на фронте импульса, за счет чего расчетное сопротивление модели в первые микросекунды завышено.



## **Заключение**

Предложенная модель развития искрообразования в грунте при импульсном воздействии на подземный проводник, размещенный в увлажненном грунте, больше отвечает реальным искровым процессам в грунте вокруг подземного проводника по сравнению с ранее разработанными моделями.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-38-00443).

## **Литература**

1. Ивонин, В. В. Оптические исследования искровых каналов в грунте при растекании импульсного тока / В. В. Ивонин, А. Н. Данилин, Б. В. Ефимов, В. В. Колобов, В. Н. Селиванов, Л. М. Василяк, С. П. Ветчинин, В. Я. Печеркин, Э. Е. Сон // Прикладная физика, 2015, № 4. С. 50–54.
2. Liew, A. C. and Darveniza M. 'Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths' // Proc. IEE 1974, February. N 121(2). P. 123–35.
3. Wang, J. Extension of dynamic model of impulse behaviour of concentrated grounds at high currents / J. Wang, A. C. Liew, M. Darveniza // IEEE Trans. Power Deliv. 2005. N 20. P. 2160–65.
4. Sekioka, S. Current-dependent grounding resistance model based on energy balance of soil ionization / S. Sekioka, M. Lorentzou, M. P. Philippakou and J. M. Prousalidis // IEEE Trans. Power Deliv. 2006. N 21. P. 194–201.
5. Cooray, V. Physical model of surge-current characteristics buried vertical rods in the presence of soil ionization / V. Cooray, M. Zitnik, M. Manyahi, R. Montano, M. Rahman and Y. J. Liu // Electrostat. 2004. N 60. P. 193–202.
6. Pecherkin, V. Ya. Optical investigations of pulsed sparks in soil near electrode / V. Ya. Pecherkin, L. M. Vasilyak, S. P. Vetchinin, V. A. Panov, E. E. Son, A. N. Danilin, V. V. Ivonin, V. V. Kolobov, D. V. Kuklin, V. N. Selivanov // Journal of Physics: Conference Series. 2015. N 653. P. 012151.
7. Vasilyak, L. M., Pecherkin V. Ya., Vetchinin S. P., et al. // J. Phys. D: Appl. Phys. 2015. V. 48. P. 285201.

## **Сведения об авторах**

### **Данилин Аркадий Николаевич,**

заведующий лабораторией высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А  
Эл.почта: danilin@ien.kolasc.net.ru

### **Ивонин Виктор Владимирович,**

аспирант Кольского научного центра РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А  
Эл.почта: ivoninviktor@mail.ru

УДК 621.311

**Д. В. Куклин**

**ОЦЕНКА ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАССЧИТАННОГО ВОЛНОВОГО ПРОЦЕССА ПРИ УДАРЕ МОЛНИИ В ОПОРУ, ДОСТАТОЧНОГО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ПЕРЕКРЫТИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

**Аннотация**

При использовании методов, учитывающих волновые процессы, требуется длительное время расчета. Поэтому необходимо определить, какого минимального времени рассчитанного волнового процесса достаточно для приемлемой точности расчета вероятности перекрытия изоляции. В работе показано, что это время составляет около 40 мкс.

**Ключевые слова:**

метод конечных разностей во временной области, заземлитель, опора линии электропередачи, вероятность обратного перекрытия.

**D. V. Kuklin**

**ESTIMATION OF TIME DURATION OF TRANSIENT PROCESS SUFFICIENT FOR DETERMINATION OF BACK FLASHOVER PROBABILITY**

**Abstract**

For the calculations of back flashover probability values, it is important to determine sufficient time duration of the transient process. It is shown in the work that the time duration is about 40 us.

**Keywords:**

finite-difference time-domain method, grounding, transmission line tower, back flashover probability.

**Расчетные методы определения эффективности конструкций заземлителей.** Значение вероятности перекрытия изоляции является важным для расчета удельного числа отключений линий электропередачи. Это значение также может служить основой для выбора оптимальной конструкции заземления [1].

Так, сравнивая конструкции заземлителей только на основе напряжений на них при заданном токе, трудно заключить, какая конструкция более предпочтительна: для заземлителей разной конструкции, но при одинаковом затраченном количестве металла приходится сравнивать заземлители с большим импульсным сопротивлением, но меньшим стационарным сопротивлением и заземлители с противоположными характеристиками.

Вероятно, выбор оптимальной длины лучей заземлителя также возможен на основе т.н. эффективной длины [2] заземлителя. Однако такой подход затруднительно применять для заземлителей более сложной формы (и для заземлителей в неоднородных грунтах).

Более оптимальными являются расчеты с учетом затрат на монтаж заземлителей [3], однако учет волновых процессов при таких расчетах требует продолжительных расчетов.

Чтобы избежать данных (и прочих [1]) трудностей, существует возможность выбирать заземлитель на основе значения вероятности перекрытия изоляции. Однако на рассчитанное значение вероятности перекрытия изоляции влияет множество факторов: учет перекрытий на спаде тока [4], вероятностные данные о токах молнии, выбор функции формы тока молнии, учет частотной зависимости параметров грунта.

Помимо этого, необходимо выяснить, какого времени волнового процесса достаточно для определения вероятности перекрытия изоляции. Это можно осуществить путем сравнения кривых опасных параметров и значений вероятности для различных значений рассчитанного времени волнового процесса.

**Оценка времени процесса, достаточного для расчета вероятности перекрытия изоляции опор линий электропередачи.** Вначале необходимо выполнить расчеты для ступенчатой формы тока. Расчеты проведены с опорами ПС110–10 и ПЗ30–2. Значения удельного сопротивления грунта — 300 Ом·м и 5000 Ом·м. Заземлитель состоит из четырех лучей диаметром 12 мм и длиной по 50 м. Фундаменты учитывались для грунта с удельным сопротивлением 300 Ом·м.

Расчеты проведены методом конечных разностей во временной области (FDTD) [5]. Шаг расчетной сетки — 0.25 м. Поглощающие граничные условия — CPML. Проводники моделировались при помощи ступенчатой аппроксимации и метода [6].

После этого, применяя интеграл Дюамеля, можно рассчитать напряжение на изоляции для произвольного тока. Затем осуществляется расчет кривой опасных параметров, которая показывает сочетания амплитуд и крутизны тока, приводящих к перекрытию изоляции. Для определения перекрытия изоляции использовался метод, изложенный в работе [7]. Для опоры ПС110-10 изоляционный промежуток принят равным 1.14 м, для опоры ПЗ30-2 равным 2.6 м.

На рисунках 1–3 показаны кривые опасных параметров для различных времен расчета. Из рисунков видно, что при увеличении времени расчета, кривая опасных параметров стремится к определенной форме, причем это происходит тем быстрее, чем форма тока более крутая. Это объясняется тем, что перекрытия изоляции происходят в более ранние моменты времени при большой крутизне тока.

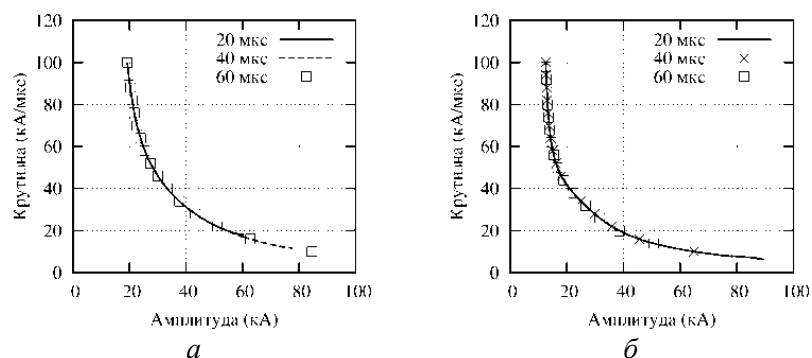


Рис. 1. Опора ПС110-10 с сопротивлением 300 Ом·м:  
*а* – первый компонент, *б* – последующий компонент

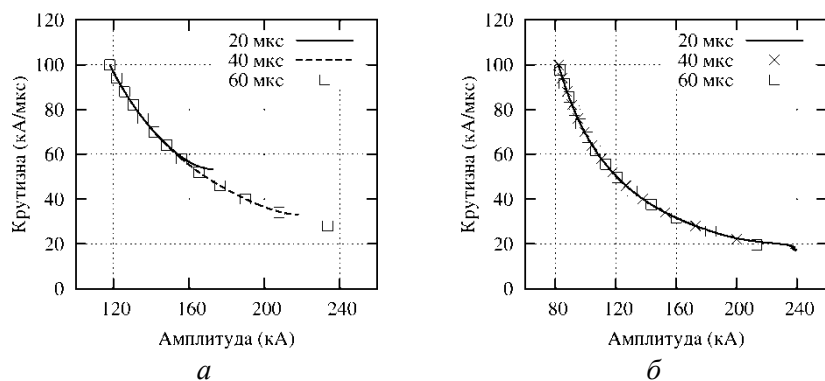


Рис. 2. Опора ПЗ30-2 с сопротивлением 300 Ом·м:  
*a* – первый компонент, *б* – последующий компонент

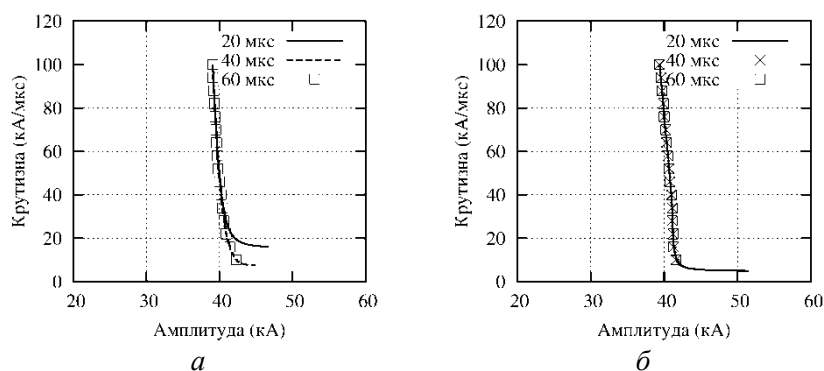


Рис. 3. Опора ПЗ30-2 с сопротивлением 5000 Ом·м:  
*a* – первый компонент, *б* – последующий компонент

В расчетах была использована максимальная крутизна тока  $S_m$ . Для первого компонента разряда молнии время полуспада принято равным 77.5 мкс; для последующих компонентов — 30.2 мкс. Параметры токов молнии, использованные в расчетах [8], даны в таблице 1.

Таблица 1

Вероятностные параметры токов молнии

Параметры	Первый компонент		Последующий компонент	
	медиана	средне-квадратическое отклонение	медиана	средне-квадратическое отклонение
$I_1$ (Initial peak of current)	27.7	0.461	11.8	0.530
$S_{10/90}$	24.3	0.599	39.9	0.852

Вероятность перекрытия изоляции рассчитывается путем численного интегрирования функции двумерной плотности вероятности сочетания амплитуд и крутизны по области справа от кривой опасных параметров [9]. Рассчитанные значения вероятностей даны в таблице 2.

Таблица 2

Значения вероятностей перекрытия изоляции

Опора	Удельное сопротивление, Ом·м	Компонент	20 мкс	40 мкс	60 мкс
ПС110-10	300	Первый	0.186	0.193	0.194
		Последующий	0.195	0.195	0.195
ПЗ30-2	300	Первый	$2.503 \cdot 10^{-5}$	$2.961 \cdot 10^{-5}$	$3.001 \cdot 10^{-5}$
		Последующий	$2.760 \cdot 10^{-5}$	$2.760 \cdot 10^{-5}$	$2.760 \cdot 10^{-5}$
	5000	Первый	0.148	0.195	0.199
		Последующий	0.010	0.010	0.010

### Выводы

По всей видимости, для большей части расчетов достаточно 40 мкс рассчитанного времени волнового процесса. В некоторых случаях может быть достаточно 20 мкс. Однако не исключено также, что могут быть случаи, требующие более продолжительного времени.

### Литература

1. Kuklin, D. Choosing configurations of transmission line tower grounding by back flashover probability value / D. Kuklin // *Front. Energy*. 2016. Vol. 10, № 2. P. 213–226.
2. Alipio, R. Frequency Dependence of Soil Parameters: Effect on the Lightning Response of Grounding Electrodes / R. Alipio, S. Visacro // *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*. 2013. Vol. 55, № 1. P. 132–139.
3. Khodr, H. M. Optimal Design of Grounding System in Transmission Line / H. M. Khodr, A. Machado e Moura, V. Miranda // *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, 2007. P. 1–9.
4. Куклин, Д.В. Расчет кривых опасных параметров при высоких сопротивлениях заземлений опор линий электропередачи / Д.В. Куклин, Б.В. Ефимов // *Электричество*. 2016. № 6. С. 16–21.
5. Taflove, A. Computational electrodynamics: the finite-difference time-domain method / A. Taflove, S. C. Hagness // Boston: Artech House, 2005.
6. Railton, C. J. The treatment of geometrically small structures in FDTD by the modification of assigned material parameters / C. J. Railton et al. // *IEEE Transactions on Antennas and Propagation*. 2005. Vol. 53, № 12. P. 4129–4136.
7. Pignini, A. Performance of large air gaps under lightning overvoltages: experimental study and analysis of accuracy predetermination methods / A. Pignini et al. // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1989. Vol. 4, № 2. P. 1379–1392.
8. Rakov, V. A. Lightning parameters for engineering applications / V. A. Rakov et al. // *CIGRE Technical Brochure*. 2013. № 549.

9. Корсунцев, А. В. Кривые опасных параметров и расчет вероятности перекрытия изоляции воздушных линий при ударах молнии / А. В. Корсунцев, К. И. Покровская // Известия НИИПТ. 1963. № 10. С. 3–17.

*Сведения об авторах:*

**Куклин Дмитрий Владимирович,**

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

эл. почта: kuklindima@gmail.com

УДК 621.311

**Ю. Э. Адамьян, Ю. Н. Бочаров, С. И. Кривошеев, И. С. Колодкин,  
Н. В. Коровкин, П. И. Кулигин, А. Е. Монастырский, В. В. Титков**

**ЗАВИСИМОСТЬ УРОВНЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ОПН  
РАЗНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ПАРАМЕТРОВ  
ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ. ЭКСПЕРИМЕНТ И МОДЕЛИРОВАНИЕ**

**Аннотация**

Экспериментально показано, что при подключении ограничителя перенапряжений к системе заземления уровень ограничения перенапряжения зависит от индуктивной части импеданса заземления. Экспериментальное исследование влияния RL параметров эквивалентной схемы на параметры волны напряжения выявило наличие высокочастотной компоненты напряжения с характерным периодом 1-3 мкс. В зависимости от индуктивности заземляющего устройства уровень ограничения перенапряжения повышается на 20–40% по сравнению с идеальным. Этот факт может существенно повлиять на уменьшение ресурса защищаемого оборудования.

**Ключевые слова:**

*ограничитель перенапряжений, заземляющее устройство, перенапряжение, переходная характеристика.*

**Yu. E. Adamyan, Yu. N. Bocharov, S. I. Krivosheev, I. S. Kolodkin,  
N. V. Korovkin, P. I. Kuligin, A. E. Monastyrski, V. V. Titkov**

**DEPENDENCE OF OVERVOLTAGE LEVEL ON PARAMETERS  
OF A GROUNDING DEVICE FOR SURGE ARRESTERS  
OF DIFFERENT VOLTAGE CLASSES. EXPERIMENT AND SIMULATION**

**Abstract**

It is demonstrated experimentally that at overvoltage arrester connection to grounding system overvoltage limitation level depends on inductive part of the grounding impedance. Experimental study of RL equivalent circuit parameters effect on voltage pulse shape has shown presence of high frequency voltage component with characteristic period 1–3  $\mu$ s. Depending on the grounding inductance the overvoltage limitation level rises up to 20–40% comparing with ideal grounding. Also the relative overvoltage level is higher for higher overvoltage arrester voltage class. It can substantially reduce the protected equipment life time.

**Keywords:**

*overvoltage arrester, grounding system, overvoltage, transient characteristic.*

Практика выбора защитных аппаратов, в частности ограничителей перенапряжений, основывается на подходящем выборе защитного уровня — остающемся напряжении на ОПН при стандартном воздействии перенапряжения. При этом расчетные значения напряжений, воздействующих на изоляцию оборудования при грозовых перенапряжениях, оцениваются формулой  $U_{\text{возд.гроз}} = k_{\text{гроз}} U_{\text{ост.гроз}}$ , где  $U_{\text{возд.гроз}}$  — остающееся напряжение на разряднике (ОПН) при токе координации [1]. При надлежащем ограничении крутизны набегающей волны и рациональном расположении разрядников на подстанциях для силовых трансформаторов принимается  $k_{\text{гроз}} = 1.2$ , для остального оборудования  $k_{\text{гроз}} = 1.3-1.4$ . В настоящее время при проектировании схем защиты от перенапряжений широко применяются методы прямого моделирования переходных процессов в цепях подстанций и линий электропередач, позволяющие найти условия выполнения описанных выше требований. При этом адекватность результатов такого анализа, очевидно, определяется необходимой точностью задания параметров расчетных схем замещения. Это обстоятельство справедливо, в частности, в отношении параметров заземляющих устройств (ЗУ). Несмотря на то, что ранее обращалось внимание на качество и способ подключения ОПН к контуру заземления, непосредственно влияющие на уровень перенапряжений на защищаемом оборудовании [2], количественные характеристики такого влияния изучены слабо. В частности, руководство по проектированию ЗУ [2] предписывает выполнение заземления с организацией растекания тока по нескольким направлениям, что позволяет снизить индуктивность подключения ОПН к земле и обеспечить более глубокое ограничение перенапряжений.

**Постановка задачи и пути решения проблемы.** В рамках данной работы выполнено экспериментальное лабораторное исследование влияния предвключенной к ОПН индуктивности на максимальное остающееся напряжение при воздействии стандартного грозового импульса.

При разработке защитных мероприятий для защиты линий электропередач и высоковольтного оборудования подстанций одним из основных параметров, требующих учета, является сопротивление растеканию тока ЗУ. В руководящих документах величина активного сопротивления ЗУ, определяемая стационарными измерениями, используется для расчета грозоупорности и выбора защитных мероприятий путем введения коэффициента импульсности. Использование этого коэффициента позволяет производить выбор защитного оборудования для импульсных режимов, в частности для защиты от грозового воздействия. Однако в ряде работ [3–6] по результатам анализа экспериментальных и расчетных данных показано, что при импульсном воздействии необходимо учитывать реальную импульсную/переходную характеристику сопротивления ЗУ. Измерения сопротивления ЗУ по методике, изложенной в работе [3], позволяют получить переходную характеристику и синтезировать схему замещения [4].

Анализ реакции типового ЗУ на импульсное воздействие разной длительности приведен в работе [7]. Наиболее сильно влияние реактивных компонент сопротивления ЗУ проявляется при воздействии импульсов с коротким фронтом, в том числе и для стандартного грозового импульса. При

этом нельзя исключать влияния переходного процесса, обусловленного параметрами ЗУ, и на эффективность работы защитных устройств (ОПН), в частности, на мгновенные значения остающегося напряжения. В рамках данной работы было проведено экспериментальное исследование и разработка расчетной модели для определения влияния реактивных составляющих импеданса ЗУ на режимы работы ОПН двух классов напряжения (10 и 35 кВ) с использованием простой схемы замещения ЗУ.

**Методика проведения эксперимента.** Выбор оборудования, средств и метода исследований произведен с учетом указаний соответствующих документов [8, 9]. Экспериментальные исследования проводились на кафедре Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника в СПбПУ с использованием генератора импульсных напряжений ГИН-600 (рис. 1), формирующего стандартный грозовой импульс 1.2/50. В качестве объекта исследования выступала цепь (рис. 1, поз. 1), состоящая из ОПН фирмы ООО «Позитрон» - нелинейного сопротивления  $Z_{arr}$  и схемы замещения контура сопротивления ЗУ (рис. 2, поз. 2) в виде последовательно включенных изменяемых индуктивности  $L_{gs} \rightarrow 0-10 \mu H$  и сопротивления  $R_{gs} \rightarrow 0-48 \Omega$ .

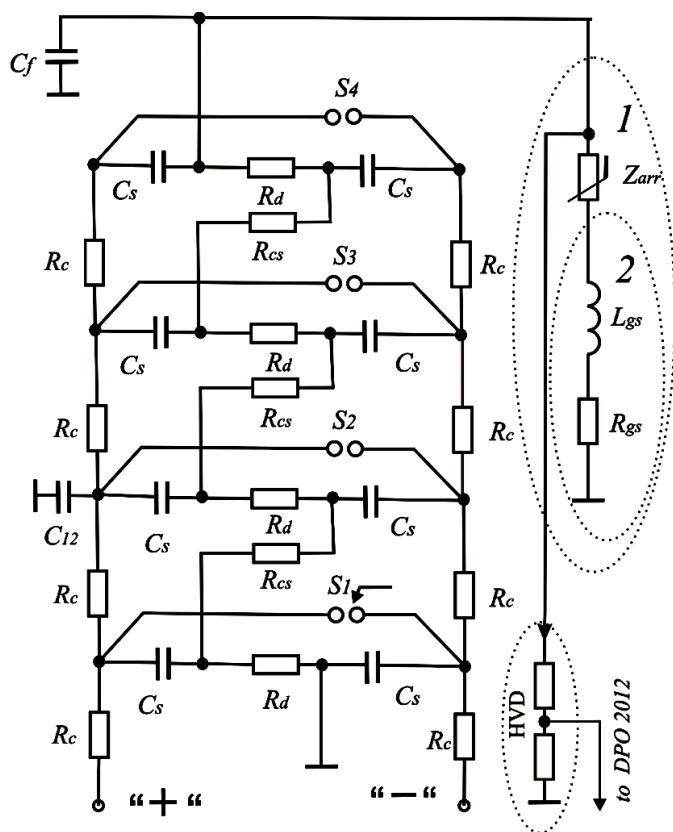


Рис.1. Разрядный контур ГИН-600:

- 1 - исследуемый объект, 2 - эквивалентная модель сопротивления ЗУ,
- HVD—высоковольтный импульсный делитель
- (собственные индуктивности ГИН не показаны)



Измерения проводились с использованием омического делителя с регистрацией на осциллографе Tektronix DPO2012. Калибровка тракта производилась по рекомендациям [9]. Типичные осциллограммы работы ГИН в различных режимах приведены на рис. 2.

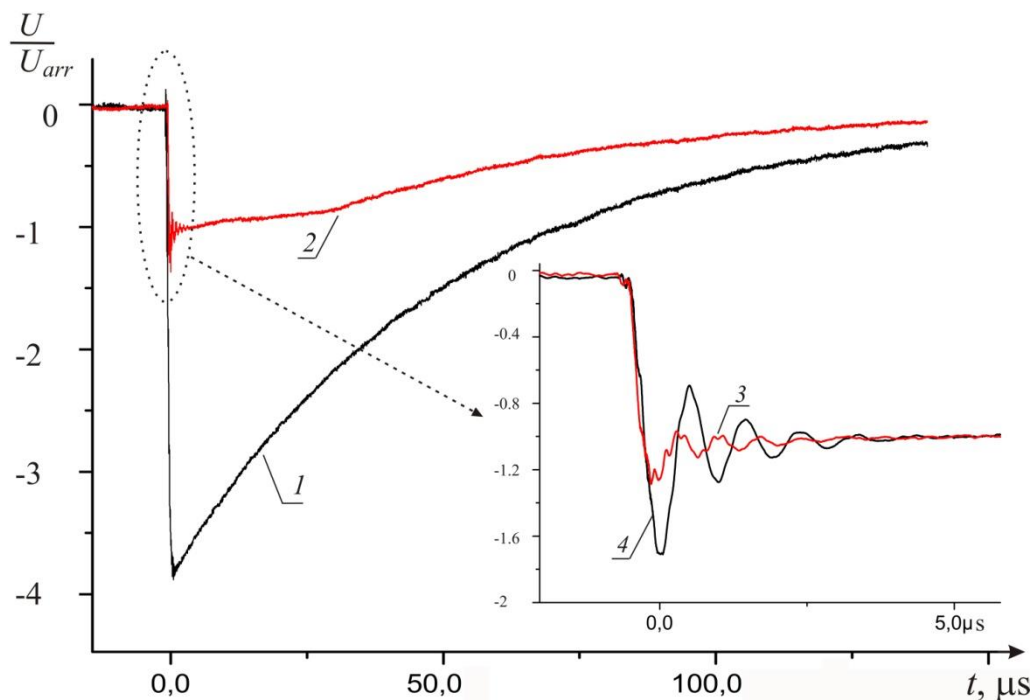


Рис. 2. Осциллограммы импульса напряжения:  
 1 – холостой ход ГИН; 2 – напряжение на ОПН; 3 - напряжение на ОПН при  $L_{gs} \rightarrow 0$ ;  $R_{gs} = 0$ ; 4 - напряжение на ОПН при  $L_{gs} = 10 \mu H$ ;  $R_{gs} = 0$ .

Уровень ограничения напряжения после включения ОПН во временном интервале, соответствующем спаду воздействующего импульса, полностью совпадал с паспортным значением и не превышал  $U_{arr}$ . Однако, как видно из рисунка 2 (кривые 3 и 4), при наличии в эквивалентной схеме растекания тока в ЗУ индуктивной компоненты, на фронтальной части импульса формируются высокочастотные колебания. Амплитуда этих колебаний существенно превышает паспортный уровень ограничения напряжения исследуемых ОПН, а их период определяется параметрами схемы замещения ЗУ и ударной емкостью генератора импульсных напряжений. Основные параметры ОПН, использованных в эксперименте, приведены в таблице 1.

**Анализ результатов.** Результаты экспериментального исследования и численного моделирования получены при измерениях напряжения в точке  $M_{arr}$  (см. рис. 1). Переходной процесс разряда ГИН на ОПН моделировался в программе OrCAD с учетом параметров разрядников генератора [10] и реальных вольтамперных характеристик ОПН [7, 11].

Таблица 1

## Паспортные данные испытанных ОПН

№ п/п	Параметр	ОПН-П-10	ОПН-П-35
1	Класс напряжения, кВ	10	35
2	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ <sub>действ</sub>	13.5	42
3	$U_{arr}$ — номинальное напряжение ОПН, кВ <sub>действ</sub>	17.0	52.5
4	Номинальный разрядный ток (амплитуда импульса тока 8/20 мкс), А	10000	10000
5	Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой, не более:		
	3000 А, кВ	35.4	109.2
	5000 А, кВ	37.4	115.5
	10000 А, кВ	41.1	126.9
6	Остающееся напряжение при импульсном токе 1/10 мкс с амплитудой 10000 А, кВ, не более	43.6	134.6
	20000 А, кВ	46.4	143.4
7	Удельная рассеиваемая энергия ограничителем одного импульса на 1 кВ по п. 2, кДж/кВ, не менее	2.5	2.5

Индуктивность  $L_{gs}$  изменялась от 0 до 10  $\mu\text{H}$  с шагом 5  $\mu\text{H}$ , сопротивление  $R_{gs}$  выполнено из сопротивлений типа ТВО-60, имеющих пренебрежимо малую собственную индуктивность. Значения сопротивления варьировались в диапазоне 0–48  $\Omega$ , характерном для сопротивления растекания тока ЗУ в элементах подстанций и линий электропередач.

Сопоставление экспериментальных и расчетных данных показывает, что при малых сопротивлениях схемы замещения ЗУ (рис. 1, выделение 2) имеет место соответствие как в характере реакции системы, так и в абсолютных значениях основных параметров импульса, а именно: совпадают амплитудные и временные параметры высокочастотной составляющей отклика.

На рисунке 3 приведены расчетные и экспериментальные данные, иллюстрирующие изменение уровня перенапряжений в точке  $M_{arr}$  при изменении параметров схемы. Следует отметить, что при малых значениях активной компоненты импеданса схемы замещения ЗУ наличие индуктивной составляющей приводит к существенному увеличению уровня перенапряжений, особенно в сетях низкого класса напряжения.

В случае малых активных сопротивлений уровень напряжений может превышать напряжение ограничения ОПН-П-10 на 30-40%, а ОПН-П-35 в 1.7–2 раза.

Ограничители перенапряжения устанавливаются в различных местах энергосистем для защиты различного энергооборудования. В практике установки ОПН не исключены случаи, когда защитное устройство подключено

к линии с помощью высоковольтного спуска, длина которого может достигать 10 м и более. В этом случае напряжение в точке  $M_{line}$  (см. рис. 1) с учетом индуктивности подключения выхода генератора  $L_{con}$  к ОПН может превышать уровень номинального напряжения ОПН более чем в 2 раза.

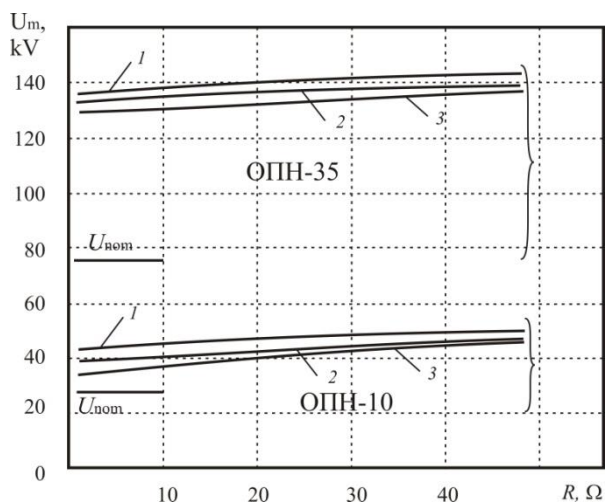


Рис. 3. Относительный уровень перенапряжений на фронте импульса в зависимости от активной и индуктивной компоненты импеданса ЗУ:  
 1 –  $L_{gs} = 0$ ; 2 –  $L_{gs} = 5 \mu H$ ; 3 –  $L_{gs} = 10 \mu H$

Исследование проведено с использованием конкретных элементов и простейшей схемы замещения ЗУ с сосредоточенными параметрами. Специально следует отметить, что с увеличением класса напряжения уровень высокочастотных перенапряжений существенно возрастает. Так как при проведении исследования рассмотрено одно из типовых схемных решений подключения ОПН, то результаты исследований могут быть распространены на элементы оборудования различных классов напряжения. Для повышения точности расчетов переходных процессов в высоковольтных энергосетях с защитным оборудованием, имеющим нелинейные характеристики (ОПН), необходимо наличие экспериментально полученных вольт-амперных характеристик в широком диапазоне определяющих параметров с малой дискретизацией.

**Влияние высокочастотных составляющих на надежность и ресурс основного оборудования.** Осциллограммы, полученные в ходе экспериментов, показывают наличие относительно высокочастотной компоненты перенапряжений, кратность которой может на 20–40% превосходить величину, соответствующую «идеальному» заземлению. Несмотря на то, что длительность существования этих пиков перенапряжений существенно ниже характерного времени процесса, они могут представлять существенную опасность для изоляции защищаемого оборудования. Это обусловлено тем, что электрическая прочность твердой и жидкой изоляции слабо зависит от времени приложения напряжения в интервале воздействий более 0.1 мкс [12–14].

Такая форма воздействующего напряжения наиболее опасна для оборудования с полимерной изоляцией. Примером такого оборудования могут быть полиэтиленовые кабели, высоковольтные вводы с RIP-изоляцией, опорные и подвесные полимерные изоляторы и др. Такие воздействия провоцируют образование в полимерной изоляции первичных каналов электрических триингов [15], которые впоследствии при воздействии рабочего напряжения промышленной частоты достаточно быстро развиваются за счет частичных разрядов и приводят к пробое всей изоляции. Время развития триингов несоизмеримо меньше, чем время до их зарождения, поэтому ресурс изоляции определяется временем до зарождения [16]. На рисунке 4 приведены функции распределения времени до зарождения триингов от амплитуды электрического поля в изоляции кабеля с полиэтиленовой изоляцией.

Как видно из рисунка 4, увеличение напряженности электрического поля на 40 % приводит к снижению требуемого количества импульсов до зарождения триинга на два с половиной порядка.

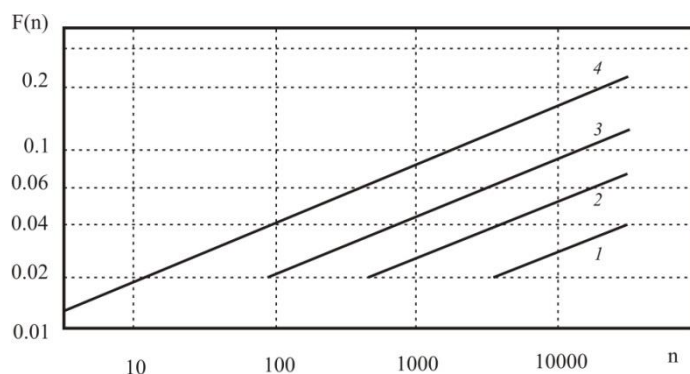


Рис. 4. Функции распределения количества импульсов  $n$  до зарождения триингов в полиэтиленовой изоляции кабелей при напряженности электрического поля, кВ/мм:  
1 – 33; 2 – 36; 3 – 42; 4 – 48

Для высоковольтных вводов с RIP-изоляцией, у которых в силу конструктивных и технологических причин максимальная напряженность поля на выступе алюминиевой обкладки при воздействии расчетной кратности перенапряжения достигает значения 50 кВ/мм, увеличение этой величины за счет высокочастотной составляющей на 40 % приводит к величине напряженности 70 кВ/мм, что вплотную приближается к импульсной прочности эпоксидной изоляции. А это обуславливает достаточно высокую вероятность либо пробоя слоя изоляции остова ввода при импульсном воздействии, либо к зарождению триингов на краю алюминиевой обкладки. И в том и в другом случае это приведет к быстрому пробое всей изоляции ввода.

Не менее опасны такие воздействия и для маслonaполненного оборудования. Под воздействием импульса напряжения с высокой крутизной происходит пробой масляного промежутка, который оставляет необратимый след на твердой изоляции, что приводит к последующему развитию скользящих или ползущих разрядов под действием рабочих напряжений.

Наличие высокочастотной составляющей в импульсе напряжения, амплитуда которой существенно превышает ожидаемый уровень ограничения напряжения при использовании ОПН, обуславливает необходимость учета этого фактора не только при выборе защитных мероприятий и решений, но и при контроле оборудования в процессе эксплуатации. Следует отметить, что контроль характеристик ЗУ стационарными измерениями не позволяет обнаруживать наличие индуктивного сопротивления в цепях ЗУ, которое может появляться в процессе эксплуатации в связи, например, с земляными работами, коррозией в заземляющем контуре и другими причинами. Поэтому для оценки импеданса ЗУ целесообразно выполнение измерения с помощью генераторов импульсных воздействий, позволяющих получить переходные характеристики соответствующего участка цепи (ЗУ) или синтезировать его схему замещения.

Кроме этого, необходимо иметь реальные параметры ЗУ в виде переходных/импульсных характеристик или синтезированных по ним схем замещения, позволяющие описать реакцию заземлителя на импульсное воздействие.

### **Выводы**

Экспериментально и расчетным путем показано наличие существенного влияния реальных параметров импеданса цепи заземления на остающееся напряжение на оборудовании, защищаемом от перенапряжений с помощью ОПН.

Влияние импеданса цепи заземления выражается в существенном увеличении остающегося напряжения по сравнению с паспортными данными защитного аппарата в результате переходного процесса с участием цепи заземления.

Увеличение остающегося напряжения сопровождается воздействиями напряжения с высокой крутизной нарастания, что является опасным фактором для некоторых широко применяемых типов внутренней изоляции высоковольтного оборудования.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы», грант № 14.584.21.0019.

### **Литература**

1. Кучинский, Г. С. Изоляция установок высокого напряжения / Г. С. Кучинский, В. Е. Кизеветтер, Ю. С. Пинталь. М.: Энергоатомиздат. 1987.
2. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.
3. Novikova, A. N. Analysis of measuring results of ground resistance of OHL towers equipped with earth wire when updating grounding systems / A. N. Novikova, A. N. Lubkov, O. V. Shmarago, L. I. Galkova, V. R. Beltzer, O. A. Prohorenaya, S. I. Krivosheev, A. P. Nenashev, A. A. Parfentiev // Electric power plants. 2007. N 9.
4. Boronin, V. N. Mathematical modelling of grounding systems under pulse currents impact / V. N. Boronin, N. V. Korovkin, S. I. Krivosheev, S. L. Shishiguin, T. G. Minevich, K. I. Natreba // Proceeding of the Russian Academy of Sciences. Energetika. 2013. N 6. P. 80-89.
5. Korovkin, N. V. Computational methods in grounding theory / N. V. Korovkin, S. L. Shishiguin // Scientific and technical reports of SPbSPU. 2013. No. 166. P. 74-79.

6. Grcev, L. Comparison between simulation and measurement of frequency dependent and transient characteristics of power transmission line grounding / L. Grcev, V. Arnautovski // Proc. of 24-th International Conference on Lightning protection (ICLP'98), Birmingham, U.K., 14-18 Sept. 1998, Vol. 1. P. 524-529.
7. Адамьян, Ю. Э. Influence of overvoltage arrester connection circuit parameters on its operation efficiency / Ю. Э. Адамьян, С. И. Кривошеев, И. С. Колодкин, П. И. Кулигин, В. В. Титков // Pros. "NDT-2015", Sozopol, Bulgaria. P. 384-386.
8. ГОСТ 1516.2-97. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции / Electrical equipment and installations for AC voltages 3 kV and higher. General methods of dielectric tests. URL: [www.gosthelp.ru/text/GOST1516297Elektrooborudo.html](http://www.gosthelp.ru/text/GOST1516297Elektrooborudo.html)
9. ГОСТ Р52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ / Surge arresters for a.c. electrical installations for voltage from 3 kV to 750 kV. General specifications. URL: [www.gosthelp.ru/text/GOSTR527252007Ogranichite.html](http://www.gosthelp.ru/text/GOSTR527252007Ogranichite.html)
10. Адамьян, Ю. Э. Моделирование газоразрядного промежутка как элемента электрической цепи с помощью схем замещения полупроводниковых элементов / Ю. Э. Адамьян. ЭЛЕКТРО. 2014. № 2. С.7-13.
11. Адамьян, Ю. Э. Влияние характеристик заземляющего устройства на эффективность работы нелинейных ограничителей напряжений: Сб. докл. VI Междунар. научно-технической конференции «Полимерные и керамические изоляторы и изоляционные конструкции высокого напряжения. Воздействие перенапряжений на твердую изоляцию ВЛ и подстанций» / Ю. Э. Адамьян, С. И. Кривошеев, И. С. Колодкин, П. И. Кулигин, А. Е. Монастырский, В. В. Титков. СПб., 2016. С. 137–143.
12. Воробьев, А. А. Электрический пробой и разрушение твердых диэлектриков / А. А. Воробьев, Г. А. Воробьев. М.: Высшая школа, 1966. 224 с.
13. Месяц, Г. А. О природе "эффекта Воробьевых" в физике импульсного пробоя твердых диэлектриков / Г. А. Месяц // Письма в ЖТФ, 2005. Т. 31. Вып. 24. С. 51–59.
14. Усов, А. Ф. Полувековой юбилей электроимпульсного способа разрушения материалов / А. Ф. Усов // Вестник Кольского научного центра РАН, 2012. № 4. С. 166-192.
15. Мендельсон, А. Мировой опыт применения изоляции из триингстойкого сшитого полиэтилена для кабелей среднего напряжения с длительным сроком эксплуатации / А. Мендельсон, М. Аартс // Кабели и провода. 2005. № 5 (294). С. 23–29.
16. Лапшин, В. А., Лысаковский Г. Г. Статистические характеристики времени до зарождения дендритов в полиэтиленовой изоляции / В. А. Лапшин, Г. Г. Лысаковский // Известия вузов. Энергетика. 1977. № 12.

***Сведения об авторах:***

**Адамьян Юрий Эдуардович,**

доцент кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, к.т.н.

**Бочаров Юрий Николаевич,**

профессор кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, д.т.н.

**Кривошеев Сергей Иванович,**

профессор кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, д.т.н. Россия, 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, дом 29, эл.почта: ksi.mgd@gmail.com

**Колодкин Иван Сергеевич,**

аспирант кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

**Коровкин Николай Владимирович**

профессор, зав. кафедрой "Теоретические основы электротехники" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, д.т.н.

**Кулигин Павел Александрович,**

студент кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

**Монастырский Александр Евгеньевич,**

заведующий НИС кафедры "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, к.т.н.

**Титков Василий Васильевич,**

профессор, заведующий кафедрой "Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, д.т.н.

УДК 621.311

**В. В. Колобов, М. Б. Баранник, В. Н. Селиванов**

**НОВЫЙ ПРИБОР ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОПОР ВЛ ИМПУЛЬСНЫМ МЕТОДОМ**

**Аннотация**

Представлен сравнительный обзор существующих в настоящее время готовых и разрабатываемых приборов и комплексов для измерения сопротивления заземляющих устройств опор воздушных линий электропередачи импульсным методом. Описан новый портативный измеритель сопротивления заземляющих устройств. Прибор позволяет проводить измерения сопротивления заземляющих устройств опор воздушных линий без отключения грозозащитного троса, в том числе заземляющих устройств, расположенных в грунтах с высоким удельным сопротивлением.

**Ключевые слова:**

импульсный метод измерения сопротивления заземляющих устройств, опоры воздушной линии электропередачи, грозозащитный трос, генератор импульсов тока, индуктивный накопитель энергии, измерительный прибор, районы с высоким удельным сопротивлением грунта.

V. V. Kolobov, M. B. Barannik, V. N. Selivanov

## A NEW DEVICE FOR MEASURING TOWER GROUNDING RESISTANCE USING THE IMPULSE METHOD

### Abstract

A comparative overview of existing and experimental instruments to measure overhead transmission lines tower grounding impedance by impulse method are presented. A new portable grounding impedance meter is described. The instrument allows measurements of tower grounding impedance without disconnecting the overhead ground wire. This meter also enables measurements in region with high soils resistivity.

### Keywords:

impulse method of grounding resistance measuring, transmission towers, overhead ground wire, current pulse generator, inductive energy storage, measuring instrument, areas of high soil resistivity.

Значение сопротивлений заземляющих устройств (ЗУ) подстанций и опор воздушных линий (ВЛ) электропередачи является одним из факторов, определяющих надежность защиты электроустановок и, в конечном итоге, надежность функционирования энергосистемы. Для контроля состояния ЗУ проводят периодическое измерение их сопротивления. Для опор ВЛ предельно допустимые значения сопротивления ЗУ в зависимости от удельного сопротивления окружающих грунтов, перечень опор, подлежащих контролю, а также периодичность измерений устанавливаются действующими нормами. Отдельно можно выделить задачу измерения сопротивлений ЗУ опор ВЛ, на которых грозозащитный трос соединен с опорой, так как в этом случае ЗУ опор связаны через грозотрос в единую систему трос – опоры линии, а при подключении троса к ЗУ оконечных распределительных устройств (РУ), в эту систему входят также и ЗУ РУ. Для измерения сопротивления ЗУ опор, находящихся под грозотросом, используют либо специальные методики [1], либо специализированные приборы [2].

Одним из методов, позволяющих измерять сопротивления ЗУ опор ВЛ без отсоединения грозозащитного троса, является импульсный метод измерения. Импульсные измерители выполняются по схеме, соответствующей методу амперметра–вольтметра, но с использованием вместо источника переменного или постоянного тока генератора коротких импульсов, включенного между ЗУ и токовым электродом. Падение напряжения на ЗУ измеряется относительно удаленного потенциального электрода, при этом может использоваться однолучевая или двухлучевая схема измерений [2]. Пример экспериментальных кривых тока и напряжения на ЗУ приведен на рис. 1.

В настоящий момент существует два нормативных документа, относящихся к молниезащите, разработанные Международной электротехнической комиссией (МЭК), дающие определение измеряемой характеристики ЗУ при импульсном воздействии, как отношения пикового (максимального) значения напряжения на ЗУ к пиковому (максимальному) значению тока через ЗУ, которые в общем случае могут наблюдаться не одновременно (рис. 1):

$$Z_{II} = \frac{U_{\max}}{I_{\max}}. \quad (1)$$



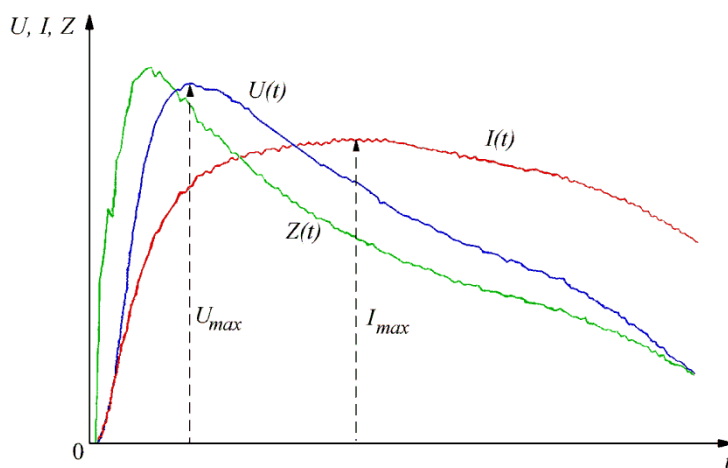


Рис. 1. Экспериментальные кривые тока  $I(t)$ , падения напряжения  $U(t)$  и расчетная кривая мгновенного (переходного) сопротивления  $Z(t)$

В соответствии с определением из МЭК 61024-1-1990 [3] измеренная величина  $Z_{II}$  является импульсным сопротивлением, а в более позднем ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 [4] обозначается как условный импеданс заземления (conventional earthing impedance).

Известные современные приборы и комплексы для измерения сопротивления ЗУ, основанные на импульсном методе, условно можно разделить на две группы. К первой – относятся устройства, которые определяют характеристику заземляющего устройства  $Z_{II}$ , соответствующую приведенным выше определениям. В таких устройствах, как правило, используются стандартные грозовые импульсы, моделирующие по временным параметрам импульс молнии, но имеющие значительно меньшие энергетические характеристики.

Ко второй группе импульсных измерителей можно отнести устройства, которые, используя временные зависимости падения напряжения на ЗУ  $U_{ЗУ}(t)$  и тока через ЗУ  $I_{ЗУ}(t)$ , вычисляют кривую так называемого мгновенного (переходного) сопротивления:

$$Z(t) = \frac{U(t)}{I(t)}, \quad (2)$$

и на основе полученной зависимости  $Z(t)$  (рис. 1), используя различные алгоритмы обработки, позволяют оценить сопротивление (импеданс) ЗУ, а в идеале – получить сопротивление ЗУ, эквивалентное стационарному сопротивлению, измеренному на постоянном или переменном токе.

Подробный обзор приборов для получения импульсных характеристик ЗУ, информация о которых имеется в свободном доступе, проведен авторами ранее в работах [5, 6]. Здесь лишь кратко рассмотрим существующие в настоящее время приборы и комплексы, позволяющие проводить измерения сопротивления ЗУ опор ВЛ без отсоединения грозозащитного троса импульсным методом.

Измеритель импульсных сопротивлений (Earthing Impulse Meter) WG-407 польской компании «ATMOR s.c.», предназначенный для измерения

сопротивления грозозащитных заземлений любых объектов, в том числе опор ВЛ с присоединенным грозозащитным тросом, и измеряющий импульсное сопротивление  $Z$  (equivalent earth resistance) согласно [3] в соответствии с выражением (1) уже рассматривался нами ранее в [5, 6]. В настоящее время компания предлагает обновленный прибор WG-507 [7]. Изменения коснулись внешнего вида (рис. 2), дисплея и элементов питания – теперь прибор питается от 4 последовательно включенных NiMH аккумуляторов типоразмера AA емкостью 1500-2000 мАч, что теоретически увеличило время работы прибора, хотя в описании количество измерений до перезаряда осталось прежним – 1000.

Основные технические характеристики WG-507 не изменились – прибор позволяет измерять импульсное сопротивление в диапазоне до 199 Ом, при этом сопротивление потенциального и токового электродов не должно превышать 1000 Ом. Генератор прибора формирует импульсы напряжения с амплитудой до 1000 В, амплитуда тока в токовом контуре может достигать 1 А. Энергия импульса составляет 0.017 Дж. Импульсы имеют длительность фронта 4 мкс и время до полуспада 10 мкс. Частота следования – до 5 импульсов в секунду.

Результат измерения отображается на ЖК-дисплее. В памяти прибора можно сохранить до 128 результатов измерений. Генераторно-измерительный блок устройства имеет размеры 100x210x40 мм и вес 0.4 кг.



Рис. 2. Комплект измерителя импульсных сопротивлений WG-507

Не так давно польской компанией SONEL S. был представлен измеритель параметров заземляющих устройств MRU-200 (рис. 3), позволяющий проводить измерения сопротивления ЗУ импульсным методом. MRU-200 является многофункциональным измерителем, в котором реализованы несколько существующих методов контроля параметров ЗУ [8]. В том числе прибор позволяет определять характеристики ЗУ импульсным методом по четырехполюсной двухлучевой схеме. Прибор измеряет, так называемый, динамический импеданс  $Z_D$  в соответствии с выражением (1).



Рис. 3. Внешний вид комплекта поставки измерителя параметров заземляющих устройств MRU-200

Для измерения используются импульсы тока грозовой формы со временем нарастания/полуспада 4/10 или 10/350 мкс. Прибор формирует в токовом контуре импульс тока амплитудой около 1 А при напряжении ЗУ до 1500 В. Диапазон измеряемых сопротивлений составляет от 0.1 до 199 Ом. Для проведения измерений необходимо, чтобы сопротивления токового и потенциального электродов не превышало 1 кОм. Таким образом, максимальное сопротивление токового контура, определяемое суммой сопротивлений ЗУ и токового электрода, не должно превышать 1200 Ом. Прибор имеет габариты 288x223x75 мм и массу около 2 кг.

Из отечественных устройств известен измерительный комплекс ИК-1, разработанный ООО «НПФ ЭЛНАП» [9]. Комплекс предназначен для определения импульсного сопротивления контуров заземления отдельно стоящих молниеотводов и опор ВЛ, в том числе опор с присоединенным грозозащитным тросом, по методу МЭИ–ЭЛНАП и рекомендован к применению в «Методических указаниях по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» [10].

В состав комплекса (рис. 4) входят генератор аperiодических импульсов ГАИ-3ПМ и вольтметр импульсный ВИ-6М. Генератор комплекса может питаться как от сети напряжением 220 В, так и от встроенного аккумулятора. Генератор формирует импульсы напряжения нормированной грозовой формы длительностью фронт/полуспад 1.25/50 или 8/20 мкс с частотой следования примерно 3 Гц. Амплитуда импульса напряжения на холостом ходу составляет 1000 В. Пик-вольтметр измеряет амплитуду импульсов напряжения в диапазоне 0–200 В. ГАИ ИК-1 имеет габариты 465x370x120 мм и массу 11 кг.



Рис. 4. Измерительный комплекс ИК-1 для определения импульсного сопротивления контуров заземления:

- 1 – генератор аperiodических импульсов ГАИ-ЗПМ;
- 2 – вольтметр импульсный ВИ-6М

В паспортных данных комплекса не указан диапазон измеряемого сопротивления ЗУ, однако учитывая максимальную амплитуду напряжения генератора импульсов и диапазон измерения тока встроенного пикового амперметра – от 1 А, можно предположить, что для корректного проведения измерений, сопротивление токового контура не должно превышать 1000 Ом. Кроме того, при удельном сопротивлении грунта, окружающего исследуемое ЗУ, превышающем величину 300 Ом·м, рекомендуется использовать другое средство измерения [10].

С недавнего времени ООО «Молния-Белгород» выпускает практически полный аналог ИК-1 – комплекс «ГРОЗА-1» [11].

Измерения сопротивления ЗУ опор ВЛ без отсоединения грозотроса, комплексами ИК-1 и «ГРОЗА-1» проводятся по методике, приведенной в [9].

Известные измерительные приборы и комплексы, относящиеся ко второй группе – определяющие значение сопротивления (импеданса) ЗУ на основе обработки по специальным алгоритмам экспериментально полученных временных зависимостей тока через ЗУ и напряжения на ЗУ, находятся на стадии разработки. Программно-измерительный комплекс ZED-meter, предназначенный для определения параметров ЗУ, в том числе заземлителей опор ВЛ, находящихся под грозотросом, разрабатываемый Институтом

электроэнергетических исследований (EPRI) с 2004 г., также подробно рассмотрен ранее в [5, 6]. Отличием комплекса является то, что генератор импульсов, входящий в состав устройства, формирует не грозовой импульс, а импульс прямоугольной формы длительностью 1.5 мкс. На этом же интервале времени производится обработка зависимостей  $U_{3У}(t)$  и  $I_{3У}(t)$ . Комплекс вычисляет и выводит на экран кривую переходного импеданса (transient impedance)  $Z(t)$ , по которой определяется сопротивление исследуемого заземляющего устройства.

Из новых устройств заслуживает интереса прототип портативного измерителя импеданса заземляющих устройств [12]. Генератор измерителя на основе емкостного накопителя, коммутируемого MOSFET транзисторами, позволяет формировать импульс напряжения с длительностью фронта от 0.1 до 10 мкс и длительностью спада от 5 мкс до 10 мс амплитудой до 500 В. Измеряемая амплитуда тока на ЗУ – до 1.5 А. Примеры импульсов напряжения, формируемых устройством, приведены на рис. 5а.

Полученные временные зависимости  $U_{3У}(t)$  и  $I_{3У}(t)$  оцифровываются 12-битным АЦП с частотой дискретизации 12.5 МГц и поступают на вычислительное устройство на основе DSP (digital signal processor). Результатами вычислений являются две величины – импульсный импеданс  $Z_p$ , определяемый по формуле (1), и значение сопротивления ЗУ в установившемся режиме  $R_g$ , вычисляемое по определенному алгоритму на основе кривых тока и напряжения на ЗУ в спадающей части импульса (рис. 5, б). Результаты измерения и экспериментальные кривые  $U_{3У}(t)$  и  $I_{3У}(t)$  выводятся на жидкокристаллический дисплей (рис. 6а).

Питается устройство от двух аккумуляторных батарей напряжением 12 В, позволяющих проводить до перезарядки порядка 70 измерений. В настоящее время прототип портативного измерителя импеданса заземляющих устройств выполнен в виде макета (рис. 6, б) и находится на стадии разработки и испытаний на моделях ЗУ различной конструкции.

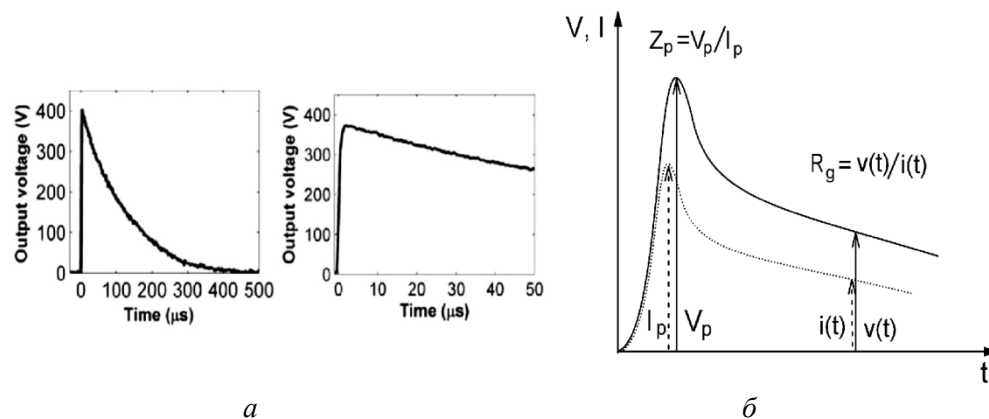


Рис. 5. Формы выходных импульсов напряжения (а) и характеристики ЗУ, определяемые прототипом портативного измерителя импеданса заземляющих устройств (б) [12]

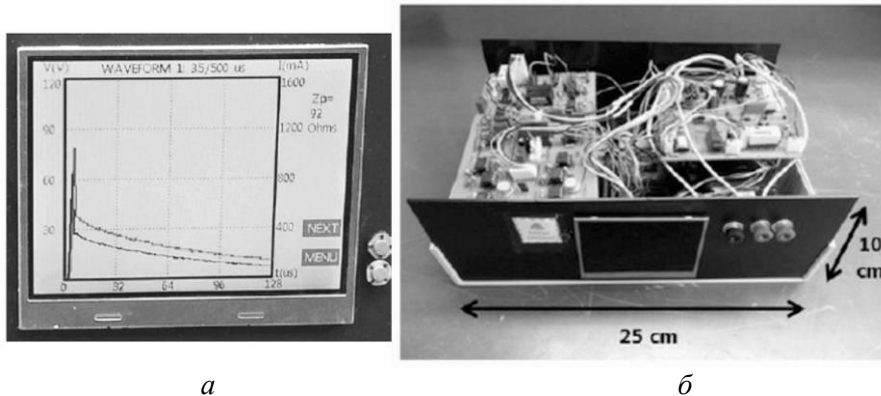


Рис. 6. Дисплей с измерительной информацией (а) и внешний вид макета портативного измерителя импеданса заземляющих устройств (б) [12]

ЦФТПЭС КНЦ РАН на протяжении многих лет занимается разработкой научных основ и методов диагностики заземляющих устройств объектов электроэнергетики с учетом специфики региона — районы Крайнего Севера характеризуются скалистыми плохопроводящими грунтами. В ходе научных исследований был сформулированы требования к новому генераторно-измерительному комплексу для определения импульсным методом сопротивления ЗУ опор ВЛ с грозотросом и без грозотроса, в том числе расположенных в районах с высоким удельным сопротивлением грунта, а также определены основные методы и подходы для решения поставленной задачи.

При определении требований к разрабатываемому комплексу учитывались следующие аспекты:

1. При измерениях импульсным методом грозотрос, соединяющий исследуемую опору с соседними, и контур с током обладают волновыми свойствами (рис. 7). Волновое сопротивление линии «грозотрос–поверхность» земли  $Z_{w\Gamma T}$  составляет 400 Ом. Волновое сопротивление токовой линии  $Z_{wTK}$  также близко к значению 400 Ом, но из-за различного расстояния от провода токового контура до поверхности земли в действительности может иметь значительную неравномерность вдоль линии.

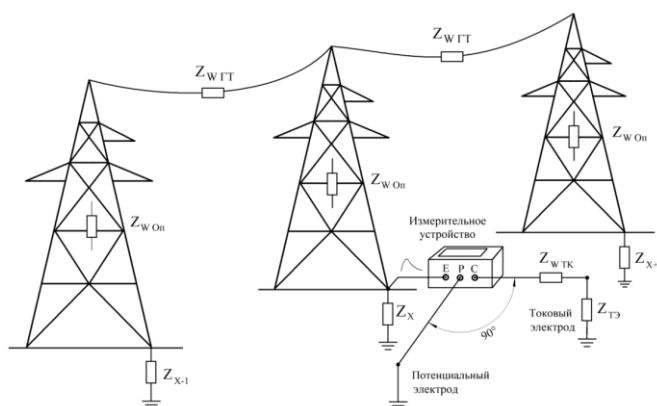


Рис. 7. К измерению сопротивления заземляющего устройства опоры, соединенной грозозащитным тросом с двумя соседними

При длине пролета 150–250 м и скорости пробега волны по линии грозотрос–поверхность земли около 300 м/мкс в импульсе напряжения на ЗУ через 1–1.7 мкс появятся волны, отраженные от соседних опор (рис. 8), которые могут повлиять на точность измерения сопротивления ЗУ.

2. В токовой линии, в случае несовпадения волнового сопротивления и сопротивления заземляющего электрода, возникнет отраженная волна тока, время прихода которой к ЗУ зависит от длины линии и скорости распространения волны вдоль нее (обычно порядка 200 м/мкс). Так на осциллограмме тока (рис. 8) отражение от заземляющего электрода токовой линии длиной 200 м наблюдается через 2 мкс. Кроме того, возможная неравномерность распределения волнового сопротивления вдоль токовой линии приводит к дополнительным искажениям кривой тока.

3. В условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением в начале импульсов напряжения на ЗУ возникают длительные переходные процессы (фронты регистрируемых импульсов напряжения затягиваются). Такие искажения формы анализируемых импульсов затрудняют достоверное определение сопротивления заземления.

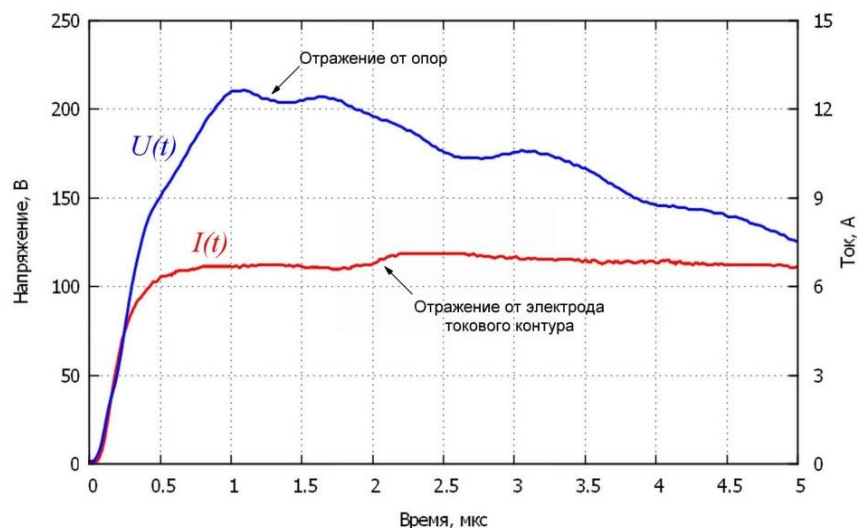


Рис. 8. Экспериментальные осциллограммы напряжения на ЗУ и тока через ЗУ при измерении сопротивления заземлителя опоры с присоединенным грозотросом импульсным методом

4. Существующие приборы и комплексы имеют ограниченный диапазон измерения сопротивления ЗУ – допустимое суммарное сопротивление токового контура, определяемого сопротивлениями ЗУ и токового электрода, не превышает 1200 Ом. Однако, как показали практические исследования, значение сопротивления ЗУ опор ВЛ, расположенных в районах со скалистыми и плохопроводящих грунтами, а также опор, заземлители которых подверглись коррозии, может достигать нескольких сотен Ом, а обеспечение в таких районах сопротивления заземления электродов менее 1000 Ом является трудоемкой задачей.

5. При измерении сопротивления заземляющего устройства опоры с присоединенным грозозащитным тросом импульсным методом величина  $Z_{ИЗМ}$  с учетом волнового сопротивления линии грозотрос–поверхность земли  $Z_{WГТ}$  будет меньше истинной  $Z_{ИСТ}$ . Так, для случая опоры с двумя присоединенными грозотросами (рис. 7)  $Z_{ИЗМ}$  будет определяться как:

$$Z_{ИЗМ} = \frac{(Z_{ИСТ} \cdot 0.5 \cdot Z_{WГТ})}{(Z_{ИСТ} + 0.5 \cdot Z_{WГТ})}. \quad (3)$$

В данном выражении не учтены волновые сопротивления опор  $Z_{W ОП}$  и сопротивления ЗУ опор  $Z_{X+1}$ ,  $Z_{X-1}$ , так как на интервале обработки импульсов тока и напряжения (первые единицы микросекунд), отражения от этих элементов еще отсутствуют. Погрешность, вносимая волновыми сопротивлениями  $Z_{WГТ}$ , будет расти с увеличением значения сопротивления ЗУ исследуемой опоры. Так, при сопротивлении ЗУ опоры, равном 200 Ом (предел диапазона измерения большинства приборов), она составит 50 %. Таким образом, при измерении сопротивления заземлителей опор, расположенных в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, результаты измерений необходимо корректировать с учетом выражения (3). В случае, когда опора соединена с одним или более чем с двумя грозотросами, выражение для  $Z_{ИЗМ}$  будет иметь другой вид.

6. В работах, исследующих взаимосвязь между импульсными и стационарными сопротивлениями ЗУ при различных проводимостях грунтов, в частности в [13], показано, что в грунтах с хорошей проводимостью величина импульсного сопротивления ЗУ больше установившегося значения (стационарного сопротивления), а в грунтах с плохой проводимостью, наоборот — импульсное сопротивление меньше чем стационарное. Это подтверждается экспериментами по исследованию сопротивлений ЗУ опор ВЛ, сооруженных на скалистых грунтах [14].

7. Для повышения достоверности измерений необходимо, чтобы измерительный комплекс позволял визуально контролировать форму импульсов тока через ЗУ, напряжения на ЗУ и расчетную кривую мгновенного сопротивления  $Z(t)$ .

Основными методическими и техническими решениями, использованными при разработке нового генераторно-измерительного комплекса, явились:

1. Использование генератора импульсных токов (ГИТ) на основе индуктивного накопителя энергии с применением в качестве ключевых элементов высоковольтных MOSFET транзисторов. Такой ГИТ позволяет формировать импульс тока через ЗУ с длительностью фронта, не превышающей 200 нс, обеспечивает постоянство формы импульса в токовой линии независимо от ее согласования с заземляющим электродом и распределения волнового сопротивления вдоль нее. Индуктивный накопитель обладает значительно большей, по сравнению с емкостным накопителем, запасаемой удельной энергией, что позволяет при аналогичных массогабаритных параметрах генератора повысить энергию импульса тока и увеличить соотношение полезный сигнал/помеха на входе измерительной части комплекса, что, в свою очередь, делает возможным проведение измерений при размещении ЗУ и/или токового электрода в плохопроводящем грунте. Кроме того, ГИТ такого типа имеет внешнее управление, позволяет с точностью до единиц наносекунд синхронизировать момент запуска генератора и измерительной части комплекса, обеспечивает регулировку энергетических параметров выходного импульса тока.



Схемотехника разработанного источника импульсного тока на основе индуктивного накопителя энергии а также сравнительные осциллограммы тока, напряжения и расчетного мгновенного сопротивления, полученные для одного и того же ЗУ при использовании генератора импульсных токов (ГИТ) на основе емкостного и индуктивного накопителя энергии, подробно рассмотрены авторами в работах [15, 16].

2. Разработка специальных алгоритмов цифровой обработки экспериментально полученных первичных данных — временных зависимостей тока через ЗУ  $I_{3У}(t)$  и падения напряжения на ЗУ  $U_{3У}(t)$  — и расчетной кривой мгновенного сопротивления  $Z(t)$ , позволяющих обрабатывать сигналы на интервале времени, на котором отсутствуют отражения от соседних опор и другие искажения кривых тока и напряжения, и определять стационарное (эквивалентное) сопротивление ЗУ. Для получения достоверного результата необходимо также выполнять цифровую фильтрацию первичных данных и усреднение полученных результатов измерений за несколько импульсов тока через ЗУ.

В 2015 году закончена разработка опытного образца измерителя сопротивлений заземляющих устройств импульсным методом. Применение современной микропроцессорной и аналого-цифровой элементной базы позволило выполнить генераторно-измерительный комплекс, в виде функционально законченного, портативного устройства.

Структурная схема прибора приведена на рис. 9. Устройство и принцип действия измерительного комплекса описаны ранее в работах [6, 15].

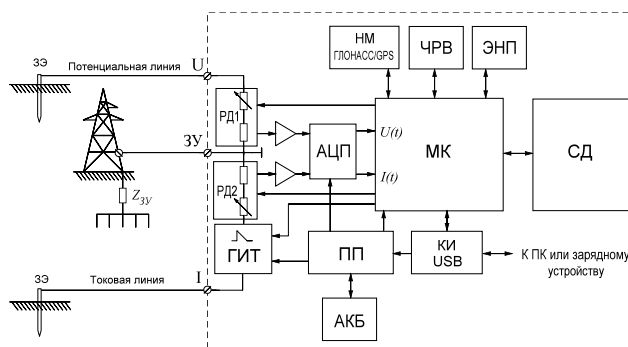


Рис. 9. Структурная схема измерителя сопротивления заземляющих устройств импульсным методом:

ЗЭ – заземляющий электрод; РД1 – регулируемый делитель напряжения,  
 РД2 – регулируемый токовый шунт; АКБ – аккумуляторная батарея;  
 ПП – преобразователь питания; АЦП – аналого-цифровой преобразователь;  
 МК – микроконтроллер; ЭНП – энергонезависимая память;  
 ЧРВ – часы реального времени; НМ – навигационный модуль GPS/ГЛОНАСС;  
 СД – сенсорный дисплей; КИ USB – контроллер интерфейса USB

Первичным результатом измерений являются экспериментальные кривые  $I_{3У}(t)$  и  $U_{3У}(t)$ , сохраненные в цифровом виде в памяти микроконтроллера.

На основе этих данных вычисляются:

- кривая мгновенного сопротивления  $Z(t)$ ;
- максимальные значения импульсов тока и напряжения ( $U_{max}$ ,  $I_{max}$ );

- величина  $R_{max}$ , равная отношению максимальных значений напряжения и тока и соответствующая определению для условного импеданса заземления согласно ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010;

- значения элементов простейшей схемы замещения заземляющего устройства ( $R_{ЭКВ}, L_{ЭКВ}, C_{ЭКВ}$ ).

В измерителе применен сенсорный экран, предназначенный для отображения результатов измерений, кривых  $I_{3V}(t), U_{3V}(t), Z(t)$ , а также для управления прибором. При проведении измерений на опорах с присоединенным грозозащитным тросом, в меню прибора можно выбрать число грозотросов, подходящих к опоре. При этом полученные значения сопротивления ЗУ автоматически корректируются в соответствии с (3).

В приборе предусмотрена возможность изменять интервал обработки зависимостей  $I_{3V}(t), U_{3V}(t)$  за счет изменения частоты дискретизации АЦП.

После первичной оценки полученных результатов измерения, зависимости  $I_{3V}(t), U_{3V}(t)$  в цифровом виде могут быть сохранены в энергонезависимой памяти прибора в виде файла. В файл автоматически добавляется информация о времени и дате проведения измерений, формируемая часами реального времени, а также текущие географические координаты, поступающие из навигационного GPS/ГЛОНАСС модуля. Навигационный модуль предназначен также для коррекции часов реального времени с использованием высокоточных сигналов временной синхронизации, привязанных к шкале времени UTC с расхождением не более 1 с.

При необходимости файл может быть дополнен словесным комментарием (например, наименованием ЛЭП, номером опоры, условиями проведения измерения и т.п.), который вводится с виртуальной клавиатуры, отображаемой на сенсорном дисплее.

Разработано специализированное программное обеспечение (ПО), позволяющее считывать из памяти прибора и передавать в персональный компьютер (ПК) результаты измерений и сохранять данные на жесткий диск ПК в виде файлов (рис. 10). Для связи прибора с ПК используется интерфейс USB.

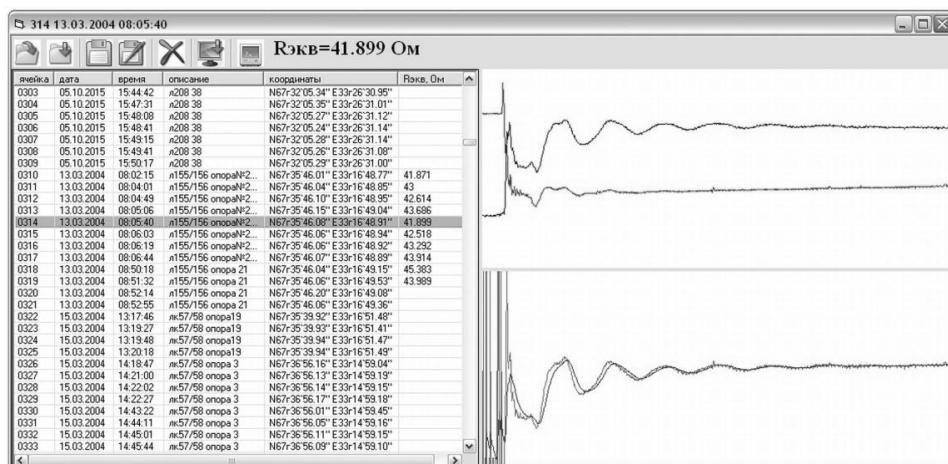


Рис. 10. Главное окно программы для передачи информации из прибора для измерения сопротивления заземляющих устройств импульсным методом в персональный компьютер

Разработанное ПО также позволяет осуществлять дистанционное управление прибором, при этом в отдельном окне программы отображается виртуальный дисплей с измерительной информацией и строкой меню (рис. 11).

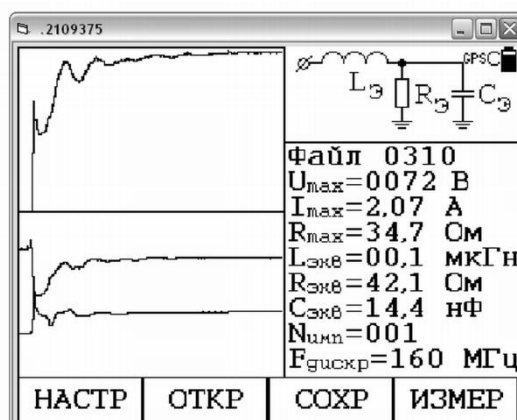


Рис. 11. Окно программы в режиме дистанционного управления прибором

Измерения с помощью прибора выполняются по трехполюсной трехпроводной схеме при двулучевом (ортогональном) расположении токового и потенциального контура, как показано на рис. 7.

Основные технические характеристики разработанного прибора приведены в таблице 1, где для сравнения представлены характеристики существующих приборов и комплексов, измеряющих сопротивления заземляющих устройств импульсным методом.

На рисунке 12 представлен внешний вид опытного образца измерителя. Кроме самого устройства, в комплект входят: проводники из изолированного провода длиной по 50 м для токовой и потенциальной линии, набор заземляющих электродов, проводник со струбциной для подсоединения к ЗУ, зарядное устройство и интерфейсный кабель.



Рис. 12. Внешний вид измерителя сопротивления заземляющих устройств импульсным методом

Таблица 1

Сравнительные характеристики приборов и комплексов для измерения сопротивления заземляющих устройств импульсным методом

Характеристика	Приборы, комплексы		
	ИК-1	WG-507	MRU-200
Схема измерения сопротивления ЗУ	Трехполосная однолучевая	Трехполосная двухлучевая	Четырехполосная двухлучевая
Измеряемая величина	$R_{\text{имп}}$ , по ГОСТ Р 62305-1-2010	$Z_{\text{имп}}$ , согласно IEC-61024-1	$Z_{\text{имп}}$ , согласно IEC-61024-1
Максимальное значение измеряемого сопротивления ЗУ	130 <sup>1</sup> Ом	200 Ом	200 Ом
Требование к сопротивлению электродов	Менее 450 Ом	Менее 1 кОм	Менее 1 кОм
Тип накопителя ГИТ	Емкостной	Емкостной	Емкостной
Форма, длительность импульса фронт/полуспад	Грозовой 1.25/50 мкс; 8/20 мкс	Грозовой 4/10 мкс	Грозовой 4/10 мкс; 10/350 мкс
Максимальное напряжение на ЗУ	1000 В <sup>2</sup>	1000 В	1500 В
Максимальный ток через ЗУ	25 А <sup>3</sup>	1 А	1 А
Максимальная энергия импульса	0.3 Дж	0.017 Дж	0.3 Дж
Отображение импульса тока и напряжения на ЗУ	С помощью внешнего осциллографа	Нет	Нет
Коррекция результатов с учетом грозотроса <sup>4</sup>	Вручную	Вручную	Вручную
Объем памяти	Нет	128 измерений	990 измерений
Передача данных в ПК	Нет	Нет	USB
ГЛОНАСС/GPS синхронизация координат и времени измерения	Нет	Нет	Нет
Аккумулятор; время работы (число измерений)	Свинцово-гелевый 12 В; Время работы до 8 ч	4xAA NiCd 1.2 В 1500...2000 мА·ч; 1000 измерений	NiMH 4.8 В 4200 мА·ч; 1500 измерений
Габариты, масса	360x340x165 мм не более 14 кг	100x210x40 мм 0.45 кг	288x223x75 мм 2 кг

<sup>1</sup> Определяется диапазоном измерений амплитуды импульсов тока в нагрузке.

<sup>2</sup> Напряжение холостого хода генератора.

<sup>3</sup> Ток в режиме короткого замыкания генератора.

<sup>4</sup> В соответствии с выражением (3).

Характеристика	Приборы, комплексы		
	Прототип измерителя импеданса	ZED-meter	Измеритель ЦФТПЭС КНЦ РАН
Схема измерения сопротивления ЗУ	Трехполюсная двухлучевая	Трехполюсная двухлучевая	Трехполюсная двухлучевая
Измеряемая величина	$Z_p$ , согласно ИЕС-62305-1-2010; $Z_g$ , вычисляемый на основе обработки $U(t)$ и $I(t)$	$Z$ , вычисляемый обработкой зависимости $Z(t)$	$Z_{ЭКВ}$ , обработкой зависимости $Z(t)$ ; $Z_{МАХ}$ в соответствии с ИЕС-62305-1-2010
Максимальное значение измеряемого сопротивления ЗУ	1500 Ом <sup>1</sup>	Нет информации	5000 Ом <sup>2</sup>
Требование к сопротивлению электродов	Нет информации	То же	5000 Ом <sup>3</sup>
Тип накопителя ГИТ	Емкостной	«	Индуктивный
Форма импульса фронт/полуспад	Регулируемый, 0.1-10/20-500 мкс	Прямоугольный 1.5 мкс	0.2/50 мкс
Максимальное напряжение на ЗУ	600 В	200 В	5500 В
Максимальный ток через ЗУ	1.5 А	0.5 А	5 А
Максимальная энергия импульса	0.3 Дж	0.00015 Дж	1 Дж
Отображение импульса тока и напряжения на ЗУ	Да	Да	Да
Коррекция результатов с учетом грозотроса <sup>4</sup>	Нет информации	Нет информации	Автоматически
Объем памяти	То же	То же	До 2000 измерений
Передача данных в ПК	«	ПК входит в состав комплекса	USB
ГЛОНАСС/GPS синхронизация координат и времени измерения	Нет	Нет	Да
Аккумулятор; время работы (число измерений)	Нет информации; 70 измерений (4 ч работы)	Нет информации	Li-Ion 2800 мА·ч 10000 импульсов тока
Габариты, масса	300x250x100 мм 1.6 кг	То же	195x145x67 мм, 1 кг

<sup>1</sup>Максимальное из значений, измеренных прибором в ходе испытаний [12].

<sup>2</sup>С учетом сопротивления заземляющего электрода токового контура.

<sup>3</sup>Суммарное сопротивление электрода токового контура и измеряемого ЗУ.

<sup>4</sup>В соответствии с выражением (3).

В 2016 году прибор прошел успешные испытания на реальных опорах ВЛ, а также использовался для измерения сопротивления заземлителей различного типа при исследованиях, проводимых на полигоне [17], и показал высокую точность определения параметров заземляющих устройств.

## **Выводы**

Существующие готовые приборы и комплексы для измерения импульсным методом сопротивления заземляющих устройств, в том числе ЗУ опор воздушных линий электропередачи, соединенных грозотросом, измеряют импульсное сопротивление в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010. Как показывают теоретические и экспериментальные исследования, в зависимости от удельного сопротивления грунта, окружающего ЗУ, импульсное сопротивление может отличаться от установившегося значения (стационарного сопротивления). Кроме того, при импульсных измерениях искажения в кривых тока и напряжения на ЗУ, вызванные отражениями от соседних опор и токового электрода, могут привести к дополнительной погрешности измерений. Практически все готовые приборы не позволяют проводить измерения, если суммарное сопротивление токового контура превышает 1200 Ом.

Известные измерительные комплексы, определяющие сопротивление ЗУ импульсным методом на основе обработки по определенным алгоритмам кривой мгновенного (переходного) сопротивления  $Z(t)$  на интервале времени, на котором отсутствуют отражения от соседних опор и другие искажения кривых тока и напряжения на ЗУ, находятся на стадии разработки. Исключением является измеритель сопротивления заземляющих устройств импульсным методом, работа над опытным образцом которого закончена в ЦФТПЭС КНЦ РАН в 2015 году.

Прибор обеспечивает получение характеристик, адекватно отражающих поведение заземляющего устройства при грозовом воздействии, определяет параметры элементов простейшей схемы замещения ЗУ при импульсном воздействии, вычисляет импульсное сопротивление, соответствующее определению ИЕС 61024-1 и ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010. Измеритель, являясь функционально насыщенным программно-измерительным комплексом, имеет компактные размеры и малый вес.

Разработанный прибор может быть использован в научно-исследовательских целях при решении задач молниезащиты — экспериментальных исследованиях заземлителей различной конфигурации, совершенствовании методов определения импульсных (переходных) характеристик заземляющих устройств, развитии методов экспериментального определения параметров элементов простейших схем замещения ЗУ.

С точки зрения практического применения разработанный измеритель может быть использован для экспериментального определения и исследования сопротивления ЗУ опор линий электропередачи (с грозозащитным тросом и без него) и ЗУ защитных аппаратов.

Широкий диапазон измеряемых сопротивлений — суммарное сопротивление токового контура до 5 кОм — позволяет использовать прибор для измерения сопротивления ЗУ, расположенных в плохопроводящих грунтах, и снижает требования к сопротивлению заземляющих электродов.

## Литература

1. Методические указания по измерению сопротивлений заземления опор ВЛ без отсоединения грозозащитного троса. М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.
2. Целебровский, Ю. В. Измерение сопротивлений заземления опор ВЛ / Ю. В. Целебровский, М. М. Микитинский. М.: Энергоатомиздат, 1988. 48 с.
3. IEC-61024-1 (1990-04): Protection of structures against lightning – Part 1: General principles.
4. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент риска. Защита от молнии. Ч. 1. Общие принципы.
5. Джура, Д. А. Приборы для измерения импульсного сопротивления заземляющих устройств / Д. А. Джура, В. Н. Селиванов // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2013. Вып. 7. С. 56–65.
6. Колобов В. В. Разработка прибора для измерения импульсных характеристик заземляющих устройств объектов электроэнергетики арктического региона / В. В. Колобов, М. Б. Баранник, В. Н. Селиванов // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2014. Вып. 8. С. 33–45.
7. UDAROWY MIERNIK UZIEMIEN WG-507. URL: <http://metris.abc24.pl/default.asp?kat=54990&pro=851066> (дата обращения 10.10.16).
8. MRU-200 Измеритель параметров заземляющих устройств. Руководство по эксплуатации. URL: <http://www.sonel.ru/common/files/manual/MRU200.pdf> (дата обращения 24.03.16).
9. Измерительный комплекс для определения импульсного сопротивления контуров заземления ИК-1. URL: [http://elnar.ru/index.php?option=com\\_content&task=view&id=12&Itemid=47](http://elnar.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=12&Itemid=47) (дата обращения 24.03.16).
10. РД 153–34.0–20.525–00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. М.: Изд. СПО ОРГРЭС, 2000.
11. Комплекс измерительный «ГРОЗА-1». URL: <http://molnia-lab.ru/groza-1.html> (дата обращения: 27.06.2016).
12. Rodrigues, D. B. Portable Grounding Impedance Meter Based on DSP / D. Rodrigues, S. Visacro // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2014. Vol. 63, N 8. P. 1916-1925.
13. Герасимович, Д. А. Математическое моделирование импульсных характеристик вертикальных стержневых заземлителей / Д. А. Герасимович, Е. А. Дерюгина // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика: международный научно-технический журнал. 2012. № 1. С. 5–8. URL: <http://rep.bntu.by/bitstream/data/2857/1/9-16.pdf>.
14. Данилин, А. Н. Импульсные измерения заземлителей аппаратов высоковольтных подстанций и опор ВЛ на подходах / А. Н. Данилин, Д. В. Куклин // Труды 8-го международного симпозиума по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Санкт-Петербург, 16-19 июня 2009 г. СПб., 2009. С. 54–57.
15. Баранник, М. Б. Разработка источника тока с индуктивным накопителем энергии для измерения импульсных сопротивлений заземляющих устройств / М. Б. Баранник, В. В. Колобов // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2013. Вып. 7. С. 101–107.

16. Колобов, В. В. Источник тока с индуктивным накопителем энергии для измерения импульсных сопротивлений заземляющих устройств / В. В. Колобов, М. Б. Баранник, В. Н. Селиванов, Д. В. Куклин // Приборы и техника эксперимента, 2014. № 5. С. 61–67
17. Ивонин, В. В. Исследование распределения потенциалов на поверхности грунта вокруг протяженного заземлителя / В. В. Ивонин, А. Н. Данилин // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2015. Вып. 8. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. С. 5-8.

**Сведения об авторах:**

**Колобов Виталий Валентинович**

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Федерального государственного бюджетного учреждения науки Кольского научного центра Российской академии наук, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: l\_i@mail.ru

**Баранник Максим Борисович**

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Федерального государственного бюджетного учреждения науки Кольского научного центра Российской академии наук, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: maxbar@ien.kolasc.net.ru

**Селиванов Василий Николаевич,**

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера Федерального государственного бюджетного учреждения науки Кольского научного центра Российской академии наук, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

УДК 697.328

**А. В. Бежан**

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ВОДЯНОГО АККУМУЛЯТОРА ТЕПЛА  
ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ФОРМЫ**

**Аннотация**

Рассмотрен водяной тепловой аккумулятор (ТА) цилиндрической формы. Предложен способ математического моделирования работы такого аккумулятора. На примере аккумулятора объемом 100 м<sup>3</sup> представлены результаты математического описания работы аккумулятора в режиме ожидания тепловой нагрузки.

**Ключевые слова:**

*тепловой аккумулятор, теплопередача, математическая модель.*



A. V. Bezhan

## THE MATHEMATICAL DESCRIPTION OF A CYLINDRICAL SHAPE WATER HEAT ACCUMULATOR

### Abstract

In this paper we consider a water heat accumulator cylindrical shape. A method of modeling of such a battery. For example, the accumulator volume  $100 \text{ m}^3$  presents the results of a mathematical description of the battery in standby mode, the heat load.

### Keywords:

*heat storage, heat transfer, mathematical model.*

В настоящее время вопросам энергосбережения и повышения энергетической эффективности тепловых систем жилищно-коммунального назначения уделяется большое внимание [1-4]. Одним из мероприятий по повышению энергетической эффективности таких систем может быть внедрение аккумуляторов тепла. Основное назначение теплового аккумулятора — накапливать избытки тепловой энергии и далее по мере необходимости расходовать запасённое тепло, дополняя работу источников тепловой энергии. В данной статье рассматривается способ математического описания водяного ТА цилиндрической формы, представляющего собой ёмкость с водой, которая ограничена одной цилиндрической стенкой и двумя плоскими стенками (рис. 1). Тепловые потери такого аккумулятора будут складываться из потерь тепла через все три стенки.

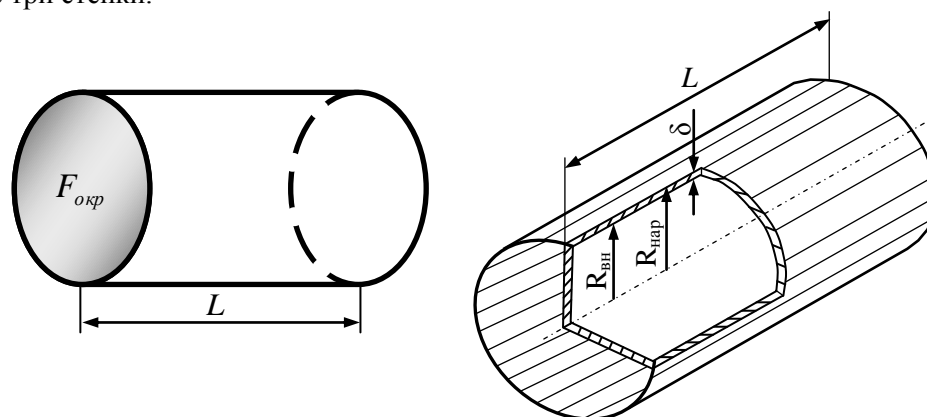


Рис. 1. Общий вид цилиндрического теплового аккумулятора

**Передача тепла через плоскую (торцевую) стенку теплового аккумулятора.** Рассмотрим процесс переноса теплоты от нагретой в аккумуляторе воды к окружающей среде через разделяющую их плоскую стенку (рис. 2). В этом случае процесс определяется совокупным действием различных видов переноса теплоты. От нагретой воды к стенке и от стенки к окружающей среде (воздуху) теплота передается вследствие конвекции, через стенку теплота передается за счёт её теплопроводности.

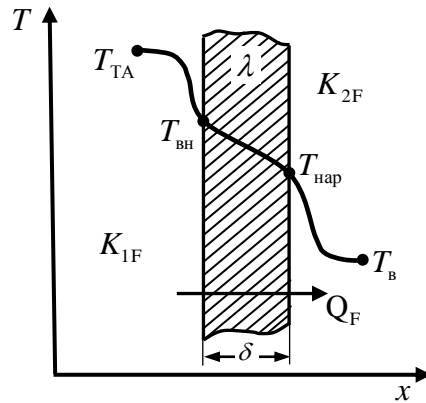


Рис. 2. Теплопередача через плоскую стенку теплового аккумулятора

Пусть толщина стенки аккумулятора составляет  $\delta$ , коэффициент теплопроводности стенки  $\lambda$ . Значение коэффициента теплоотдачи со стороны нагретой воды  $K_{1F}$ , а со стороны воздуха  $K_{2F}$ . При установившемся тепловом состоянии количество теплоты, переданной от нагретой воды стенке, равно количеству теплоты, отданной от стенки воздуху, т. е.:

$$q_F = K_{1F}(T_{TA} - T_{вн}) = \frac{\lambda}{\delta}(T_{вн} - T_{нар}) = K_{2F}(T_{нар} - T_{в}), \quad (1)$$

где  $q_F$  – плотность теплового потока через плоскую стенку ТА, Вт/м<sup>2</sup>;  $T_{TA}$  – температура воды теплового аккумулятора, °С;  $T_{вн}$  и  $T_{нар}$  – соответственно температуры внутренней и внешней поверхностей стенки ТА, °С;  $T_{в}$  – температура внутреннего воздуха помещения, °С.

Если плоская стенка состоит из  $n$  слоев толщиной  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$ , коэффициенты теплопроводности которых  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ , то плотность теплового потока через неё можно выразить следующим образом:

$$q_F = K_{1F}(T_{TA} - T_{вн}) = \frac{(T_{вн} - T_{нар_n})}{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}} = K_{2F}(T_{нар_n} - T_{в}). \quad (2)$$

Общее значение тепловых потерь через плоскую стенку площадью  $F_{окр}$  можно определить по формуле, Вт:

$$Q_F = q_F F_{окр}, \quad (3)$$

где  $F_{окр} = \pi R_{нар}^2$  – площадь плоской торцевой стенки ТА, выполненной в форме окружности, м<sup>2</sup>.

**Передача тепла через цилиндрическую (боковую) стенку ТА.** Рассмотрим цилиндрическую стенку аккумулятора тепла с внутренним диаметром  $D_{вн}$  и внешним  $D_{нар}$ , длиной  $L$  и коэффициентом теплопроводности  $\lambda$ . Внутри ТА находится вода с температурой  $T_{ТА}$ , снаружи воздух с температурой

$T_B$ . Со стороны воды коэффициент теплоотдачи равен  $K_{1L}$ , со стороны воздуха он равен  $K_{2L}$ . Температуры поверхностей стенки соответственно равны  $T_{вн}$  и  $T_{нар}$  (рис. 3).

Аналогично предыдущему случаю при установившемся тепловом состоянии системы количество теплоты, отданной водой стенке, равно количеству теплоты, воспринятой воздухом, откуда:

$$q_L = K_{1L} D_{вн} \pi (T_{ТА} - T_{вн}) = \frac{2\pi\lambda (T_{вн} - T_{нар})}{\ln \frac{D_{нар}}{D_{вн}}} = K_{2L} D_{нар} \pi (T_{нар} - T_B), \quad (4)$$

где  $q_L$  – плотность теплового потока через цилиндрическую стенку ТА, Вт/м.

В случае многослойной цилиндрической стенки, выполненной из различных материалов и состоящей из  $n$  слоёв, формулу для расчёта теплового потока можно записать в следующем виде:

$$q_L = K_{1L} D_{вн} \pi (T_{ТА} - T_{вн}) = \frac{2\pi (T_{вн} - T_{нар_n})}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{D_{нар_i}}{D_{вн_i}}} = K_{2L} D_{нар_n} \pi (T_{нар_n} - T_B). \quad (5)$$

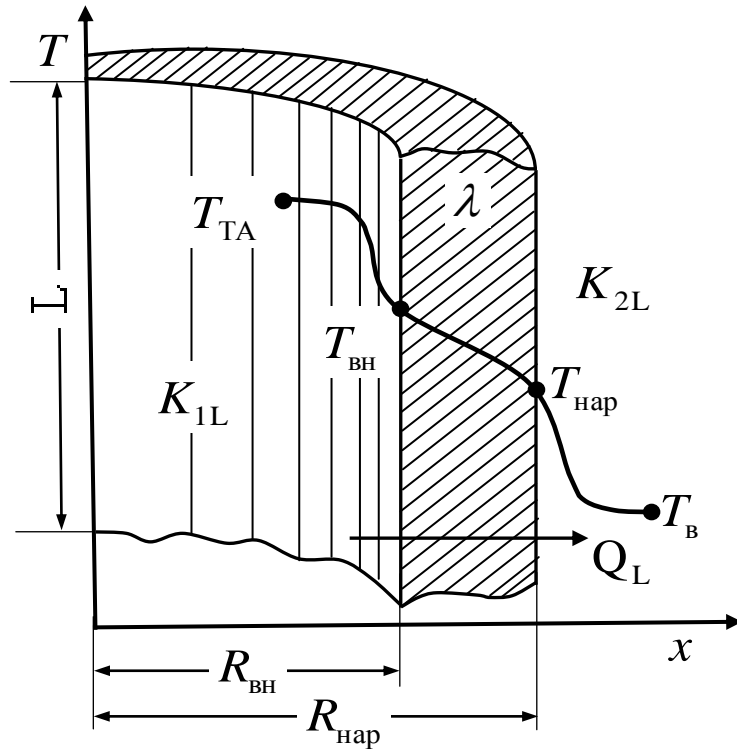


Рис. 3. Теплопередача через цилиндрическую стенку теплового аккумулятора

Тепловые потери для всей цилиндрической стенки, длина которой  $L$ , можно рассчитать по формуле, Вт:

$$Q_L = q_L L. \quad (6)$$

Тогда для определения суммарных потерь тепла теплового аккумулятора цилиндрической формы можно записать выражение в виде:

$$Q_{nom} = 2Q_F + Q_L. \quad (7)$$

Если температура наружной стенки ТА незначительно отличается от температуры воды ТА, то в расчётах можно принять, что  $T_{нар} = T_{ТА}$ .

Для ТА цилиндрической формы тепловой баланс математически можно представить в следующем виде:

$$\frac{d(V_{ТА} C_p T_{ТА})}{dt} = Q_{ТА}^{(0)} - Q_{ТА} - Q_{nom}, \quad (8)$$

или с учётом формул (1), (3), (4), (6) и (7):

$$\frac{d(V_{ТА} C_p T_{ТА})}{dt} = v_{ТА} C_p T_{ТА}^{(0)} - v_{ТА} C_p T_{ТА} - \left[ 2K_{2F} F_{окр} (T_{ТА} - T_{в}) + K_{2L} D_{нар} \pi L (T_{ТА} - T_{в}) \right], \quad (9)$$

где  $V_{ТА}$  – объём теплового аккумулятора, м<sup>3</sup>;  $C_p$  – теплоёмкость воды, кВт·ч/м<sup>3</sup>·град;  $v_{ТА}$  – расход воды, поступающей и выходящей из ТА, м<sup>3</sup>/ч;  $T_{ТА}^{(0)}$  – температура воды, поступающей в аккумулятор, °С.

После преобразований уравнение (9) принимает вид:

$$\frac{d(V_{ТА} C_p T_{ТА})}{dt} = v_{ТА} C_p T_{ТА}^{(0)} - v_{ТА} C_p T_{ТА} - \left[ (2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L) \cdot (T_{ТА} - T_{в}) \right]. \quad (10)$$

Проинтегрировав уравнение (10), можно получить экспоненциальную зависимость температуры водяного цилиндрического теплового аккумулятора от времени при начальных условиях ( $t=0$ )  $T_{ТА_0}$ ,  $v_{ТА_0}$ ,  $T_{ТА_0}^{(0)}$ ,  $T_{в_0}$ :

$$\begin{aligned}
T_{TA} = & \frac{v_{TA} T_{TA}^{(0)} + \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L) T_{в}}{C_p}}{v_{TA} + \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L)}{C_p}} + \\
& + \left( \exp \left[ - \left( \frac{v_{TA}}{V_{TA}} + \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L)}{V_{TA} C_p} \right) \cdot t \right] \right) \cdot \\
& \cdot \left( T_{TA_0} - \frac{v_{TA_0} T_{TA_0}^{(0)} + \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L) T_{в_0}}{C_p}}{v_{TA_0} + \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L)}{C_p}} \right).
\end{aligned} \tag{11}$$

**Математическое моделирование работы водяного ТА цилиндрической формы в режиме ожидания тепловой нагрузки.** Рассмотрим случай, когда ТА объёмом 100 м<sup>3</sup> заряжен до состояния, соответствующего температуре воды  $T_{TA_0} = 95$  °С. Длина и наружный диаметр аккумулятора соответственно составляют  $L = 8$  м и  $D_{нар} = 4$  м. Предполагаем, что аккумулятор установлен в помещении, где температура внутреннего воздуха составляет  $T_{в} = 10$  °С. В режиме ожидания тепловой нагрузки изменение температуры воды аккумулятора происходит только вследствие потерь тепла.

Отсюда уравнения (10) и (11), определяющие тепловой баланс ТА и изменение температуры воды ТА, будут выглядеть соответственно следующим образом:

$$\frac{d(V_{TA} C_p T_{TA})}{dt} = - \left[ (2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L) \cdot (T_{TA} - T_{в}) \right] \tag{12}$$

и

$$T_{TA} = T_{в} + \left( \exp \left[ - \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L)}{V_{TA} C_p} \cdot t \right] \right) \cdot (T_{TA_0} - T_{в_0}) \tag{13}$$

В зависимости от коэффициентов теплоотдачи  $K_{2F}$  и  $K_{2L}$  можно получить различные кривые охлаждения воды ТА (рис.4).

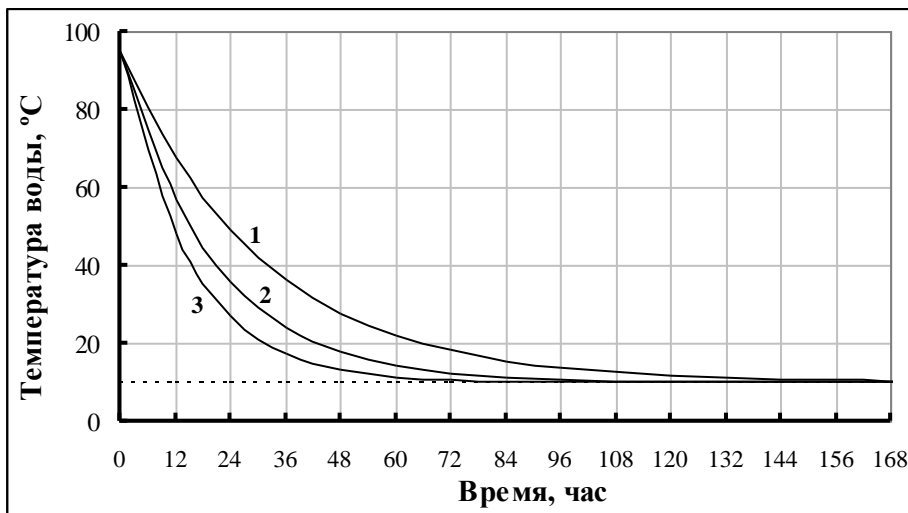
Так, при начальной температуре воды в аккумуляторе  $T_{TA_0} = 95$  °С и коэффициентах теплоотдачи  $K_{2F} = 30$  Вт/(м<sup>2</sup>·град) и  $K_{2L} = 30$  Вт/(м<sup>2</sup>·град) (рис. 4, а, кривая 1) температура воды ТА может понизиться за 36 ч ( $t=36$ ) до 35°С:

$$\begin{aligned}
T_{TA} = & T_{в} + \left( \exp \left[ - \frac{(2K_{2F} F_{окр} + K_{2L} D_{нар} \pi L)}{V_{TA} C_p} \cdot t \right] \right) \cdot (T_{TA_0} - T_{в_0}) = \\
= & 10 + \left( \exp \left[ - \frac{(2 \cdot 30 \cdot 12.56 + 30 \cdot 4 \cdot 3.14 \cdot 8)}{100 \cdot 1163} \cdot 36 \right] \right) \cdot (95 - 10) \approx 35 \text{ °С},
\end{aligned} \tag{14}$$

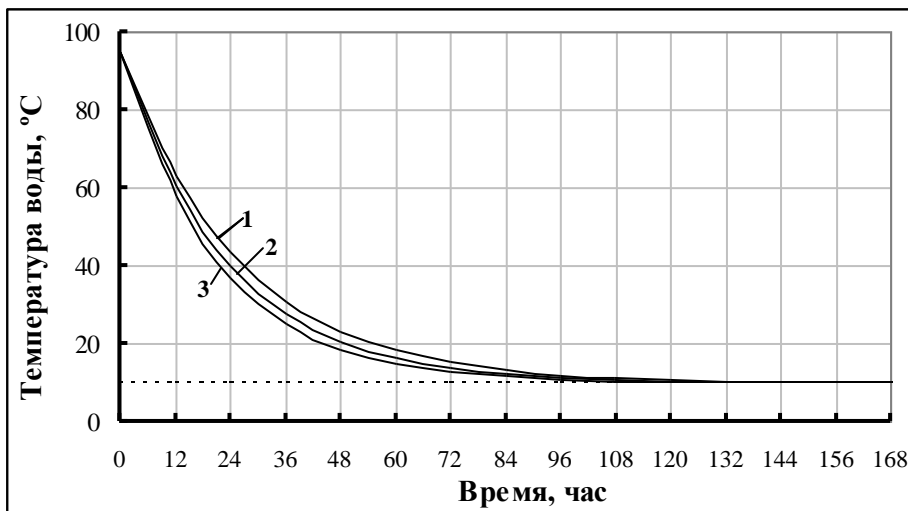
где  $C_p = 1163 \text{ (Вт}\cdot\text{ч)/(м}^3\cdot\text{град)}$  – теплоёмкость воды.

$$\text{Здесь } F_{\text{окр}} = \pi \cdot R_{\text{нар}}^2 = 3.14 \cdot 2^2 = 12.56 \text{ м}^2.$$

Если в течение всего периода охлаждения воды будет отсутствовать поступление тепловой энергии в ТА, то он способен разрядиться до  $T_b = 10^\circ \text{C}$ . При  $K_{2F} = 30 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{град)}$  время разрядки варьируется от 6.5 до 3.5 суток в зависимости от значения  $K_{2L}$ , меняющегося соответственно от 30 до 70  $\text{Вт/(м}^2\cdot\text{град)}$  (рис. 4, а). При изменении  $K_{2F}$  от 20 до 60  $\text{Вт/(м}^2\cdot\text{град)}$  и  $K_{2L} = 40 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{град)}$  время на разрядку составляет соответственно от 5 до 4.5 суток (рис. 4, б).



а



б

Рис. 4. Зависимость температуры воды водяного теплового аккумулятора цилиндрической формы от времени:

*a* – при постоянном коэффициенте теплоотдачи аккумулятора

$K_{2F} = 30$  Вт/(м<sup>2</sup>·град), кривые 1-3 соответствуют  $K_{2L}$  30, 50 и 70 Вт/(м<sup>2</sup>·град);

*b* – при постоянном коэффициенте теплоотдачи аккумулятора

$K_{2L} = 40$  Вт/(м<sup>2</sup>·град), кривые 1-3 соответствуют  $K_{2F}$  20, 40 и 60 Вт/(м<sup>2</sup>·град)

### **Выводы**

Получена математическая модель водяного аккумулятора тепла цилиндрической формы, позволяющая прогнозировать изменение температуры воды аккумулятора во времени в зависимости от его геометрических и теплотехнических характеристик.

### **Литература**

1. Клюкин, А. М. Повышение энергетической эффективности бюджетных учреждений / А. М. Клюкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015.
2. Вып. 11. С. 72–82.
3. Клюкин, А. М. Повышение энергоэффективности зданий Кольского научного центра РАН / А. М. Клюкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 12. 2016. С. 80–93.
4. Минин, В. А. Повышение энергоэффективности системы теплоснабжения за счёт применения ветроэнергетических установок / В. А. Минин, А. В. Бежан // Энергосбережение. 2008. № 3. С. 65–67.
5. Коновалова, О. Е. Опыт реализации энергосберегающих мероприятий в многоквартирном жилом доме г. Апатиты / О. Е. Коновалова // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 3. 2011. С. 213–219.

### ***Сведения об авторе:***

#### **Бежан Алексей Владимирович**

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А, эл. почта: [abezh@rambler.ru](mailto:abezh@rambler.ru)

# ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

УДК 621.311

**А. А. Жамалетдинов, В. В. Колобов, М. Б. Баранник**

## **ГЕНЕРАТОРНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС «ЭНЕРГИЯ-ЗОНД» И СНЧ-АНТЕННА «ЗЕВС»**

### **Аннотация**

Разработана стратегия электромагнитных исследований на Кольском геодинамическом полигоне с применением генераторно-измерительного комплекса «Энергия-Зонд» в частотном диапазоне 1–533 Гц на основе СНЧ-антенны «Зевс». Предусмотрена возможность работы комплекса «Энергия-Зонд» от источника «Зевс», на порядок более мощного, но в более узком частотном диапазоне 44–188 Гц. Междисциплинарный характер разработки заключается в широких возможностях ее использования.

### **Ключевые слова:**

*КНЧ генераторы, электромагнитные зондирования, линии электропередачи, генераторы постоянного тока, согласующее устройство, продольная компенсация.*

**A. A. Zhamaletdinov, V. V. Kolobov, M. B. Barannik**

## **GENERATING AND METERING COMPLEX «ENERGY-SONDE» AND ULF-ANTENNA «ZEVS»**

### **Abstract**

A strategy for electromagnetic research on Kola geodynamic test site using a generating and metering complex «Energy-Sonde» in the frequency range of 1–533 Hz on the basis of the ULF-antenna «Zevs» is developed. There is a possibility of operation of the «Energy-Sonde» complex with more powerful «Zevs» source, but in a narrower frequency range of 44–188 Hz. Interdisciplinary and multi-purpose nature of the development lies in the wide possibilities of its use.

### **Keywords:**

*ultra low frequency transmitters, electromagnetic soundings, power lines, DC generators, matching unit, capacitive longitudinal compensation.*

**Комплекс «Энергия-Зонд» с генератором «Энергия-2».** Генераторная часть комплекса «Энергия-Зонд» представлена двумя типами генераторов – «Энергия-2» и «Энергия-3».

На основе расчетно-теоретических работ создана оригинальная электрическая схема генераторной части комплекса «Энергия-Зонд» и согласующего устройства (СУ-1), обеспечивающего работу генератора «Энергия-2» мощностью 200 кВт при трех режимах его подключения к излучающим линиям «СпецЛЭП». Первый режим – подключение к северной линии длиной 55 км. Второй режим – подключение к южной линии длиной 60 км. Третий режим – подключение к двум линиям, соединенным параллельно.



КНЧ-генератор «Энергия-2» был разработан в 2009 г. и успешно прошел натурные испытания в ходе международного эксперимента «FENICS-2009».

Структурная схема установки «Энергия-Зонд» с подключением генератора «Энергия-2» приведена на рис. 1. Генератор имеет следующие основные технические характеристики:

- питание от трехфазной сети напряжением 380 В частотой 50 Гц;
- максимальная выходная мощность 200 кВт;
- максимальный ток в нагрузке 300 А;
- максимальное напряжение на нагрузке – 1000 В;
- рабочий диапазон частот 0.001–500 Гц;
- ток в нагрузке формируется методом широтно-импульсной модуляции и может иметь форму синусоиды, меандра, усеченного меандра (при необходимости форма тока может быть произвольной).

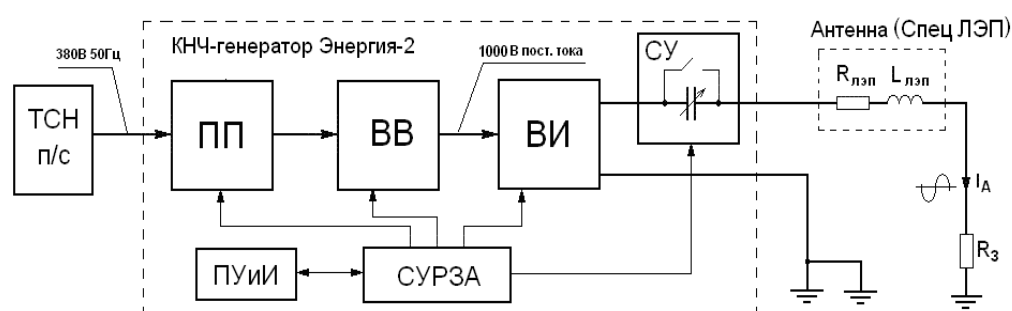


Рис. 1. Структурная схема установки «Энергия-Зонд» с подключением генератора «Энергия-2»:

- ТСН п/с – питающий трансформатор собственных нужд электрической подстанции;  $R_{лэп}$  – активное сопротивление проводов СпецЛЭП;  $L_{лэп}$  – индуктивность проводов СпецЛЭП;  $R_з$  – сопротивление заземления дальнего конца линии; ПП – повышающий преобразователь; ВВ – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор; СУ – согласующее устройство; СУРЗА – схема управления, регулирования, защиты и автоматики; ПУиИ – пульт управления и индикации

На основе расчетно-теоретических работ создана электрическая схема согласующего устройства СУ-1, состоящего из набора конденсаторов, обеспечивающих высокую эффективность компенсации реактивной составляющей излучающей антенны в диапазоне частот генерации от 5 до 533 Гц. Схема СУ-1 для генератора «Энергия-2» приведена на рис. 2. Выходной сигнал инвертора поступает на согласующее устройство продольной компенсации СУ-1. В состав СУ-1 входит 9 высоковольтных конденсаторов (С1-С9) с различными номиналами емкости и 11 магнитных контакторов (КМ1-КМ11), с помощью которых конденсаторы коммутируются таким образом, чтобы обеспечить необходимую емкость СУ-1 для компенсации индуктивности антенны во всем диапазоне дискретных частот генерации. Необходимая конфигурация схемы коммутации контакторов собирается автоматически при смене частоты генерации при отключенном высоковольтном

инверторе (ВИ). Логические сигналы управления контакторами формируются в блоке формирования сигналов управления (БФСУ) и далее поступают на плату управления согласующим устройством (ПУСУ), где преобразуются в аналоговые сигналы, подаваемые непосредственно на магнитные контакторы.

При конфигурировании схемы СУ-1 для формирования необходимой суммарной емкости одновременно должны включаться несколько магнитных контакторов, что приводит к возникновению в этот момент больших пусковых токов по шине питания втягивающих обмоток. Для ограничения этих токов в микропрограмму контроллера БФСУ заложен оригинальный алгоритм включения нужных контакторов с некоторой задержкой (последовательно). Такой алгоритм также обеспечивает снижение механической вибрации и акустического шума в момент конфигурирования емкости СУ. Внешний вид разработанного СУ-1 приведен на рис. 3, б. Для сравнения на рис. 3, а приведена фотография внешнего СУ, использовавшегося ранее в генераторе «Энергия-2» в ходе эксперимента «FENICS-2009».

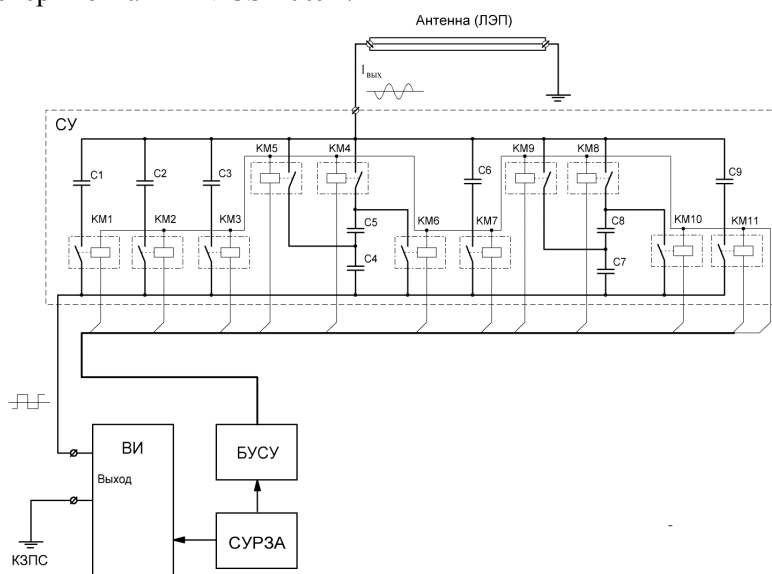
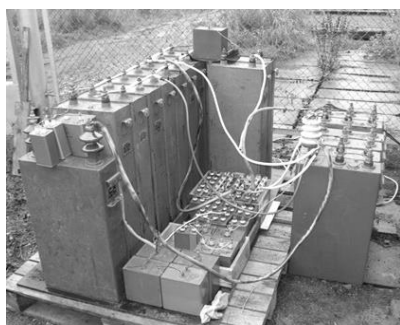


Рис. 2. Функциональная схема согласующего устройства СУ-1 генератора «Энергия-2»:

БУСУ – блок управления согласующим устройством;  
КМ1-КМ11 – магнитные контакторы



а



б

Рис. 3. Внешний вид согласующего устройства генератора «Энергия-2», использовавшегося ранее (а) и вновь разработанного (б)

**Комплекс «Энергия-Зонд» с генератором «Энергия-3»** Генератор «Энергия-3» разработан на базе двухканального КНЧ-генератора «Энергия-2М», предназначенного для подачи сигналов одинаковой частоты, но разной амплитуды и фазы, в две ортогональные заземленные антенны для получения управляемой диаграммы направленности. Принцип действия и конструкционное исполнение генератора «Энергия-2М» подробно изложены в [1]. При разработке генератора «Энергия-3» учитывалось, что нагрузкой генератора будет одна из линий СпецЛЭП, а также возможна работа на параллельно соединенные линии СпецЛЭП.

Функциональная схема генератора «Энергия-3» приведена на рис. 4. Высоковольтный инвертор (ИНВ) состоит из двух идентичных инверторов (канала А и канала В), имеющих общую схему управления. В состав каждого инвертора входят два силовых полумостовых IGBT модуля, схемы драйверов управления IGBT модулями (ДРВ), конденсаторы звена постоянного тока ( $C_{инвА}$ ,  $C_{инвВ}$ ), дроссель выходного фильтра НЧ (Lф), а также датчики выходного тока (ДТ А, ДТ В) и напряжения шины звена постоянного тока (ДН А, ДН В). Подача напряжения с выходов генераторов постоянного тока (ГПТ) на входы инвертора осуществляется магнитным контактором КМ. СОП – схема ограничения перенапряжений – задействована для быстрого разряда конденсаторов ( $C_{ш}$ ) звена постоянного тока инвертора канала А.

Так как выходная мощность генератора «Энергия-3» ограничена суммарной мощностью питающих генераторов постоянного тока П-72, составляющей 29 кВт, в инверторе задействован только один канал А. Силовая часть канала В не задействована. В генераторе используется система управления регулирования защиты и автоматики (СУРЗА) от генератора «Энергия-2М» с измененной программой управления центрального микроконтроллера.

В качестве силового источника питания используются два автономных генератора постоянного тока (ГПТ-1, ГПТ-2) типа П-72 электроразведочной станции ЭРС-67 выходной мощностью до 14,5 кВт и напряжением до 500 В каждый. Разработана схема коммутации выходов ГПТ на основе ключа SA1, позволяющая реализовать одну из схем соединения ГПТ для питания звена постоянного тока высоковольтного инвертора. При верхнем положении SA1 на рис. 4, генераторы ГПТ-1 и ГПТ-2 соединены параллельно и обеспечивают выходное напряжение до 500 В и ток до 60 А. При нижнем положении SA1 генераторы включаются последовательно и формируют на звене постоянного тока инвертора напряжение до 1000 В, обеспечивая силу тока до 30 А. Выбор схемы подключения ГПТ определяется частотой генерации.

На основе расчетно-теоретических работ выполнен проект электрической схемы согласующего устройства генератора «Энергия-3», состоящего из ограниченного набора типоминалов конденсаторов, но обеспечивающего высокую эффективность компенсации реактивной составляющей излучающей антенны в диапазоне частот генерации до 533 Гц. Схема СУ-2 генератора «Энергия-3» приведена на рис. 5.

В состав СУ-2 входит 24 высоковольтных конденсатора ( $C1-C24$ ) с различными номиналами емкости и 14 перемычек (X1-X14) с помощью которых конденсаторы коммутируются таким образом, чтобы обеспечить

необходимую емкость СУ для компенсации индуктивности линии СпецЛЭП во всем диапазоне дискретных частот генерации. При обеспечении полной компенсации индуктивности линий СпецЛЭП выходное напряжение СУ-2 генератора на максимальной рабочей частоте может достигать 5 кВ, что учитывалось при выборе типов конденсаторов. Одновременное соединение переключек Х2 и Х3 замыкает СУ-2, при этом антенна подключается через фильтрующий дроссель непосредственно к выходу инвертора генератора. Такое подключение применяется на частотах ниже 19.42 Гц, когда синусоидальность формы тока в антенне обеспечивается широтно-импульсной модуляцией.

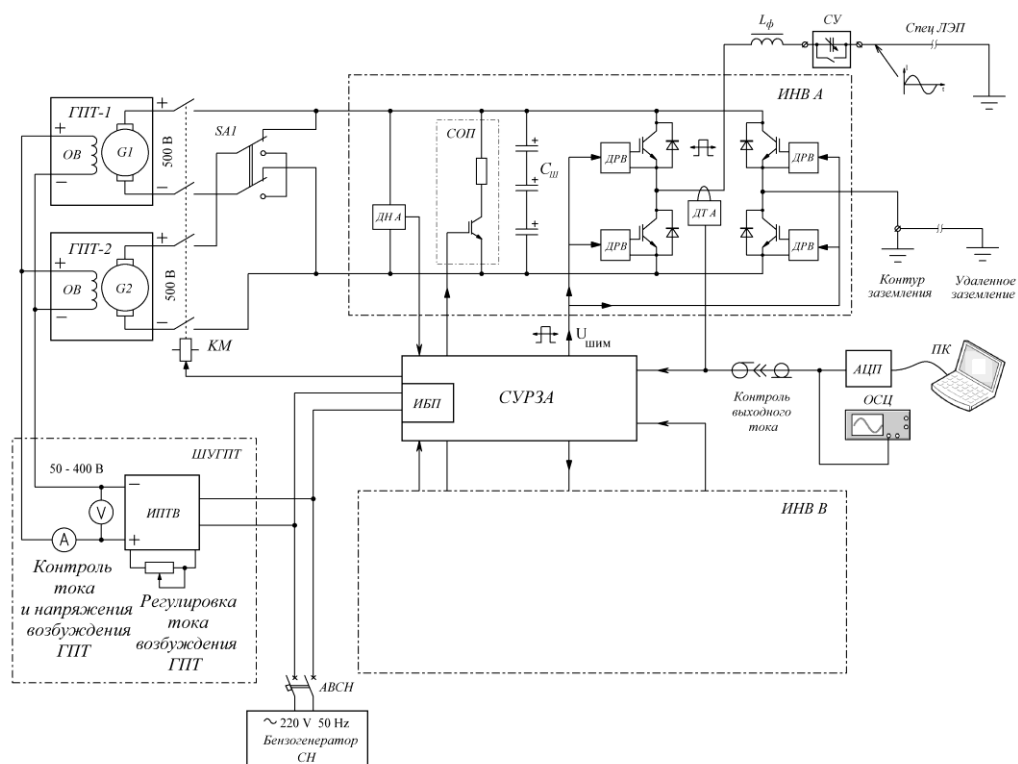


Рис. 4. Функциональная схема генератора «Энергия-3»:

АВСН – автоматический выключатель собственных нужд; ГПТ-1, ГПТ-2 – генераторы постоянного тока; ШУГПТ – шкаф управления генераторами постоянного тока; ИПТВ – источник постоянного тока возбуждения ГПТ; ОВ – обмотка возбуждения; КМ – контактор магнитный; ИНВ – инвертор; СОП – схема ограничения перенапряжений;  $C_{ш}$  – конденсаторы звена постоянного тока инвертора; ДРВ – драйверы управления IGBT модулями; ДН А – датчик напряжения канала А; ДТ А – датчик тока канала А;  $L_{ф}$  – дроссель выходного фильтра НЧ; ИБП – многоканальный импульсный блок питания; АЦП – внешний аналогово-цифровой преобразователь; ОСЦ – осциллограф; ПК – портативный компьютер

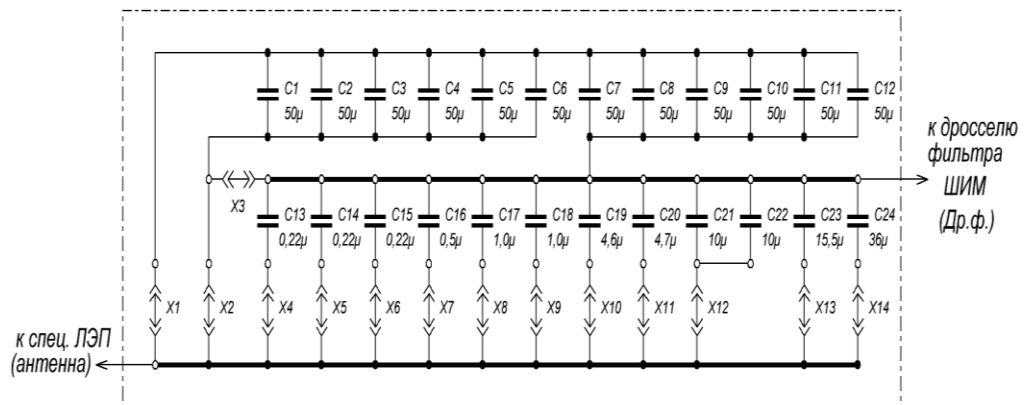


Рис. 5. Принципиальная схема согласующего устройства СУ-2 генератора «Энергия-3»: X1-X14 – разъемные перемычки; C1-C24 – конденсаторы СУ

Разработанный генератор «Энергия-3» обладает большей автономностью, чем генератор «Энергия-2», так как может быть оперативно размещен в месте удобном для подключения к любой из линий СпецЛЭП. Согласующее устройство генератора позволяет скомпенсировать индуктивность линий СпецЛЭП при работе на каждую из линий в отдельности и на две линии, соединенные параллельно, в диапазоне частот 19.42-533 Гц. Использование на нижних и верхних частотах различной схемы соединения генераторов постоянного тока, питающих выходной инвертор генератора, позволяет работать на первую и вторую линии СпецЛЭП без ограничения выходного напряжения практически во всем частотном диапазоне, при этом ток в антенне ограничивается только параметрами линии. Амплитудное значение тока в антенне уменьшается от 60 А на низшей частоте 0.192 Гц до 39 А на высшей частоте 533.2 Гц при работе на первую линию и от 46 А до 38 А соответственно при работе на вторую линию СпецЛЭП.

При работе на две параллельно соединенные линии СпецЛЭП ток в антенне ограничивается суммарной мощностью питающих генераторов постоянного тока 29 кВт. При этом амплитуда тока в антенне лежит в диапазоне от 72 А на частоте 0.192 Гц до 42 А на частоте 533 Гц.

**Измерительная часть комплекса «Энергия-Зонд».** Измерительный парк комплекса «Энергия-Зонд» включает в себя две широкодиапазонные цифровые измерительные станции (VMTU-10 и КВВН-7) с комплексом программ обработки и интерпретации данных.

Цифровая измерительная станция 5-го поколения VMTU-10 компании «ВЕГА» стоимостью 1.5 млн руб. приобретена в связи с необходимостью выполнения исследований на современном международном уровне с применением лицензированной аппаратуры. Главными преимуществами VMTU-10, в сравнении со станцией КВВН-7, изготовленной ранее силами творческого коллектива, являются широкий динамический диапазон (24 разряда), широкий частотный диапазон (от  $10^{-4}$  Гц до 10 кГц), высокая чувствительность (порядка 10 фТл/корень из Гц)

на частоте 1 кГц и полная автономность работы с записью данных на встроенный логгер. Внешний вид станции VMTU-10 приведены ниже на рис. 6–8.



Рис. 6. Измерительный блок станции VMTU-10 (вид сверху):  
 калибр АЦП – разъем для калибровки каналов и для вывода на внешний АЦП;  
 LCD 12 В – ЖК дисплей контроля питания; USB – гнездо питания WiFi адаптера; Ethernet – гнездо для считывания информации либо по кабелю PC либо через Wi-Fi адаптер; Вкл-Выкл – тумблер включения-выключения; PC, GPS, ACS – индикаторы видов работы

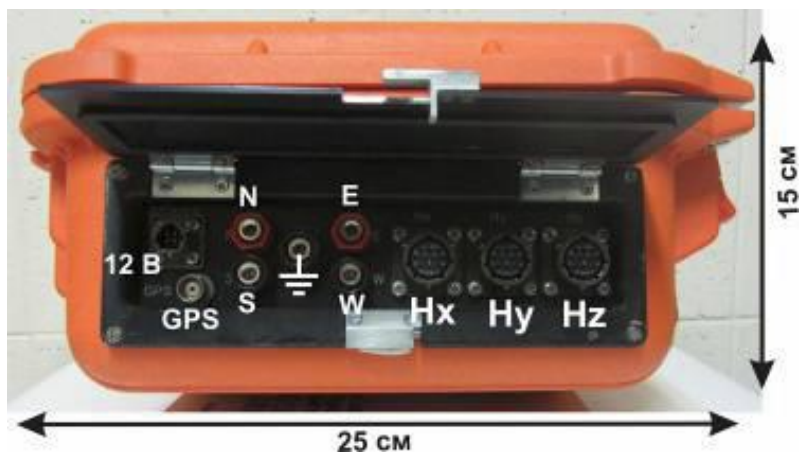


Рис. 7. Измерительный блок станции VMTU-10 (вид сбоку):

12 В – гнездо питания; GPS – гнездо антенны GPS; N, S, E, W – подводящие гнезда концов симметричных электрических линий, в центре – гнездо «Земля»;  
 Нх, Ну, Нz – подводящие разъемы индукционных магнитных датчиков



Рис. 8. Индукционные датчики IMS-007 (3 шт), входящие в комплект станции VMTU-10. Датчики находятся в транспортировочном боксе

Измерительная станция КВВН-7 изготовлена творческим коллективом ЦФТПЭС КНЦ РАН. Ее внешний вид приведен на рис. 9.

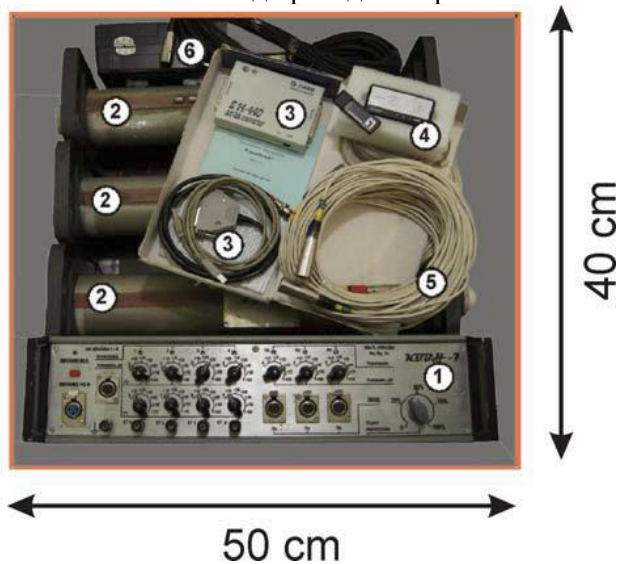


Рис. 9. Внешний вид семиканальной цифровой станции КВВН-7:  
 1 – измерительная панель; 2 – индукционные датчики Нх, Ну, Нz;  
 3 – АЦП Е-440 и кабель к нему; 4 – GPS ВТ-359;  
 5 – кабели к магнитным датчикам

Динамический диапазон станции КВВН-7 составляет 20 разрядов. По своим шумовым характеристикам она практически не уступает лучшим мировым стандартам. Это можно видеть из рис. 10.

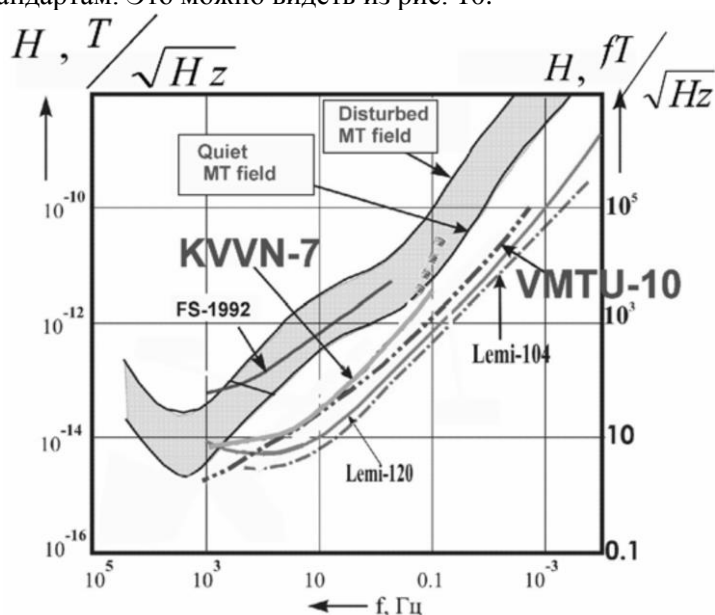


Рис. 10. Спектральные характеристики внутренних шумов станций КВВН-7 и VMTU-10 в сопоставлении с параметрами лучших мировых станций серии Lemi

## Литература

Колобов, В. В. Генераторно-измерительный комплекс «Энергия» для электромагнитного зондирования литосферы и мониторинга сейсмоактивных зон / В. В. Колобов, М. Б. Баранник, А. А. Жамалетдинов. СПб.: СОЛЮ, 2013. 240 с.

## Сведения об авторах:

### Жамалетдинов Абдулхай Азымович

главный научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук,  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: [abd.zham@mail.ru](mailto:abd.zham@mail.ru)

### Колобов Виталий Валентинович

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: [1\\_i@mail.ru](mailto:1_i@mail.ru)

### Баранник Максим Борисович



научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук,

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

эл.почта: [maxbar@ien.kolasc.net.ru](mailto:maxbar@ien.kolasc.net.ru)

УДК 621.311

**П. О. Русских, В. В. Ярошевич, А. С. Карпов**

## **ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СОКРАЩЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

### **Аннотация**

Приведена и проанализирована принципиальная электрическая схема действующей подстанции. Рассмотрены основные причины сокращенного срока службы силового трансформатора. С помощью математического и программного моделирования рассчитано влияние различных факторов на трансформаторы. На основе результатов моделирования рассмотрены предложения по снижению опасных воздействий на силовое оборудование подстанций.

### **Ключевые слова:**

*силовой трансформатор, автотрансформатор, подстанция, атмосферные перенапряжения, коммутационные перенапряжения, дуговые перенапряжения, качество электроэнергии, ударные токи.*

**P. O. Russkih, V. V. Yaroshevich, A. S. Karpov**

## **MAIN REASONS SHORTEN THE LIFE OF POWER TRANSFORMERS**

### **Abstract**

Are presented and analyzed a circuit diagram of the current substation. The main reasons for the reduced terms of the power transformer. With the help of mathematical modeling and software calculated the effect of all factors on transformers. Based on simulation results discussed proposals to reduce the dangerous effects on the power substation equipment.

### **Keywords:**

*power transformer, auto-transformer, substation, atmospheric overvoltage, switching voltage, arc voltage, power quality, shock currents.*

В Центре физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН уже длительное время проводятся исследования по совершенствованию надежности и энергоэффективности работы высоковольтного оборудования, а также изучение работы силового оборудования станций и подстанций в условиях арктического региона РФ.

Одним из основных электрических устройств в системах электроснабжения являются трансформаторы. Надежность электроснабжения потребителей во многом определяется силовым трансформаторным оборудованием. При этом возможные повреждения трансформаторов ведут, к ухудшению электроснабжения потребителей, а также к крупным авариям. Повышение удельной повреждаемости силовых трансформаторов связано с уменьшением срока эксплуатации, перенапряжениями, дефектами изоляции, короткими замыканиями.

Трансформаторы — это статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для

преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока [1].

В значительной степени конструкция трансформаторов определяется их назначением. На рис. 1 представлена классификация трансформаторов.

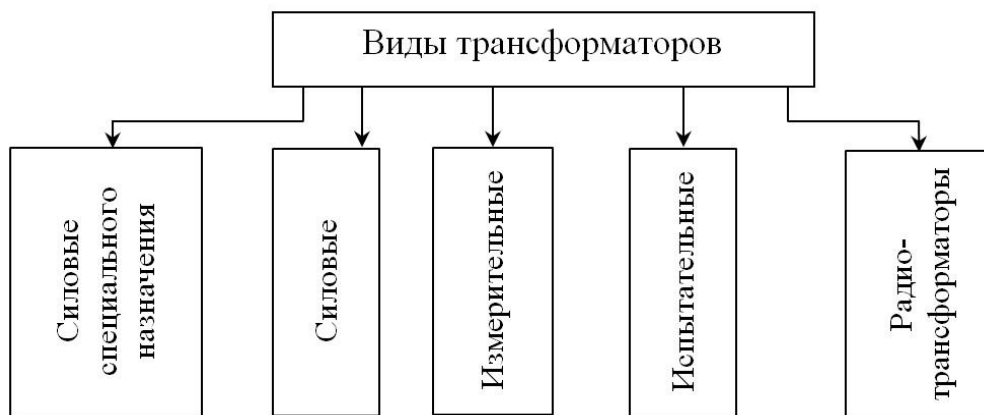


Рис. 1. Классификация трансформаторов

Наиболее интересны силовые трансформаторы, так как они имеют самый долгий срок службы – 25 лет. На рисунке 2 представлена классификация силовых трансформаторов по назначению.

Трансформаторы, которые предназначены для преобразования электроэнергии в электрических сетях и установках, используемых для приема и преобразования электрической энергии, называют силовыми. При этом к силовым трансформаторам относятся однофазные трансформаторы мощностью 5 кВ·А и более, а также трехфазные и многофазные трансформаторы мощностью 6.3 кВ·А и более [2].



Рис. 2. Классификация силовых трансформаторов по назначению

Силовые трансформаторы являются очень дорогостоящим оборудованием, поэтому их изучению требуется уделять большое внимание.

Для исследования сокращенного срока службы силовых трансформаторов были проведены регистрации характеристик нагрузки и показателей качества электроэнергии на действующей подстанции ПС-110/10/10 с целью выявления источников негативного влияния.

Подстанция ПС-110/10/10 кВ является действующей и находится в промышленной зоне города на Севере России. На подстанции установлены два трансформатора 1Т и 2Т с расщепленной обмоткой 10 кВ типа ТРДНМ-63000/110-У1.

На каждой системе шин 10 кВ установлены трансформаторы напряжения ТН-10 (ТН-10-I, II, III и IV) типа НТМИ-10. Все оборудование, присоединенное к системам шин 10 кВ (кроме ТСН и разрядников, защищающих шинопроводы), установлено в ячейках комплектного распределительного устройства.

Основной потребитель подстанции – машиностроительное предприятие. По некоторым отходящим фидерам 10 кВ питаются городские потребители. Принципиальная электрическая схема подстанции в нормальном режиме представлена на рисунке 3.

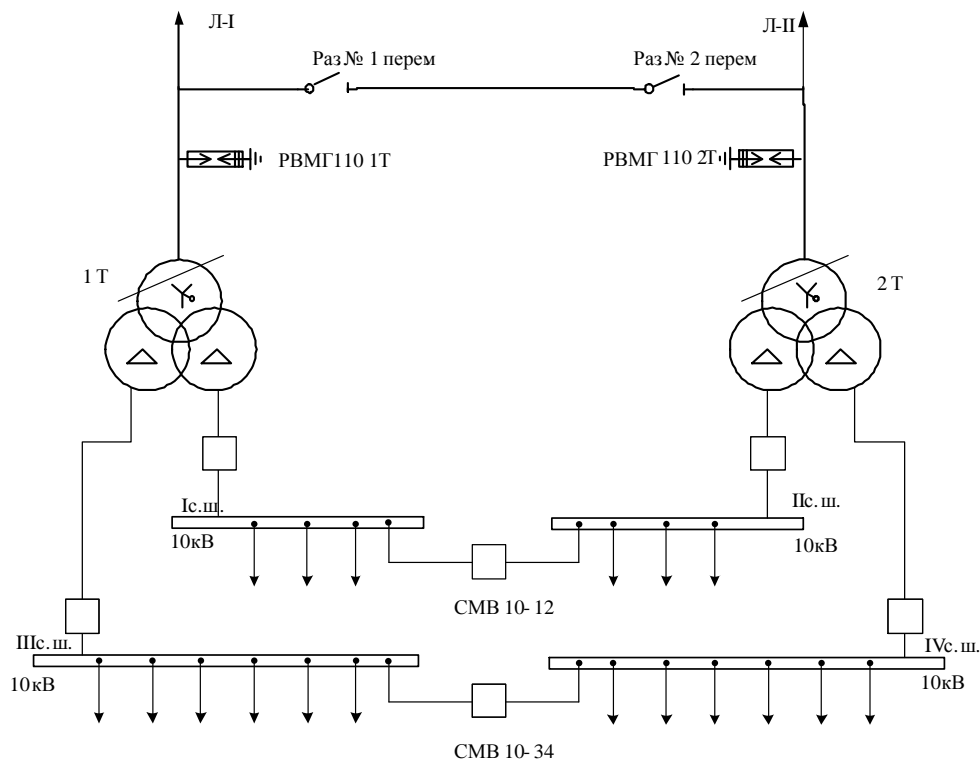


Рис. 3. Принципиальная электрическая схема подстанций в нормальном режиме

Возможное влияние на силовые трансформаторы могут оказывать следующие факторы (рис. 4).

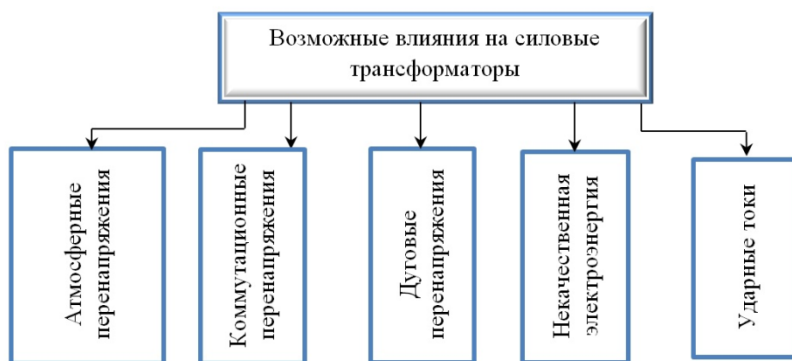


Рис. 4. Возможные влияния на силовые трансформаторы

**Атмосферные перенапряжения.** Формирование атмосферных перенапряжений на оборудовании подстанции обусловлено прорывами молнии на обшивку при разрядах в подстанцию, а также набегающими по ЛЭП грозowymi волнами. Появление опасных грозowych волн возможно при прорывах ударов молнии на фазные провода мимо тросовой защиты в пределах подходов ЛЭП к подстанции и при ударах молнии в опоры или трос на подходах ЛЭП

с последующими обратными перекрытиями их изоляции. Увеличение вероятности обратных перекрытий в пределах тросовых подходов характерно для районов с высоким удельным сопротивлением грунта, где имеются проблемы практической реализации заземлений опор в соответствии с требованиями ПУЭ.

Защита от атмосферных перенапряжений обеспечивается системой стержневых молниеотводов (защита от прямых ударов молнии в ошиновку подстанции), защитой подходов ЛЭП и разрядниками типа РВМГ-110М. Защитные аппараты установлены в непосредственной близости от силовых трансформаторов в соответствии с требованиями ПУЭ (рис. 5).

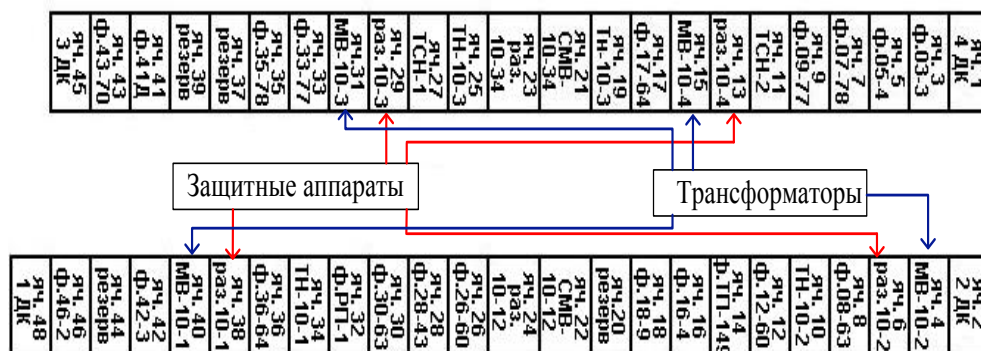


Рис. 5. План крытого распределительного устройства подстанции

Защита изоляции обмоток 10 кВ выполнена разрядниками РВП-10, установленными также в непосредственной близости от выводов 10 кВ силовых трансформаторов.

В сети 110 кВ используется частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов. Нейтрали обмоток 110 кВ 1Т и 2Т разземлены. Изоляция нейтралей 1Т и 2Т защищена разрядниками РВС-35 и РВС-15. Молниезащита на подстанции выполнена в полном соответствии с требованиями ПУЭ, следовательно, молниезащита силовых трансформаторов обеспечивает нормативную надежность. В [3] экспериментально показана зависимость режима заземления нейтрали силового трансформатора при воздействии на него атмосферных перенапряжений.

Условия формирования атмосферных перенапряжений на обоих силовых трансформаторах одинаковы. Поэтому воздействиями атмосферных перенапряжений нельзя объяснить разную степень расходования ресурса и износа 1Т и 2Т.

**Коммутационные перенапряжения.** Перенапряжения при напряжениях ненагруженных трансформаторов или машин могут возникать на присоединениях со стороны коммутированного оборудования. Возникновение коммутационных перенапряжений в схеме 10 кВ ПС возможно только при операциях выключателями присоединений, секционными и вводными выключателями. В РУ 10 кВ установлены масляные выключатели типа ВМП-10, ВМПЭ и ВМПШ, которые допускают повторные зажигания дуги при коммутациях больших токов замыканий. Однако влияние емкости подключенных кабелей существенно сглаживает коммутационные

перенапряжения. Таким образом, появление коммутационных перенапряжений большой кратности практически исключено.

Перенапряжения при отключениях ненагруженных трансформаторов или машин могут возникать на присоединениях со стороны коммутируемого оборудования, поэтому для силовых трансформаторов 1Т и 2Т опасности не представляют.

**Дуговые перенапряжения.** Для уменьшения токов однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ на всех шинах ПС установлены дугогасящие реакторы типа ЗРОМ-300/10 с фиксированной настройкой. Выделение нейтрали выполнено с помощью фильтров присоединения типа ТМ-400/10. Для анализа дуговых перенапряжений обычно используют упрощенную схему, аналогичную приведенной на рисунке 6.

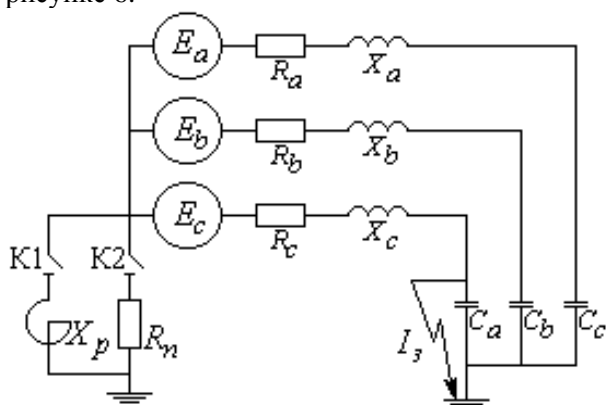


Рис. 6. Обобщенная схема для анализа дуговых перенапряжений в сети с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или высокоомный резистор

Изучение процессов, сопровождающих наиболее вероятные случаи однофазных замыканий на землю, проводилось на модели, схема которой приведена на рис. 7. В качестве приведения расчетной модели к условиям работы силовых трансформаторов 1Т и 2Т, выполнен учет гальванической развязки сети 110 кВ и 10 кВ, режим заземления нейтрали на стороне 110 кВ, подключение дугогасящего реактора через 4ДК и через трансформатор присоединения ТМ 4ДК, влияние магнитной связи обмоток 10 кВ, шунтирующее влияние нагрузки на междуфазные емкости.

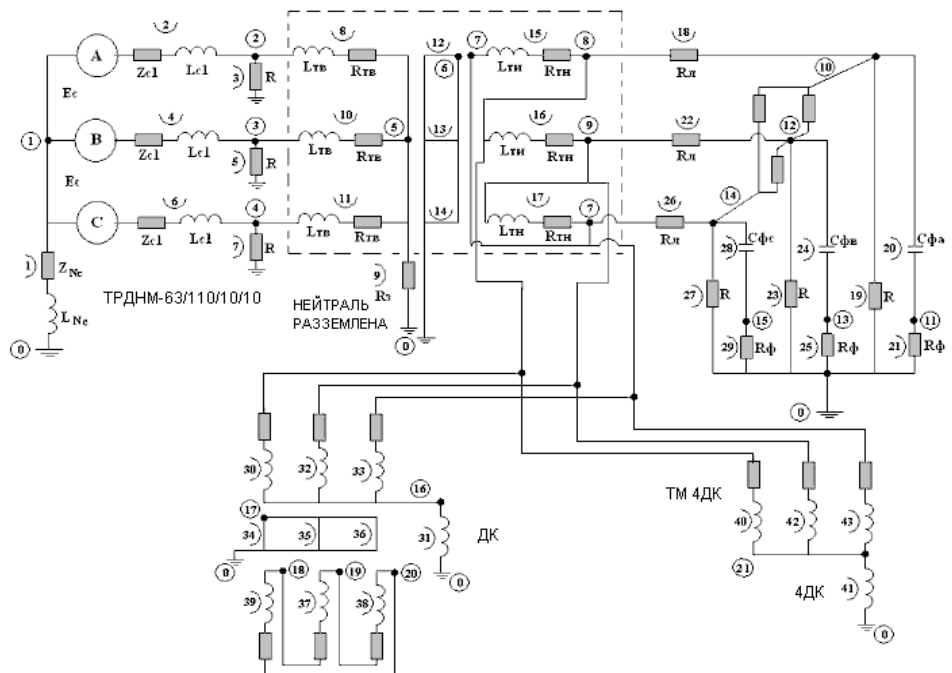


Рис. 7. Схема расчетной модели для анализа перенапряжений и переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ ПС

Наличие дугогасящих реакторов в значительной степени предотвращает повышение интенсивности дуговых перенапряжений. Их использование позволяет скомпенсировать емкостную составляющую токов однофазных замыканий на землю, повышает вероятность самогашения дуги при неустойчивых перекрытиях изоляции элементов сети 10 кВ, а также существенно снижает частоту повторных зажиганий дуги и перенапряжений при повреждениях изоляции.

Воздействие на силовые трансформаторы в виде повышения напряжения на неповрежденных фазах наблюдается как в момент замыкания, так и после ликвидации или промежуточного гашения дуги в месте повреждения. В рассмотренном случае кратность (при точной настройке дугогасящего реактора) повышения напряжения составляет:

$$K_{ПН} = \frac{U_{ПН}}{U_{МФ}}$$

При нарушениях точности настройки дугогасящих реакторов, обусловленных ограниченным числом переключений параметров реактора и схемными изменениями подключенной сети, возможно возникновение низкочастотных колебаний напряжения при самоликвидации однофазных замыканий с повышением напряжения на неповрежденных фазах выше линейного. Кратность повышения напряжения не является опасной для изоляции электрических машин. Так, случаи замыканий на землю за время исследований не зарегистрированы. С учетом запаса электрической прочности изоляции трансформатора повышения напряжения на неповрежденных фазах

при самоликвидации неустойчивых замыканий на землю не представляют опасности для изоляции обмоток 10 кВ 1Т и 2Т.

Возбуждение перенапряжений при обрыве тока в дугогасящих реакторах ДК, например, при отключениях двух фазных замыканий на землю исключено, так как изменение емкости сети, подключенной к шинам с реакторами ДК, меняется после коммутации не существенно.

Коммутационные перенапряжения, сопутствующие отключениям ненагруженных трансформаторов 1Т или 2Т на стороне 110 кВ, возникают за счет энергии, накопленной в индуктивности намагничивания трансформатора. Факторами, определяющими величину перенапряжения, являются величина индуктивности намагничивания, емкость аппаратов (включая трансформатор) и шин, подключенных к трансформатору, и величина тока ненагруженного трансформатора (мгновенное значение), при котором происходит обрыв тока в коммутационном аппарате. Кратность максимально возможных перенапряжений будет зависеть от отключающей способности коммутационного аппарата.

Таким образом, атмосферные, дуговые и коммутационные перенапряжения не могут быть причиной возникновения электромагнитных воздействий большой интенсивности. Кратность перенапряжений при отключениях ненагруженных трансформаторов на стороне 110 кВ зависит от последовательности операций и отключающей способности отделителей ОД-110.

**Некачественная электроэнергия.** Гармонические искажения при превышении нормально допустимых уровней гармоник вызывают увеличение потерь намагничивания и некоторое увеличение потерь электроэнергии. Зарегистрированные искажения синусоидальности вызывают увеличение потерь намагничивания и некоторое увеличение потерь электроэнергии, но не являются опасными для силовых трансформаторов. Поэтому специальных мероприятий по снижению гармонических искажений с целью уменьшения негативных влияний на силовые трансформаторы не требуется.

Ранее ЦФТПЭС были выполнены экспериментальные исследования по регистрации показателей качества на этой подстанции [4]. Авторами отмечено, что в режиме раздельной работы регистрация на I с.ш. показала повышение суммарного коэффициента искажения синусоидальности напряжения до 3 %. Однако выход превышений нормально допустимого уровня для всех гармоник равен нулю.

Регистрации на II с.ш. также показали увеличение суммарного коэффициента искажения синусоидальности напряжения до 3 %. В распределении искажений по гармоникам видно, что превышение нормально допустимого уровня отмечено для 28-й гармоники (выходы более 5 % от времени регистрации) и для 30-й гармоники (выходы до 1.5 %).

Таким образом, гармонические искажения, превышающие нормально допустимые уровни, зарегистрированы для 15-й и 21-й гармоник на III с. ш. и IV с. ш. и для 28-й и 30-й гармоник на II с. ш. Выходы превышений составляют 2...5% от времени регистрации.

Зарегистрированные искажения (превышение нормально допустимого уровня) могут быть основанием для предъявления претензий к показателю качества электроэнергии со стороны потребителей, подключенных к шинам 10 кВ ПС. Для предотвращения таких претензий необходимо подключение фильтров силовых высших гармоник на присоединениях потребителей



с электроустановками, генерирующими высшие гармоники (например, тиристорные преобразователи, электроды и т. п.). Фильтры должны быть присоединены на стороне искажающих, установок потребителей и находиться на их балансе.

Поэтому целесообразно в договоре на поставку электроэнергии с промышленным потребителем предусмотреть обязательство промышленного предприятия установить на своих присоединениях силовые фильтры высших гармоник, например, Ф15-10-2400 Л(П)УЗ. Выбор параметров фильтра определяется в зависимости от мощности источника искажений. Судя по спектральному составу искажений необходимы фильтры широкого частотного диапазона.

**Ударные токи.** Регистрации токов нагрузки выполнены в трансформаторах тока вводных выключателей (полный ток нагрузки на одну из обмоток 10 кВ силового трансформатора), секционных выключателях (в ремонтном режиме работы с одним силовым трансформатором), а также выключателях присоединений к каждой из систем шин 10 кВ.

Несимметрия ударных токов создает неравномерное распределение магнитных потоков. Сочетание перераспределения потока рассеяния и главного намагничивающего потока в стержнях или ядрах магнитной системы обуславливает подверженность трансформаторов перевозбуждениям и локальным повышением температуры, особенно в условиях перегрузки.

Возбуждение СНЧ-колебаний фазных токов способствует механическим резонансным явлениям и подмагничиванию магнитопровода. Дополнительное намагничивание вызывает наложение переходных токов. Сопровождающие искажения формы тока и наложение переходных процессов создают эффект колебательных изменений частоты.

Все вышеуказанные факторы создают условия для локальных термических воздействий на изоляцию и нарушения механической прочности элементов изоляции и магнитной системы. Локальные термические воздействия в местах с высокой электростатической напряженностью (в обмотках или соединениях) приводят к термохимическому износу изоляции.

Измерения токов в заземленной нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора 1Т выявили амплитудные искажения тока несимметрии, которые могут быть вызваны неравномерной намагниченностью и ухудшением состояния магнитопровода трансформатора. Таким образом, причиной повышенного износа силовых трансформаторов является высокая интенсивность ударных несимметричных изменений токов нагрузки, а также сопровождающие переходные и сверхнизкочастотные процессы.

**Предложения по снижению опасных воздействий на силовые трансформаторы.** При разработке предложений были рассмотрены следующие варианты снижения опасности зарегистрированных ударных воздействий:

- объединение нагрузки для использования шунтирующего действия стабилизированной нагрузки;
- изменение системы питания установок, вызывающих ударные воздействия, вплоть до применения гальванической развязки, применения токоограничивающих реакторов в качестве сглаживающих ударные изменения токов и симметрирующих устройств.

Перевод ударной нагрузки на питание от трансформатора большой мощности, для которого интенсивные изменения токов величиной до 1000 А являются безопасными, нецелесообразен вследствие существенного снижения коэффициента его использования (загрузки) даже при переводе всех потребителей, подключенных к шинам 10 кВ ПС.

Обеспечение полной гальванической развязки установок потребителя с ударными характеристиками и шин 10 кВ ПС возможно путем использования дополнительного силового трансформатора для питания только установок с ударными характеристиками. Мощность выделенного трансформатора, по предварительным оценкам, должна быть не менее 10 МВ·А. Подключение присоединения к силовому трансформатору выполняется через токоограничивающие реакторы с большим индуктивным сопротивлением, например, РБГ-10-630-0.56, РБ, РБУБ РБГ 10-1000-0.56 или РБНГ 10-1000-0.56. При необходимости возможно последовательное включение нескольких реакторов с одинаковой пропускной способностью (номинальным током).

В связи с отсутствием шунтирующего действия нагрузки с постоянными характеристиками на источник гармонических искажений схему целесообразно дополнить широкополосным фильтром высших гармоник. Дополнительный трансформатор будет испытывать воздействия аналогичные зарегистрированным. Поэтому целесообразно передать этот трансформатор на баланс промышленного предприятия. Достоинством трансформаторной развязки является снижение эмиссии СНЧ процессов в сеть 110 кВ.

Второй вариант – обеспечение полной гальванической развязки с помощью включения в схему питания выпрямителя с инвертором и промежуточным емкостным накопителем энергии. Схема «выпрямитель-инвертор» приведена на рис. 8. Это мероприятие дает наибольший эффект, так как полностью исключает несимметрию токов и ударные воздействия. Для устранения возможных искажений напряжения вследствие генерирования инвертором и тиристорным выпрямителем высокочастотных гармоник необходимо дополнить систему «выпрямитель-инвертор» силовым фильтром высших гармоник [6].

Другие варианты изменения схемы питания ударной нагрузки приведены на рисунке 9.

Дополнительно трансформатор может быть оборудован симметрирующим устройством, которое должно быть спроектировано в соответствии с характеристиками подключенных электроустановок промышленного предприятия. В настоящее время разрабатываются системы выравнивания распределения фазной нагрузки с помощью силовых трансформаторов с симметрирующими устройствами [5] и изучается эффективность их использования.

На рисунке 9 представлен вариант включения токоограничивающего реактора и фильтра высших гармоник.

Целесообразно использовать реактор с большой индуктивностью, например, РБУ-10-1000-0.56 или аналогичный.

Следует отметить, что данный вариант не обеспечивает симметрирования ударных воздействий и снижения наложенных СНЧ процессов.

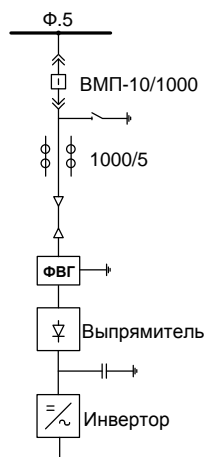


Рис. 8. Схема «выпрямитель-инвертор»

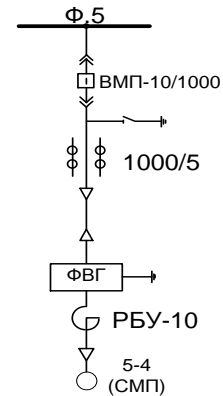


Рис. 9. Схема подключения через реактор

На рисунке 10 приведена схема с включением симметрирующих трансформаторов. Симметрирующие трансформаторы разработаны для использования в тяговых сетях, имеющих известный характер несимметрии - двухфазная нагрузка на перегоне, а также для распределительных сетей со случайным характером неравномерной нагрузки по фазам. В представленном варианте предлагается включение группы параллельно включенных трансформаторов типа ТМГСУ-250/10, либо трансформаторов большей мощности с симметрирующим устройством. Мощность трансформаторов, класс напряжения и другие технические характеристики определяются технологическими условиями производства потребителя.

На рисунке 11 представлен вариант, который предполагает преобразование переменного тока в выпрямленный, и перевод установок с ударной нагрузкой на питание выпрямленным напряжением. Этот вариант так же, как и вариант схемы на рис. 12, должен соответствовать технологическим условиям подключенного потребителя. Поэтому определение модели оборудования (выпрямительной установки и т.д.) и его характеристик, а также заказ и исполнение потребитель должен выполнить самостоятельно.

Данный вариант по аналогии с вариантом схемы питания с дополнительным силовым трансформатором (рис. 12) дает наибольший эффект, так как полностью исключает несимметрию токов и ударные воздействия. При использовании устройства выпрямления с управляемыми силовыми ключами необходимо дополнить систему «выпрямитель-инвертор» силовым фильтром высших гармоник.

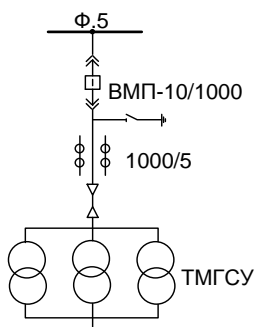


Рис. 10. Группа симметрирующих трансформаторов

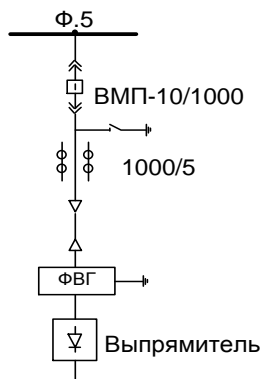


Рис. 11. Преобразователь ударной нагрузки АС/ДС

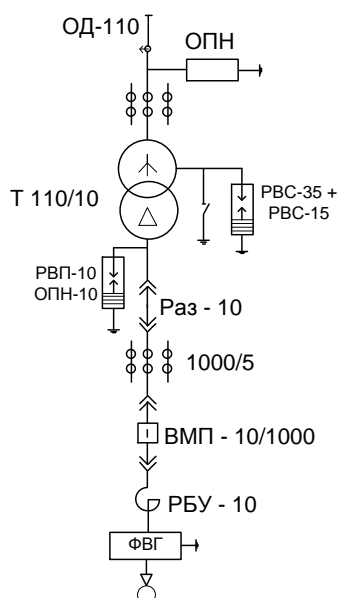


Рис. 12. Схема питания с дополнительным силовым трансформатором

### Выводы

На примере действующей подстанции 110/10/10 кВ исследованы причины сокращенного срока службы высоковольтных силовых трансформаторов. Установлено, что основное негативное влияние на силовые трансформаторы могут оказывать следующие факторы:

- атмосферные, коммутационные и дуговые перенапряжения;
- некачественная электроэнергия;
- ударные токи.

На основе математического и программного моделирования все эти факторы были проанализированы. В результате получено, что наибольшее влияние на трансформаторы оказывают ударные токи. Причиной повышенного

износа силовых трансформаторов является высокая интенсивность ударных несимметричных изменений токов нагрузки, а также сопровождающие переходные и сверхнизкочастотные процессы.

На основе проведенных исследований и с целью разработки предложений по уменьшению влияния опасных факторов на силовые трансформаторы рассмотрены следующие варианты снижения опасности исследуемых воздействий:

- объединение нагрузки для использования шунтирующего действия стабилизированной нагрузки;
- изменение системы питания установок, вызывающих ударные воздействия вплоть до применения гальванической развязки;
- использование токоограничивающих реакторов в качестве сглаживающих ударные изменения токов;
- применение симметрирующих устройств.

### **Литература**

1. ГОСТ 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2007. - 45 с.
2. ГОСТ 16110-82 Трансформаторы силовые. Термины и определения. Утвержден Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 04.03.82 № 940. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://standartgost.ru/g/ГОСТ\\_16110-82](http://standartgost.ru/g/ГОСТ_16110-82)
3. Ярошевич, В. В. Влияние нестационарных электромагнитных воздействий на силовые трансформаторы / В. В. Ярошевич, А. С. Карпов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2014. Вып. 8. С. 54–62.
4. Невретдинов, Ю. М. Влияние режима нейтрали и схем включения обмоток силового трансформатора на его импульсные характеристики / Ю. М. Невретдинов, А. В. Бурцев, Г. П. Фастий // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2014. Вып. 8. С. 20–27.
5. Кислицын, А. Л. Трансформаторы: Учебное пособие по курсу «Электромеханика» / А. Л. Кислицын. Ульяновск: УлГТУ, 2001. 76 с.
6. Сергеенков, Б. Н. Электрические машины: Трансформаторы: Учебное пособие для электромеханических специальностей вузов / Б. Н. Сергеенков, В. М. Киселёв, Н. А. Акимова / под ред. И. П. Копылова. М.: Высш. шк. 1989, 352 с.

### ***Сведения об авторах:***

#### **Русских Павел Олегович,**

магистрант Мурманского арктического государственного университета (МАГУ)  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Лесная, д. 29  
эл. почта: [RusskikhPvl@yandex.ru](mailto:RusskikhPvl@yandex.ru)

#### **Ярошевич Вера Васильевна,**

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии  
Центра Физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [yaroshevich@ien.kolasc.net.ru](mailto:yaroshevich@ien.kolasc.net.ru)

#### **Карпов Алексей Сергеевич,**

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии  
Центра Физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [asc\\_apatity@mail.ru](mailto:asc_apatity@mail.ru)

Я. Э. Еремич, С. А. Пашичева, Ф. Х. Халилов

## ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТЕЙ 6–35 кВ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ЭМС ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ТЕХНОСФЕРЫ И БИОСФЕРЫ

### Аннотация

Решение задач ЭМС электроэнергетики, техносферы и биосферы требует знания достаточно широких технических характеристик сетей 6–35 кВ. Приводятся характеристики самих сетей, изоляции, внутренних и молниевых перенапряжений.

### Ключевые слова:

*изоляция, замыкания на землю, молниезащита, трансформатор, входные параметры.*

Y. E. Eremich, S. A. Pashicheva, F. Kh. Khalilov

## ELECTRICAL NETWORKS 6–35 kV ASPECTS REQUIRED FOR ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY SOLUTIONS IN POWER SYSTEMS, TECHNOSPHERE AND BIOSPHERE

### Abstract

Solutions of EMC problems in power networks, technosphere and biosphere require knowledge of sufficiently broad of 6–35 kV networks technical characteristics. Characteristics of the networks, insulation, internal and lightning overvoltages are described in the article.

### Keywords:

*insulation, lightning ground fault, transformers, input parameters.*

**Введение.** При решении проблем электромагнитной совместимости (ЭМС) электроэнергетики, техносферы и биосферы необходимо знать ряд характеристик сетей, в том числе сетей средних классов напряжения 6–35 кВ, которые приведены по данным энергосистем СССР и России [1–4].

Важнейшей характеристикой сети является запас изоляции. Она тестируется одноминутным испытательным напряжением 50 Гц и импульсными воздействиями. Первые, с некоторыми оговорками, одновременно отражают характеристики изоляции при внутренних перенапряжениях с основными частотами ближе к 50 Гц, а вторые – при грозовых перенапряжениях и внутренних перенапряжениях с основными частотами в несколько десятков или сотен килогерц.

**Характеристики сетей 6–35 кВ.** В таблице 1 приведены допустимые кратности атмосферных перенапряжений относительно наибольшего рабочего и номинального напряжений сети для трансформаторов 6–35 кВ с нормальной изоляцией. При этом допустимое импульсное напряжение на изоляции при грозовых перенапряжениях определено из соотношения  $U_{\text{доп}} = 1.1 \cdot (U_{\text{пв}} - \frac{U_{\text{н}}}{2})$ , где  $U_{\text{пв}}$  – нормированное испытательное напряжение грозовых импульсов трансформаторов по ГОСТ 1516.3-96;  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (класс напряжения) трансформаторов.

Таблица 1

Кратности грозových перенапряжений для внутренней изоляции трансформаторов с нормальной изоляцией (ГОСТ 1516.3-96)

Воздействие	Кратности перенапряжений		
	6	10	35
Номинальное напряжение, кВ	6	10	35
Наибольшее рабочее напряжение в электрической сети, действующее значение, кВ	6.9	11.5	40.5
Нормированное максимальное испытательное напряжение грозových импульсов, кВ	60	80	200
Допустимое максимальное значение величины импульсных перенапряжений, кВ	62.5	82	200
Кратность допустимых грозových перенапряжений по отношению:			
к наибольшему фазному рабочему напряжению	11	8.8	5.9
к наибольшему рабочему напряжению	6.4	5	3.45
к номинальному фазному напряжению	13	10.5	6.7
к номинальному напряжению	7.6	5.9	3.85

Для работы в сетях, подвергающихся воздействию атмосферных перенапряжений, используют трансформаторы с нормальной изоляцией. Эти перенапряжения для них определяющие — расчетные. С другой стороны, весьма значительна доля повреждений от внутренних перенапряжений. Их кратности, допустимые для нормальной изоляции сетей 6–35 кВ, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Кратности внутренних перенапряжений для внутренней изоляции трансформаторов 6–35 кВ с нормальной изоляцией (ГОСТ 1516.3-96)

Воздействие	Кратности перенапряжений		
	6	10	35
Номинальное напряжение, действующее значение, кВ	6	10	35
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты, действующее значение, кВ	25	358	85
Допустимое значение величины внутренних перенапряжений, действующее значение, кВ	29.5	41.5	100
Кратность допустимых внутренних перенапряжений по отношению:			
к наибольшему рабочему фазному напряжению	7.5	6.2	4.3
к наибольшему рабочему напряжению	4.3	3.6	2.5
к номинальному фазному напряжению	8.4	7.2	5
к номинальному напряжению	4.9	4.15	2.9

Аналогичным образом построена таблица 3 для трансформаторов с облегченной изоляцией, предназначенных для работы в сетях, где исключена возможность проникновения атмосферных перенапряжений. По этой причине, как показывает анализ, определяющими для них являются внутренние

перенапряжения. Допустимая величина этих перенапряжений определена по формуле  $U_{\text{доп}} = \delta_{\text{вн}} \cdot K_{\text{вн}} \cdot U_{\text{н}}$ , где  $\delta_{\text{вн}}$  – коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях для класса напряжений 6–35 кВ;  $K_{\text{вн}}$  – коэффициент кумулятивности;  $U_{\text{н}}$  – испытательное напряжение рабочей частоты.

Таблица 3

Кратности внутренних перенапряжений для внутренней изоляции трансформаторов 6–20 кВ с облегченной изоляцией (ГОСТ 1516.3-96)

Воздействие	Кратности перенапряжений			
	6	10	15	20
Номинальное напряжение, действующее значение, кВ	6	10	15	20
Нормированное кратковременное напряжение промышленной частоты электрооборудования, действующее значение, кВ	16	24	37	50
Допустимое значение величины внутренних перенапряжений электрооборудования, действующее значение, кВ	18.8	28.3	43.5	58.7
Кратность допустимых внутренних перенапряжений по отношению:				
к наибольшему рабочему фазному напряжению	4.8	4.3	4.3	4.3
к наибольшему рабочему напряжению	2.8	2.5	2.5	2.5
к номинальному фазному напряжению	5.4	4.8	5	5
к номинальному напряжению	3.1	2.8	2.9	2.9

Как видно из таблиц 1–3, трансформаторы 6–35 кВ с нормальной изоляцией по внутренним и грозovým перенапряжениям имеют достаточно высокие запасы по допустимым воздействиям (более 5.0 по грозovým и 4.3 – по внутренним перенапряжениям). Что же касается трансформаторов с облегченной изоляцией, то для них запасы изоляции тоже достаточно высоки. Так, кратность допустимых внутренних перенапряжений на изоляции таких трансформаторов составляет 4.2–5.2 по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению и 4.5–5.4 по отношению к номинальному фазному напряжению.

Изоляционная система высоковольтных электрических машин является их существенной частью как с точки зрения стоимости, так и в обеспечении длительности срока службы. Ни одна составная часть машины не определяет ее надежность и срок службы в большей степени, чем изоляция, которая наиболее уязвима прежде всего из-за влияния старения при нормальных условиях и действия различных факторов.

Основной причиной повреждения изоляции электродвигателей является совместное действие тепловых, механических и электрических воздействий, а также влияние окружающей среды (влажность, загрязненность, высокая температура и т. д.). Тепловое старение органических составляющих изоляции (смолы, ткани и т. д.) сильно снижает электрическую прочность машинной изоляции. Неорганические составляющие (слюда, стекло, асбест) не подвержены тепловому старению при обычных для электродвигателей рабочих температурах.



Тепловое старение делает изоляцию уязвимой с точки зрения механических повреждений. При работе машин их обмотки подвергаются механическим, электродинамическим воздействиям как в нормальных, так и в аварийных режимах работы, что приводит к их смещению и деформации.

Кроме того, обмотки подвержены действию сил, возникающих из-за неодинакового теплового расширения различных ее частей. Если для новой изоляции эти условия не представляют большой опасности, то при потере механической прочности в результате теплового старения изоляция менее способна противостоять обычным условиям вибрации или ударов, разности тепловых расширений сжатой меди, стали и изоляционных материалов. Отсюда следует, что важно для изоляции не только получить электрическую прочность изоляции новой обмотки, но и сохранить свои электрические характеристики на относительно высоком уровне в течение всего расчетного срока службы, учитывая при этом перенапряжения, температуру, механические силы и др.

В силу указанных выше причин в процессе эксплуатации прочность изоляции машины снижается. Как видно из рис. 1, имеет место более интенсивное снижение электрической прочности изоляции в первые годы работы машины, а затем это снижение уменьшается.

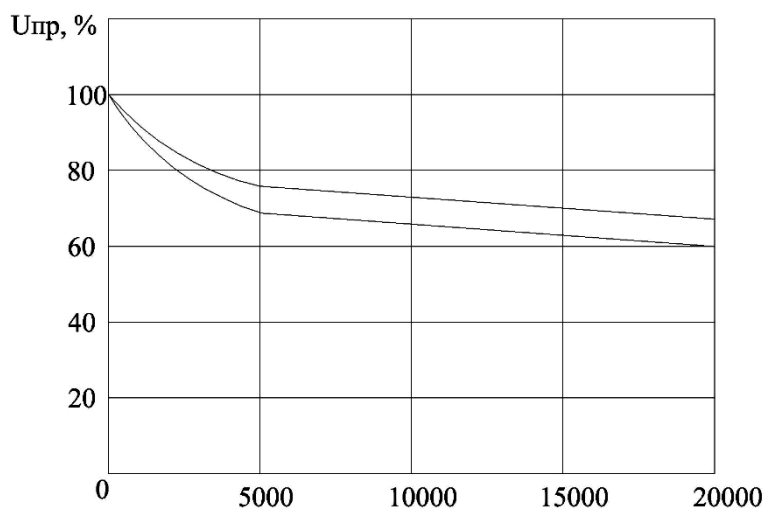


Рис. 1. Зависимость электрической прочности от числа часов работы в эксплуатации, в процентах от прочности новой изоляции: верхняя кривая для отечественных машин; нижняя кривая по данным США

Через несколько лет после ввода машины в эксплуатацию ее электрическая прочность снижается примерно на 30–35 %. Уровень прочности изоляции электродвигателей при перенапряжениях характеризуется коэффициентом импульса, вычисляемым по формуле:  $K_{и} = U_{имп}/U_{\sim}$ , где  $U_{имп}$  – импульсное пробивное (выдерживаемое) напряжение,  $U_{\sim}$  – амплитудное значение переменного (выдерживаемого в течение одной минуты) напряжения.

Обычно для новой изоляции среднее значение  $K_{и} = 1.2 - 2.0$ . По данным СПбГПУ, для состарившейся изоляции при наличии расслоения и других дефектов  $K_{и}$  снижается до 1.0. Вследствие случайности характеристик

электрической прочности изоляции  $K_{и}$  в отдельных случаях падает даже до 0.5–0.8. Он также снижается вследствие кумулятивного эффекта, то есть накопления разрушений при многократных воздействиях импульсов напряжений. Такое же положение имеет место для витковой изоляции электродвигателей в эксплуатации.

По технико-экономическим соображениям схемы защиты электродвигателей от перенапряжений разрабатываются таким образом, что с определенной вероятностью допускаются электрические воздействия, превышающие допустимый уровень.

В отличие от большинства высоковольтного оборудования, изоляция электрических машин, в том числе электродвигателей, не испытывается повышенным импульсным напряжением.

В связи с этим допустимые импульсные напряжения  $U_{д}$ , имитирующие воздействия грозовых и внутренних перенапряжений, выбираются на основании испытательных напряжений промышленной частоты и принимаются равными их амплитуде, то есть  $U_{д} = \sqrt{2} \cdot U_{исп}$ .

Испытательные напряжения промышленной частоты  $U_{исп}$  устанавливались исходя из практики эксплуатации. Заводское испытательное напряжение корпусной изоляции полностью собранной машины обычно определяется в единицах действующего значения номинального напряжения  $U_{н}$  сети. Для электрических машин различных классов напряжений оно имеет незначительные отклонения и в среднем равно  $U_{исп} = 2,3 \cdot U_{н}$ .

Что же касается испытательного напряжения в эксплуатации, то, ввиду снижения электрической прочности изоляции электродвигателей в эксплуатации, оно принято значительно ниже заводского испытательного напряжения. Так, первоначально  $U_{исп}$  было принято равным  $U_{н}$ , позднее 1.3–1.5 $U_{н}$ . Далее в некоторых энергообъединениях  $U_{исп}$  повысили до 1.7 $U_{н}$ .

Как отмечалось, электрическая прочность изоляции электродвигателей в условиях эксплуатации существенно снижается, коэффициент импульса снижается до 1.0 и даже ниже. Поэтому  $U_{исп} = 1.7 \cdot U_{н}$  объективно является допустимым для машин любой мощности.

Исследования показывают, что величина витковых перенапряжений в основном определяется крутизной волн перенапряжений на корпусной изоляции, скоростью распространения волны по обмотке, ее волновым сопротивлением, а также затуханием волны при движении ее по обмотке. Поэтому задача защиты от витковых перенапряжений заключается в том, чтобы при заданных волновых параметрах электродвигателя ограничить крутизну грозовых перенапряжений, воздействующих на электрическую машину.

Перейдем к другим эксплуатационным характеристикам сетей 6–35 кВ. Годовое количество перенапряжений с кратностью, равной или выше заданной, определяется умножением вероятности  $P(K \geq K_x)$  на годовое число коммутаций ( $N_r$ ).

Исходные данные  $N_r$  для линий собраны в шести энергообъединениях России. Результаты анализа  $N_r$  при оперативных и аварийных коммутациях сведены в таблицу 4, причем число аварийных коммутаций определено на 100 км линий.

Таблица 4

Характеристики годового числа коммутаций линий 6-35 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Вид коммутации	Параметры распределения			
		$\bar{n}_{пл}$	$\sigma$	$\bar{n}_{ав}$	$\sigma$
6	Плановые	5.0	2.0		
	Аварийные	-	-	11.5	3.1
10	Плановые	5.0	2.0		
	Аварийные	-	-	9.0	3.0
35	Плановые	6.0	2.5		
	Аварийные	-	-	5.3	1.8

В таблице 5 приведены статические характеристики  $N_T$  для трансформаторов 6-35 кВ, собранные в шести энергосистемах. При этом под термином «коммутация» понимается отключение или включение трансформатора.

Как видно из таблицы 5, оперативные (плановые) коммутации трансформаторов с помощью рядом стоящих коммутационных аппаратов совершаются приблизительно 2 раза в год.

Таблица 5

Характеристики годового числа коммутаций трансформаторов 6–35 кВ

Вид коммутации	$N_T$				$\sigma$			
	6	10	20	35	6	10	20	35
Оперативная коммутация трансформатора	1.60	1.60	1.50	1.50	0.50	0.50	0.40	0.40
Оперативная коммутация трансформатора с кабелем	2.30	2.30	2.10	2.00	0.70	0.70	0.60	0.60
Аварийная коммутация трансформатора	0.50	0.50	0.40	0.30	0.20	0.20	0.18	0.17
Аварийная коммутация трансформатора с кабелем	0.50	0.50	0.40	0.40	0.20	0.20	0.18	0.17
Полнофазная коммутация трансформаторов с кабелем при наличии замыкания на землю со стороны питания	1.00	1.00	0.70	0.60	0.30	0.30	0.20	0.10
Коммутация трансформатора с кабелем в неполнофазном режиме	0.50	0.50	0.40	0.30	0.20	0.20	0.15	0.10
То же при наличии замыкания на землю	0.30	0.30	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10

Несколько больше число коммутаций трансформаторов 6-35 кВ с силовым кабелем. Такая схема в настоящее время встречается наиболее часто, так как широкое применение находят комплексные распределительные устройства.

Число аварийных коммутаций трансформаторов, возникающих при коротких замыканиях в цепи нагрузки или при повреждениях в цепи «выключатель – трансформатор», приблизительно в 3–4 раза меньше.

В ряде случаев с целью поиска и ликвидации причин замыкания на землю трансформаторы отключаются при наличии замыканий одной из фаз на землю. Такая коммутация в среднем в году выполняется 1 раз и имеет большое значение для прогнозирования вероятности возбуждения феррорезонансных перенапряжений. Для этой же цели обобщены статические характеристики годового числа коммутаций при неполнофазных режимах. Они, как правило, возникают при обрывах проводов, в частности, при отказе одной или двух фаз выключателей. Упомянутая коммутация силовых трансформаторов 6–35 кВ выполняется 1 раз в 3–4 года.

Анализ опыта эксплуатации высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей показывает, что величина  $N_T$  в значительной степени зависит от назначения технологического агрегата, приводом которого служит электродвигатель. По этой причине  $N_T$  изменяется в широких пределах: от нескольких коммутаций в год до сотен и тысяч в год.

Замыкания на землю являются одними из основных причин возникновения существенных перенапряжений в сетях 6–35 кВ. Анализ опыта эксплуатации этих сетей показывает, что годовое число замыканий  $n_3$  на землю от протяженности линий сети зависит сложным образом.

Так, в одной из сетей 6 кВ с кабельными линиями общей протяженностью 11 км  $n_3 = 5,3$ , а в аналогичной сети с протяженностью 32 км  $n_3 = 10,1$ . В одной из воздушных сетей 10 кВ с общей протяженностью линий 10,8 км  $n_3$  было равно 4,3, в то время как в аналогичной сети протяженностью 35 км  $n_3 = 7,8$ .

Оказалось, что большое количество замыканий на землю возникает по причинам, не зависящим от протяженности сети. В кабельных сетях они связаны с повреждениями, в основном, концевых и, в меньшей степени, соединительных муфт, линейных выключателей и разъединителей, в воздушных сетях — повреждениями коммутационной аппаратуры и ударами молнии.

Для этого случая годовое число замыканий на землю определялось по формуле:

$$n_3 = n_1 \cdot \frac{l}{100} \cdot n_2 \cdot n_l,$$

где  $l$  – общая протяженность линий, км;  $n_l$  – число линий сети;  $n_1$  – удельное годовое число замыкания на землю на 100 км длины линии,  $n_2$  – то же на одну линию, связанное с повреждениями концевых устройств. Результаты обработки статистических характеристик  $n_1$  и  $n_2$  сведены в таблицу 6.

Таблица 6

Удельное число замыканий на землю в сетях 6–35 кВ

$U_n$ , кВ	$n_1$	$n_2$
6	3.6	0.13
10	4.2	0.14
35	2.9	0.18

Замыкания на землю в сетях с изолированной или резонансно заземленной нейтралью не сопровождается немедленными отключениями несимметричных замыканий. При этом допускается длительная (до нескольких часов) работа названных сетей в таких режимах. Замыкания на землю по их продолжительности могут быть условно разделены на так называемые мгновенные и длительные замыкания. Их время от нескольких периодов рабочей частоты до 3 мин и больше 3 мин соответственно. Максимальное же время замыкания длительного характера было зафиксировано на уровне  $t_3 = 7$  ч 25 мин.

Для обоснованного построения грозозащиты подстанций и отдельных видов электрооборудования, например двигателей, необходимо иметь их волновые характеристики. На рисунках 2 и 3 приведены схемы измерения волновых сопротивлений электродвигателей и трансформаторов соответственно. При измерениях этих параметров электродвигателей и трансформаторов «свободные» фазы исследуемой обмотки и обмоток других классов напряжения согласовывались через соответствующие сопротивления ( $Z_{зд}$  на рис. 2 а и  $Z_{г}$ ,  $Z$  на рис. 3).

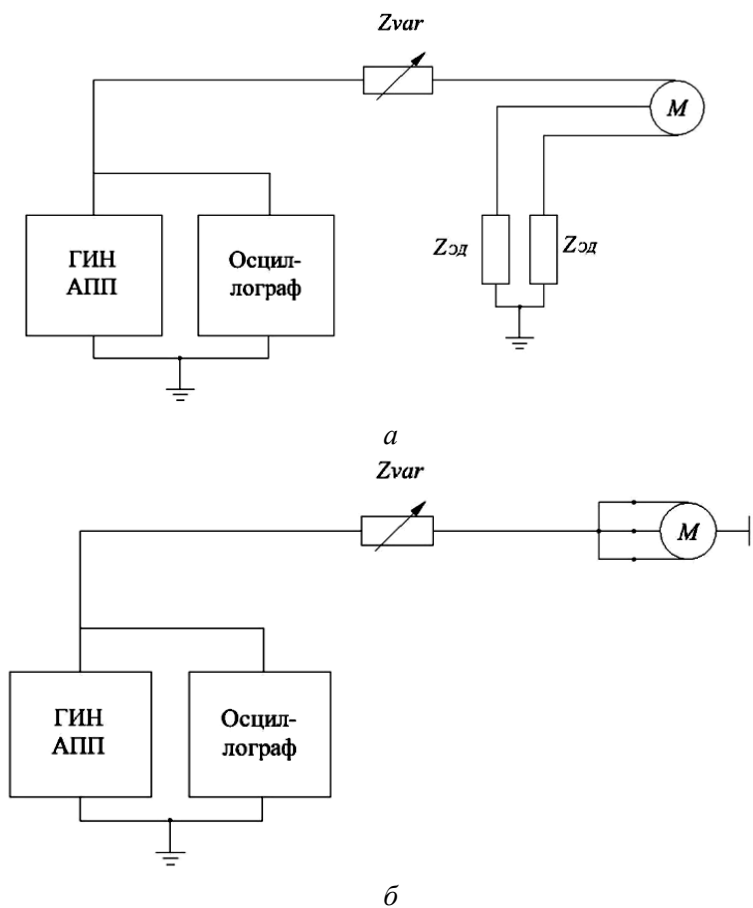


Рис. 2. Измерение волновых сопротивлений одной (а) и трех фаз (б) электродвигателей

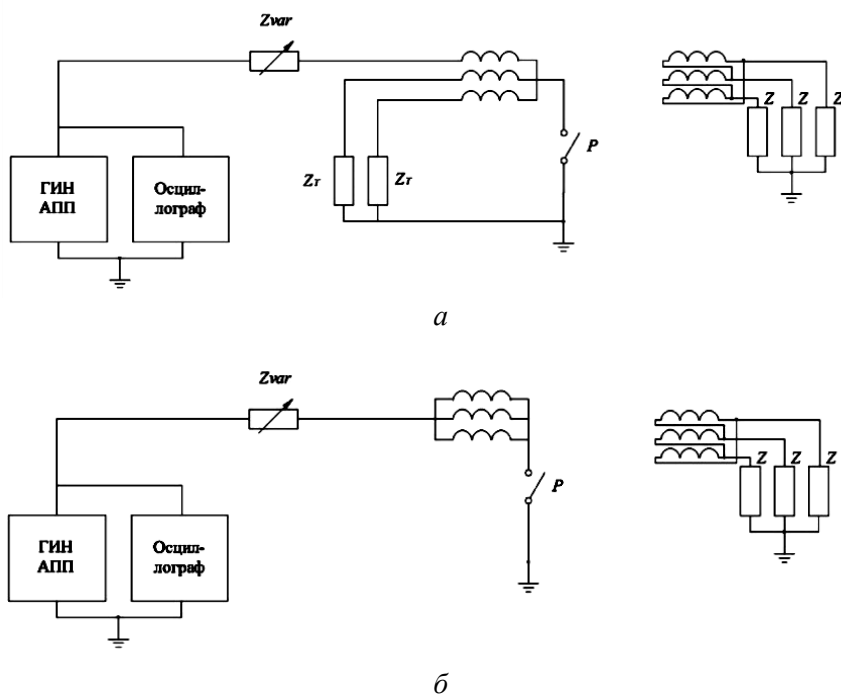


Рис. 3. Измерение волновых сопротивлений одной (а) и трех фаз (б) трансформаторов

Результаты измерения волновых сопротивлений одной ( $Z_1$ ) и трех фаз ( $Z_3$ ) электродвигателей сведены в таблице 7, аналогичные результаты для силовых трансформаторов – в таблице 8.

Таблица 7

Результаты измерения  $Z_1$  и  $Z_3$  для ЭД

Тип электродвигателя	$Z_{1A}$ , Ом	$Z_{1B}$ , Ом	$Z_{1C}$ , Ом	$Z_3$ , Ом
ЭД-1	1800	1800	1800	650
ЭД-2	1200	1200	1200	410
ЭД-3	1900	1900	1900	650
ЭД-4	1350	1350	1350	500
ЭД-5	1000	1000	1000	350
ЭД-6	1200	1200	1200	450

Таблица 8

Значения  $Z_1$  и  $Z_3$  для силовых трансформаторов

Класс напряжения, кВ	$Z_1$ , Ом	$Z_3$ , Ом
6	1200	500
10	1400	550
35	1800	710

Входную емкость электрооборудования при частотах, эквивалентных грозовому импульсу, можно определить различными методами:

- методом разряда конденсатора в обмотку;
- с помощью моста, работающего по нулевому принципу с дифференциальным трансформатором;
- методом заряда емкости через резистор.

В настоящее время наибольшее распространение получил метод заряда емкости через резистор. Схемы измерения входной емкости двух и трехобмоточных трансформаторов и электродвигателей приведены на рисунках 4-6 соответственно.

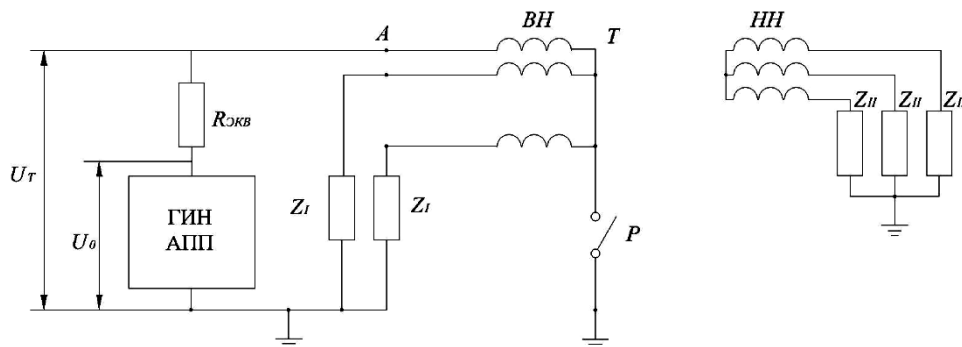


Рис. 4. Схемы измерения входной емкости двухобмоточного трансформатора (схемы соединения обмоток и их обозначения условны)

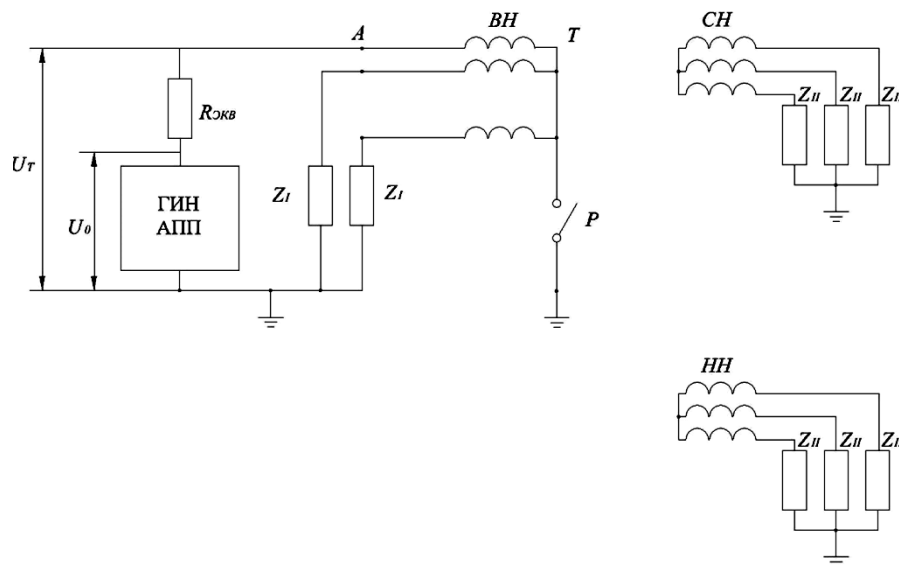


Рис. 5. Схемы измерения входной емкости трехобмоточного трансформатора (схемы соединения обмоток и их обозначения условны)

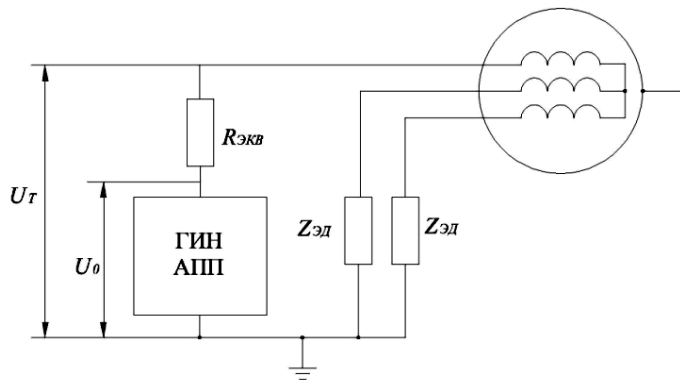


Рис. 6. Схемы измерения входной емкости электродвигателей

К одной из фаз исследуемой обмотки трансформатора или электродвигателя от источника импульсов АПП через резистор  $R_{э.кв} = 300$  и  $600$  Ом подавался практически прямоугольный импульс  $U_0$ . Остальные фазы этой обмотки и обмотки других напряжений (трансформаторов) заземлялись через волновое сопротивление отходящих кабельных или воздушных линий. Осциллографировались кривые напряжения исходного импульса  $U_0$  и на вводах оборудования ( $U_T$  или  $U_{эд}$ ).

Если допустить, что входное сопротивление обмотки при импульсных воздействиях носит емкостный характер, то напряжение на зажимах трансформатора  $U_T(t)$  или  $U_{эд}(t)$  электродвигателя или при падении на них хвостом может изменяться по закону:  $U(t) = U_0 \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{T}\right)\right)$ , где  $U_0$  – амплитуда исходной волны на выходе генератора;  $T = R_{э.кв} \cdot C_{вх}$  – постоянная времени заряда емкости;  $C_{вх}$  – входная емкость электрооборудования.

Для определения величины  $C_{вх}$  будем пользоваться графическим методом (рис. 7). Положим, что  $T = t$ . Тогда  $U(t = T) = U_0 \cdot (1 - e^{-1}) = 0.632 \cdot U_0$ . Определив графически постоянную времени  $T$ , найдем входную емкость  $C_{вх} = T/R_{э.кв}$ .

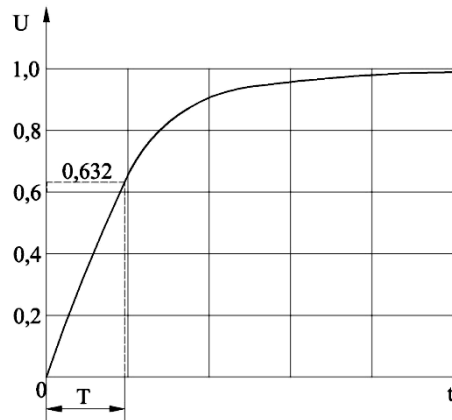


Рис. 7. К определению  $C_{вх}$  электрооборудования



В таблицах 9 и 10 приведены значения входной емкости электрооборудования нефтяной промышленности района Нижневартовска.

Для трансформаторов также были исследованы вопросы перехода волн с одной обмотки в другую (другие). Для этого на одну или три фазы трансформатора подавалась импульсная волна с различными длинами фронта и длинами полуспада.

Таблица 9

Значения  $C_{вх}$  для электродвигателей

Тип электродвигателя	$C_{вх1}$ , пФ	$C_{вх3}$ , пФ
ЭД-1	6500	20000
ЭД-2	1650	5000
ЭД-3	1550	3800
ЭД-4	4090	9700
ЭД-5	1980	5900
ЭД-6	2000	5700

Таблица 10

Значения  $C_{вх}$  для силовых трансформаторов 6–35 кВ

Электрооборудование	$C_{вх}$ , пФ
Трансформаторы 6/0.4 кВ	
со стороны 6 кВ	600
со стороны 0.4 кВ	800
Трансформаторы 10/6/0.4 кВ	
со стороны 10 кВ	800
со стороны 6 кВ	600
со стороны 0.4 кВ	800
Трансформаторы 35/10/6 кВ	
со стороны 35 кВ	1000
со стороны 10 кВ	850
со стороны 6 кВ	750

### Выводы

Изучены характеристики сетей 6–35 кВ для выполнения расчетов по электромагнитной совместимости электроэнергетики, техносферы и биосферы.

### Литература

1. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / под ред. Ф. Х. Халилова и др. С-Пб: Энергоатомиздат, СПО, 2002. 259 с.
2. Гиндулин, Ф. А. Перенапряжения в сетях 6–35 кВ / Ф. А. Гиндулин, В. Г. Гольдштейн, А. А. Дульзон, Ф. Х. Халилов. М.: Энергоатомиздат, 1989 г. С. 192.
3. Зархи, И. М. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ / И. М. Зархи, В. Н. Мешков, Ф. Х. Халилов. Л.: Наука, ЛО, 1986. 195 с.
4. Алиев, Ф. Г. Проблема защиты от перенапряжений в системах электроснабжения / Ф. Г. Алиев, В. Я. Злобинский, Ф. Х. Халилов. Екатеринбург: Терминал Плюс, 2001. С. 160.

5. Анализ надежности крупных электродвигателей (США) // Электроэнергетика и электрофизика. Электрические сети и системы за рубежом. И/Информэнерго, 1987. № 10.

*Сведения об авторах:*

**Еремич Яна Эдвардовна**

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.  
эл.почта: yana.eremich@gmail.com

**Пашичева Светлана Александровна**

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.  
эл.почта: pashicheva.sv@gmail.com

**Халилов Фирудин Халилович**

Доктор технических наук, профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Заслуженный деятель науки и техники, действительный член Академии электротехнических наук.  
эл.почта: firudin-khalilov@yandex.ru

УДК 621.311

**В. Н. Селиванов, Я. А. Сахаров, Б. В. Ефимов**

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ  
НА СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

**Аннотация**

Статья посвящена проблеме выбора основного электротехнического оборудования, в частности, силовых трансформаторов при проектировании новых подстанций в северных районах России. Магистральные сети в высоких широтах подвергаются воздействию геомагнитных возмущений. Возникающий в воздушных линиях и обмотках трансформаторов геоиндуцированный ток (ГИТ) может привести к нарушению электроснабжения потребителей. Обсуждаются критерии, определяющие воздействие ГИТ на работу силовых трансформаторов. Предложены рекомендации по выбору типов трансформаторов, устойчивых к воздействию ГИТ.

**Ключевые слова:**

*геоиндуцированный ток, электрические сети, трансформатор, магнитопровод.*

**V. N. Selivanov, Ya. A. Sakharov, B. V. Efimov**

**EVALUATION OF EFFECTS OF GEOMAGNETICALLY INDUCED CURRENTS  
ON POWER TRANSFORMERS OF TRANSMISSION GRIDS**

**Abstract**

The article is devoted to the selection of basic electrical equipment, such as power transformers, for the design of new substations in the northern regions of Russia.

Transmission grids in high latitudes are exposed to geomagnetic disturbances. The geomagnetically induced current (GIC) generated in the overhead lines and transformer windings can disrupt power supply to consumers. The paper discusses the criteria for determining the impact of GIC to power transformers operation. Recommendations on the choice of types of transformers resistant to GIC are offered.

**Keywords:**

*geomagnetically induced current, transmission grid, transformer, iron core.*

В рамках инвестиционной программы Федеральной сетевой компании (ПАО «ФСК ЕЭС») с 2004 г. ведется строительство второй цепи Северного транзита — высоковольтной линии электропередачи 330 кВ от Кольской атомной электростанции до Ондской гидроэлектростанции в Республике Карелия. Введение в эксплуатацию этого объекта позволит повысить надежность связи Кольской и Карельской энергосистем, обеспечив выдачу мощности Кольской АЭС в объеме до 500 МВт в северо-западные регионы России [1].

За прошедшее время введены в работу участки воздушных линий 330 кВ «Кольская АЭС — Князегубская» длиной 79 км с подстанцией «Князегубская» (250 МВА), «Князегубская – Лоухи» (113 км) с подстанцией «Лоухи» (2x125 МВА), завершается строительство участков «Лоухи – Путкинская ГЭС» (160 км) и «Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС» (130 км). Для завершения строительства второй цепи Северного транзита, намеченного на 2019 г., предстоит построить линию электропередачи 330 кВ «Ондская ГЭС – Петрозаводская». Общая протяженность линий Северного транзита превысит 750 км. В перспективе Северный транзит пройдет от Петрозаводска до Киришской ГРЭС [2].

Подстанция «Князегубская», введенная в эксплуатацию в 2007 г., стала на тот момент первой подстанцией 330 кВ, построенной за Полярным кругом за 20 лет. В 2009 г. была введена в эксплуатацию подстанция «Лоухи» в Карелии, а вторым крупным проектом в Мурманской области должна стать подстанция 330 кВ «Мурманская», ввод которой намечен на 2018 г. В сочетании с восстановлением второй цепи ВЛ 330 кВ от подстанции «Мончегорск» до подстанции «Выходной», строительство новой подстанции мощностью 500 МВА должно повысить надежность электроснабжения г. Мурманск и Мурманского транспортного узла.

Одним из наиболее ответственных этапов проектирования подстанций является выбор основного электротехнического оборудования, в частности, силовых и измерительных трансформаторов. В СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС)», введенным ОАО «ФСК ЕЭС» в 2009 г. указано: «Технические требования к оборудованию составляются на основании технико-экономических расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС. Исходными данными для таких расчетов являются: данные о примыкающих электрических сетях, **особые условия окружающей среды** (выделено нами), данные по росту нагрузок, передаваемой мощности, развитию электрических сетей на расчетный период и учета перспективы развития ПС на последующий период не менее 5 лет».

На севере России существуют особые условия окружающей среды, которые непосредственно влияют на надежность работы подстанции — геоиндуктированные токи (ГИТ), возникающие в протяженных электрических сетях в периоды геомагнитных возмущений, вызванных вспышками на Солнце [3]. В настоящее время этот фактор в России никак не учитывается при проектировании системообразующих подстанций в высоких широтах.

В результате возмущения магнитного поля в удаленных точках на поверхности Земли наводятся разности потенциалов. ГИТ возникают, когда две эти удаленные точки соединяются проводником. В случае электрической сети роль проводника играет многопроводная линия электропередачи, которая соединена с землей через выводы обмоток трансформаторов, нейтрали которых заземлены на подстанциях. При характерной частоте от 0.001 до 0.1 Гц амплитуда ГИТ может достигать 300 А. В случае протекания такого квазипостоянного тока в протяженной электрической сети с трансформаторами или автотрансформаторами с глухозаземленной нейтралью, кривая намагничивания трансформаторов может сместиться, что приведет к полупериодному насыщению сердечника. Это приводит к многократному возрастанию токов намагничивания, что, в свою очередь, вызывает нарушения симметрии передачи энергии по фазам, появление высших гармоник, перегрев стали сердечников, резкий рост вибраций и, в конечном итоге, ускоренное старение изоляции силовых трансформаторов и нарушения электроснабжения. Кроме того, геомагнитное воздействие носит кумулятивный эффект, снижая срок службы трансформатора. В итоге при наиболее опасных геомагнитных возмущениях в некоторых энергосистемах возможно возникновение серьезных аварий, подобных тем, что произошли в конце прошлого века в пик геомагнитной активности в северных районах США и Канады, а также в Скандинавии.

Уровень ГИТ и их воздействие на трансформаторы зависит не только от характеристик геомагнитного возмущения, но и от географического расположения подстанции и геологических условий в данном районе, положения подстанции в схеме сети и способа её питания, сопротивления элементов сети квазипостоянному току, а также от типа магнитопровода трансформатора и вида соединения обмоток.

Геомагнитные возмущения наиболее интенсивны в авроральной зоне — овальной области вокруг магнитных полюсов Земли. Магнитные полюса Земли не совпадают с географическими, в XX веке Северный магнитный полюс располагался в районе канадской Арктики, поэтому значительная интенсивность возмущений и вызванных ими ГИТ наблюдалась в Канаде и северных районах США. Известнейшим примером является отключение электричества в Квебеке (Канада) в 1989 г., когда на 9 часов штат был обесточен из-за наведенных в линиях электропередач ГИТ и погашения подстанций действием релейной защиты.

Наиболее часто ГИТ воздействуют на трансформаторы и релейную защиту в высоких широтах. Однако мировой опыт показал, что при особо сильных геомагнитных бурях воздействие ГИТ захватывает и средние широты. В «опасный пояс» геомагнитных широт (40–60 °) попадают девять АЭС в России, две атомные станции находятся в субавроральной зоне.

Развитие геомагнитных возмущений связано с изменениями во времени и пространстве токовых систем в магнитосфере. В соответствии с законом электромагнитной индукции в таком процессе генерируется и электрическое поле, в том числе на поверхности Земли. Скорость изменения горизонтальной компоненты магнитного поля, определяемая по производной  $dB/dt$ , линейно связана с горизонтальной компонентой индукционного электрического поля. Характерные значения электрических полей на поверхности Земли, индуцируемых при сильных возмущениях в авроральной зоне, достигают 1–7 В/км, что примерно соответствует значениям производной  $dB/dt$  80–600 нТл/мин. Максимальные значения производной  $dB/dt$ , зарегистрированные и упомянутые в литературе, составляют 2200–2500 нТл/мин [4].

Наводимые на поверхности земли потенциалы являются суммой реакций на два возмущения: первичного поля — от ионосферных источников, и вторичного — от наведенных в земле токов. Последние зависят от распределения проводимости земли: в районах со скальными грунтами потенциалы значительно выше, поэтому электрические сети в регионах с низкой проводимостью земли наиболее подвержены воздействию геомагнитных возмущений.

Градиент потенциала электрического поля на поверхности Земли, как правило, выше в направлении запад — восток, чем в направлении север-юг, поэтому в электрических сетях с ВЛ широтного направления значения ГИТ несколько больше, чем в меридиональных линиях, однако это различие не является существенным. Гораздо большее значение имеет топология данного участка электрической сети на момент возникновения геомагнитного возмущения. Проходные подстанции, расположенные в расщепке прямолинейных участков ВЛ, менее подвержены воздействию ГИТ, чем тупиковые и отпаечные подстанции, а также проходные и узловые подстанции, после которых ВЛ резко меняют своё направление.

На рисунке 1 показана топология участка магистральной сети 330 кВ в Мурманской области, Карелии и Ленинградской области (вышеупомянутый Северный транзит). Данная сеть 330 кВ имеет преимущественно меридиональное направление. Если предположить, что на всем протяжении линий электропередачи электрическое поле однородно, то ток в смежных линиях имеет одинаковое направление. На проходных подстанциях, которые преобладают в сети, геоиндуктированные токи, втекающие и вытекающие в нейтраль через автотрансформаторы, практически равны друг другу, но противоположны по знаку, поэтому суммарный ток в нейтрали значительно меньше, чем линейные ГИТ. Следовательно, такие трансформаторы менее подвержены воздействию геомагнитных возмущений.

Максимальное значение ГИТ в этой сети можно ожидать на подстанциях 330 кВ «Выходной» и «Серебрянская ГЭС». На подстанции «Выходной» направление линий меняется с меридионального на широтное, поэтому токи в смежных линиях могут иметь разное направление, и при неблагоприятных условиях ток в нейтрали может быть выше, чем линейные токи. Подстанция «Серебрянская ГЭС» является тупиковой для сети 330 кВ, поэтому ток в нейтрали равен некомпенсированному току в единственной линии.

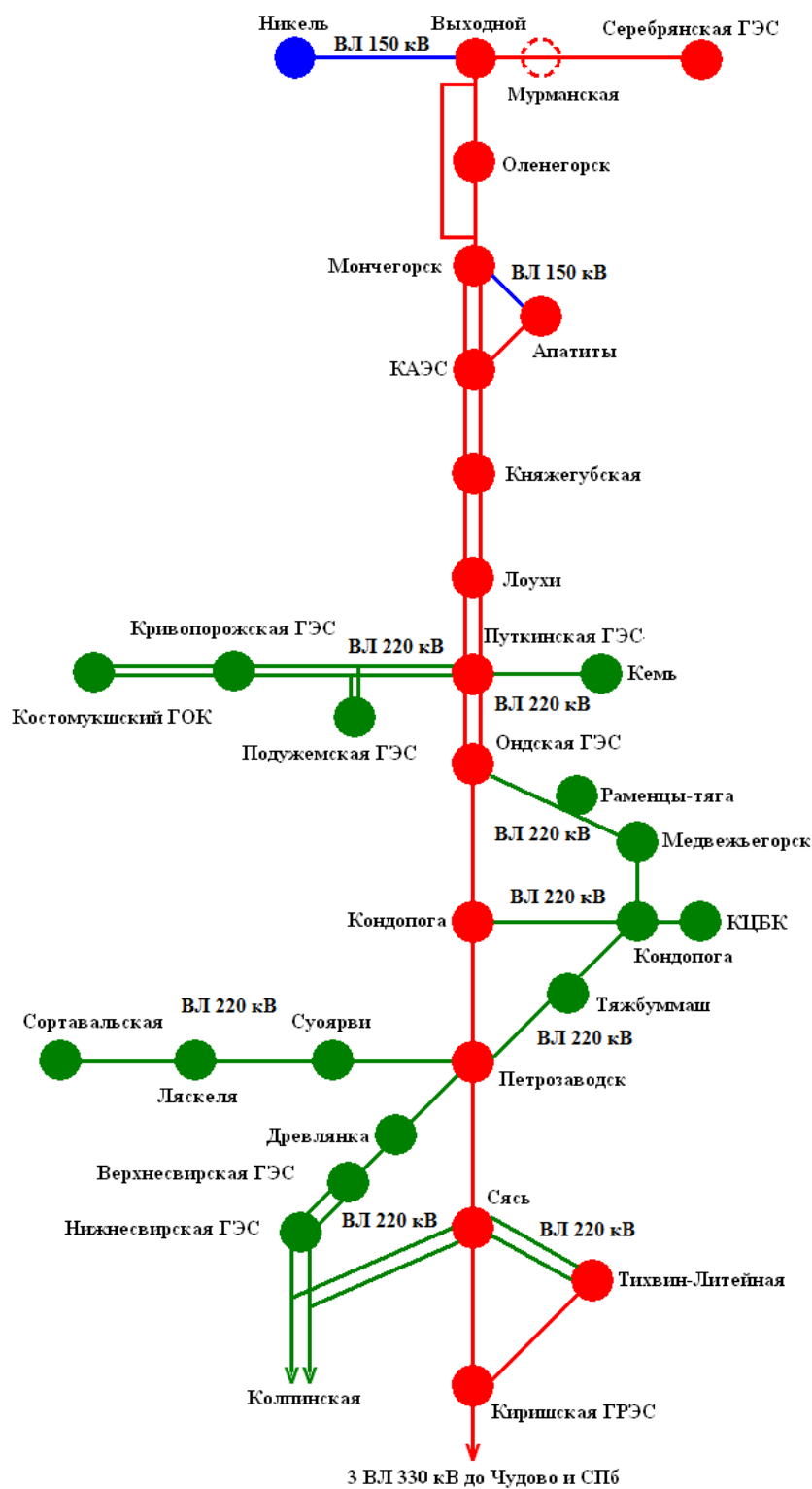


Рис.1. Топология магистральных электрических сетей Северо-Запада России

Выполненные нами многолетние измерения ГИТ на подстанциях 330 кВ [5] подтверждают данное предположение. В разные годы измерения выполнялись на подстанциях «Выходной», «Оленегорск», «Апатиты», «Лоухи» и «Кондопога». На проходных подстанциях «Оленегорск», «Лоухи» и «Кондопога» ГИТ даже в периоды наиболее сильных геомагнитных возмущений не превышал первых десятков ампер (как правило, не более 10 А). Наибольшие значения ГИТ зарегистрированы на подстанции «Выходной». Даже во время умеренных возмущений квазипостоянный ток через нейтрали автотрансформаторов достигает нескольких десятков ампер, но было зарегистрировано несколько событий (система мониторинга ГИТ на этой подстанции была установлена в октябре 2011 г.), когда ток в нейтрали АТ-2 превысил предельный диапазон датчика тока, т. е. 125 А.

Подстанция «Апатиты» в нормальном режиме тоже является проходной: токи ГИТ транзитом через ВЛ и подстанции 150 кВ перетекают к подстанции «Мончегорск». Однако с 2004 г. было зафиксировано несколько событий, когда геомагнитное возмущение совпало с выводом части ВЛ 150 кВ в ремонт, что привело к изменению конфигурации сети и, практически, к десятикратному росту ГИТ в нейтрали автотрансформатора, так как подстанция «Апатиты» стала тупиковой.

Значения ГИТ в линиях и нейтралях трансформаторов определяются также сопротивлением элементов электрической сети. Так как ГИТ – практически постоянный ток, то во внимание принимается только сопротивление постоянному току. На рисунке 2 представлена схема замещения неразветвлённого участка электрической сети. ГИТ создается источником эдс  $U_{ГИТ} = E \cdot l$ , где  $E$  – напряженность электрического поля на поверхности Земли, В/км;  $l$  – длина ВЛ, км.  $R_3$  – сопротивления растеканию тока короткого замыкания заземляющих устройств подстанций,  $R_{ТР}$  – сопротивление обмоток силового трансформатора постоянному току, а  $R_L$  – сопротивление проводов ВЛ. ГИТ является током нулевой последовательности, поэтому  $R_{ТР}$  равно одной трети сопротивления фазной обмотки трансформатора, деленной на число трансформаторов на подстанции, а сопротивление проводов можно представить выражением  $R_L = \frac{r \cdot l}{n_{ПР}}$ , где  $r$  – погонное сопротивление постоянному току провода ВЛ, Ом/км;  $n_{ПР}$  – число проводов трехфазных ВЛ, соединяющих подстанции, с учетом всех цепей и расщепленных фаз.

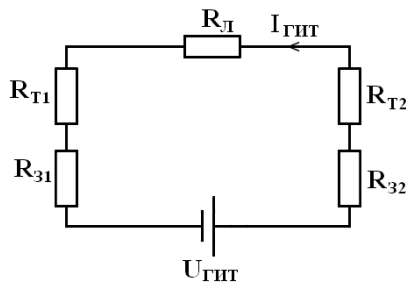


Рис. 2. Однофазная схема замещения участка сети для квазипостоянного тока

Геоиндуктированный ток определяется простой формулой:

$$I_{ГИТ} = \frac{E \cdot l}{\frac{r}{n_{ПР}} l + R_{31} + R_{ТР1} + R_{32} + R_{ТР2}} = \frac{U_{ГИТ}}{R_{Л} + R_{31} + R_{ТР1} + R_{32} + R_{ТР2}}. \quad (1)$$

В формуле есть неизменная для данной сети составляющая сопротивления  $R_{31} + R_{ТР1} + R_{32} + R_{ТР2}$ , которая для сетей 110–330 кВ имеет порядок единиц Ом. Для коротких распределительных ВЛ именно эта составляющая определяет уровень ГИТ в сети, поэтому в сетях 110 кВ с трансформаторными подстанциями малой мощности геоиндуктированный ток не достигает больших значений. Например, на тупиковой подстанции в п. Ревда, где измерения ГИТ ведутся нами с 2006 г., токи никогда не превышали значения 10 А.

С ростом длины линии растет величина  $U_{ГИТ}$ , но также пропорционально длине возрастает сопротивление  $R_{Л}$ . Для достаточно длинных одноцепных ВЛ малой мощности с нерасщепленным проводом их отношение стремится к пределу, не зависящему от длины линии, а определяемому только погонными значениями величин  $I_{ГИТ} \approx \frac{E}{r/3}$ . Например,

для ВЛ с проводом АС-95 длиной более 100 км при экстремальной напряженности поля 6 В/км максимальный геоиндуктированный ток не превысит 60 А, а с учетом сопротивлений заземляющих устройств подстанций и обмоток трансформаторов это значение будет ещё меньше.

Для ВЛ 330 кВ все входящие в знаменатель слагаемые имеют относительно малое значение. Подстанции 330 кВ на рис.1 трансформируют мощности от 250 до 500 МВА и на них установлены один-два трансформатора единичной мощности 125 и 250 МВА. Такие подстанции обладают масштабным заземляющим устройством с сопротивлением в доли Ома (примем нормативное значение 0.5 Ом). Сопротивление постоянному току фазной обмотки мощного (250 МВА) автотрансформатора имеет порядок 1 Ом. Удельное сопротивление провода АС-300 примерно 0,1 Ом/км. Оценить ГИТ при экстремальной буре для одноцепной ВЛ 330 кВ «Серебрянская ГЭС — Выходной» с расщепленными фазами, которая соединяет две двухтрансформаторные подстанции мощностью 500 МВА, можно простым вычислением по формуле (1):

$$I_{ГИТ} = \frac{6 \text{ В/км} \cdot 110 \text{ км}}{\frac{0.1 \text{ Ом/км} \cdot 110 \text{ км}}{2 \cdot 3} + 0.5 \text{ Ом} + \frac{1 \text{ Ом}}{2 \cdot 3} + 0.5 \text{ Ом} + \frac{1 \text{ Ом}}{2 \cdot 3}} = 208 \text{ А}. \quad (2)$$

Ток через нейтраль одного автотрансформатора при нормальном режиме работы сети составит половину этого значения. Если же в момент геомагнитного возмущения один из автотрансформаторов выведен в ремонт, то через нейтраль оставшегося потечет весь ГИТ, что и случилось во время одной из экстремальных бурь в 2013 г.



Увеличение количества цепей ВЛ 330 кВ до двух при реализации проекта «Северный транзит» еще больше снизит сопротивление протеканию ГИТ, величина которого в приведенном примере достигнет 330 А.

Важнейшим критерием, определяющим воздействие ГИТ на работу силового трансформатора, является конструкция этого трансформатора.

Геоиндуктированный ток является практически постоянным током, и его воздействие на магнитную систему трансформатора аналогично воздействию апериодических составляющих в переходных режимах работы, приводящих к полупериодному насыщению сердечника и смещению рабочей точки по кривой намагничивания. Чувствительность трансформатора к насыщению постоянным током определяется сопротивлением нулевой последовательности обмоток. На рис. 3 представлены магнитные системы трансформаторов, используемые в трехфазных сетях.

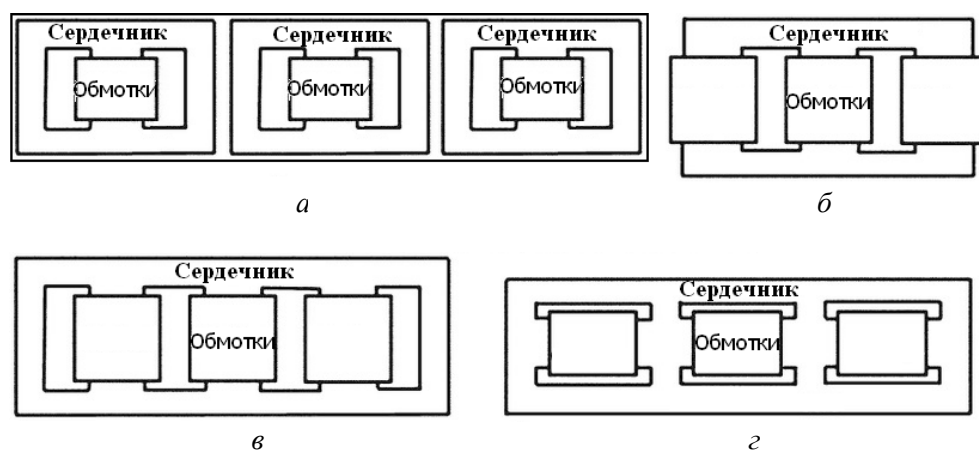


Рис. 3. Магнитные системы трехфазных трансформаторов:  
*a* – группа однофазных трансформаторов; *б* – трехстержневой трансформатор;  
*в* – пятистержневой трансформатор; *г* – броневой трехфазный трансформатор [6]

В таблице 1 представлена оценка чувствительности различных типов трансформаторов к воздействию ГИТ [7]. Чувствительность к ГИТ изменяется от 0 (нечувствителен к воздействию ГИТ) до 1 (максимальное воздействие на трансформатор). Чувствительность определяется соотношением потоков нулевой последовательности в магнитопроводе и потоков рассеяния, величина которых представлена в таблице величиной сопротивления в режиме короткого замыкания. Более подходят для работы в условиях ГИТ трансформаторы с большим сопротивлением нулевой последовательности. Трехстержневые трехфазные трансформаторы благодаря взаимному влиянию магнитных потоков трех стержней менее подвержены воздействию ГИТ, чем, например, группы однофазных трансформаторов, или пятистержневые трансформаторы или трансформаторы броневоего типа.

Таблица 1

Чувствительность различных типов трансформаторов к воздействию ГИТ

Тип трансформатора	$z_{K3}, \%$	$z_0/z_{K3}, \%$	Чувствительность к ГИТ
Однофазный автотрансформатор (а)	0	1	1
Трехстержневой трансформатор (б)	Зависит от мощности	5	0
Пятистержневой трансформатор (в)	То же	$\infty - 1$	0.24-0.33
Броневого автотрансформатор (г)	0	1	0.5-0.67

В качестве примера ответственного подхода к выбору конструкции трансформатора с точки зрения воздействия ГИТ можно привести реконструкцию АЭС Оскархамн-2 в Швеции [8]. Специально для этой станции концерном АВВ разработан трехфазный трехстержневой полнообмоточный трансформатор 400/21 кВ мощностью 825 МВА. Такая конструкция была выбрана сознательно, чтобы увеличить устойчивость электрической сети к воздействию ГИТ (как правило, трансформаторы мощностью более 300 МВА делают пятистержневыми по экономическим соображениям). Магнитопровод трансформатора собран из 44000 пластин электротехнической стали толщиной 0.27 мм; общий вес магнитопровода около 200 т.

Следует отметить, что речь идет именно о трансформаторе, а не автотрансформаторе. Реактивное сопротивление рассеяния у автотрансформаторов имеет малое значение и поэтому они менее устойчивы к ГИТ, чем трансформаторы с полными обмотками.

До недавнего времени энергосистему Северо-Запада можно было рассматривать как относительно устойчивую к воздействию ГИТ. На подстанциях 330 кВ установлены автотрансформаторы с трехстержневым магнитопроводом, которые были разработаны и построены во времена СССР, когда основным критерием была надежная работа энергосистемы в любых условиях. На вводимых в последние годы подстанциях зачастую устанавливают автотрансформаторы импортного производства, при создании которых одним из основных критериев является экономическая целесообразность. Магнитопроводы таких трансформаторов спроектированы для работы в предельных режимах, когда рабочая точка находится вблизи точки насыщения. В качестве примера можно привести автотрансформатор производства фирмы Ageva мощностью 125 МВА на подстанции «Лоухи», где регистрация ГИТ ведется нами с июня 2011 г. [5]. В периоды сильных геомагнитных возмущений ГИТ через нейтрали этой проходной подстанции достигает значений 5–10 А, при этом содержание третьей гармоники в токе нейтрали повышается в десятки раз. В то же время на подстанции «Выходной», где установлен автотрансформатор типа АТДЦТН мощностью 250 МВА, при ГИТ порядка 100 А содержание

третьей гармоники в токе нейтрали изменяется только в три раза. Таким образом, можно констатировать более быстрое и глубокое насыщение трансформатора на подстанции «Лоухи». Необходимо заранее смоделировать, как будет развиваться ситуация на подстанции «Лоухи» в период экстремальной бури при ГИТ в десятки ампер, иначе есть вероятность возникновения аварии, которая приведет к разрыву транзита электроэнергии из Кольской энергосистемы.

### **Выводы**

1. При проектировании новых подстанций в высоких широтах, попадающих в авроральную и субавроральную зоны Северного полушария, необходимо учитывать особые условия окружающей среды, связанные с возникновением геоиндуцированных токов в протяженных проводниках в периоды геомагнитных возмущений.

2. В технических характеристиках современного оборудования отсутствует характеристика «устойчивости к ГИТ», и вряд ли стоит ожидать, что производители, следуя примеру АВВ, начнут выпускать устойчивые к ГИТ трансформаторы. Выбор оборудования для подстанций следует вести, опираясь на известные исследования устойчивости электротехнических устройств к воздействию геоиндуцированных токов.

3. Наиболее подверженными воздействию ГИТ являются тупиковые и отпаечные подстанции, а также проходные и узловые подстанции, после которых ВЛ резко меняют своё направление.

4. При выборе силового трансформатора следует отдавать предпочтение трехфазным трехстержневым трансформаторам. Хорошо зарекомендовали себя автотрансформаторы типа АДЦТН, преобладающие в Кольской энергосистеме.

5. Можно также порекомендовать установку в нейтрали трансформаторов устройств регистрации ГИТ, что позволит после длительного мониторинга оценить уровни ГИТ в сети и реакцию трансформатора на намагничивание постоянным током. По результатам мониторинга будет приниматься решение об устойчивости сети к геомагнитным возмущениям и необходимости принятия мер для ограничения ГИТ.

6. Снижение ГИТ достигается установкой токоограничивающих элементов в нейтрали трансформаторов. Как показывают расчеты, заземление нейтрали трансформатора через элемент с активным сопротивлением 5–10 Ом (это может быть токоограничивающий реактор, в том числе) снижает ГИТ до безопасных значений. Полного устранения ГИТ можно добиться установкой комплекса продольной компенсации реактивной мощности. Емкостной элемент продольной компенсации разрывает путь протекания квазипостоянного ГИТ.

### **Литература**

1. ПАО "ФСК ЕЭС" | ОАО «ФСК ЕЭС» завершило строительство очередного этапа Северного энерготранзита. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=118955](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=118955). (Дата обращения: 17.10.2016).
2. ВЛ 330 кВ «Северный транзит». [Электронный ресурс]. URL: <http://szesp.ru/index.php/press/fotogalary/17-foto/40-vlsever>. (Дата обращения: 17.10.2016).

3. Viljanen, A. The relation between geomagnetic variations and their time derivatives and implications for estimation of induction risks // Geophysical Research Letters. 1997. Vol. 24, N 6. P. 631–634.
4. Viljanen, A. Relation of geomagnetically induced currents and local geomagnetic variations // IEEE Trans. on Power Delivery. 1998. Vol. 13, N 4. P. 1285–1290.
5. Ефимов, Б. Геомагнитные штормы. Исследование воздействий на энергосистему Карелии и Кольского полуострова / Б. Ефимов, Я. Сахаров, В. Селиванов // Новости ЭлектроТехники. 2013. № 2 (80). С. 30–33.
6. Elovaara, J. Finnish Experiences with Grid Effects of GIC's. / Lilensten, J. (ed.) Space Weather: Research Towards Applications in Europe 2nd European Space Weather Week (ESWW2) // Astrophys. Space Sci. Library, 2007. P. 311–327.
7. McNutt, W. The Effect of GIC on Power Transformers: Presentation at the Special Panel Session Geomagnetic Storm Cycle 22: Power System Problems on the Horizon, July 17, 1990 // IEEE PES Summer Meeting, Minneapolis, MN, 1990, July 15-19.
8. ABB engineering protects power plant from solar storms. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/c99eb3b89c85b7b2c12571c6004579aa.aspx>. (Дата обращения: 17.10.2016).

**Сведения об авторах:**

**Селиванов Василий Николаевич,**

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

**Сахаров Ярослав Алексеевич,**

заведующий лабораторией геофизических наблюдений Полярного геофизического института, к.ф.-м.н.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 26А  
эл.почта: sakharov@pgia.ru

**Ефимов Борис Васильевич,**

директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, д.т.н.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: efimov@ien.kolasc.net.ru

# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 620.9 (470.21)

**А. М. Ключкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов**

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

### **Аннотация**

Даны показатели работы источников теплотенергии Мурманской области, балансы топлива и выработки тепловой энергии. Рассмотрены направления энергосбережения в жилищно-коммунальной и бюджетной сферах. Показана необходимость создания интегрированной измерительно-информационной системы учета и анализа потребляемых энергоресурсов для управления энергопотреблением.

### **Ключевые слова:**

*энергоэффективность, энергетическое обследование, электропотребление, теплопотребление, затраты на энергоресурсы, энергосберегающие мероприятия.*

**A. M. Klyukin, N. M. Kuznetsov, S. N. Tribunalov**

## **IMPROVING THE EFFICIENCY OF ENERGY USE IN THE MURMANSK REGION**

### **Abstract**

The performance of the sources of heat energy in the Murmansk region, the balances of fuel and thermal generation are shown. The directions of energy saving in housing and utilities and public sectors considered. The necessity of creation of integrated measurement and information system of accounting and analysis of energy use for energy management is shown.

### **Keywords:**

*energy efficiency, energy audit, power consumption, heat consumption, energy costs, energy-saving measures.*

Мурманская область относится к высоко урбанизированным регионам, несмотря на отрицательную динамику численности населения региона в последние годы. Основу экономики региона составляют энергоемкие отрасли промышленности сырьевой ориентации: производство апатитового концентрата, никеля, меди, железной руды. Технологические процессы получения этой продукции связаны с большими затратами электро- и теплотенергии [1]. Обеспечение электроэнергией потребителей региона осуществляется от Кольской энергосистемы, в ее составе работает 17 гидроэлектростанций, 2 тепловых электростанции, Кольская атомная электростанция и единственная в России приливная электростанция [2]. Поставки топлива (угля, мазута, дизельного топлива и др.) в Мурманскую область для источников теплоснабжения производятся на расстояние более 1500 км. Высокая транспортная составляющая в стоимости топлива и рыночная система

ценообразования на топливо приводят к необходимости предоставлять теплогенерирующим предприятиям субсидии на компенсацию недополученных доходов (теплоснабжающим организациям в 2014 г. компенсированы выпадающие доходы в суммарном объеме 2 385.44 млн руб.), чтобы избежать убыточности теплоснабжающих организаций. Ситуация усугубляется высоким уровнем морального и физического износа оборудования источников и сетей теплоснабжения. Сказывается также низкая эффективность использования топлива, отсутствие приборного учета и регулирования потребления тепловой энергии. Решение указанных проблем возможно при комплексной модернизации систем теплоснабжения и теплоснабжающих предприятий в целях оптимизации структуры топливного баланса области и снижения муниципальных бюджетных расходов на их содержание.

Для Мурманской области характерен высокий уровень централизации теплоснабжения. Число источников теплоснабжения составляет 120, из них 56 работают на жидком топливе [3]. В областном центре от четырех наиболее крупных теплоисточников (котельные «Южная», «Восточная», относящиеся к ОАО «Мурманская ТЭЦ», и котельные «Северная» и «Роста» из ОАО «МЭС») централизованным теплоснабжением охвачено более 90 % всего жилого фонда. В городах Апатиты и Кировск теплоснабжение практически всего жилого фонда осуществляется от Апатитской ТЭЦ. В остальных крупных городах области централизованные системы теплоснабжения, как правило, подключены к ведомственным ТЭЦ и котельным. Основными потребителями тепловой энергии является население (рис. 1). На выработку тепловой энергии используются уголь, мазут и дизельное топливо (рис. 2). Собственных источников топлива регион не имеет. Около 80 % отпускаемой тепловой энергии вырабатывается котельными, работающими на привозном мазуте. Системы теплоснабжения городов в нормальном эксплуатационном режиме предусматривают работу по качественному температурному графику 150–70 °С или 115–70 °С. Большинство систем теплоснабжения подключено к тепловой сети по зависимой схеме через элеваторные тепловые узлы.

Анализ существующих систем теплоснабжения показывает, что действующие сети теплоснабжения работают на пределе ресурсной надежности. Оборудование тепловых пунктов и тепловых насосных станций, магистральных и внутриквартальных сетей на сегодняшний день имеет до 90 % физического и морального износа, в результате чего увеличиваются тепловые потери и утечки. Необходима модернизация систем теплоснабжения, включающая в себя реконструкцию сетей и замену устаревшего оборудования.

Эффективность функционирования систем теплоснабжения региона является недостаточно высокой по следующей причине. Существующие системы теплоснабжения спроектированы для обеспечения теплом с учетом неуклонного увеличения численности населения, строительства новых микрорайонов, а также наращивания производственно-хозяйственной деятельности. Поскольку этого не произошло, то источники теплоснабжения муниципальных образований оказались избыточными по установленной тепловой мощности (рис. 3), что обуславливает отсутствие дефицита в генерации тепловой энергии [4].

Наблюдается тенденция роста удельных расходов топлива, а значит, снижается эффективность работы источников теплоснабжения. Коэффициент загрузки мощности источников теплоснабжения Мурманской области крайне

неравномерен и колеблется от 12 % (Ковдорская ТЭЦ) до 105 % (Мурманская ТЭЦ) (рис. 4).

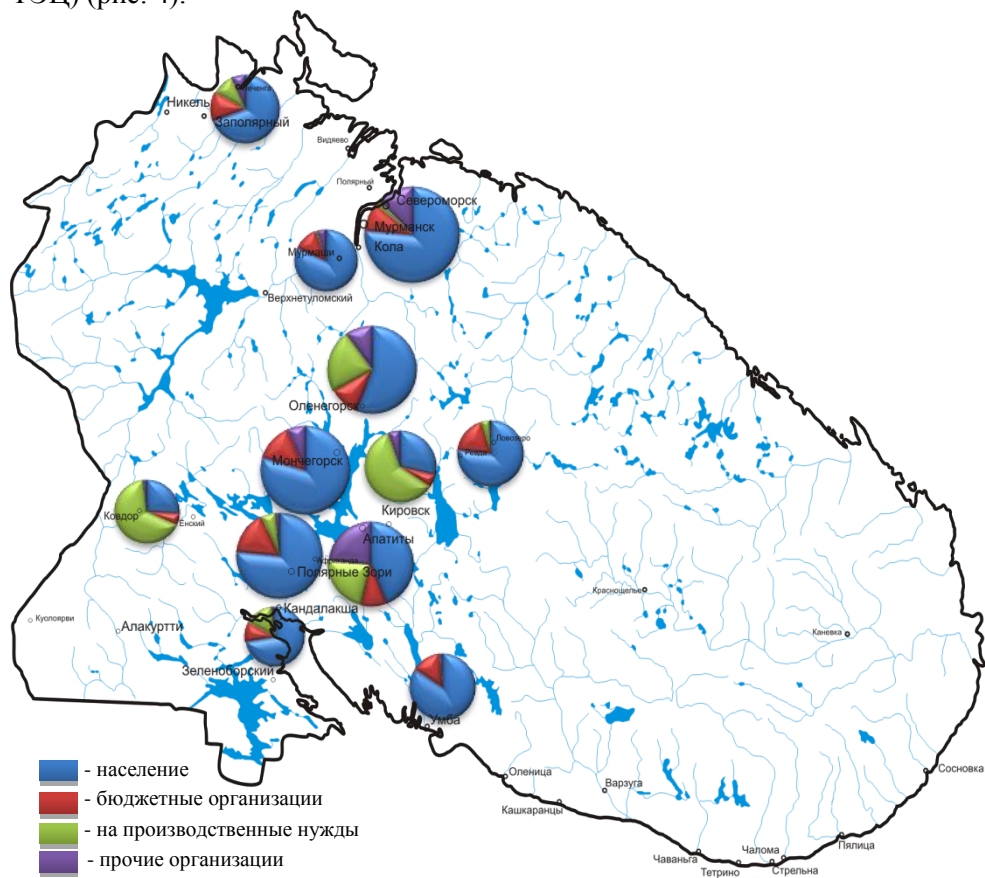


Рис. 1. Потребление тепловой энергии в Мурманской области, %

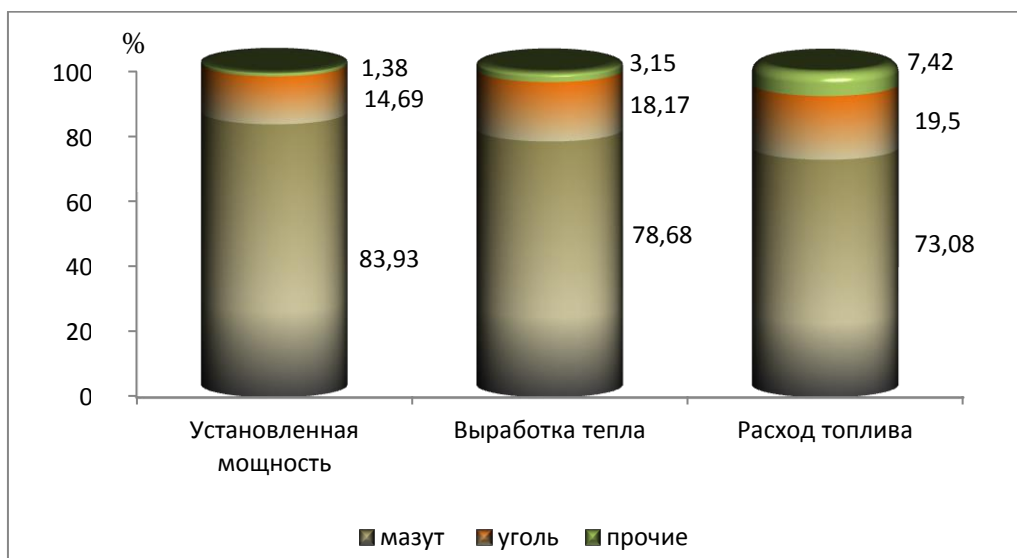


Рис. 2. Балансы топлива и выработки тепловой энергии, %

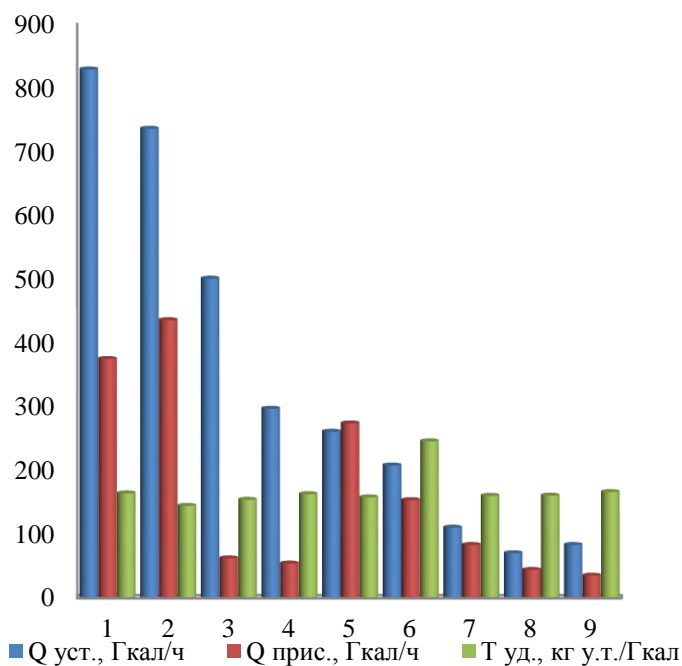


Рис. 3. Показатели работы источников теплотенергии:

- 1 – ТЭЦ «Кольская ГМК», г. Мончегорск; 2 – ТЭЦ г. Апатиты;  
 3 – ТЭЦ г. Ковдора; 4 – котельная г. Кировска; 5 – Мурманская ТЭЦ;  
 6 – котельная ООО «ТЭК» г. Оленегорска;  
 7 – котельная ОАО «Тепловодоснабжение» г. Полярные Зори;  
 8 – ООО «ТКЦ» г. Кандалакши; 9 – ТЦ-640 г. Александровска

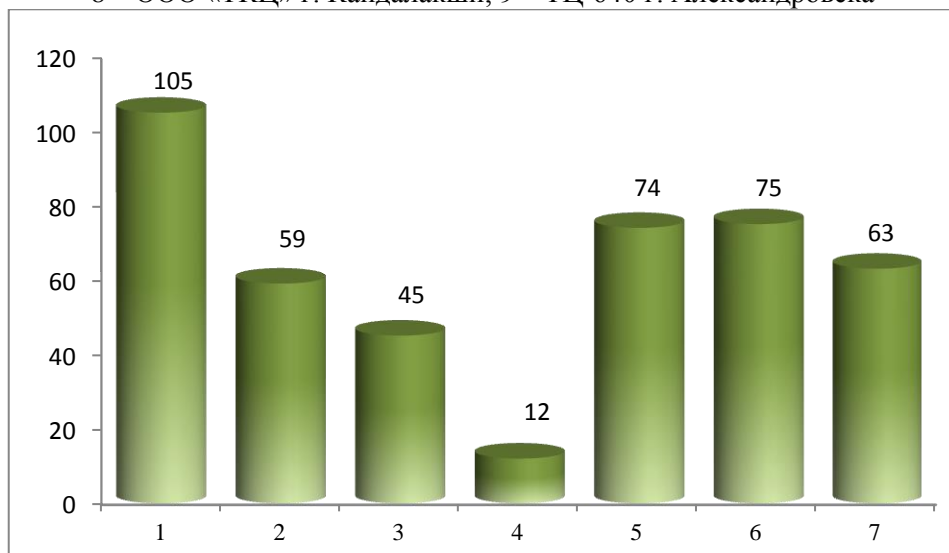


Рис. 4. Коэффициент использования установленной мощности, %  
 1 – Мурманская ТЭЦ; 2 – Апатитская ТЭЦ; 3 – ТЭЦ «Кольская ГМК»;  
 4 – Ковдорская ТЭЦ; 5 – котельная ООО "ТЭК" г. Оленегорска;



6 – Котельная ОАО "Тепловодоснабжение" г. Полярные Зори;

7 – котельная ООО "ЦКТ" г.Кандалакши

Мероприятия и механизмы в системе производства энергоресурсов необходимо ориентировать на снижение удельных расходов топлива и на изменение структуры потребления топливно-энергетических ресурсов.

Снижение удельных расходов зависит от снижения степени износа энергетического оборудования и его загрузки. Оптимизация загрузки может успешно решаться в рамках планов комплексного развития инженерной инфраструктуры. В связи с этим в настоящее время на региональном уровне разрабатываются комплексные программы развития коммунальной инфраструктуры муниципальных образований.

Целью комплексной программы модернизации объектов теплоснабжения является разработка документов стратегического планирования теплоэнергетики. Эти документы должны учитывать следующие требования: повышение надежности, качества и эффективности работы теплоэнергетического комплекса Мурманской области, сокращение бюджетных расходов по субсидированию организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения. Необходимо выполнять постоянную работу по актуализации схем теплоснабжения городов.

Схемы теплоснабжения разрабатываются на основе программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития. Принимается во внимание структура топливного баланса региона, состояние существующих источников тепла и тепловых сетей, возможности их дальнейшего использования, учитываются вопросы надёжности и экономичности. В настоящее время изменения структуры потребления топливно-энергетических ресурсов региона нацелены на увеличение загрузки мощностей Кольской АЭС и гидроэлектростанций с увеличением доли использования электрической энергии для нужд отопления. На выработку тепловой энергии расходуется электроэнергия в объеме 7 % от общего количества топливно-энергетических ресурсов. Следует отметить, что использование имеющейся избыточной электрической мощности для нужд отопления в настоящее время сдерживается действующим федеральным законодательством. Поскольку себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой действующими в Мурманской области электрокотельными, очень высока, и теплогенерирующие предприятия оказываются убыточными, то для реализации этого направления необходима разработка и внедрение ряда специальных механизмов. Нужно учитывать, что применение электрокотельных позволит значительно улучшить экологическую ситуацию и снизить расход топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды при выработке тепла. Мероприятия по изменению топливного баланса путем перспективной разработки Штокманского газоконденсатного месторождения и использования добытого природного газа для нужд отопления Мурманской области могут внедряться после начала разработки месторождения, планируемого на 2025 г.

В настоящее время в регионе ведется активное строительство энергетических и транспортных объектов, направленных на создание в Кольском заливе инфраструктуры опорной базы освоения Арктики. В этой связи стратегически важным является обеспечение энергобезопасности

Мурманской области, что возможно только на основе комплексного подхода к развитию электро- и теплоснабжения региона. Энергообеспечение региона во многом обусловлено значительным объемом привозного мазута, высокой стоимостью его доставки, и, как следствие, необходимостью компенсации за счет бюджетных средств выпадающих доходов ресурсоснабжающим организациям. Для решения указанных проблем сформирован Комплексный инвестиционный проект модернизации системы теплоснабжения Мурманской области (КИП). В его рамках выполнен комплексный анализ утвержденных схем теплоснабжения, определена потребность в их корректировке и подготовлены соответствующие предложения, произведена оценка экономической целесообразности использования местных видов топлива, вторичных и возобновляемых источников энергии. КИП предполагает существенное изменение структуры генерирующей мощности и топливного баланса Мурманской области. Результатом его реализации должно стать существенное сокращение потребности региона в топочном мазуте за счет увеличения в топливном балансе доли угля. Вместе с тем мероприятия КИП позволят значительно увеличить коэффициент использования установленной мощности объектов генерации и уменьшить расходы на производство тепловой энергии. Организация этих работ основана на мерах технической поддержки и экономического стимулирования. Процесс энергосбережения должен опираться на результаты постоянного мониторинга удельных показателей энергоёмкости и ориентироваться на их снижение. Комплекс мер, необходимых для достижения задач по энергосбережению, включает в себя следующие механизмы:

- проведение независимых энергоаудиторских проверок промышленных предприятий на предмет соответствия нормативным требованиям и разработка конкретных энергосберегающих мероприятий и предложений по внедрению передовых технологий;
- разработка предприятиями комплексных целевых программ энергосбережения (в том числе на основании проведенных энергоаудитов) в соответствии с новым законодательством об энергосбережении;
- контроль за выполнением разработанных программ энергосбережения;
- мониторинг энергетической эффективности производства промышленной продукции.

Структура потребления топливно-энергетических ресурсов в Мурманской области показана на рис. 5. Основная доля потребляемого топлива приходится на мазут. Одним из важнейших целевых показателей эффективного использования энергии для учреждений бюджетной сферы является удельная величина потребления энергетических ресурсов. Этот показатель призван обеспечить связь энергетических паспортов бюджетных организаций с региональными и муниципальными программами в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Удельное потребление тепловой энергии в жилищно-коммунальном секторе городов Мурманской области зависит от вида топлива, протяженности тепловых сетей и их изношенности [5]. В Мурманске удельное теплопотребление в жилищно-коммунальном секторе составляет 0.2; в Апатитах – 0.36; в Кандалакше – 0.28 Гкал/м<sup>2</sup>.

Поэтому актуальной задачей муниципальных образований является проведение энергетических обследований [6] в целях разработки программ рационализации структуры и перспективного развития теплового хозяйства, расчета гидравлических режимов в тепловых сетях с последующей наладкой режимов работы тепловых сетей, разработки и внедрения энергосберегающих мероприятий.

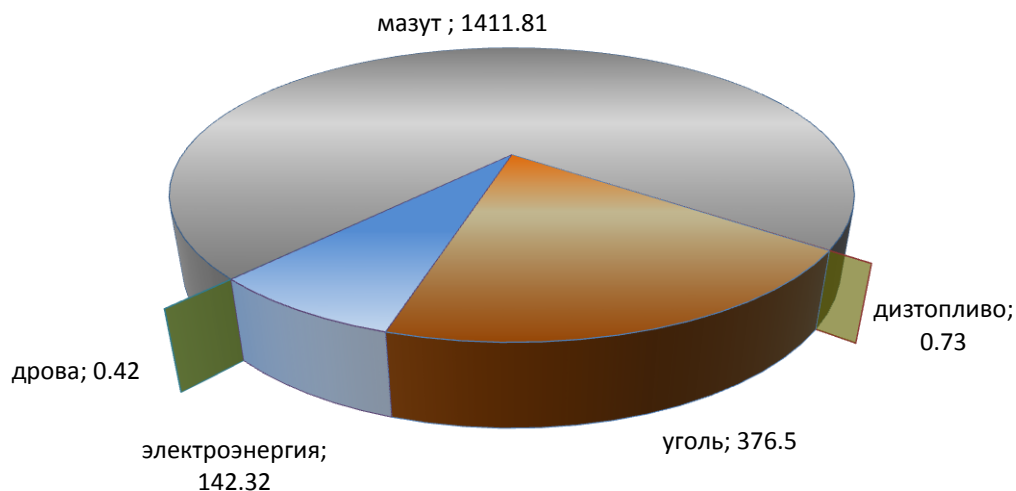


Рис. 5. Расход топлива на выработку тепловой энергии, тыс. т.у.т

Энергосберегающие мероприятия в жилищной сфере проводятся по следующим направлениям: строительство многоквартирных домов в соответствии с требованиями энергетической эффективности; реализация мероприятий по повышению энергетической эффективности при капитальном ремонте многоквартирных домов; проведение мероприятий по повышению энергетической эффективности систем освещения с установкой датчиков движения; внедрение автоматизированных тепловых пунктов; тепловая изоляция трубопроводов и повышение энергетической эффективности оборудования тепловых пунктов, трубопроводов отопления и горячего водоснабжения; проведение гидравлической регулировки распределительных систем отопления; внедрение частотного регулирования приводов насосов.

Энергосбережение в бюджетной сфере для Мурманской области имеет особое значение, поскольку повышение эффективности использования энергоресурсов напрямую связано с эффективным использованием бюджетных средств. Потребление в бюджетной сфере области составляет примерно 10 % от общего потребления электроэнергии и 12 % от общего потребления тепловой энергии. Приоритетом повышения эффективности энергопотребления в бюджетных организациях областного и муниципального уровней стало, в первую очередь, снижение объемов теплотребления на объектах социальной сферы, где расходуется порядка 280 тыс. Гкал в год тепловой энергии и свыше 200 млн кВт·ч электроэнергии. При этом потенциал энергосбережения только по теплу составляет около 25 % от уровня годового потребления. Наиболее оптимальным для решения задач повышения энергетической эффективности

в бюджетной сфере является программно-целевой метод. Он позволяет в масштабах всей области наиболее эффективно использовать выделяемые для решения этих задач финансовые средства, привлекать для реализации энергосберегающих мероприятий инвестиции, развивая систему оказания энергосервисных услуг как на стадии внедрения мероприятий, так и на стадии технического обслуживания внедряемого оборудования. Комплекс работ включает внедрение энергосберегающих мероприятий и технологий и меры организационного плана. К последним относится создание условий для реализации энергосервисных контрактов по внедрению энергосберегающих мероприятий, определение нормативных требований по минимальному уровню энергоэффективности объектов бюджетной сферы, проведение энергетических обследований. Реализация энергосберегающих мероприятий позволяет существенно уменьшить потребление энергоресурсов и топлива, что приводит к снижению основного целевого показателя эффективного использования энергии – удельного энергопотребления (рис. 6).

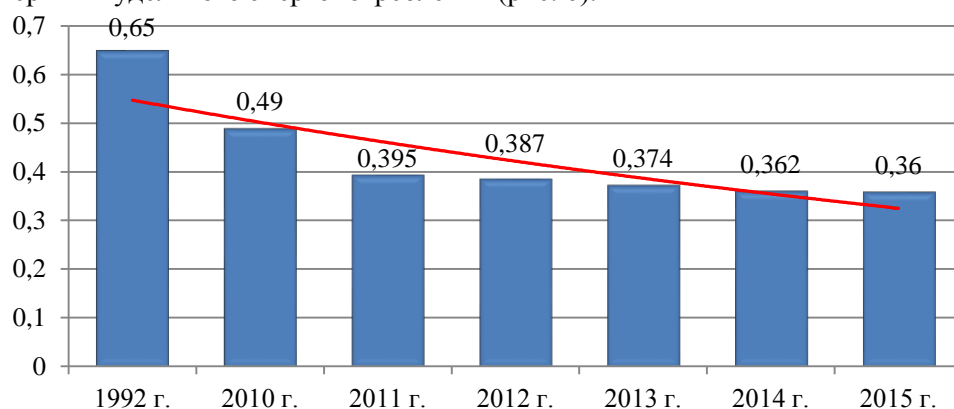


Рис. 6. Теплопотребление в жилищном секторе г. Апатиты, Гкал/м<sup>2</sup>

Значительная удаленность Мурманской области от основных мест производства мазута и добычи угля, рыночная система ценообразования на эти продукты и её привязка к уровню экспортных цен приводят к образованию значительной диспропорции между фактической стоимостью доставляемого в область топлива и его стоимостью, включаемой в тариф поставки тепла для населения. Это привело к убыточности деятельности большинства теплоснабжающих организаций области в связи с тем, что теплоснабжающие организации осуществляют регулируемую деятельность в районах Крайнего Севера, где продолжительность отопительного периода составляет 270 дней в году. Правительство Мурманской области вынуждено предоставлять субсидии указанным организациям на компенсацию недополученных доходов. Стоимость оплаты коммунальных услуг является одной из самых высоких в Северо-Западном федеральном округе. Доля платежа за отопление и подогрев воды в структуре платежа за коммунальные услуги является самой высокой по сравнению с другими регионами (рис. 7).

В настоящее время собираемость платежей от населения за жилищно-коммунальные услуги составляет около 90 %. Это означает, что тепло-, электро-, водоснабжающие организации недополучают средства на оплату поставленных

энергоресурсов, выплату заработной платы своим работникам, оплату налогов, модернизацию оборудования.

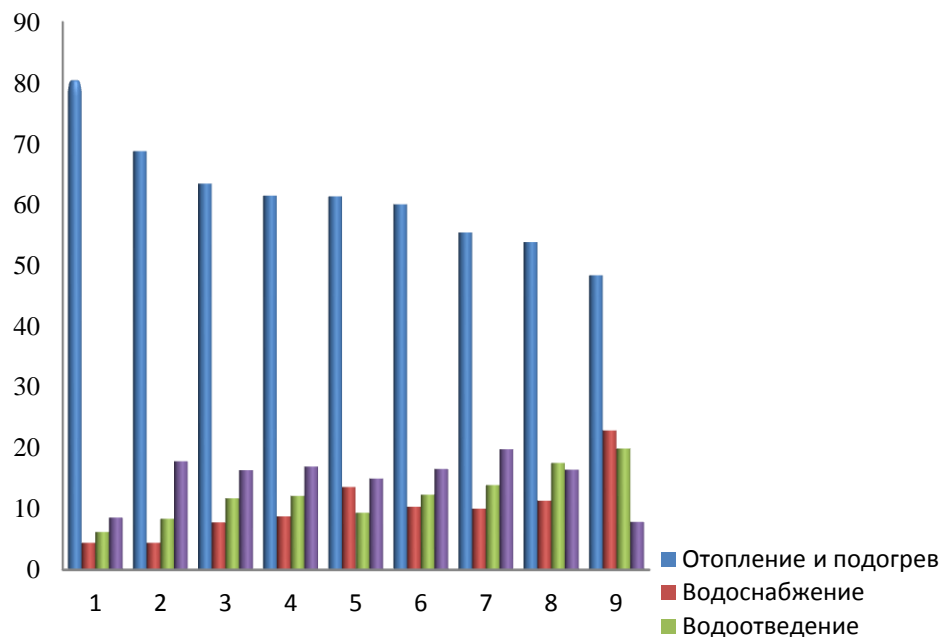


Рис. 7. Доля платежа за коммунальные услуги, %  
 1 – Мурманская область; 2 – Республика Карелия; 3 – Псковская область;  
 4 – Вологодская область; 5 – Республика Коми; 6 – Новгородская область;  
 7 – Архангельская область; 8 – Ленинградская область;  
 9 – Ненецкий автономный округ

Кроме долгов населения, у ресурсоснабжающих организаций, особенно у теплоснабжающих, использующих мазутные и электрические котлы, накапливаются убытки. Они связаны с тем, что эти компании работают на регулируемом рынке, а ресурсы для них покупаются на нерегулируемом. При этом долги у предприятий появляются, если тариф на тепло им устанавливается ниже экономически обоснованного тарифа, и если фактическая цена ресурсов оказывается выше установленных в тарифе, как это происходит с ценами на мазут и на электроэнергию для предприятий. На компенсацию выпадающих доходов теплоснабжающим организациям из областного бюджета ежегодно выделяется более 2 млрд руб., из них на компенсации мазутным котельным – 90%, электрокотельным – 10%. Тарифы на крупных источниках тепловой энергии, работающих на угле (рис. 8), установлены на экономически обоснованном уровне и не дотируются из областного бюджета.

Разрабатываемые муниципальными образованиями программы энергосбережения предусматривают первоочередное выполнение малозатратных и быстрокупаемых энергосберегающих мероприятий для снижения энергопотребления всех видов энергии. Главная цель программ — снижение расходов бюджета на энергоснабжение муниципальных зданий за счет рационального использования всех энергетических ресурсов и повышения эффективности их использования. Для осуществления поставленной цели

в рамках программ энергосбережения осуществляется совершенствование систем учета потребляемых энергетических ресурсов.

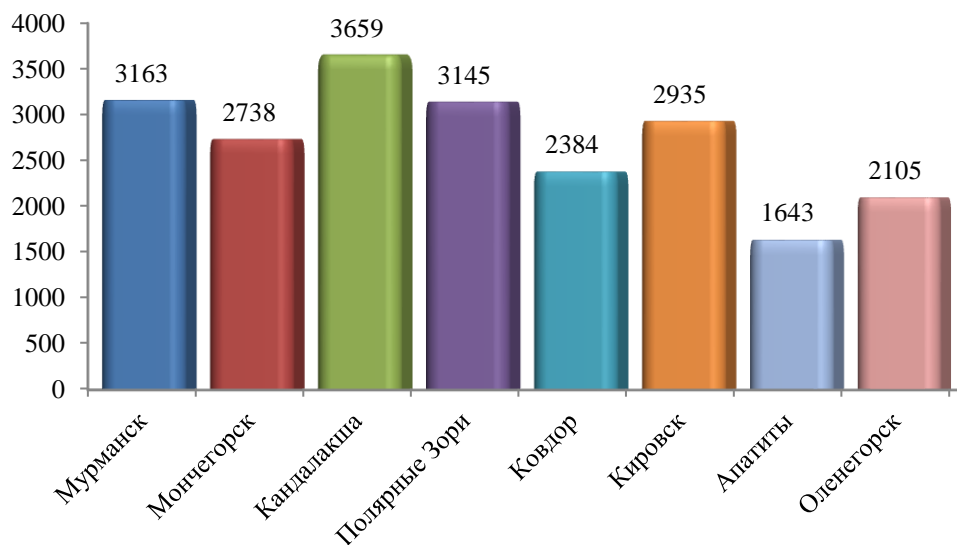


Рис.8. Тарифы на тепловую энергию, руб/Гкал

Для создания методического инструмента при обосновании управленческих решений по энергосбережению необходимо внедрение информационно-моделирующих систем учета и анализа энергопотребления, построение которых должно осуществляться на основе концепции единства методического, программного, информационного, технического и организационного обеспечения [7]. В настоящее время на различных уровнях применяются следующие компьютерные системы (рис.9):

- информационно-аналитические системы и системы поддержки принятия решений (АС), позволяющие производить комплексный анализ и обобщение полученной информации и на этой основе делать оценку деятельности и прогноз развития анализируемых объектов;
- диспетчерские (SCADA) системы, обеспечивающие выполнение задач оперативно-диспетчерского контроля, организации оптимального управления потреблением энергоресурсов, выявления аварийных ситуаций и состояния оборудования;
- автоматизированные системы коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ), выполняющие задачи инструментального коммерческого учета энергоресурсов, основанного на измерении количественных, качественных и режимных параметров подачи/потребления энергоресурсов. Системы АСКУЭ обеспечивают общегородские и ведомственные системы оперативной и объективной информацией для принятия оптимальных управляющих решений, направленных на экономию энергоресурсов и связанное с этим сокращение расходов;
- геоинформационные системы (ГИС), позволяющие наиболее оптимальным образом осуществлять сбор, систематизацию, хранение, обработку, оценку и отображение географически координированных данных.

Каждая из этих систем решает свой, достаточно широкий, но ограниченный круг задач. Более того, функции разных систем взаимосвязаны и частично пересекаются. Это приводит к тому, что при решении комплексных задач традиционными средствами разрешается только часть задач или приходится использовать сразу несколько систем, частично дублирующих друг друга. В связи с этим представляется логичным построение комплексной интегрированной автоматизированной измерительно-информационной системы, которая объединит функции всех систем. При проектировании такой системы имеет смысл поддерживать не весь набор функций универсальных систем АСКУЭ, SCADA, ГИС и АС, а только те, которые необходимы для решения конкретного комплекса задач.

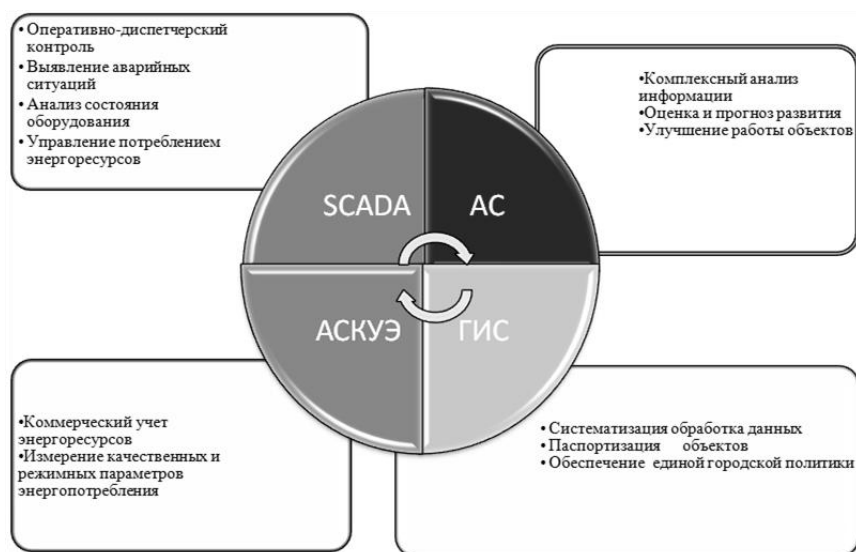


Рис. 9. Задачи компьютерных систем учета энергоресурсов

Первоочередными задачами в регионе по энергосбережению являются:

- достижение нормативных эксплуатационных характеристик на существующих источниках энергии за счет их модернизации;
- вывод из эксплуатации неэффективных источников энергии;
- создание комплекса экономических мер, позволяющих использовать избыточную электроэнергию в зоне ГЭС и АЭС на нужды электроотопления.

### Литература

1. Щуцкий, В. И. Анализ и прогнозирование энергопотребления в Мурманской области / В. И. Щуцкий, Н. М. Кузнецов, Е. А. Токарева, С. А. Фищук // Промышленная энергетика. 1998. № 10. С. 5–7.
2. Минин В. А. Кольская энергосистема: состояние и перспективы развития // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. № 2 (28), вып. 10. С. 7–15.

3. Использование топливно-энергетических ресурсов в Мурманской области / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Мурманской области Мурманск. 2015. 49 с.
4. Отчет о НИР. Разработка комплексной программы модернизации объектов теплоснабжения областной и муниципальной собственности в целях оптимизации структуры топливного баланса Мурманской области на 2014–2020 гг. / НИЦ «Аксиос». 2014. 498 с.
5. Клюкин, А. М. Международное сотрудничество по повышению эффективного управления энергопотреблением в Баренц-регионе / А. М. Клюкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2014. № 7 (26). С. 93–97.
6. Клюкин, А. М. Энергетическое обследование – основа эффективного управления энергопотреблением / А. М. Клюкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов // Труды Кольского научного центра. Энергетика. 2015 № 2 (28), вып. 10. С. 16–24.
7. Кузнецов Н. М. Направления энергосбережения в жилищно-коммунальном хозяйстве северных городов / Н. М. Кузнецов, В. А. Маслобоев // Наука и инновационные разработки Северу: сб. докл. Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 20-летию Политех. ин-та (филиал) СВФУ им. М.К. Аммосова в г. Мирном, 2014 г., Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. С. 174–177.

**Сведения об авторах:**

**Клюкин Александр Михайлович**

Заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 21А  
Эл.почта: kluk@ien.kolasc.net.ru

**Кузнецов Николай Матвеевич**

Ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 21А  
Эл.почта: kuzn55@mail.ru

**Трибуналов Сергей Николаевич**

Инженер лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 21 А  
Эл.почта: ser@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

**П. В. Осипов, Г. П. Фастий, А. С. Карпов, В. В. Ярошевич**

**АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ СЕТИ 35 КВ С ЦЕЛЬЮ  
ПОВЫШЕНИЯ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ**

**Аннотация**



Выполнен анализ для различных режимов заземления нейтрали сети 35 кВ на одной из действующих подстанций Мурманской области. Приведены результаты расчетов этих режимов. Определен и обоснован наиболее эффективный режим заземления нейтрали, что позволяет повысить электробезопасность населения, а также надежность электроснабжения.

**Ключевые слова:**

*однофазное замыкание, резистор, конденсатор, дугогасящий реактор, нейтраль, подстанции, высоковольтные воздушные линии, электробезопасность, энергоэффективность работы.*

**P. V. Osipov, G. P. Fastiy, A. S. Karpov, V. V. Yaroshevich**

**RESEARCH THE DANGERS OF SINGLE-PHASE SHORT CIRCUITS  
IN 35 KV NETWORKS OF MURMANSK REGION**

**Abstract**

The analysis for a variety of 35 kV network neutral grounding modes at one of the existing substations of the Murmansk region. The calculation results of these regimes. To identify and support the most effective neutral grounding mode, which improves electrical population, as well as the reliability of electricity supply.

**Keywords:**

single-phase circuit, the resistor, the capacitor, arc suppression reactor, neutral, substations, high-voltage overhead lines, electrical safety, energy efficiency work.

Режим заземления нейтрали сети 6–35 кВ в настоящее время, в основном, выбирается по критерию повышения надежности электроснабжения потребителей. В России в сетях среднего напряжения применяют режимы изолированной нейтрали, заземленной через дугогасящий реактор или через высокоомный резистор [1].

В сети 35 кВ при аварийных режимах возможно возникновение опасного для жизни человека и животных шагового напряжения и появление опасных напряжений прикосновения. Если под линиями располагаются различного рода постройки, то возникает опасность возникновения пожара или поражения электрическим током людей в случае обрыва фазного провода.

Проблема обеспечения безопасности вдоль трасс воздушных линий рассматривается на примере конкретного участка действующей сети 35 кВ Кольской энергосистемы (рис. 1), подключённого к подстанции ПС-150/35/6.

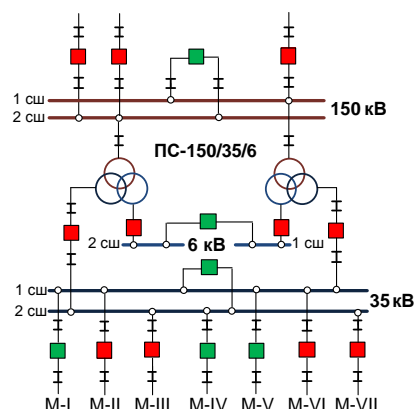


Рис. 1. Схема подстанции ПС-150/35/6 кВ

■ – выключатель включён; ■ – выключатель выключен

Открытое распределительное устройство 35 кВ подстанции ПС-150/35/6 состоит из первой (1 сш) и второй (2 сш) систем шин, которые в нормальном режиме работают раздельно. К первой системе шин подключены линии М-VI и М-II, а ко второй системе шин подключены линии М-VII и М-III. По воздушным линиям М-II, М-VIII, М-VI и М-VII обеспечивается электроснабжение двух участков сети с подстанциями потребителей. Линии М-I, М-IV, М-V обеспечивают резервное питание других подстанций.

В таблице 1 приведены основные характеристики линий 35 кВ, подключенных к подстанции ПС-150/35/6/

Таблица 1

Характеристика линий 35 кВ обследуемого участка

№ п/п	ЛЭП	Длина, км	
		по трассе	грозотроса
1	М-III/II	2.6	2.6
2	М-I	4.79	4.79
3	М-IV	14.1	7.3
4	М-V	9.9	5.2
5	М-VI/VII	53.4	9.8

Линии 35 кВ рассматриваемого участка сети имеют существенно отличающуюся протяженность – около 54 км и менее 3 км. Основные линии М-III/II и М-VI/VII с отпайкой имеют двухцепное исполнение. Линии М-III/II, М-I расположены полностью на территории города и имеют защиту грозотросом по всей длине. Линии М-V и М-IV защищены тросом на 50 %, а двухцепная линия М-VI/VII защищена тросом только на подходах к подстанциям.

Основным фактором, влияющим на безопасность указанных линий для населения, являются токи короткого замыкания, возникающие при различных нарушениях в сети. Поэтому для снижения опасности этих влияний рассмотрены различные варианты заземления нейтрали силовых трансформаторов на стороне 35 кВ.

Для обеспечения селективности защиты линий при возникновении однофазного замыкания на землю, анализируются следующие виды заземления нейтрали 35 кВ:

- 1) режим изолированной нейтрали;
- 2) режим эффективно заземленной нейтрали;
- 3) режим заземления нейтрали через дугогасящий реактора (ДГР);
- 4) режим заземления нейтрали через высокоомный резистор;
- 5) режим заземления нейтрали через конденсатор.

Для сравнения эффективности каждого из режимов заземления нейтрали необходимо определить токи ОЗЗ для каждого вида заземления нейтралей трансформаторов.

Для проведения расчетов токов ОЗЗ в различных режимах заземления нейтрали необходимы **предварительные расчеты**.

В режимах 3-5 при включении устройства в цепь заземления нейтрали происходит изменение сопротивления контура «нулевой последовательности», т. е. необходимо добавить в сопротивление нейтрали сопротивление устройства, согласно работе [2].

Предположим, что селективность защиты может быть обеспечена, если мы изменим режим нейтрали (т. е. заземлим нейтраль через какое-то устройство) таким образом, чтобы через поврежденную фазу ток шел в точку замыкания и возвращался в заземление нейтрали. При величине этого тока, например в 2 А, режим нейтрали должен меняться. Необходим такой режим, чтобы не было значительного увеличения тока ОЗЗ, и не надо было бы для безопасности линий (не представляющих опасности для населения) менять режим.

Значит, при небольшой величине тока ОЗЗ напряжение в нейтрали в режиме ОЗЗ будет практически равно минус ЭДС, т.е.

$$E_{\phi} = \left( \frac{U_{\text{л}}^{\text{CH}}}{\sqrt{3}} \right) = \frac{35}{\sqrt{3}} = 20,2 \text{ кВ},$$

где  $U_{\text{л}}^{\text{CH}}$  – линейное напряжение обмотки среднего напряжения.

Тогда сопротивление устройства заземления должно быть для резистора:

$$R_{\text{N}} = \frac{20,2}{2} = 10,1 \text{ кОм}.$$

Индуктивность ДГР будет равна:

$$L_{\text{N}} = \frac{R_{\text{N}}}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{10100}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 32 \text{ Гн},$$

где  $f$  – частота тока.

Емкость конденсатора будет равна:

$$C_{\text{N}} = \frac{1}{R_{\text{N}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{1}{10100 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,315 \text{ мкФ}.$$

Для расчета тока замыкания с различными вариантами нейтрали рассмотрим однолинейную схему участка сети (рис.2) и схемы замещения по

«прямой и нулевой последовательностям» (рис. 3 и 4), на которых показано контактное сопротивление ( $R_K$ ) в точках замыкания.

В дальнейших расчетах рассматриваются три точки замыкания: 1 – в начале линий, 2 – в конце линии М-П, 3 – в конце линии М-ВІ.

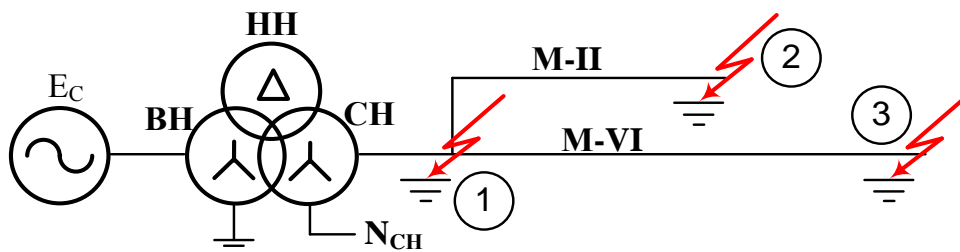


Рис. 2. Однолинейная схема участка с трансформатором

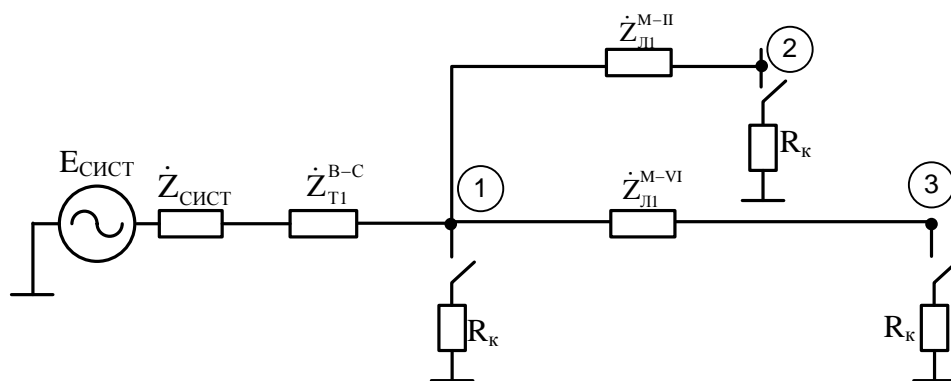


Рис. 3. Схема замещения с сопротивлениями линий по «прямой последовательности»

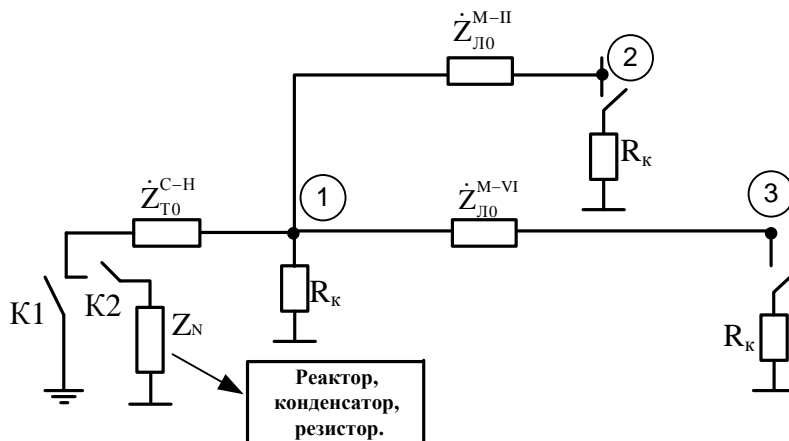


Рис. 4. Схема замещения с сопротивлениями линий

по «нулевой последовательности»

В схеме (рис. 4) показаны различные варианты режима нейтрали обмотки 35 кВ силового трансформатора:

- режим изолированной нейтрали (ключи К1 и К2 в разомкнутом состоянии);
- режим эффективного заземления нейтрали (К1 – замкнут, К2 – разомкнут);
- режим заземления нейтрали через заземляющее устройство – реактор, высокоомный резистор или конденсатор (К2 – замкнут, К1 – разомкнут).

Расчет будет проводиться с различными сопротивлениями в точках замыкания: принимаем  $R_K$ , равными 1 Ом, 30 Ом, 100 Ом и 1000 Ом:

- 1 Ом соответствует замыканиям в пределах контура подстанций или на подходах, где имеется связь с контуром подстанции;
- 30 Ом и 100 Ом соответствуют замыканиям на опорах линий;
- 1000 Ом соответствует плохому контакту с землей в случаях набросов на провода или обрывов провода с падением на землю.

Сопротивление трансформатора по «прямой последовательности» будет отличаться от сопротивления трансформатора «нулевой последовательности» согласно работе [3]. В сопротивление трансформатора по «прямой последовательности» будут входить сопротивления обмоток высокого и средних напряжений с индуктивным сопротивлением между этих двух обмоток, а сопротивление трансформатора по «нулевой последовательности» включает в себя активные сопротивления обмоток среднего и низкого напряжений с индуктивным сопротивлением между этих обмоток.

Согласно [4] определены сопротивления трансформатора «прямой и нулевой последовательности»:

Сопротивление трансформатора «прямой последовательности»:

$$\dot{Z}_{T1}^{B-C} = R_T^{BH} + R_T^{CH} + \dot{X}_T^{BH-CH}$$

Сопротивление трансформатора «нулевой последовательности»:

$$\dot{Z}_{T0}^{C-H} = R_T^{CH} + R_T^{HH} + \dot{X}_T^{CH-HH}$$

Расчет сопротивления  $\dot{Z}_{T0}^{C-H}$  будет применяться только для режима с заземленной нейтралью. Сопротивление «нулевой последовательности» для режима заземления нейтрали через ДГР, высокоомный резистор, конденсатор будет суммироваться с сопротивлением подключающего к нейтрали устройства, заземляющего нейтраль.

Для режима заземления нейтрали через ДГР сопротивление «нулевой последовательности» определено по формуле:

$$\dot{Z}_0^{ДГР} = \dot{Z}_{T0}^{C-H} + j2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_N,$$

где  $L_N$  – индуктивность ДГР.

Для режима заземления нейтрали через высокоомный резистор сопротивление «нулевой последовательности» определено по формуле:

$$\dot{Z}_0^R = \dot{Z}_{T0}^{C-H} + R_N,$$

где  $R_N$  – сопротивление резистора.

Для режима заземления нейтрали через конденсатор сопротивление «нулевой последовательности» определено по формуле:

$$\dot{Z}_0^C = \dot{Z}_{T0}^{C-H} + \frac{1}{j2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_N},$$

Сопротивление системы приведено к стороне 35 кВ

$$\dot{Z}_{СИСТ} = \dot{Z}_{ПС} \cdot K_{ТР},$$

где  $\dot{Z}_{ПС}$  – сопротивление питающей сети [4],  $K_{ТР}$  – коэффициент трансформации.

Для нахождения тока замыкания при замыкании в начале и в конце линии необходимо знать суммарные значения сопротивления «прямой», «нулевой последовательности» в начале и конце линии.

**Вариант замыкания в начале линии.** Суммарное сопротивление «прямой последовательности» в начале линии для сети с эффективно заземленной нейтралью и нейтралью, заземленной через устройство:

$$\sum \dot{Z}_1^H = \dot{Z}_{СИСТ} + \dot{Z}_{Т1}^{B-C} + R_{К1},$$

где  $R_{К1}$  – сопротивление в точке замыкания.

Суммарное сопротивление «нулевой последовательности» в начале линии для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$\sum \dot{Z}_0^H = \dot{Z}_{T0}^{C-H} + R_{К1}.$$

Суммарное сопротивление «нулевой последовательности» в начале линии для сети с заземленной нейтралью через устройство:

$$\sum \dot{Z}_0^H = \dot{Z}_0^i + R_{К1},$$

где  $\dot{Z}_0^i$  – сопротивление «нулевой последовательности» ДГР, резистора или конденсатора.

**Вариант замыкания в конце линии.** Суммарное сопротивление «прямой последовательности» в конце линии для сети с эффективно заземленной и заземленной через устройство нейтралью:

$$\sum \dot{Z}_1^K = \dot{Z}_{СИСТ} + \dot{Z}_{Т1}^{B-C} + \dot{Z}_{Л1}^{M-i} + R_{К1},$$

где  $\dot{Z}_{Л1}^{M-i}$  – сопротивление «прямой последовательности»  $i$ -й линии.

Суммарное сопротивление «нулевой последовательности» в конце линии для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$\sum \dot{Z}_0^K = \dot{Z}_{T0}^{C-H} + \dot{Z}_{Л0}^{M-i} + R_{К1},$$

где  $\dot{Z}_{\text{Л0}}^{M-i}$  – сопротивление «нулевой последовательности»  $i$ -й линии.

Суммарное сопротивление «нулевой последовательности» в конце линии для сети с заземленной нейтралью через устройство:

$$\sum \dot{Z}_0^K = \dot{Z}_0^i + \dot{Z}_{\text{Л0}}^{M-i} + R_{\text{К}i}.$$

Зная  $E_\Phi$  и суммарные сопротивления заземления по «прямой» и «нулевой последовательностям», определены токи однофазного заземления на землю.

Ток ОЗЗ в начале линии находится по формуле:

$$\dot{I}_{\text{ОЗЗ}}^H = \frac{3 \cdot E_\Phi}{2 \cdot \sum \dot{Z}_1^H + \sum \dot{Z}_0^H}.$$

Ток ОЗЗ в конце линии находится по формуле:

$$\dot{I}_{\text{ОЗЗ}}^K = \frac{3 \cdot E_\Phi}{2 \cdot \sum \dot{Z}_1^K + \sum \dot{Z}_0^K}.$$

Зная ток ОЗЗ, определим напряжение в точки замыкания по формуле:

$$\dot{U}_K = \dot{I}_{\text{ОЗЗ}} \cdot R_{\text{К}i}.$$

Для определения тока ОЗЗ в сети с **изолированной нейтралью** находим составляющие тока (емкостного), определяемые емкостями фаз на землю элементов сети – воздушных линий. Расчет выполняем по формуле:

$$I_{\text{ОЗЗ}}^{M-i} = 3 \cdot \omega \cdot C_{M-i} \cdot U_\Phi,$$

где  $\omega$  – круговая рабочая частота;  $C_{M-i}$  – емкость  $i$ -й фазы на землю;  $U_\Phi$  – фазное напряжение на землю.

Результаты расчётов составляющих тока ОЗЗ по приведенной формуле для линии М-VI (VII) и М-II (III) представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчетов составляющих тока ОЗЗ

№ ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Марка провода	Ток однофазного замыкания на землю, А	
			1 сш	2 сш
М-VI	53.4	АС-120/19	7.7	
М-VII	53.4	АС-120/19	-	7.7
М-II	2.6	АС-185/24	-	0.38
М-III	2.6	АС-185/24	0.38	-
Суммарный ток ОЗЗ			$\Sigma I_{\text{ОЗЗ}}=8.08$	$\Sigma I_{\text{ОЗЗ}}=8.08$

Для наглядности распределения составляющих тока замыкания на землю в режиме изолированной нейтрали на участке 35 кВ с линиями М-VI и М-II приведен участок схемы с нанесением полученных значений токов (рис. 5).

Следует отметить, что трансформаторы тока земляной защиты регистрируют сумму токов в трехфазной линии. Так как сумма рабочих токов, замыкающихся в направлениях «прямой» и «обратной последовательностей», дает ноль, то результатом регистрации является сумма токов, протекающих по «нулевой последовательности», т. е. в направлении фаза – земля. При этом по поврежденной фазе протекает полный ток однофазного замыкания от питающего трансформатора в точку замыкания, а по неповрежденным фазам в обратном направлении протекают ток, обусловленный линейными напряжениями на этих фазах и емкостной проводимостью этих фаз на землю, т. е. составляющая тока ОЗЗ, которая определяется емкостными параметрами этой линии.

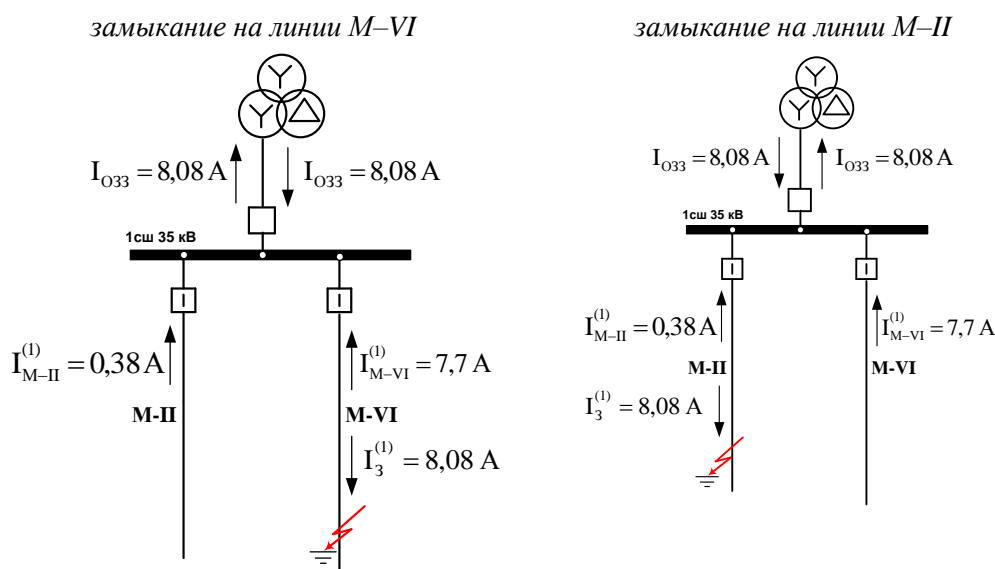


Рис. 5. Распределение составляющих емкостного тока однофазного замыкания на землю участка, подключенного к 1 сш 35 кВ подстанции ПС-150/35/6

Из приведенных на рис. 5 результатов расчетов распределения токов видно, что трансформаторы тока земляной защиты при замыкании на линии М-VI будут регистрировать суммарный ток «нулевой последовательности» 0.38 А и на линии М-II ток 0.38 А, что достаточно мало для срабатывания защиты.



При замыкании на линии М-II трансформаторы тока земляной защиты будут регистрировать суммарный ток «нулевой последовательности» на линии М-VI – 7.7 А и на линии М-II – 7.7 А.

Следовательно, защиту по величине тока «нулевой последовательности» можно выполнить только для линии М-II. Например, при уставке защиты по току «нулевой последовательности» 2 А линия М-VI будет отключена защитой при замыкании на линии М-II.

Для остальных режимов заземления нейтралей, используя выше приведенные формулы, определены токи и напряжения замыкания при замыканиях в начале и в конце линий М-VI и М-II. По полученным данным, для линии М-VI построены графики изменения тока короткого замыкания одной фазы и напряжений от сопротивления заземления в точке замыкания для вариантов замыкания в начале и конце линий М-VI и М-II, так как она самая длинная.

Для **эффективно заземленной нейтрали** построены графики зависимости тока ОЗЗ и напряжения при разных значениях сопротивления заземления в точке замыкания от 1 до 1000 Ом (рис. 6, 7).

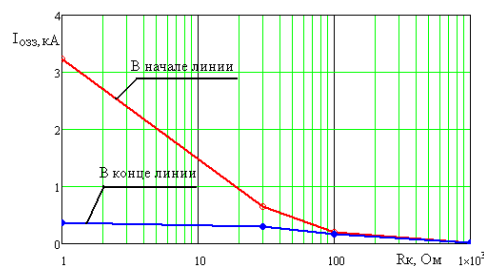


Рис. 6. Зависимость тока ОЗЗ от сопротивления заземления в точке замыкания

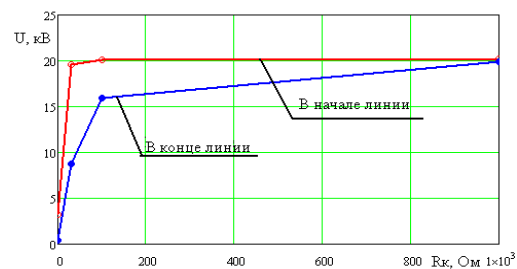


Рис. 7. Изменение напряжения в зависимости от сопротивления заземления в точке замыкания

Зависимости, представленные на рис. 6 и 7 показывают, что:

1) величина тока замыкания составляет единицы килоАмпер, т. е. очень велика. Лишь при сопротивлении 100 Ом становится менее 1кА и при 1000 Ом снижается до 20 А;

2) защиту от однофазных замыканий можно применять по величине тока, значительно превышающего рабочий, т.е. сотни Ампер или килоАмпер. Но такая защита от обрыва провода не сработает при большом значении контактного сопротивления;

3) при малой величине сопротивления в точке замыкания – величина тока КЗ существенно зависит от места замыкания;

Учитывая пункты 1-3, можно сделать вывод, что настройка эффективной защиты на отключение короткого замыкания может иметь некоторые трудности – зависимость от удаления точки повреждения и от сопротивления в точке замыкания, согласно [5].

4) напряжение в точке замыкания достигает десятков киловольт, т. е. представляет опасность поражения током;

5) при сопротивлении заземления  $R_K$  в 30 Ом и коротком замыкании в начале линии (рис. 4, узел 1) напряжение в точке замыкания почти 20 кВ, а при замыкании в конце линии (рис. 4, узел 2 или 3) – 8 кВ;

б) при сопротивлении заземления  $R_K$  в 1 Ом (замыкание в пределах контура подстанций или на подходах) напряжение вблизи питающей подстанции (рис. 4, узел 1) превышает 3 кВ, а при замыкании в конце линии (рис. 4, узел 2 или 3) 100 В, т. е. напряжения являются опасными даже при замыканиях на контур подстанции;

*Следовательно, режим эффективно заземленной нейтрали может сопровождаться опасными напряжениями и опасностью электропоражения при возможных задержках срабатывания защиты.*

Для изучения возможности применения **заземления нейтрали** обмотки 35 кВ питающих трансформаторов подстанции ПС-150/35/6 **через ДГР** выбрана индуктивность реактора 32 Гн, при которой в нейтрали при ОЗЗ возникает ток в 2 А.

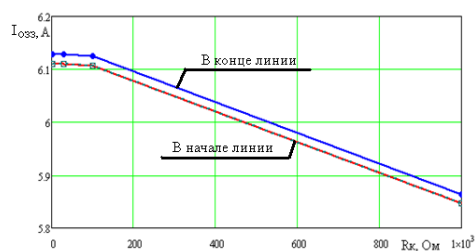


Рис. 8. Изменение тока ОЗЗ в зависимости от сопротивления заземления в точке замыкания

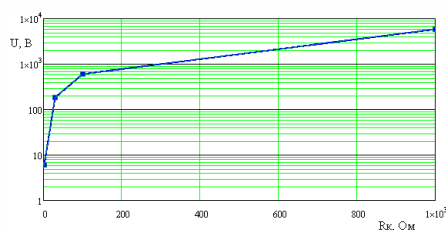


Рис. 9. Зависимость изменения напряжения от сопротивления заземления в точке замыкания

Из графика на рис. 8 можно увидеть, что величина тока ОЗЗ составляет чуть больше 6 А, при сопротивлении  $R_K$  более 100 Ом уменьшится незначительно, а при 1000 Ом до 5.86–5.88 А. В поврежденной линии ток «нулевой последовательности» в неповрежденных фазах находится в противофазе с током замыкания. Поэтому трансформатор тока земляной защиты регистрирует разницу между этими токами. Так для М-VI будет зарегистрирован ток  $7.7 - (5.86 \div 6.1) = 1.64 \div 1.6$  А, что не позволяет выполнить защиту этой линии.

Из рисунка 9 видно, что:

1) напряжение в точке замыкания практически не зависит от места замыкания;

2) напряжение может достигать 6 кВ (очень опасно при высоком сопротивлении заземления);

3) при сопротивлении заземления 100 Ом напряжение достигает 600 В;

4) относительно небольшое напряжение 183 В в точке замыкания обеспечивается лишь при сопротивлении заземления 30 Ом.

Следовательно, режим заземления нейтрали через реактор имеет преимущество – снижение тока ОЗЗ, что способствует самоликвидации ОЗЗ.

Однако при этом эффективная защита линии М-VI не обеспечивается по величине регистрируемого тока «нулевой последовательности». При недокомпенсации емкостного тока ОЗЗ регистрируемый ток «нулевой последовательности» также имеет емкостной характер, то есть защита не сработает на отключение.

Аналогичный анализ был произведен для варианта заземления нейтрали через конденсатор с емкостью 0.32 мкФ, при которой в нейтрали при ОЗЗ возникает ток в 2 А. Результаты приведены на рис. 10 и 11.

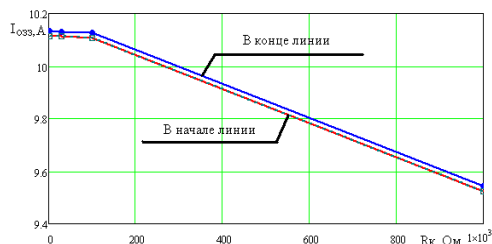


Рис. 10. Изменение тока ОЗЗ в зависимости от сопротивления заземления в точке замыкания

Из графика на рис. 10 можно увидеть, что величина тока ОЗЗ при сопротивлении заземления от 1 до 1000 Ом в точке замыкания меняется в пределах 10.1–9.5 А.

В этом режиме заземления нейтрали ток, регистрируемый защитой линии М-VI при замыкании на ней, составляет  $9.5 \div 10.1 - 7.7 = 1.8 \div 2.4$  А, и при этом изменится характер зарегистрированного тока – он станет индуктивным относительно напряжения нейтрали (напряжения «нулевой последовательности»), т.е. имеется возможность применения защиты. Однако этот положительный эффект сопровождается увеличением тока ОЗЗ, что ухудшает условия самоликвидации однофазных замыканий.

На графике напряжения (рис. 11) видно, что:

- 1) напряжение в точке замыкания практически не зависит от места замыкания;
- 2) напряжение может достигать 10 кВ при сопротивлении заземления в точке замыкания 1000 Ом (очень опасно при высоком сопротивлении заземления);
- 3) при сопротивлении заземления 100 Ом напряжение достигает 1000 В;
- 4) относительно небольшое напряжение 30 В в точке замыкания обеспечивается лишь при сопротивлении заземления около 10 Ом.

При использовании в нейтрали трансформатора высокоомного резистора, значение которого составило 10.1 кОм для протекания тока ОЗЗ, равного 2 А. Соответствующие графики тока и напряжения приведены на рис. 12 и 13.

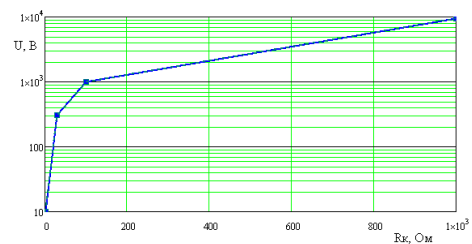


Рис. 11. Зависимость изменения напряжения от сопротивления заземления в точке замыкания

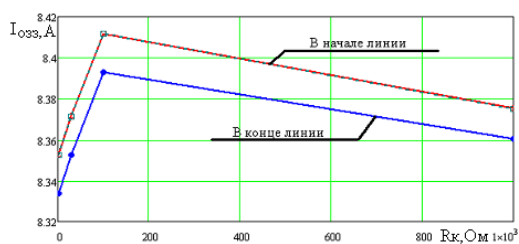


Рис. 12. Изменение тока ОЗЗ в зависимости от сопротивления заземления в точке замыкания

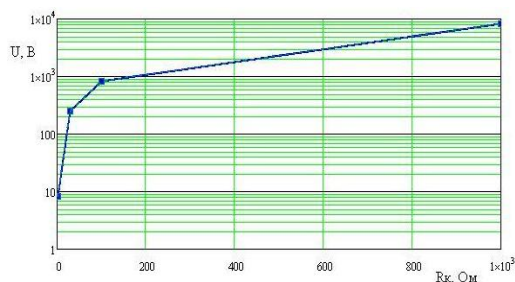


Рис. 13. Зависимость изменения напряжения от сопротивления заземления в точке замыкания

Из графика на рис. 12 видно, что величина тока ОЗЗ при сопротивлении заземления от 1 до 1000 Ом в точке замыкания меняется в пределах  $8.3 \div 8.4$  А.

В этом режиме заземления нейтрали ток, регистрируемый защитой линий М-VI при замыкании на ней, составляет  $8.3 \div 8.4 - 7.7 = 0.6 \div 0.7$  А, т.е. может быть недостаточен для чувствительности защиты и при этом может меняться характер зарегистрированного тока. *В этом варианте заземления нейтрали применение защиты представляет трудность. Возможно, для ее применения потребуется уменьшение сопротивления резистора в нейтрали с соответствующим увеличением его мощности.*

Из графика на рис. 13 видно следующее:

- 1) напряжение в точке замыкания практически не зависит от места замыкания;
- 2) напряжение может достигать  $\approx 10$  кВ при сопротивлении заземления в точке замыкания 1000 Ом (очень опасно при высоком сопротивлении заземления);
- 3) при сопротивлении заземления 100 Ом напряжение достигает 1000 В;
- 4) относительно небольшое напряжение 20 В в точке замыкания обеспечивается лишь при сопротивлении заземления около 10 Ом.

### Вывод

В результате анализа вариантов заземления нейтрали 35 кВ силового трансформатора подстанции ПС-150/35/6 можно сделать вывод, что в режимах заземления нейтрали для рассмотренного участка сети 35 кВ ПС-150/35/6 через реактор, конденсатор или высокоомный резистор напряжение в точке замыкания практически не зависит от места замыкания. При этом напряжение может достигать 10 кВ при сопротивлении заземления в точке замыкания 1000 Ом (очень опасно при высоком сопротивлении заземления). При сопротивлении заземления 100 Ом напряжение достигает 1000 В. Относительно небольшое напряжение в точке замыкания обеспечивается лишь при сопротивлении заземления около 10 Ом.

Из всех режимов наиболее эффективный — это режим заземления нейтрали через конденсатор. Для рассматриваемой подстанции защита от опасных напряжений может быть обеспечена на линиях М-VI с помощью

перевода режима заземления нейтрали трансформаторов ПС-150/35/6 в режим заземления через конденсатор емкостью около 0.3 мкФ и применения защиты для автоматического отключения замыканий на линии.

#### **Литература**

1. Невретдинов, Ю. М. Исследования опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ Мурманского региона / Ю. М. Невретдинов, Г. П. Фастий, А. Н. Данилин, В. В. Колобов, В. Н. Селиванов, П. И. Прокопчук // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2016. Вып.12. С. 7–15.
2. Вильгейм, Р. Заземление нейтрали в высоковольтных системах / Р. Вильгейм, М. Уотерс. М.: Госэнергоиздат, 1959. 415 с.
3. Вайнштейн, Р. А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: Учебник Томского политехнического университета / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. С.106–107.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под общ. ред. А. А. Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1986. Т. 1. 568 с.
5. Издельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

#### **Сведения об авторах:**

##### **Осипов Павел Владимирович**

Магистрант Мурманского арктического государственного университета (МАГУ)  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Лесная, д. 29

##### **Фастий Галина Прохоровна**

научный сотрудник лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии  
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,  
эл.почта: [fastiy@ien.kolasc.net.ru](mailto:fastiy@ien.kolasc.net.ru)

##### **Карпов Алексей Сергеевич,**

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии  
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,  
эл. почта: [info@ien.kolasc.net.ru](mailto:info@ien.kolasc.net.ru)

##### **Ярошевич Вера Васильевна,**

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии  
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,  
эл. почта: [yaroshevich\\_vera@mail.ru](mailto:yaroshevich_vera@mail.ru)

УДК 621.315.17

**В. Г. Гольдштейн, В. Д. Можяев**

**О ПРОБЛЕМАХ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ МЕГАПОЛИСОВ  
В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ И В БЛИЖАЙШЕЙ ПЕРСПЕКТИВЕ**

#### **Аннотация**

Анализируются проблемы организации и надежности комплексов электрических сетей и систем электроснабжения (ЭССЭ) мегаполисов (МП) в настоящее время и в ближайшей перспективе в условиях беспрецедентно высоких требований к их построению и эксплуатации. Рассматриваются специфические особенности энергосистем МП, такие, как преимущественно кабельное исполнение электрических сетей, поскольку использование в них воздушных линий нецелесообразно и в большом числе случаев запрещено. Особое внимание уделено проблемам развития МП, связанным с концентрацией населения и потреблением электроэнергии, электрооборудованием для ее доставки извне, а также производству и распределению внутри ограниченного густонаселенного региона с учетом надежности, экономичности, экологической чистоты, обеспечения устойчивой работы электроснабжения, новых решений, технологий и др.

#### **Ключевые слова:**

*энергосистемы, мегаполисы, кабельная линия, воздушная линия, надежность электроснабжения, потребление электроэнергии, электрические станции, агломерация, когенерационные и тригенерационные энергоустановки.*

**V. G. Goldstein, V. D. Mozhaev**

### **RECENT AND FUTURE PROBLEMS OF MEGAPOLISES POWER SYSTEMS**

#### **Abstract**

The article provides analysis of recent and future organization and reliability problems of electrical grids and power systems of megapolises (MP). Specific features of the MP power systems are reviewed, such as, for example, MP use cable electrical grids, as using overhead lines is impractical and in many cases prohibited. Special attention is paid to MP problems related to concentration of population, consumption of electricity and its delivering from the outside, as well as generation and distribution of the electricity inside limited highly populated region, taking into account reliability, economy, ecology, stable operation of power supply, new solutions, technologies etc.

#### **Keywords:**

*power system, megapolises, cable line, overhead line, electric power supply reliability, electricity consumption, power stations, agglomeration, cogeneration and trigeneration power installations.*

**Введение.** Энергоснабжение, как одна из основных составляющих жизнеобеспечения и всех сторон жизнедеятельности, должно соответствовать самым высоким требованиям по его качеству и надежности. Тенденции, особенности, положения и принципы построения энергосистем МП в настоящее время и в ближайшей перспективе в значительной мере определяет организация их качественного и безаварийного электроснабжения. Энергосистемы МП целенаправленно координируют параллельную работу внутренних и внешних источников питания, а также обеспечивают и регулируют энергоснабжение всех районов города.

В современных мегаполисах количество жителей превышает один миллион и достигает двадцати и более, то есть для них характерны огромные массы людей в ограниченном географическом пространстве, необыкновенно сложные городские хозяйства, беспрецедентные объемы и виды производства и др. Можно констатировать, что большинство МП дислоцируется в районах с относительно

теплым и мягким климатом, однако в целом для них характерны разнообразные природные условия.

Комплекс ЭССЭ МП в современных условиях предназначен для организации надежного, устойчивого и экономичного обеспечения энергией собственно МП и всей инфраструктуры гигантских городских образований. Важнейшими условиями при реализации этой цели являются многообразие энергоресурсов, способов их получения, доставки и использования в МП, безальтернативное и неукоснительное ограничение нарушений экологического взаимодействия с окружающей средой, обеспечение жестких требований по энергосбережению и энергоэффективности.

Для современной мировой энергетики и, в частности, для МП сказанное выше объединяет комплекс проблем, известный под названием *энергетической трилеммы (ЭТР)*: 1) энергетическая и 2) экологическая безопасность, 3) свободный доступ к получению энергии и энергоресурсов. Для ЭТР характерно, с одной стороны, единство трех названных положений, а с другой – их очевидные контрпозиционные противоречия. Это приводит к трудноразрешимым конфликтам, которые остро проявляются при решении вопросов развития энергетики МП.

Эти положения стали основой приоритетных задач, стоящих перед современной энергетикой в целом, которые кратко можно сформулировать в виде: *доступность, готовность, приемлемость и ответственность*. Они отражены в программе ООН – *обеспечение надежного энергоснабжения для всех (Secure Energy for All)*, которая направлена на реализацию всеобщего доступа к энергии при значительном (в 2 раза и более по сравнению с настоящим уровнем) улучшении показателей энергоэффективности и использования возобновляемых энергоресурсов. Эта программа сформулирована в соответствии с решениями прошедших Всемирных энергетических конгрессов [1, 2].

#### **Проблемы и тенденции средней и дальней перспективы развития энергетики МП.**

Как уже было сказано, важнейшим направлением общего развития энергетики и, в частности, МП является *энергетическая безопасность*. Эффективная реализация этого направления в современных условиях во многом гарантирует его положительные результаты в будущем. Основой здесь является наиболее полное обеспечение выработки и доставки энергии по все возрастающим запросам потребителей. При этом, как уже говорилось, необходимо выполнять требования по защите окружающей среды и кардинальному ограничению влияний, которые провоцируют или способствуют климатическим изменениям, таким как всеобщая тенденция потепления, катастрофические гидро- и метеоизменения в бассейнах рек, морей и мирового океана, сокращение ледников, вечной мерзлоты и др.

Необходимо отметить еще одну важную противоречивую проблему средней и дальней перспективы развития энергетики. В настоящее время при анализе состояния систем энергоснабжения МП во всем мире наблюдается дефицит энергии.

Однако прогнозный анализ МЭК и энергетических подразделений ООН говорит о все более отчетливой в дальней перспективе тенденции «изобилия энергии», что обусловлено значительным устойчивым ростом производства нетрадиционных энергетических ресурсов, в частности, сланцевого газа,

который по технико-экономическим характеристикам, условиям добычи и технологическим показателям составляет значительную конкуренцию традиционным энергоресурсам. Это требует принципиальной коррекции положений долгосрочного планирования структуры энергетики завтрашнего дня для решения, названной выше ЭТР.

Последнее особенно касается распределенных систем получения и доставки энергии мелким и средним потребителям, поскольку для них появляется возможность диверсификации тепло- и электрификации коммунального хозяйства. В перспективе это позволит отказаться от традиционных систем централизованного электро и особенно теплоснабжения. Они требуют постоянного дорогостоящего обслуживания, непрекращающихся ремонтов в городской энергетической инфраструктуре, которая в условиях нашей страны имеет очевидный предельный износ, порождающий множество отказов и аварий.

Остановимся на тенденциях развития электроэнергетики МП. Ее характерной особенностью, как ведущей составляющей экономики МП, является динамичный рост спроса на электроэнергию во всех странах мира, то есть развивающиеся города требуют все больше электроэнергии для поддержания собственной инфраструктуры, а также для дальнейшего развития экономики. В ближайшей ретроспективе темпы роста мирового ВВП устойчиво отставали от темпов роста потребления электроэнергии в среднем на  $8 \div 12$  %. По репрезентативным прогнозам International Energy Agency (IEA), несмотря на повышение показателей эффективности энергопотребления, спрос на электроэнергию до 2030 г. возрастет в два раза.

По данным IEA, в течение этого периода в проекты развития мировой электроэнергетики, связанные с производством, передачей и распределением электроэнергии, необходимо вложить более 10 трлн долл. В значительной мере это касается стран с быстро растущей экономикой (Китай, Южная Корея, Индия, Африка, и др.) [1–3, 33].

Значительные средства предусматриваются для развития отечественной электроэнергетики по государственным программам и в виде частных инвестиций, что требует научного обоснования и взвешенного подхода к определению траекторий движения в целом энергетики России и СЭС МП, в частности [4, 5].

Одним из основных направлений исследований процессов, режимов и особенностей развития ЭССЭ МП является научное обоснование выбора построения и практической реализации ЭССЭ МП и их элементов с целью — *предотвратить* аварийные ситуации, приводящие к значительным убыткам из-за неожиданного выхода из строя дорогостоящих ответственных электроустановок, а также ущербам от недоотпуска электроэнергии. Это непосредственным образом связано с физическими процессами, которые определяются фундаментальными положениями таких разделов электротехнической науки, как теория и практика электромагнитной совместимости, технологических ресурсов и методов их прогнозирования.

### **Анализ проблем и принципов построения электроснабжения МП при использовании новых технологий и оборудования**



В настоящее время в энергообеспечении МП можно выделить ряд кардинальных проблем:

- а) нехватка генерирующих мощностей;
- б) нехватка распределительных сетей на уровне 110 ÷ 220 кВ, чтобы довести эти мощности до конкретных районов МП;
- в) ненадежность электроснабжения потребителей распределительных сетей 6 (10) и 0.4 кВ;
- г) неустойчивость работы всех трех направлений – генерации, передачи, распределения;
- д) отсутствие эффективной консолидации их между собой и с электропотреблением;
- е) неудовлетворительное формирование тарифов и т.д.

С этой точки зрения производится анализ названных направлений по отдельности и совместно. Несмотря на то, что они опираются на конкурирующие требования и условия, тем не менее, они в целом органически объединены и консолидированы единством решения общей задачи – обеспечения надежного электроснабжения МП.

Необходимыми условиями для современной энергетики МП являются постоянство и непрерывность:

- поддержания всех объектов и структур в работоспособном состоянии, на уровне, необходимом для удовлетворения запросов потребителей;
- модернизации существующих энергетических объектов;
- разработки, внедрения и эффективного использования инновационных технологий во всех без исключения аспектах производства, передачи, трансформации, распределения и потребления электроэнергии.

Эти технологии должны не только учитывать насущные потребности энергетического комплекса МП, но и соответствовать перспективным направлениям развития промышленного и бытового сектора, обеспечивать безусловную надежность электроснабжения, отвечать требованиям экологической безопасности, быть экономически эффективными и вместе с тем полностью ориентированными на требования и запросы потребителей.

Одним из определяющих условий успешного и экономически обоснованного развития мирового хозяйственного механизма ведущие специалисты и организации всех стран всегда признавали и признают *опережающие темпы увеличения* располагаемых мощностей энергетических источников и коммуникаций для доставки энергии потребителям, то есть производства энергии и всех видов передающих и распределительных электрических и тепловых сетей.

Иначе говоря, в их развитии должен учитываться динамичный рост спроса на энергию во всем мире и, в частности, в МП, которые постоянно увеличивают потребление энергии для поддержания собственной инфраструктуры и дальнейшего развития экономики.

На основе несложного анализа можно констатировать, что сейчас это положение за редкими исключениями практически нигде не выполняется. Рост мирового потребления электроэнергии, несмотря все более широкое применение энергоэффективных и энергосберегающих технологий, а также мероприятий по

управлению спросом (по существу, ограничению потребления), достигал в последние 20÷25 лет 3.5÷3.8 % в год [1, 2, 4].

При этом мировые обобщенные *производственные* показатели неизменно отставали на 0.3÷0.5%. То есть в мировом хозяйственном механизме, несмотря на перспективы изобилия энергии по дальним прогнозам ООН в настоящем реально, как *устойчивая отрицательная тенденция*, сложилось *превышение спроса энергии над предложением*.

Вследствие этого, в частности, для МП нарушаются нормальное функционирование и условия дальнейшего успешного развития как инфраструктур самих МП и их систем жизнеобеспечения, так и сосредоточенных вокруг них производственных, коммунальных, научно-исследовательских и бытовых структур. Так, в МП южных стран с растущей экономикой (Индия, КНР и др.) в летние месяцы часто государственные и частные предприятия и фирмы прекращают работу или переносят выпуск продукции на ночное время, когда снижается общее электропотребление и соответственно тарифы на электроэнергию.

Недостаток генерирующих мощностей проявляется по графикам потребления как в периодах средней, так и пиковой нагрузки. Так, в режиме максимума спрос электрической мощности в энергосистеме МП Мумбаи (Бомбей, Индия) превысил ее генерацию на 4500 МВт (30 %), а в целом за последние 4 года рост потребления электроэнергии достиг 12.4 % [1–3, 33].

Характерные проблемы и недостатки в энергоснабжении проявляются и в МП стран, передовых с технико-промышленной точки зрения. В Токио, Нью-Йорке, Лондоне, Шанхае и др., а также в крупных отечественных городах в той или иной мере имеют место типичные нерешенные кардинальные задачи энергетического развития. Это технически или морально *устаревшая инфраструктура*, а также *продолжение эксплуатации и строительство в городе тепловых электростанций малой и средней мощности*, так как крупные разместить невозможно по многим причинам, но, в основном, из-за отсутствия свободных территорий и экологических ограничений.

Кроме того, часто *нет адекватного технического обслуживания ЭССЭ, квалифицированного проектирования и планирования*. В ряде случаев можно констатировать *ограниченность или отсутствие инвестиций*, а для ряда сформировавшихся МП существенной помехой развития энергетики является *несовершенство*, а в некоторых случаях *отсутствие законодательных, нормативных и директивных документов*, регулирующих работу энергетических монополий.

Сформулируем основные положения и принципы построения ЭССЭ МП в настоящее время и в ближайшей перспективе.

### **Вынос электрических станций в обозримом будущем за черту мегаполиса**

Проблему решает строительство крупных тепловых и атомных электростанций за пределами агломерации МП. Это один из возможных путей развития энергетики МП, что, несомненно, повлечет за собой ряд кардинальных проблем. Это, прежде всего, создание систем «глубокого ввода» и перестройка системы теплоснабжения, поскольку, по мнению многих специалистов, городские ТЭЦ необходимо коренным образом модернизировать, что сейчас

решается с помощью установки и ввода нового эффективного оборудования, ПГУ и других технологий.

При этом в полный рост встают задачи построения и обеспечения электроснабжения граничных районов агломерации. Ярким примером этого является Подмосковье, в котором в пригородах-спутниках Москвы имеют место крупные источники и потребители электроэнергии. В пределах мегаполиса преимущественно должны работать только экологически чистые источники энергии на возобновляемых энергоресурсах, в том числе нетрадиционные индивидуальные, особенно, для решения проблем обеспечения потребителей теплом.

На использование в качестве источников мощных АЭС наложился отпечаток катастрофы 2011 г. в Японии (АЭС Фукусима). Можно сказать, что в общественном сознании сложилось определенное негативное отношение к атомной энергетике по результатам самой аварии, ликвидации ее последствий, ошибок и неточностей в проектировании и эксплуатации.

Среди них специалисты НИЦ «Курчатовский институт» назвали неудачную компоновку оборудования, неадекватное определение максимальной высоты волны, недостатки в организации аварийного электроснабжения и аварийного планирования, водородной безопасности в случае тяжелого развития аварии и др. Кроме того, была отмечена неэффективность государственного регулирования ядерной безопасности. В частности, было также проигнорировано признанное во всем мире такое российское решение, как ловушка расплава активной зоны.

Тем не менее, можно констатировать, что в целом атомная энергетика, имея ряд отрицательных сторон эффективно и надежно работает уже несколько десятилетий. АЭС является наиболее технически и технологически обеспеченным решением глобальных задач энергетики (и, прежде всего, электроэнергетики) в совокупности с проблемами глобального потепления при крайне незначительных показателях выбросов CO<sub>2</sub>.

Однако в оценке несомненной опасности современных АЭС, особенно с учетом известных масштабных аварий, присутствует определенный оттенок сенсационности и некомпетентного ажиотажа. Можно констатировать, что положение устойчиво идет в сторону детального профессионального анализа и принятия взвешенных решений.

Во всяком случае, по сообщениям средств массовой информации, компетентных органов и специалистов, можно констатировать, что большинство стран с развитой атомной энергетикой не поддерживает известные громкие предложения по полному закрытию существующих и прекращению работ по созданию новых АЭС.

Здесь необходимо напомнить, что в мировой науке и технике известны прецеденты процессов, не менее опасных для человечества, чем имеющие место в атомной энергетике.

Тем более, что с технико-экономической точки зрения, по общему мнению, убедительной альтернативы АЭС для преодоления мирового энергетического дефицита в настоящее время не видно. Поэтому в любом случае в ближайшей и даже среднесрочной перспективе *нецелесообразно отказываться от АЭС и тем более полностью ликвидировать, сосредотачивая усилия на многократном повышении их надежности.*

Возвращаясь к проблемам энергетики МП, с учетом сказанного выше можно констатировать, что в ближайшем будущем целесообразно строить, развивать и использовать АЭС и тепловые электрические станции конденсационного типа, предназначенные для покрытия базовой части графиков электропотребления, а также гидроаккумулирующие и газотурбинные — для покрытия пиковых нагрузок. Эти энергоисточники должны быть размещены за пределами МП. Их коммерческая эффективность будет определяться меньшей удельной стоимостью установленной мощности и выработанной электроэнергии, а также экономией затрат за счет низкой стоимости земли и рабочей силы. Однако добавятся расходы на транспорт электроэнергии, создание требуемой инфраструктуры, обеспечение экологических требований и др.

### **Расширение комплекса источников распределенной генерации**

Это направление может рассматриваться как альтернатива сказанному выше. Это — когенерационные и тригенерационные энергоустановки малой и средней мощности, использующие в качестве топлива природный газ и обеспечивающие потребителей электроэнергией, теплом и холодом. Они могут работать автономно или вместе с основной сетью [6, 19]. В последнем случае важным условием является оптимальная комбинация совместной работы конкретной энергоустановки и сети, позволяющая получить максимальный коэффициент использования первичного топлива и соответственно минимальное вредное воздействие на окружающую среду.

Значительным затруднением в развитии этого направления в России является отсутствие законодательных документов по совместной работе и взаиморасчетам традиционных поставщиков электроэнергии, с одной стороны, а с другой, — производителей (потребителей), использующих источники распределенной генерации. При этом первые с упорством, достойным лучшего применения, на настоящий момент активно отвергают и тормозят принятие объективных решений в этом направлении, в большинстве случаев не принимая во внимание аргументы, оценки и ссылки на положительный опыт Евросоюза, азиатских и американских стран. Тем не менее, совершенно очевидно, что необходимость развития распределенной генерации является очевидной, и ближайшее будущее расставит все по своим местам.

### **Концентрация производства энергии в существующих мегаполисах непосредственно внутри их территории**

Это направление характерно для организации электроснабжения существующих МП. В отечественных крупных городах в большей мере это вызвано необходимостью организации централизованного теплоснабжения. В примерах построения ЭССЭ для отечественных крупнейших городов Москвы, Санкт-Петербурга, Самары, Екатеринбурга [1] эта закономерность прослеживается весьма отчетливо. В зарубежных МП эта тенденция проявляется в меньшей мере в силу географического расположения и, следовательно, более мягкого, теплого и жаркого климата, чем в России.

### **Полное решение задачи глубокого ввода**

Эта является актуальной и в настоящее время, и в перспективе, то есть в МП необходим транспорт больших потоков электроэнергии для питания

потребителей МП от источников, находящихся в агломерации или на удалении, за ее пределами [21-23]. Для современных ЭССЭ МП глубокий ввод на напряжениях 110÷330 кВ в территорию МП в центры электропотребления является одним из наиболее известных решений, которое накладывает жесткие ограничения [1] на габариты РУ и соответственно на отчуждаемые территории. При этом в новом строительстве практически полностью исключается возможность использования ОРУ.

Они не только нарушают экологию, но и увеличивают электромагнитное загрязнение, как на промышленной частоте, так и в высокочастотных диапазонах, нарушая теле, радиоприем, мобильную связь и др. Также совершенно недопустимы в жилых территориях шумовые эффекты — выстрелы при работе воздушных выключателей.

### **Создание современных распределительных сетей мегаполиса**

Электрические сети МП создаются на основе инновационных принципов их построения: доступности, опережения спроса на потребление, надежности, экологичности, эстетики городской территории и др. Эта проблема рассматривается в работе [1] для ЭССЭ отечественных МП, а именно Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга, Самары, а также характерные фрагменты электроснабжения их агломераций, и, кроме того, существующие и перспективные принципиальные решения и [18, 19] схемы, обеспечивающие высокий уровень надежности за счет резервирования.

### **Замена городских ВЛ на КЛ**

Эта важнейшая глобальная проблема развития ЭССЭ МП решается на основе современных видов силовых высоковольтных КЛ с полимерной изоляцией (СПЭ — сшитый полиэтилен, ЭПР — этилен-пропиленовая резина и др.) и КЛ, которые используют эффект ВТСП [1, 22]. Применение КЛ вместо ВЛ имеет важное значение в связи с жесткими запретами и ограничениями на ВЛ в сетях всех напряжений МП и выше.

Меньшая площадь трассы КЛ, ее большая надежность в сравнении с ВЛ (при выполнении всех необходимых условий по выбору необходимых кабелей для передачи требуемой мощности на стадии проектирования и соблюдения технологии прокладки на стадии монтажа) [1, 5], а также отсутствие опор и висящих проводов определяют широкое внедрение КЛ ВН и СВН в энергосистемы крупных городов, что и наблюдается в энергосистемах МП.

При этом стоимость строительства КЛ соответствующего класса напряжения по сравнению с равной ей по передаваемой мощности воздушной линией приблизительно в 15÷20 раз больше. Но даже несмотря на это обстоятельство, КЛ на основе кабелей с изоляцией из СПЭ находят все большее применение. Комплекс вопросов, связанных проблемами развития кабельных сетей и перспективных КЛ, освещается в [1, 14, 20, 22].

### **Ограничение токов КЗ в ЭССЭ мегаполисов**

В сетях всех напряжений МП высокие уровни КЗ достигают угрожающих значений, являясь общеизвестной проблемой. Положение усугубляется тем, что фактически имеют место определенные сложности с серийным промышленным выпуском выключателей, в частности, ВН и СВН

с токами отключения свыше 63 кА. Стоимость такого оборудования более чем значительна, а их разработка уникальна и пока экономически не выгодна. Данная задача эффективно решается при использовании комплекса относительно новых типов электроустановок и мероприятий, применение которых подробно рассматривается [1, 5, 11–13]. Вероятнее всего, без их применения в схемах перспективного развития энергосистем МП на уровне 2016–2020 гг. и далее обойтись, практически невозможно.

### **Внедрение технологий и материалов, использующих эффект ВТСП**

Эти инновации все шире используются для кабелей, в частности, для глубокого ввода и распределительных сетей, а также проводов ЛЭП, силовых трансформаторов, токоограничителей и других электроустановок и комплексов. При напряжениях 10–35 кВ и пропускной способности на уровне традиционных ВЛ 110–330 кВ для них в реальных случаях практически не имеет значения взаимное расположение и потребителей МП, и источников за его пределами [1, 22].

### **Применение инновационных ВЛ**

Несмотря на существенные ограничения и законодательные запреты на использование ВЛ в ЭССЭ МП, необходимость в них остается и, скорее всего, будет иметь место и в ближайшей перспективе [1, 20, 22–27]. Конечно, стремительный прогресс в создании кабельных систем электропередачи и, прежде всего, инновационных КЛ с полимерной изоляцией и использующих ВТСП, является весомым аргументом при решении задач глубокого ввода в условиях МП [21–23]. Тем не менее, при решении этих задач ВЛ по-прежнему сохраняют конкурентоспособность в электроэнергетике МП и их агломераций, особенно при формировании пояса мощных электрических станций за пределами территорий МП.

Это предопределяет актуальность применения конструкций инновационных ВЛ, обладающих положительными свойствами в условиях роста стоимости земли, высоких требований к обеспечению надежности, жесткой экологической политики и эстетических требований, а также необходимости в компактном, экологически чистом и максимально контролируемом исполнении электроэнергетических объектов. Характерной тенденцией в конструкциях перспективных ВЛ является уменьшение геометрических размеров ВЛ в сочетании с повышением пропускной способности и эффективным фазовым регулированием на устройств FACTS [25].

В этом направлении наиболее предпочтительными являются следующие современные виды ВЛ электропередачи: управляемые компактные (КВЛ) [24–27], комбинированные многоцепные (МВЛ) [28–30], газоизолированные (ГИЛ) [31–32].

За рубежом и в нашей стране эти технологии и, в частности, КВЛ имеют длительную историю развития. Достаточно назвать ВЛ 330 кВ Псков — Новосokolьники (1993 г.) протяженностью 146,7 км., которая наглядно показала свою эффективность в процессе длительной эксплуатации, имея пропускную способность примерно на 2/3 выше в сравнении с традиционным исполнением. На напряжении 500 кВ для ВЛ с 3 проводами в фазе по 500 мм<sup>2</sup> и КВЛ – с 10 по 300 мм<sup>2</sup> относительно несложный анализ дает соответственно абсолютные значения 900 и 2700 МВт [25, 27].

Формально мотивация конструкции КВЛ заключается в устранении перемещения проводов при ветровых воздействиях жесткими изолирующими распорками, исключая электрической пробой и механические повреждения проводов от ветра, которые приводят к сближению проводов в пролете при «пляске», падении гололеда, пространственных несинхронных колебаниях. Кроме уменьшения расстояний между фазными проводами в конструкции КВЛ с расщепленными фазами, возможна оптимизация количества и взаимного расположения составляющих проводов. Все это существенно изменяет физические процессы электропередачи и определяет следующие характерные особенности КВЛ.

- Предельное уменьшение габаритов за счет взаимного расположения фазных проводов и расщепленной фазы со всеми связанными с этим преимуществами. Это, в основном, определяет электрическая прочность воздуха как изоляция при максимально возможных рабочих напряжениях, а также внутренних и внешних грозовых перенапряжениях.

- Это, в свою очередь, позволяет оптимизировать параметры КВЛ и электромагнитного поля в ее внутреннем и внешнем пространстве за счет наиболее целесообразного расположения фаз и конструкции.

- Названные параметры в условиях снижения интенсивности электромагнитного поля вне линии являются определяющими факторами повышения пропускной способности, технических характеристик и экологических показателей КВЛ.

- Индуктивность и волновое сопротивление КВЛ меньше, чем у традиционных ВЛ, а емкость и натуральная мощность выше.

- Уменьшение геометрических размеров электротехнического комплекса КВЛ обеспечивается составляющими ее современными компонентами нового поколения, такими, как экранированные, изолированные и композитные провода, в том числе и с увеличенными диаметрами; многогранные и конические металлические опоры с полимерными линейными изоляторами. Кроме того, на основе анализа грозовой активности и грозозащищенности в ряде случаев возможен отказ от грозотросов с установкой линейных столбовых ограничителей перенапряжений.

- КВЛ особенно перспективны для глубоких подземных вводов в ЭССЭ МП. Они надежнее КЛ и более ремонтпригодны.

- Число проводов расщепленных фаз КВЛ можно увеличивать в зависимости от повышения ее нагрузок.

- Специфику принятия решений по КВЛ и МВЛ непосредственным образом определяют конкретные условия, особенности размещения и трасс, а также необходимость минимизации расходов на создание, строительство и эксплуатацию с учетом надежности и энергосбережения.

К КВЛ относятся также управляемые самокомпенсирующиеся линии и управляемые линии со специальной конфигурацией расщепленных фаз. Это двухцепные линии с парно расположенными одноименными фазными проводами разных цепей, напряжения которых имеют определенный угловой сдвиг. С помощью его изменения производится управление параметрами КВЛ, которое реализуется фазоповоротными устройствами совместно с другими

устройствами FACTS, установленными в местах присоединения КВЛ к подстанциям.

Управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ), кроме того, позволяют в процессе изменения величины передаваемой по линии мощности осуществлять регулирование параметров электрического и магнитного поля фаз и цепей, благодаря чему обеспечивается управление эквивалентными параметрами ВЛ. Регулирование параметров ВЛ целесообразно осуществлять для обеспечения заданных режимов линии, а также электрической сети в целом.

Оно производится фазоповоротными устройствами [22, 24], изменяющими угол  $\theta$  сдвига системы векторов напряжений одной цепи по отношению к другой от 0 до 180°. Это обеспечивает вместе с другими устройствами FACTS заданные параметры УСВЛ и эффективность управления режимами электрических сетей и позволяет существенно сэкономить затраты в сравнении с традиционными электропередачами.

Многоцепные воздушные линии являются специфическими электроустановками, соединяющими в одном электротехническом комплексе функции системного глубокого ввода и распределительных сетей [28] в условиях, беспрецедентного ужесточения территориальных, экологических и эстетических требований к ВЛ в современных ЭССЭ МП.

По ГОСТу 24291-90 ВЛ, на опорах которой размещено несколько цепей разных номинальных напряжений, называется комбинированной.

Для МВЛ характерна переменная (по количеству цепей) структура [28–30], поскольку для МП она определяется, с одной стороны, условиями основного направления электропередачи глубокого ввода, а, с другой стороны, размещением потребителей. Поэтому количество цепей, объединённых на опорах МВЛ, на отдельных участках МВЛ может быть различным, так как оно определяется размещением потребителей. Известными характерными МВЛ являются [28]:

- шестицепная линия (Германия) высотой 63.4 м и горизонтальным габаритом 33.8 м, где на двух верхних уровнях размещены две линии 380 кВ, а на нижних и средних — по две линии 220 и 110 кВ. Зона отчуждения МВЛ значительно меньше, чем если бы ВЛ были выполнены на отдельно стоящих двухцепных и, тем более, одноцепных опорах;

- четырёхцепная комбинированная МВЛ «Donau», введённая в эксплуатацию в 2011 г. Две цепи верхнего подвеса имеют класс напряжения 400 кВ, а цепи нижнего подвеса – 110 кВ.

Отметим, что в России созданы и работают аналогичные комбинированные четырехцепные ВЛ 110÷220 кВ.

Управляемые компактные линии выполняются одноцепными и многоцепными с расположением на одной опоре цепей одинаковых и разных номинальных напряжений и отличаются от обычных значительно уменьшенными расстояниями между фазами на напряжения 110÷500 кВ. В МВЛ, как уже было сказано, в конкретных конструкциях в России и за рубежом на одних опорах ВЛ глубокого ввода по участкам размещаются близко трассируемые линии питающих и распределительных сетей [28].

Газоизолированные линии можно рассматривать как промежуточную конструкцию между ВЛ и КЛ [31, 32], имеющую следующие преимущества:

- экологическая, взрывная и пожарная безопасность;



- относительно малое занимаемое пространство;
- передача значительных мощностей (пропускная способность до 3700 МВА на одну цепь);
- высокие эксплуатационные характеристики: перегрузочная способность, термическая и электродинамическая стойкость к токам КЗ, способность к АПВ;
- возможность электропередачи на большие расстояния;
- прямое подключение к подстанциям или трансформаторам;
- малая электрическая емкость, что в сравнении с КЛ не требует установки реакторов для компенсации реактивной мощности для ГИЛ значительной протяженности (50 ÷ 70 км);
- высокая эксплуатационная надежность;
- безопасное прикосновение к внешним элементам ГИЛ при корректном заземлении корпуса;
- электрическая изоляция ГИЛ не стареет, что снижает риск отказов.
- напряженности электромагнитных полей в 15 ÷ 20 раз меньше, чем у традиционных электропереда;
- отсутствие зависимостей от влияния высоких и низких температур воздуха, воздействий солнечных лучей или атмосферного загрязнения.
- возможность параллельного использования для систем вентиляции при прокладке в туннеле или шахте;
- малый вес и размер компонентов ГИЛ, что дает преимущества при их доставке и возможность сборки на месте монтажа;
- длительный жизненный цикл (по данным [www.siemens.com/energy/hv-gil](http://www.siemens.com/energy/hv-gil), до 50 лет). Отсутствие необходимости в дополнении изолирующего газа на протяжении срока эксплуатации.

Известны надземные, подземные, туннельные, вертикальные (под любым наклоном) виды исполнения ГИЛ. В упрощенном представлении в конструкции одной фазы ГИЛ в соответствии с [31, 32] в герметичной оболочке — трубе с антикоррозийным покрытием располагается токоведущая жила на опорных изоляторах в среде электрически прочной газовой смеси (20÷40 % элегаза SF<sub>6</sub> и соответственно 80÷60 % азота N<sub>2</sub>) под избыточным давлением с герметическим отсутствием контактов с окружающей атмосферой специальными ловушками и герметизирующими фланцами обеспечивается высокая чистота газовой изоляции. Оболочка ГИЛ выполняется из прочного сплава алюминия с высокой электрической проводимостью, что обеспечивает малые потери электрической энергии.

С помощью ГИЛ эффективно обеспечиваются внутриподстанционные связи, пересечения с использованием туннелей ЛЭП, линий связи и железных дорог, шоссе, препятствий рек, озер, болот, холмов и др., а в перспективе — передача больших мощностей под землей в центры мегаполиса.

Использование вторичной тепловой энергии мегаполиса от низкопотенциальных тепловых источников. В удовлетворении потребностей города для возможной децентрализации теплоснабжения в определенной мере может быть тепло вентиляционных выбросов, отработанной горячей воды (сливаемой в канализацию) и отбросное тепло ТЭЦ и котельных. Получение

энергии в этом случае требует прокачки больших объемов жидкостей и газов в теплообменниках. Для этого необходимы дополнительные электрические мощности. При использовании тепловых насосов это значительно снижает соответствующий тепловой эквивалент (по существу, коэффициент полезного действия). Тем не менее, подобная схема может быть выгодна для МП в целом.

### **Использование энергоустановок с топливными элементами (ТЭ)**

ТЭ представляют собой инновационные перспективные энергоустановки со встроенным риформером природного газа, имеющими существенные преимущества по сравнению с традиционными источниками такого класса [1], а именно:

- высокий КПД,
- низкий уровень шумовых воздействий,
- лучшие экологические показатели,
- возможность сочетания ТЭ с тепловым двигателем,
- независимость эффективности от мощности, что дает им особые в энергоустановках малой и средней мощности,
  - модульная конструкция, которая дает возможность экономичного подбора энергоустановки под нужды потребителя,
  - бесшумность работы вследствие отсутствия движущихся частей,
  - меньшие затраты на обслуживание.

Анализ развития большинства МП говорит о необходимости неотложного увеличения выработки электроэнергии, так как потребность в ней неуклонно растет. Решение проблем дефицита электроэнергии требует новых источников электроэнергии и эффективного энергосбережения.

### **Развитие магистральных и распределительных сетей мегаполиса**

На территории существующих МП очень затруднительно развитие электрических сетей [5, 6–8, 20–22]. Прежде всего, в условиях плотной застройки и пронизанности города различными видами коммуникаций в ряде случаев практически невозможно размещение и строительство подстанций и ЛЭП, так как это требует изъятия из оборота значительных территорий.

В качестве возможных путей можно назвать упомянутые выше решения с затратными, но эффективными со всех точек зрения ВТСП и полимерными КЛ. В качестве альтернативы предлагаются источники распределенной генерации [5, 6] с использованием газопоршневых и газотурбинных установок, хотя они, как известные дизель-генераторы целесообразны в качестве резервных и предпочтительны в когенерационных и тригенерационных комплексах.

При этом, если стратегические инвесторы могут обеспечить финансирование этих работ и покупку оборудования, то для преодоления других ограничений (экологических, исторических, организационных и др.), даже при использовании новейшего оборудования и технологий необходимы и гарантии со стороны государства, и действенная административная поддержка городских структур.

Опираясь на проведенный анализ, можно сформулировать возможные пути решения проблем, связанных со снабжением МП электрической и тепловой энергией:

1. Увеличение инвестиций в развитие энергосистем МП в целом и финансирования по программам развития генерирующих мощностей.

2. Строительство новых объектов и модернизация существующих энергетических структур, в частности, использование сетей 20 кВ [7–10].

3. Введение регулирования энергопотребления, что может рассматриваться как жесткая версия модели управления спросом.

4. Переход на продажу электроэнергии в городах по рыночным ценам, а не по программам субсидирования.

5. Расширение развития распределенной энергетики, основанной на возобновляемых источниках.

Особое значение при этом уже приобрели и будут все более значимыми экологические факторы, связанные с загрязнением окружающей среды и стимулирующие глобальное потепление. Именно поэтому практически во всех мировых МП при формировании стратегии и тактики развития энергетики наряду с созданием новых крупных источников отчетливо видна тенденция все более жесткого управления спросом.

Можно сделать вывод, что в современных условиях при решении проблем электроэнергетики МП наибольшее значение имеют организационные, технико–экономические и финансовые аспекты разработки и масштабного внедрения перспективных инновационных экологически чистых энергетических технологий, процессов и электрооборудования.

Электроэнергетика как базовая отрасль хозяйственного механизма России должна обеспечивать устойчивое развитие промышленности, сельского хозяйства, науки, образования и всех сторон жизнедеятельности.

Современное состояние электроэнергетической отрасли создано усилиями многих поколений и на сегодняшний день должно обеспечивать:

- нормативное качество и надежность электроснабжения потребителей электроэнергии;
- своевременное присоединение новых потребителей к электросетям и обеспечение их требуемой мощностью, обеспечивающие надежное развитие экономики РФ в целом;
- уменьшение риска возникновения аварийных возмущений, в том числе и развития крупных системных аварий;
- уменьшение прямых и косвенных ущербов от недоотпуска электроэнергии.

Целевая задача развития современной электроэнергетики в России — внедрение инновационных типов электрооборудования и методов управления режимами крупных энергообъединений, базирующихся на новых возможностях силовых регулирующих устройств, систем измерения и обработки информации.

Указанное обстоятельство особенно актуально для энергосистем крупных МП. В современных условиях и среднесрочной перспективе именно в МП и около них концентрируются население, а также основные производственные, культурные, научно–технические и другие ресурсы страны. Для обеспечения нормального функционирования и дальнейшего успешного

развития как инфраструктуры самого МП, так и сосредоточенных вокруг него ресурсов, необходимо наличие возможности обеспечения энергией в необходимых объемах всех существующих потребителей и возможности подключения и обеспечения электроэнергией новых потребителей.

К энергосистемам МП в таких условиях предъявляются следующие требования, которые в дальнейшем будут только ужесточаться:

- готовность электросетевой инфраструктуры к обеспечению функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, присоединению новых генерирующих мощностей и потребителей;
- надежность функционирования энергообъектов и, как следствие, надежность электроснабжения потребителей
- экономичность функционирования и развития;
- безопасность персонала и сокращение негативного влияния на экологию.

Энергосистемы МП, сформированные, построенные и реализованные сегодня по традиционным принципам, с большой вероятностью не смогут в полной мере удовлетворить требованиям, которым они должны будут отвечать в самой близкой перспективе, что определяет необходимость перехода к инновационным направлениям их развития, которые сформулированы выше.

Это усложняет обеспечение и поддержание требуемого уровня надежности энергосистем МП. Очевидно, что возведение традиционных ОРУ и ВЛ в таких условиях в большинстве случаев невозможно.

## **Выводы**

1. Проблемы развития ЭССЭ мегаполиса напрямую связаны с жизненными показателями МП, важнейшими из которых являются численность населения и коммуникации.

2. Для современных мегаполисов характерен комплекс проблем энергетической трилеммы, в составе которой: энергетическая, экологическая безопасность и свободный доступ к получению энергии и энергоресурсов в ЭССЭ.

3. Электроэнергетику мегаполиса необходимо рассматривать с учетом специфики региональных образований — средних, малых и поселков, расположенных в непосредственной близости с мегаполисом и образующих его агломерацию.

4. Можно констатировать устойчивый тренд снижения энергетической, экологической и экономической эффективности в условиях преимущественного использования традиционных органических видов топлива для энергоснабжения МП при решении в полной мере проблем сохранении благоприятной среды обитания.

5. Среди большого ряда основных положений и принципов формирования ЭССЭ мегаполиса в настоящее время и в ближайшей перспективе выделить: строительство крупных тепловых и атомных электростанций за пределами агломерации МП; полное решение задачи глубокого ввода; создание современных распределительных сетей МП; расширение комплекса источников распределенной генерации; замена городских ВЛ на КЛ;

ограничение токов КЗ в ЭССЭ МП; внедрение технологий и материалов, использующих эффект ВТСП и др.

6. Эффективное развитие электроэнергетики МП безальтернативно и в настоящем, и в перспективе определяет разработка и принятие решений на основе комплекса новейших технологий и применения инновационных устройств.

### Литература

1. Гольдштейн, В. Г. Современные проблемы электроснабжения мегаполисов / В. Г. Гольдштейн, Ф. Х. Халилов, С. Е. Кокин, Д. В. Кузнецов, С. В. Смолоник // под ред. В. Г. Гольдштейна. М.: Энергоатомиздат, 2015. 300 с.
2. Саламов, А. А. Энергетика мира/ Приложение к журналу Энергетик. Энергетика за рубежом. 2014. Вып. 3. С. 25–30.
3. New York City Energy Policy Task Force, New York City Energy Policy: An Electricity Resource Roadmap, январь 2004.
4. Электроэнергетика России 2030: целевое видение / под общ. ред. Б. Ф. Вайнзихера. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. 360 с.
5. Ковалев, Г. Проблемы электроснабжения крупных городов и мегаполисов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011. № 1.
6. Hadjsaid, N., Canard J-F., Dumas F. Dispersed Generation impact on Distribution Systems / N. Hadjsaid, J-F. Canard, F. Dumas. IEEE Comp. Appl. of Power Magazin. 1999. P. 23–28.
7. Тодирка, С. Н. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее // Энергоэксперт. 2010. № 5. С. 56–58.
8. Черепанов, В. В. Исследование технико-экономической целесообразности применения напряжения 20 кВ в городских электрических сетях / В. В. Черепанов, И. А. Суворова // Энергобез. и энергосбереж. 2012. № 5. С. 12–14.
9. International Energy Agency, World Energy Report 2004.
10. Кошелев К. С. Выбор параметров статического компенсатора реактивной мощности типа СТАТКОМ / К. С. Кошелев, М. В. Пешко // Электротехника, 2008. № 7.
11. Долгополов, А. Г. Управляемые реакторы. Обзор технологий / Долгополов А. Г., Соколов С. Е. // Новости ЭлектроТехники. 2012. № 3 (75).
12. Bengtsson C. Dynamic Compensation of Reactive Power by Variable Shunt Reactors: Control Strategies and Algorithms / C. Bengtsson, Z. Gajic, M. Khorami. Paper C1-303. CIGRE, 2012.
13. Долгополов А.Г. Управляемые шунтирующие реакторы. Принцип действия, конструкция, релейная защита и автоматика: монография. М.: Энергия, 2014. 120 с.
14. Semenov, A. S. An analysis of the results of monitoring the quality of electric power in an underground mine / A. S. Semenov, N. M. Kuznetsov // Measurement Techniques. 2014, Jule. Vol. 57, Iss. 4. P. 417-420.
15. Конструкция КРУЭ 110 кВ. / [Электронный ресурс]. URL:[http://egdk.ttu.eehttp://leg.co.ua/info/podstancii/elega\\_zovye-komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva-krue.html](http://egdk.ttu.eehttp://leg.co.ua/info/podstancii/elega_zovye-komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva-krue.html).
16. Lonmann, V. W. World's first 800 kV GIS substation (Первая в мире подстанция КРУЭ на 800 кВ) / V. W. Lonmann, R. Brinzer // Brown Boveri Rev, 1987. Vol. 74. P. 10.

17. Nakajima, H. «Megacity» underground substation technical requirements & implementation experiences / H. Nakajima, T. Sato, T. Watanabe // B31052010. CIGRE, 2010.
18. Лоскутов, А. Б. Интеллектуальные распределительные сети 10-20 кВ с гексагональной конфигурацией / А. Б. Лоскутов, Е. Н. Соснина, А. А. Лоскутов, Д. В. Зырин // Промышленная энергетика. 2013. № 12. С. 3–7.
19. Лоскутов А. А. Разработка и исследование топологии интеллектуальных городских распределительных сетей среднего напряжения: дис. канд. техн. наук. Новосибирск, НГТУ, 2015.
20. Кадомская, К. П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы / К. П. Кадомская, Ю. А. Лавров, О. И. Лаптев: монография. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. 343 с.
21. Алексеев Б. А. Подстанции глубокого ввода // Энергоэксперт. 2009. № 1. С.92–97.
22. Вариводов В. Н. Новые технологии для российских энергетических компаний. М.: Энергосбережение. 2008. № 4.
23. Вариводов, В. Н. Особенности технической политики в электрических сетях мегаполисов / В. Н. Вариводов, А. М. Брянцев // Энергоэксперт. 2007. № 1. С. 18–25.
24. Постолатий, В. М. Методические подходы к выбору вариантов линий электропередач нового поколения на примере ВЛ-220 кВ / В. М. Постолатий, Е. В. Быкова, В. М. Суслов, Ю. Г. Шакарян, Л. В. Тимашова, С. Н. Карева // Problemele Energeticii Regionale, Chisinau, 2013.
25. Тимашова, Л. В. В. Компактные управляемые ЛЭП 110-500 кВ. CIGRE. Иссл. комитет В2 «Воздушные линии». ПТ 1 «Воздушные линии для передачи большой мощности» / Л. В. Тимашова, Ю. Г. Шакарян, С. Н. Карева, Ю. А. Горюшин, В. М. Постолатий, Е. В. Быкова. 2016 Paris Session. URL: <http://www.cigre.org>.
26. Шевченко, Н. Ю. Разработка способов повышения пропускной способности реконструируемых воздушных линий электропередачи / Н. Ю. Шевченко, Ю. В. Лебедева, Г. Г. Угаров, А. Г. Сошинов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2011. № 5. С. 21–24.
27. Копейкина Т. В. Технические аспекты применения компактных управляемых ВЛЭП // Intern. Journ of applied and fund. Research. Techn. Sciences. 2015. № 12. С. 581–584.
28. Шишков, Е. М. Анализ установившихся режимов многоцепных воздушных линий электропередачи на основе метода фазных координат: дис. канд. техн. наук. Томск. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013.
29. Goldstein, V. A calculation of steady-state condition of compact-combined transmission line using phase-coordinate method / V. Goldstein, N. Podshivalova, E. Shishkov, A. Vedernikov: XIII intern. Conf. on electrical mashines, drives and power systems. ELMA 2011. Varna, Bulgaria section IEEE, Proceedings. 2011.P. 215-221.

30. Ведерников, А. С. Методика расчета установившихся режимов многоцепных воздушных линий электропередачи / А. С. Ведерников, В. Г. Гольдштейн, Е. А. Шишков // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: НГАВТ, 2012. № 1. С. 400–403.
31. Мисриханов, М. Ш. Перспективы применения газоизолированных линий в современных электропередачах ВН и СВН для повышения надёжности электроснабжения крупных городов и мегаполисов / М. Ш. Мисриханов, О. М. Бударгин, В. Н. Рябченко, В. Н. Вариводов // Передача и распределение. 2011. № 1. С. 74–77.
32. Конструкции ГИЛ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 3. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.ruscable.ru/article/Gazoizolirovannye\\_vysokovoltnye\\_linii/](http://www.ruscable.ru/article/Gazoizolirovannye_vysokovoltnye_linii/)
33. Перспективы мегаполисов. Исследовательский проект компаний GlobeScan и MRC McLean Naz при поддержке компании «Сименс АГ» // Экологические системы. 2009. № 9.

#### *Сведения об авторах*

##### **Гольдштейн Валерий Геннадьевич**

Профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственного технического университета, д.т.н.,  
Россия, 443110, г. Самара, пр. Ленина, д. 3, кв. 518  
Тел. +79277009910, эл.почта: [vgg41@yandex.ru](mailto:vgg41@yandex.ru)

##### **Можяев Виталий Дмитриевич**

Студент 3 курса электротехнического факультета Самарского государственного технического университета,  
Россия, 443125, г. Самара, пр. Кирова, д. 328, кв. 128  
Тел. +79270107601, эл.почта: [mozhaev.aees@gmail.com](mailto:mozhaev.aees@gmail.com)

# ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 621.548 (470.21)

**В. А. Минин**

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

### **Аннотация**

Рассмотрен потенциал возобновляемых источников энергии Мурманской области, расставлены приоритеты их возможного практического использования. Предпочтение отдано энергии ветра и гидроэнергии малых рек. Рассмотрены площадки для сооружения первоочередных ветропарков, ориентированных на работу в составе Кольской энергосистемы, и малых ГЭС, предназначенных для участия в энергоснабжении удаленных потребителей. Представлен обзор имеющегося практического опыта использования возобновляемых источников в энергетике региона.

### **Ключевые слова:**

*Мурманская область, возобновляемые источники энергии, предпосылки, приоритеты и опыт использования.*

**V.A.Minin**

## PROSPECTS FOR THE USE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE MURMANSK REGION

### **Abstract**

The article considers the potential of renewable energy sources in the Murmansk region, set priorities for their possible practical use. Evaluated sites for priority construction of wind farms, focused on the composition of the Kola power system, small hydroelectric power stations, intended for participation in energy supply to remote consumers. Presents an overview of current practical experience in the use of renewable energy sources in the region.

### **Keywords:**

*Murmansk region, renewable energy sources, background, priorities and experience of using.*

В последние годы во всем мире ведутся исследования, направленные на поиск и вовлечение в топливно-энергетический баланс новых источников энергии. Особый интерес проявляется к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), таким как энергия солнца, ветра, гидроэнергия малых рек, приливная энергия и др. Потенциальные возможности применения этих источников огромны.

В России также не сбрасываются со счетов возможности использования ВИЭ. Вовлечение их в хозяйственный оборот – это путь к сокращению объемов использования органического топлива, энергосбережению и улучшению экологической обстановки вблизи потребителей энергии.



Использование возобновляемых источников энергии наиболее перспективно в районах, располагающих повышенным потенциалом этих источников и испытывающих недостаток в обычных традиционных топливных ресурсах. На Европейском Севере России к числу таких относится Мурманская область, энергетика которой наряду с использованием местных гидроресурсов в значительной мере базируется на привозном топливе (ядерном горючем, угле, нефтепродуктах, сжиженном газе). В то же время область располагает широким набором возобновляемых источников.

**Потенциал ВИЭ региона. Солнечная энергия.** Согласно результатам наблюдений на актинометрических станциях Мурманской области годовой приход суммарной солнечной радиации при реальных условиях облачности составляет около 650–850 кВт·ч/м<sup>2</sup> (рис. 1). Область почти полностью расположена за Полярным кругом, поэтому месячное число часов солнечного сияния изменяется в течение года в широких пределах — от 0 ч в декабре до 200–300 ч июне и июле. Годовая продолжительность солнечного сияния составляет около 1200 ч на севере области и 1600 ч в ее южных районах. В итоге Кольский полуостров уступает по суммарной солнечной радиации районам средней полосы и юга страны в 1.3-1.7 раза, что снижает масштабы возможного использования солнечной энергии.

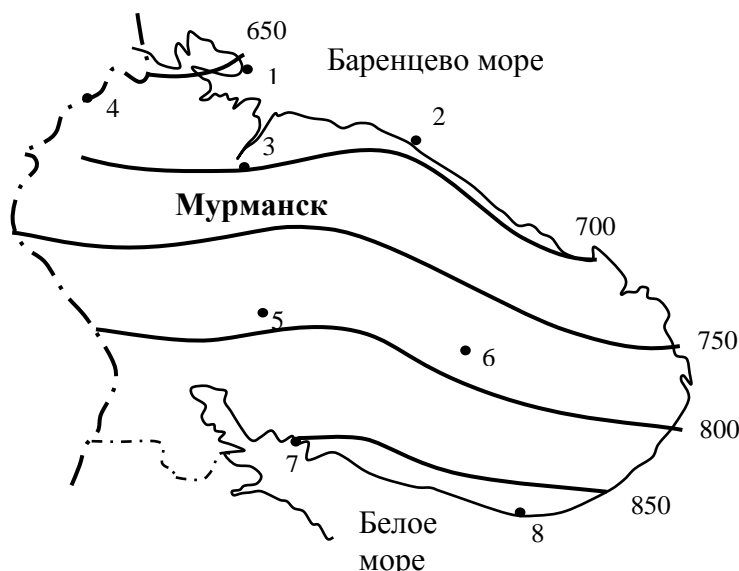


Рис. 1. Поступление солнечной энергии на территорию Мурманской области (кВт·ч/м<sup>2</sup>):  
1 – метеостанция Цып-Наволоки; 2 – Дальние Зеленцы; 3 – Мурманск;  
4 – Янискоски; 5 – Хибинь; 6 – Краснощелье; 7 – Умба; 8 – Чаваньга

**Энергия ветра.** Результаты обработки 20-летних рядов наблюдений за скоростью ветра по 37 метеорологическим станциям Кольского полуострова [1] показали, что наибольшие скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря. Здесь они составляют 7–8 м/с (на высоте 10 м),

на побережье Белого моря скорости несколько ниже — 5–6 м/с. По мере удаления от береговой линии интенсивность ветра заметно снижается (рис. 2).

Исследованиями установлено, что на Кольском полуострове имеет место зимний максимум скоростей ветра. Это является благоприятной предпосылкой для эффективного использования энергии ветра. Максимум скоростей ветра приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Весьма существенно, что зимний максимум находится в противофазе с годовым стоком рек. Ветровая и гидроэнергия удачно дополняют друг друга, и это создает благоприятные условия для их совместного использования.

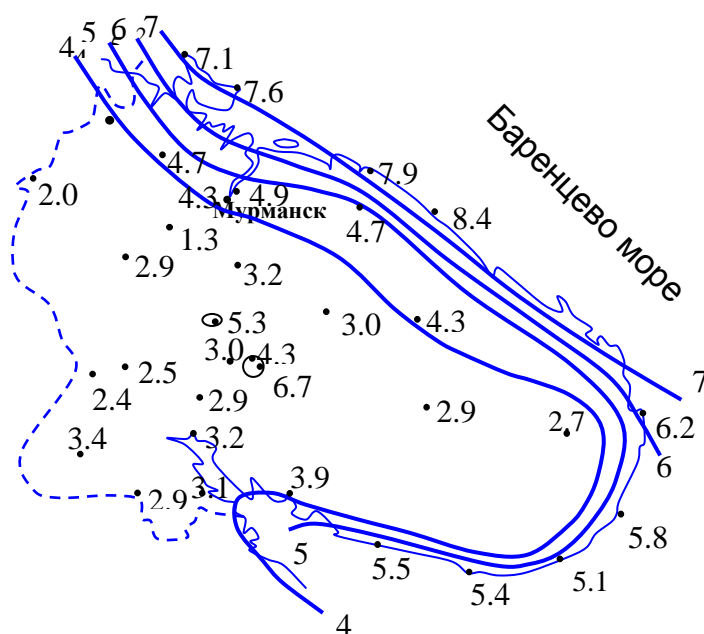


Рис. 2. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли

*Гидроэнергия малых рек.* Технические гидроэнергоресурсы 35 малых рек Мурманской области, впадающих в Баренцево и Белое моря, составляют около 4.4 млрд. кВт·ч/год (табл. 1).

*Энергия морских приливов.* На побережье Кольского полуострова имеет место сравнительно небольшая величина прилива (2–4 м), поэтому и сооружение экономически эффективных приливных электростанций (ПЭС) возможно далеко не повсеместно. Действующая более 40 лет опытная Кислогубская ПЭС (северо-западнее Мурманска) изначально (с 1968 г.) имела мощность 400 кВт, а после реконструкции в 2007 г. и установки нового ортогонального вертикально-осевого гидроагрегата мощность была поднята до 1500 кВт.

В качестве промежуточного этапа на пути к сооружению более крупных ПЭС в Мурманской области предлагается строительство опытно-промышленной Северной ПЭС мощностью 12 МВт в губе Долгой (в 6 км западнее пос.

Териберки). Эта ПЭС рассматривается специалистами также как прототип сооружения Мезенской ПЭС в Белом море и Тугурской ПЭС в Охотском море мощностью несколько тысяч мегаватт каждая.

Таблица 1

Гидроэнергетические ресурсы малых рек Мурманской области

№ п/п	Бассейн реки	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Ресурсы, млн кВт·ч	
			потенциальные	технические
1	2	3	4	5
1	Печенга	1830	149	97
2	Титовка	1226	187	122
3	Зап. Лица	1688	228	149
4	Ура	1030	142	93
5	Кола	3836	302	196
6	Средняя	567	91	59
7	Оленка	491	88	57
8	Рында	1018	219	143
9	Харловка	2016	394	257
10	Вост. Лица	1872	423	276
11	Сидоровка	335	59	38
12	Варзина	1456	288	91
13	Дроздовка	468	81	53
14	Лумбовка	1039	193	126
15	Каменка	483	69	45
16	Качковка	843	115	75
17	Снежница	236	47	31
18	Сосновка	582	96	63
19	Бабья	348	61	40
20	Лиходеевка	308	68	44
21	Пулонга	734	114	74
22	Усть-Пялка	253	43	28
23	Пялица	946	151	100
24	Чапома	1107	175	114
25	Стрельна	2773	333	217
26	Чаваньга	1212	158	142
27	Оленица	403	34	22
28	Умба	6248	740	481
29	Колвица Б.	1310	96	63
30	Лувеньга	202	24	16
31	Пиренга	4236	138	90
32	Тумча	4455	469	305
33	Печа	1658	133	86
34	Нота	3400	102	66
35	Лотга	4720	83	54
36	Проч. реки	1810	820	530
	<b>Всего</b>		<b>6913</b>	<b>4443</b>

*Энергия морских волн.* Достоинством этого возобновляемого источника является доступность морских волн широкому кругу прибрежных потребителей, недостатком — нестабильность во времени, зависимость от ледовой обстановки. На северном побережье Кольского полуострова, прилегающем к Атлантическому океану, среднегодовой потенциал волновой энергии составляет 25–30 кВт на 1 м гребня волны, на южном побережье полуострова (Белое море) – 9–10 кВт/м. Учитывая суровость природно-климатических условий Заполярья (низкие температуры, оледенение, короткий световой день и т. д.), использование волновой энергии здесь представляется проблематичным.

**Приоритеты использования ВИЭ.** Объемы практического использования возобновляемых источников зависят от ряда факторов: потенциала источника, наличия предпосылок, благоприятствующих его использованию, стоимости оборудования и т.д.

Годовое поступление солнечной энергии на территорию Мурманской области в силу ее географического положения невелико. Потенциал солнечной энергии здесь существенно ниже, чем в южных районах страны. Максимум поступления солнечной энергии приходится на летнее время, тогда как максимум потребности в энергии со стороны потребителей имеет место зимой. Все это снижает привлекательность использования солнечной энергии.

По потенциалу ветровой энергии Мурманская область выгодно отличается от других регионов страны. На побережье Баренцева моря ветровые условия просто уникальны, это одно из самых ветреных мест на всем Европейском Севере России. Здесь аномально высок уровень среднегодовых скоростей, сезонный максимум ветра совпадает с сезонным пиком энергопотребления. Перечисленные предпосылки обеспечивают эффективное применение ветроэнергетических установок для работы в составе энергосистемы, участия в электроснабжении автономных потребителей (совместная работа ДЭС и ВЭУ), участия в теплоснабжении потребителей (совместная работа котельных и ВЭУ).

Мурманская область располагает значительными запасами гидроэнергоресурсов малых рек. Однако большинство малых рек расположено за пределами экономического радиуса их присоединения к энергосистеме. Поэтому развитие малой гидроэнергетики ограничивается сооружением всего около десятка, так называемых, системных малых ГЭС в пределах зоны, охватываемой Кольской энергосистемой, а также небольшого числа малых ГЭС в зоне децентрализованного энергоснабжения вблизи существующих населенных пунктов.

Ресурсы приливной энергии региона рассредоточены вдоль всей 1000-километровой береговой линии Кольского полуострова. Использование приливов возможно далеко не повсеместно, а лишь там, где имеются подходящие акватории, позволяющие получить повышенное значение приливной волны (до 4–5 м). В этом плане заслуживает внимания проект сооружения Северной ПЭС мощностью 12 МВт в районе п. Териберка, а в дальнейшем и Лумбовской ПЭС на востоке Кольского полуострова мощностью до 600 МВт.

Использование волновой энергии в заполярных условиях представляет большие трудности из-за неблагоприятных природно-климатических условий (полярной ночи, низких температур воздуха, оледенения конструкций).

Представленная оценка ресурсов возобновляемых источников энергии региона позволяет заключить, что наиболее благоприятными предпосылками для широкого практического использования располагают ветровая энергия и гидроэнергия малых рек. Решение вопросов их практического освоения заслуживает самого пристального внимания. Применение солнечных установок может рассматриваться как «добавка» к ветровым установкам в летнее время.

**Предпосылки применения ветропарков в составе Кольской энергосистемы.** В Мурманской области имеется ряд предпосылок, благоприятствующих крупномасштабному вовлечению ветроэнергоресурсов в электроэнергетический баланс региона. Среди них, во-первых, высокий потенциал ветра, позволяющий ожидать от каждой ВЭУ выработку, гораздо более высокую, чем, например, в европейских странах, где ветроэнергетика получила широкое развитие. Во-вторых, зимний максимум интенсивности ветра, совпадающий с сезонным максимумом потребления энергии. В-третьих, наличие в Кольской энергосистеме 17 ГЭС суммарной мощностью около 1600 МВт (в т. ч. более 1000 МВт вблизи побережья Баренцева моря) с водохранилищами многолетнего, сезонного и суточного регулирования, позволяющими накапливать воду за счет работы ВЭУ в период активных ветров и сбрасывать ее при ослаблении ветра. Именно наличие ГЭС создает на Кольском полуострове уникальные условия для крупномасштабного использования энергии ветра.

В работе [2] показано, что только в районе Серебрянских и Териберских гидроэлектростанций могут быть сооружены ветропарки суммарной мощностью около 500 МВт. Выдача мощности и энергии от этих ветропарков возможна по существующим линиям электропередачи напряжением 150 и 330 кВ. Во избежание перегрузки ЛЭП выдача энергии может осуществляться в компенсационном режиме, то есть со снижением мощности ГЭС при устойчивом сильном ветре. Благодаря этому в водохранилище может накапливаться дополнительный запас воды, линии электропередачи не перегружаются, а система «ветропарки + ГЭС» приобретает более базисные эксплуатационные характеристики. При этом равномерность загрузки ЛЭП возрастает, что ведет к увеличению их экономической эффективности.

У пяти из шести каскадов ГЭС Мурманской области верхнее водохранилище обладает емкостью, достаточной для ведения многолетнего регулирования.

Тулумский каскад, состоящий из двух ГЭС, обладает вторым по полезной емкости водохранилищем. К числу других положительных качеств этого каскада относятся: высокий напор Верхне-Тулумской ГЭС — 55 м, близость к промышленным узлам, наличие транспортной и строительной инфраструктуры.

Весьма благоприятными возможностями характеризуются также водохранилища Серебрянских и Териберских ГЭС. Рельеф этой части Кольского полуострова не сильно расчленен, что облегчает транспорт, строительство, монтаж и обслуживание парков ВЭУ. Водоохранилище Верхне-Териберской ГЭС сезонного регулирования расположено в 13 км от моря, а водохранилище

годового регулирования Серебрянской ГЭС-1 — в 50 км от моря. Верхние электростанции обоих каскадов являются регулирующими и самыми высоконапорными в энергосистеме (76 м и 113 м), это делает каждый сэкономленный в них кубометр воды весьма энергоэффективным. В створах Серебрянских ГЭС имеются возможности для расширения гидроэлектростанций, заложенные при проектировании и строительстве.

При выборе первоочередных площадок для размещения ветропарков необходимо учитывать, что площадка должна располагаться в зоне с высоким потенциалом ветра, обеспечивать наименьшие расходы на создание инфраструктуры, обустройство подъездных путей, мест базирования персонала и монтажной техники. Площадка должна находиться как можно ближе к высоковольтной подстанции, чтобы снизить расходы на подключение ветропарка к сети. Исходя из сказанного, можно отметить следующие площадки [3].

*Ветропарк вблизи п. Лодейное.* Предлагается площадка около поселка Лодейное на берегу Баренцева моря. Она находится в зоне высоких скоростей ветра, связана с Мурманском водным и автомобильным транспортом, располагает начальной инфраструктурой, имеет выход в электрическую сеть “Колэнерго”. Среднегодовая скорость ветра здесь на высоте 10 м составляет около 7.0 м/с. Объемы работ по созданию инфраструктуры ветропарка представляются минимальными, так как через площадку проходит грунтовая дорога. На площадке можно разместить несколько ветроустановок суммарной мощностью около 10 МВт. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка к сети и выдачи мощности в энергосистему, расположена в 3 км от площадки (около села Териберка).

*Ветропарк на берегу Териберского водохранилища.* Площадка этого ветропарка расположена в 4 км от Верхне-Териберской ГЭС, имеет высотные отметки 140–150 м над уровнем моря, занимает площадь примерно 4 км<sup>2</sup>. Она расположена в непосредственной близости от вспомогательных напорных сооружений Верхне-Териберской ГЭС и на небольшом (до 4 км) расстоянии до возможного места присоединения ветропарка к сети. Ее общая площадь чуть меньше площадки вблизи п. Лодейное. Площадка на 18 км удалена от моря, и режим ветра здесь ожидается несколько ниже, чем на прибрежной площадке. Тем не менее, эта площадка заслуживает внимания как расположенная на открытой местности вблизи большого водоема, недалеко от благоустроенной автомобильной дороги и станционных сооружений Верхне-Териберской ГЭС.

*Ветропарк мощностью 50 МВт в районе п. Туманный.* Площадка ветропарка располагается вдоль дороги п. Туманный – Нижне-Серебрянская ГЭС. Здесь, на протяжении 6 км справа от дороги тянется гряда пологих холмов шириной до 2 км. Близкое расположение к подстанции Нижне-Серебрянской ГЭС делает удобной выдачу мощности парка в энергосистему короткой кабельной или воздушной линией. Близость к п. Туманный, в котором проживает эксплуатационный персонал каскада Серебрянских ГЭС, упрощает размещение рабочей силы и техники на период проведения строительно-монтажных работ.

*Ветропарк мощностью 100 МВт в районе п. Лиинахамари.* Площадка ветропарка расположена на крайнем северо-западе Мурманской области, между полуостровом Рыбачий и государственной границей с Норвегией. Ветропарк состоит из двух частей по 25 ветроустановок мощностью 2 МВт в каждой,

протянувшихся с севера на юг по обе стороны бухты Долгая Щель Баренцева моря. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка к энергосистеме, расположена в г. Заполярном — в 37 км от ветропарка.

Площадка обладает высоким потенциалом ветра. Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м на близлежащей метеостанции Вайда-губа составляет около 7.0 м/с. Это позволяет рассчитывать на 3000 ч использования установленной мощности ВЭУ в году.

*Ветропарк мощностью 200 МВт в районе 81 км автодороги Мурманск — Терiberка.* Площадка ветропарка располагается в 40 км от Баренцева моря на возвышенности с высотными отметками 240–300 м над уровнем моря [4]. Ориентировочное значение среднегодовой скорости ветра в этом районе составляет 6.3 м/с. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка к энергосистеме, расположена примерно в 30 км на Серебрянской ГЭС XV. На выбранной площадке предлагается разместить 100 ВЭУ мощностью 2 МВт каждая. Ветроустановки устанавливаются на площадке с учетом местной розы ветров, преимущественно на возвышенностях, на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

**Перспективы участия ВЭУ в теплоснабжении децентрализованных потребителей.** Существует ряд факторов, благоприятствующих использованию энергии ветра на нужды отопления удаленных потребителей, расположенных в прибрежных районах.

1. Отопительный сезон на Кольском полуострове длится 9 месяцев и более. Зимний максимум потребности в тепловой энергии со стороны потребителя совпадает с сезонным максимумом поступления ветровой энергии.

2. Ветер является вторым после наружной температуры воздуха параметром, определяющим объемы теплоснабжения. Применение ВЭУ позволит превратить ветер из климатического фактора, определяющего повышенные тепловые потери, в полноценный источник энергии, обеспечивающий именно в ветреные периоды активное поступление энергии на нужды отопления.

3. У большинства потребителей доля теплоснабжения в общем объеме энергопотребления весьма высока и порой достигает 70–90 %. Применение ветроустановок в этих условиях будет способствовать экономии дорогостоящего топлива, доставляемого на Кольский полуостров за 1500–2000 км.

4. При использовании энергии ветра на нужды отопления не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой ВЭУ. Это позволяет максимально упростить конструкцию ВЭУ, сделав ее одновременно более дешевой и более надежной.

5. При использовании ВЭУ для теплоснабжения предоставляется возможность успешно бороться с основным недостатком ветровой энергии — непостоянством во времени. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ сглаживаются за счет аккумулирующей способности системы теплоснабжения. Более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравниваться за счет аккумулирующей способности отапливаемых зданий. Во время длительных затиший в работу могут включаться специальные аккумулирующие устройства или дублирующие источники тепла на органическом топливе.

На рисунке 3 приведена зависимость роста тепловых потерь здания от скорости ветра [5]. Видно, что при очень высоких скоростях ветра (> 20 м/с)

теплопотери почти удваиваются. С использованием этой зависимости, а также многолетних данных о среднесуточных температурах наружного воздуха и скорости ветра были получены графики сезонного изменения теплопотребления в условиях побережья Баренцева моря (рис. 4). Как следует из рисунка, ветер существенно увеличивает теплопотребление. В зимние месяцы это увеличение достигает 30 %. Вместе с тем, обращает на себя внимание синхронность сезонного изменения среднего уровня ветра (среднемесячной скорости ветра  $v_m$ ) и потребности в тепловой энергии. Это является серьезной предпосылкой для использования ветра в качестве источника тепловой энергии.

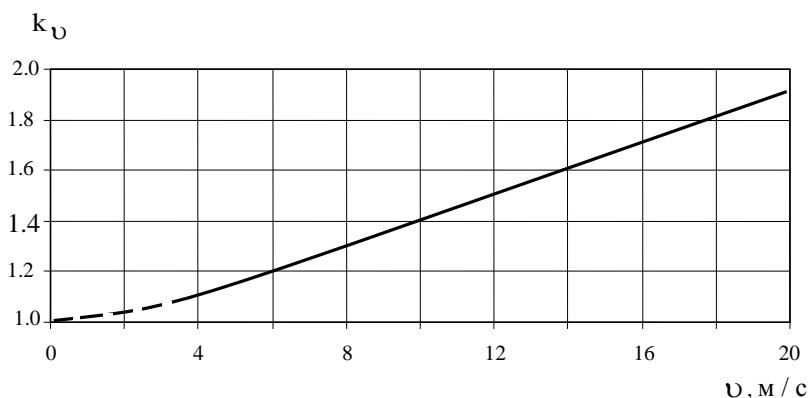


Рис. 3. Относительное увеличение теплопотерь здания от ветра

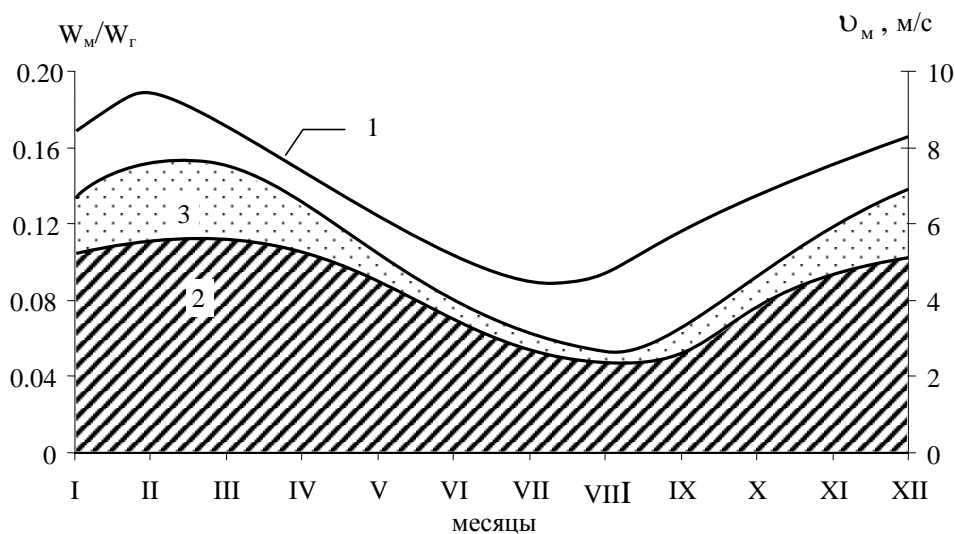


Рис. 4. Сезонное изменение скорости ветра (1) и теплопотребления зданий, обусловленного наружной температурой воздуха (2) и ветром (3), на северном побережье Кольского полуострова

Если наряду с котельной для отопления использовать ветроустановку соизмеримой мощности, то часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ, 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 маловетреной погоды почти вся нагрузка ложится на котельную.

Все сказанное можно проследить по рис. 5, на котором представлен фрагмент хронологического хода участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки. Расчеты выполнены для случая, когда мощность котельной и ВЭУ равны ( $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_{\text{к}} = 1$ ). Кривая с черными точками представляет собой график потребности в тепловой энергии при температуре  $t_{\text{в}} = +20^{\circ}\text{C}$  и в отсутствие ветра. Если учесть влияние ветра, то реальный график теплопотребления будет выше, на рисунке он обозначен нижней ступенчатой линией 1. На деле редко предложение со стороны ВЭУ будет точно совпадать с потребностью со стороны потребителя. Чаще либо выработка ВЭУ, отмеченная на рис. 5 позицией 2, будет превышать потребности и создавать избытки энергии (область 3 на рисунке), либо ее будет не хватать для полного покрытия потребностей и придется часть графика нагрузки (область 4) покрывать за счет котельной.

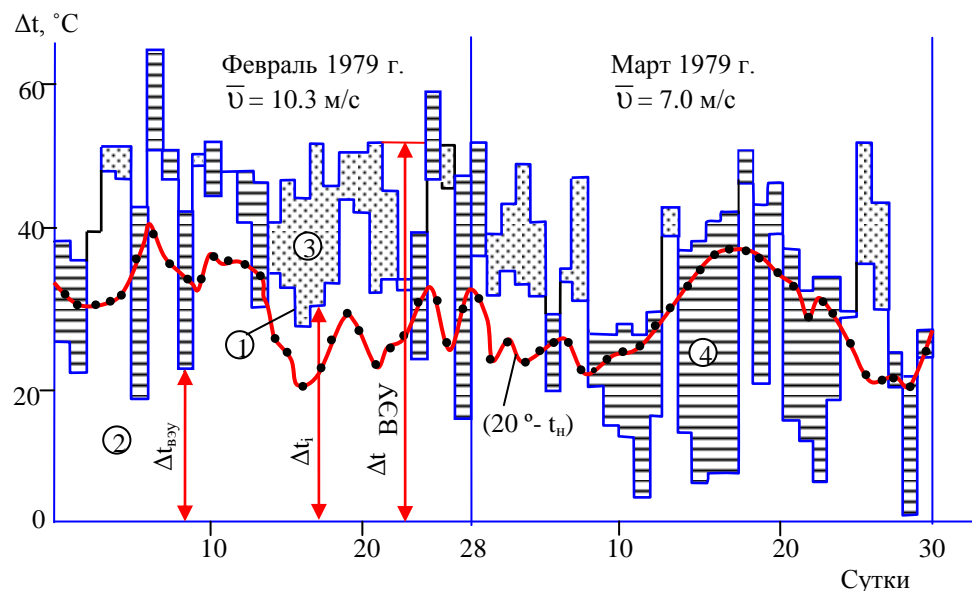


Рис. 5. Фрагмент хронологического хода участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки на ветроэнергетическом полигоне КНЦ РАН в п. Дальние Зеленцы

1 – график тепловой нагрузки, 2 – полезно используемая энергия ВЭУ, 3 – избыточная энергия ВЭУ, 4 – энергия, вырабатываемая котельной

Доля  $\alpha^T$  участия ВЭУ в теплоснабжении потребителя определится как отношение полезно использованной выработки ВЭУ, вписавшейся в график отопительной нагрузки, ко всему объему теплопотребления.

Для определения  $\alpha^T$  был обработан обширный материал наблюдений по ряду метеостанций Мурманской области, включающий синхронные записи

скорости ветра и наружной температуры воздуха. Расчетная приведенная (с учетом ветра) температура самой холодной пятидневки в отдельных пунктах достигала минус 53–57 °С.

Обработка большого массива данных позволила выявить зависимость суточной выработки энергии ВЭУ от среднесуточной скорости ветра, а затем оценить возможное участие ВЭУ в теплоснабжении потребителя по отдельным месяцам и в целом за год. Все вычисления производились сериями с изменением соотношения мощностей ВЭУ и котельной ( $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}} / N_{\text{к}}^{\text{max}}$ ) в пределах от 0 до 1. В обобщенном виде результаты расчета  $\alpha^T$  представлены на рис. 6.

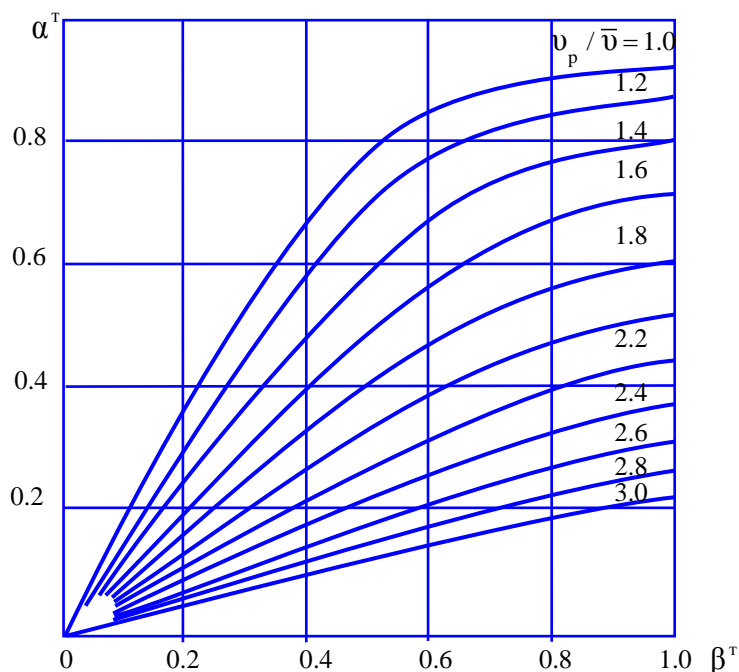


Рис. 6. Зависимость доли участия ВЭУ в покрытии графика тепловой нагрузки от соотношения мощностей  $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}} / N_{\text{к}}$  ( $v_p$  – расчетная скорость ветра, обеспечивающая номинальную мощность ВЭУ,  $\bar{v}$  – средняя многолетняя скорость ветра)

Выполненные расчеты показали, что при мощности ВЭУ, значительно меньшей, чем мощность котельной, практически вся энергия ВЭУ вписывается в годовой график тепловой нагрузки и полезно используется. Исключение – теплые периоды в летние месяцы, когда необходимость в отоплении отпадает. При более мощной ВЭУ доля последней в покрытии годового графика возрастает, но увеличивается и вероятность наступления периодов, когда предложение со стороны ВЭУ будет превосходить потребности потребителя и “лишняя” энергия не будет использована и будет вхолостую сброшена. Судя по рис. 6, недоиспользование выработки начинает ощущаться, начиная

с  $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_{\text{к}} = 0.6$ , когда рост  $\alpha^T$  замедляется, кривые теряют крутизну, начинают загибаться, проявляется эффект насыщения. Это особенно характерно для районов с высоким потенциалом ветра (побережье Баренцева моря,  $v_p/v = 1.4-1.5$ ) и с умеренным потенциалом (побережье Белого моря,  $v_p/v = 1.6-1.7$ ). Сказанное свидетельствует о том, что при организации работы комплекса “котельная + ВЭУ” требуется оптимизация мощности ВЭУ. Расчеты, выполненные с использованием критерия минимума приведенных затрат, показали, что, как правило, оптимальное соотношение  $N_{\text{ВЭУ}}/N_{\text{к}}$  находится в диапазоне 0.7–0.8.

**Перспективы совместной работы ВЭУ с дизельными электростанциями.** Для определения возможной доли участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки при совместной работе с ДЭС был использован большой объем результатов непрерывных наблюдений, выполненных на ветроэнергетическом полигоне КНЦ РАН в пос. Дальние Зеленцы. По этим данным определялся график возможной выработки ВЭУ, который затем накладывался на соответствующий характерный зимний, осенне-весенний или летний график электрической нагрузки. Расчеты выполнялись сериями с изменением  $\beta^3$  в пределах от 0 до 1.

Результаты расчета  $\alpha^3$  в обобщенном виде представлены на рис.7. Как и в рассмотренном выше случае работы ВЭУ на нужды отопления, при работе комплекса “ДЭС + ВЭУ” требуется оптимизация мощности ВЭУ, например, по критерию минимума приведенных затрат с учетом местных условий (режима ветра, стоимости топлива, уровня заработной платы обслуживающего персонала и т. д.).

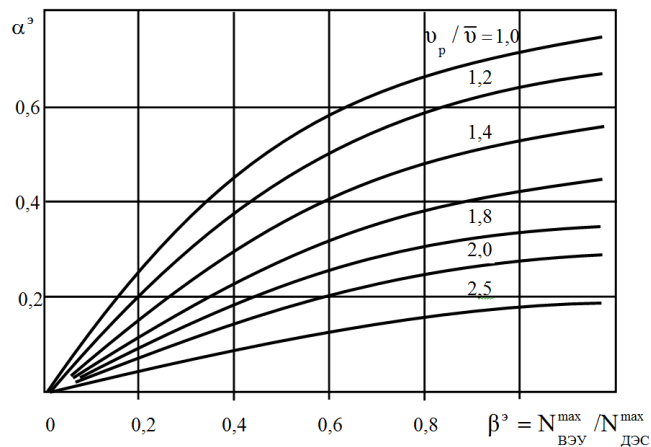


Рис. 7. Зависимость доли участия ВЭУ  $\alpha^3$  в покрытии графика электрической нагрузки от соотношения мощностей  $\beta^3 = N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}} / N_{\text{ДЭС}}^{\text{max}}$  и расчетной и среднегодовой скорости ветра  $v_p/v$

**Перспективные створы для сооружения малых системных ГЭС в Мурманской области.** АО "Ленгидропроект" при сотрудничестве с КНЦ РАН

был рассмотрен 21 гидроузел на 10 реках Мурманской области. В результате была определена экономическая эффективность 11 гидроузлов на 7 реках (табл. 2).

Таблица 2

Малые реки, перспективные для создания системных малых ГЭС

Река	Количество малых ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка энергии, млн кВт·ч
Пиренга	1	6.0	29.5
Тумча	3	37.0	170.8
Б. Оленка	2	9.8	49.1
Ура	2	4.6	24.0
Титовка	1	3.4	15.8
Лотта	1	2.6	12.4
Умба	1	3.0	15.3
<b>Всего</b>	<b>11</b>	<b>66.4</b>	<b>316.9</b>

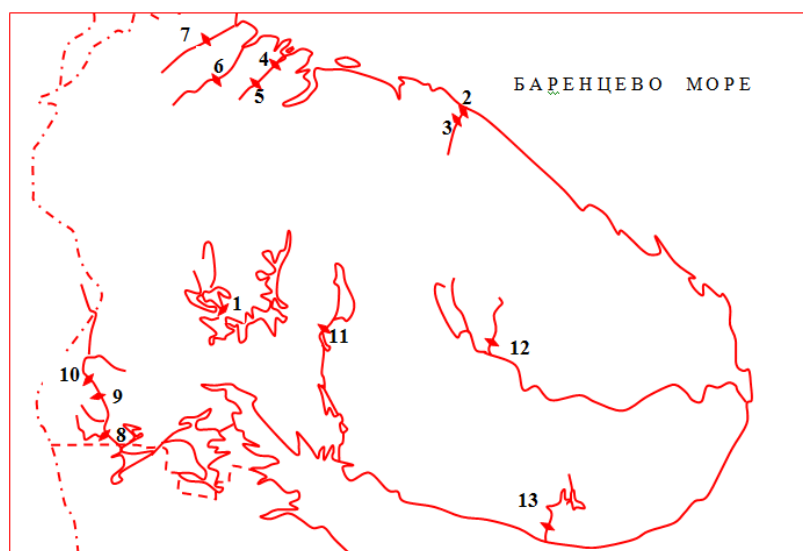


Рис. 8. Створы перспективных малых ГЭС на Кольском полуострове

Системные малые ГЭС:

1 – на р. Пиренга; 2, 3 – на р. Б. Оленка; 4, 5 – на р. Ура;  
6 – на р. Западная Лица; 7 – на р. Титовка; 8-10 – на р. Тумча; 11 – на р. Умба.

Автономные малые ГЭС: 12 – на р. Ельрека; 13 – на р. Чаваньга

*Малая ГЭС на р. Пиренга* (рис. 8, поз. 1). Основные показатели Пиренгской ГЭС следующие: нормальный подпорный уровень (НПУ) – 138 м, расход воды — 75, 2 м<sup>3</sup>/с, расчетный напор – 9.9 м, установленная мощность – 6 МВт, среднегодовая выработка энергии – 29.5 млн кВт·ч, количество гидроагрегатов — 1.

*Каскад малых ГЭС на р. Ура* (рис. 8, поз. 4 и 5). Верхняя ГЭС-1 со среднемноголетним расходом 3.8 м<sup>3</sup>/с и напором 33 м будет иметь

установленную мощность 1.62 МВт и среднегодовую выработку 8.77 млн. кВт·ч. Нижняя ГЭС-2 при напоре 43.6 м будет иметь установленную мощность 3.02 МВт, среднегодовую выработку — 15.27 млн кВт·ч.

Каждая ГЭС оборудуется одним гидроагрегатом. Оперативное управление каскадом ГЭС может осуществляться диспетчером Туломской ГЭС по телемеханике без дежурного персонала.

*Малая ГЭС на р. Титовка* (рис. 8, поз. 7). Створ малой ГЭС на р. Титовка расположен в 19.75 км от устья реки. При среднемноголетнем расходе 13.4 м<sup>3</sup>/с и напоре 20 м установленная мощность ГЭС составит 3.38 МВт, а среднегодовая выработка 15.8 млн кВт·ч. На ГЭС устанавливается диаметром рабочего колеса 1.8 м. Электроэнергия может выдаваться в энергетическую систему на напряжении 35 кВ по воздушной линии длиной 28 км. ГЭС административно и оперативно может быть подчинена Туломскому каскаду. Управление станцией возможно с помощью телемеханики диспетчером каскада Туломских ГЭС.

*Каскад малых ГЭС на р. Тумча* (рис. 8, поз. 8, 9 и 10). Река Тумча находится в южной части Мурманской области, впадает в водохранилище Иовской ГЭС. На реке имеется три возможных створа для малых ГЭС — в 89, 74 и 18.4 км от устья реки.

Для ГЭС-1 при среднемноголетнем расходе 23.3 м<sup>3</sup>/с и напоре 37.2 м установленная мощность составит 12.2 МВт, среднегодовая выработка 55.9 млн кВт·ч. На ГЭС-2 при напоре 24 м и расходе 40.1 м<sup>3</sup>/с мощность составит 8.4 МВт, среднегодовая выработка 40.4 млн кВт·ч. Нижняя ГЭС – 3 при напоре 25 м и среднем расходе 78.2 м<sup>3</sup>/с позволяет установить два агрегата суммарной мощностью 16.9 МВт и получить среднегодовую выработку 74.6 млн. кВт·ч.

Суммарная мощность каскада малых ГЭС на р. Тумча составляет 38 МВт, она может быть выдана на напряжении 150 кВ в район г. Ковдора. Управление каскадом возможно диспетчером каскада Нивских ГЭС с использованием телемеханики.

*Малая ГЭС на р. Умба* (рис. 8, поз. 11). При напоре 10 м, среднемноголетнем расходе 42 м<sup>3</sup>/с установленная мощность ГЭС составит 3.02 МВт, а среднегодовая выработка – 15.27 млн кВт·ч. Гидроэлектростанция может работать без дежурного персонала и управляться с использованием телемеханики диспетчером каскада Нивских ГЭС.

Наиболее эффективными из всех рассмотренных выше малых гидроэлектростанций являются ГЭС на реках Пиренга и Тумча.

**Малые ГЭС для удаленных автономных потребителей.** При выборе первоочередных створов для сооружения малых ГЭС необходимо исходить из технического потенциала малых рек, удаленности от них потребителя и потребностей последнего в энергии. Одним из характерных удаленных потребителей Мурманской области является с. Краснощелье в центре Кольского полуострова, удаленное более чем на 150 км от электрических сетей, обеспечивающих централизованное энергоснабжение. Источником электроэнергии здесь служит дизельная электростанция (ДЭС) со среднегодовой выработкой 1.25 млн кВт·ч. Максимальная нагрузка декабрьских суток составляет около 320 кВт, возможен рост на перспективу до 500 кВт.

Другим характерным децентрализованным потребителем является село Чаваньга на южном побережье Кольского полуострова. Электропотребление села составляет около 1 млн кВт·ч. Максимум нагрузки достигает 235 кВт.

*Малая ГЭС на Ельреке* (рис. 8, поз. 12). Створ ГЭС находится в 12 км от устья реки (места впадения в р. Поной). Установленная мощность этой малой ГЭС, ориентированной на электроснабжение села Краснощелье, может составить 500 кВт (два гидроагрегата, работающих на расчетном напоре 6 м). Годовая выработка ГЭС — 2.7 млн кВт·ч (табл. 3).

*Малая ГЭС на р. Чаваньга* (рис. 8, поз. 13). Створ ГЭС находится в 8.5 км от устья реки и в 7.5 км от села. Отметка НПУ составляет 54.5 м. При напоре от 9 до 15 м установленная мощность ГЭС может достигать 1250 кВт, годовая выработка – 6.3 млн кВт·ч (табл. 3). Это позволит обеспечить электроэнергией не только с. Чаваньга, но и соседние села – Чапому, Тетрино, Стрельну и Пялицу и послужить надежной основой развития этих сел.

Таблица 3

Основные показатели малых ГЭС, предлагаемых для энергоснабжения сел Краснощелье и Чаваньга

Река	Установленная мощность ГЭС, кВт	Средняя годовая выработка, кВт·ч	Напор, м	Средний расход, м <sup>3</sup> /с
Ельрека	500	2.7	6	10
Чаваньга	1250	6.3	10	15

#### **Практический опыт использования ВИЭ в Мурманской области.**

*Эксплуатация сетевой ВЭУ в г. Мурманске.* В 2001 г. в рамках выполнения работ по гранту Правительства Норвегии, направленному на проведение работ по ветроэнергетике на Северо-Западе России, на одной из сопкок около Мурманска вблизи гостиницы «Огни Мурманска» была пущена в опытную эксплуатацию датская трехлопастная ветроустановка Wincon-200 мощностью 200 кВт [6]. Владелец ВЭУ – закрытое акционерное общество «ВетроЭнерго». Эта ВЭУ имеет башню высотой около 30 м, ветроколесо диаметром 26 м, вращающееся со скоростью около 40 об/мин. Установка располагается на высоте около 200 м над уровнем моря, среднегодовая скорость ветра в этом районе около 6 м/с. Вся производимая ветроустановкой энергия используется на покрытие энергетических нужд гостиницы. С 2011 г., когда были оформлены все необходимые разрешительные документы, коммерческая эксплуатация ВЭУ начала не только удовлетворять потребности гостиницы «Огни Мурманска», но и выдавать избытки энергии в местную электрическую сеть города.

В целом, 15-летний опыт эксплуатации сетевой ВЭУ показал перспективность использования энергии ветра в составе энергосистемы.

*Гибридная установка для энергоснабжения с. Пялица.* До настоящего времени в удаленных поселениях Мурманской области для энергообеспечения используются в основном дизель-генераторные установки. Закупка и доставка дизельного топлива осуществлялись в рамках реализации мероприятия по

обеспечению приобретения и доставки нефтепродуктов и топлива в удаленные населенные пункты с ограниченными сроками завоза грузов. Делается это за счет средств областного бюджета, и на эти цели ежегодно расходуется порядка 40 млн руб.

Для более надежного обеспечения энергией жителей отдаленных поселений Терского района проводится модернизация систем электроснабжения за счет дополнения дизель-генераторов ветровыми и солнечными электростанциями. Такая гибридная энергоустановка, пущенная в эксплуатацию в 2014 г. в с. Пялица на побережье Белого моря, представлена на рис. 9. Она позволяет обеспечить потребителей села круглосуточным электроснабжением и сократить региональное бюджетное финансирование за счет снижения объемов завозимого топлива и дизельного масла. Одновременно достигается снижение себестоимости вырабатываемой электроэнергии и продление срока эксплуатации дизельных станций на 25 %.



Рис. 9. Ветро-солнечно-дизельная энергоустановка в с. Пялица

Полная установленная мощность электростанции составляет 92 кВт. В своем составе станция имеет два дизель-генератора по 30 кВт, четыре ветроустановки мощностью по 5 кВт и 60 солнечных панелей по 0.2 кВт [7, 8].

Успешная работа комбинированной энергоустановки создала предпосылки для распространения полученного опыта использования солнечной и ветровой энергии в удаленных поселениях Мурманской области. Как отмечается в работе [9], администрация местного муниципального образования намерена развить данный проект и выполнить работы по установке ветро-солнечно-дизельных электростанций еще в трех прибрежных селах (Чаваньга, Тетрино, Чапома).

*Использование энергии солнца и ветра для энергоснабжения малых удаленных объектов.* В 2007-2009 гг. в Мурманской области компанией «Автономные технологии» в удаленных и труднодоступных поселениях (в основном, в мелких прибрежных населенных пунктах) были установлены

ветросолнечные установки [7]. Их назначение — обеспечить качественное надежное питание таксофонов спутниковой связи. В состав каждой установки входит: ветроагрегат FORTIS Wind Turbine PASSAT с номинальной выходной мощностью 1.3 кВт, фотоэлектрическая панель 8 x КСМ — 160 (напряжение — 54 В, максимальная мощность — 0.88 кВт), кабинет-термошкаф уличного антивандального исполнения, в котором размещаются спутниковый терминал, контроллеры ветроустановки и солнечной батареи, аккумуляторы (на 300 А·ч, напряжение 48 В) и дополнительное оборудование (вентиляция, отопление). Многолетняя надежная работа ветросолнечных установок позволила наладить устойчивую телефонную связь 21 удаленного объекта с «большой землей».

В 1996–2010 гг. был успешно реализован российско-норвежский проект «Утилизация отработанных радиоизотопных термоэлектрических генераторов (РИТЭГ) и установка альтернативных источников питания на российских маяках взамен утилизированных РИТЭГов в Мурманской и Архангельской областях» [7]. Заинтересованность в реализации проекта проявила Гидрографическая служба Северного флота. Мощность светового оборудования на светящихся навигационных знаках (СНЗ) и маяках в зависимости от их назначения составляет 50–800 Вт. Комплектование солнечных фотоэлектрических установок производилось с использованием российских единичных модулей мощностью 30 и 50 Вт, производимых ОАО Позит» и «Сатурн». Всего российско-норвежским проектом было охвачено 14 маяков и более 100 светящихся навигационных знаков.

## **Выводы**

1. Мурманская область располагает большими ресурсами возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, гидроэнергии малых рек, приливов, морских волн), из которых повышенным потенциалом отличаются ветровая энергия и гидроэнергия малых рек.

2. Потенциал солнечной энергии в силу географического положения региона невысок, но этот источник, имеющий максимум летом (в полярный день), дает весомую добавку к энергии ветра и гидроэнергии, потенциал которых в летнее время ослабевает.

3. Предложены площадки для сооружения крупных ветропарков на северном побережье Кольского полуострова. Площадки выбраны вблизи действующих каскадов ГЭС, способных компенсировать непостоянство поступления ветровой энергии.

4. На Кольском полуострове имеется положительный опыт применения сетевой ветроэнергетической установки мощностью 200 кВт в составе городской электрической сети г. Мурманска, гибридной ветро-солнечно-дизельной установки для энергоснабжения удаленного с. Пялица на побережье Белого моря, и комбинированных ветросолнечных установок, обеспечивающих надежную круглосуточную работу объектов Гидрографической службы флота. Полученный опыт заслуживает широкого распространения в «большой» и «малой» энергетике региона.

## **Литература**



1. Минин В. А. Ресурсы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Мурманской области и приоритеты их использования // Вестник Кольского научного центра РАН. 2010. № 1. С. 94–101.
2. Дмитриев, Г. С. Оценка возможного влияния крупных ветропарков на долгосрочные режимы работы ГЭС Кольского полуострова / Г. С. Дмитриев, В. А. Минин // Техничко-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера. Апатиты: Изд. Кольского научного центра. 2006. С. 30–39.
3. Энергия ветра — перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / Минин В. А., Дмитриев Г. С., Иванова Е. А., Морошкина Т. Н., Никифорова Г. В., Бежан А. В. / Препринт. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2006. 73 с.
4. Абросимова А. А. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск-Териберка / Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2009. С. 30–34.
5. Зубарев, В.В. Использование энергии ветра в районах Севера / В.В. Зубарев, В. А. Минин, И. Р. Степанов. Л.: Наука, 1989. 208 с.
6. Минин, В. А. Опыт монтажа и первого года эксплуатации сетевой ветроэнергетической установки около г. Мурманска / В. А. Минин, Г. С. Дмитриев // Электрические станции. № 2. 2004. С. 71–73.
7. Возобновляемая энергетика на Кольском полуострове (Реестр установок в Мурманской области, работающих на возобновляемых источниках энергии). Мурманск: МРОЭО «Беллона-Мурманск». 2014. 26 с.
8. Fedorov, O. V. Alternative energy sources for remote customers / O. V. Fedorov, M. M. Kuznetsov // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2015. № 6 (123). С. 141–144.
9. Попов Г. Н. Электрификация отдаленных поселений Мурманской области // Повышение энергетической эффективности в региональной энергетике Мурманской области: Сб. статей по материалам «ENES». М.: Перо, 2015. С. 22–23.

#### **Сведения об авторе**

##### **Минин Валерий Андреевич**

заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
Эл.почта: [minin@ien.kolasc.net.ru](mailto:minin@ien.kolasc.net.ru)

УДК 621.472:621.311.24:621.311.213

**О. Е. Коновалова**

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИТОГИ РОССИЙСКОЙ ПРОГРАММЫ  
ПОДДЕРЖКИ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ  
НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

## **Аннотация**

Проанализирована программа государственной поддержки развития ВИЭ на оптовом и розничном рынке электроэнергии. Выявлены проблемы, трудности и узкие места, с которыми сталкиваются инвесторы. Приведены примеры уже построенных объектов, работающих на основе возобновляемых источников энергии.

## **Ключевые слова:**

*Возобновляемые источники энергии, государственная поддержка, оптовый и розничный рынки электроэнергии.*

**O. E. Konovalova**

## **PRELIMINARY RESULTS OF THE RUSSIAN PROGRAM TO THE DEVELOPMENT OF GENERATION ON THE BASIS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES**

### **Abstract**

The article analyzes the state program to support the development of renewable energy in the wholesale and retail electricity market. The problems, difficulties and bottlenecks encountered by investors are revealed. Examples of already constructed objects, working on the basis of renewable energy sources are given.

### **Keywords:**

*Renewable energy sources, state support, wholesale and retail electricity markets.*

Полноценно программа поддержки развития возобновляемой энергетики в России вступила в действие с принятием Постановления Правительства РФ № 449 от 28 мая 2013 г. В нем были определены следующие механизмы поддержки:

1. На оптовом рынке мощности и энергии (для объектов генерации более 5 МВт):

- специальный механизм торговли мощностью от установок возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- предоставление субсидий на компенсацию технологического присоединения в размере, не превышающем 50 % стоимости и не более 30 млн руб.

2. На розничном рынке (для объектов генерации ВИЭ мощностью до 25 МВт) дополнения были внесены Постановлением № 47 от 23 января 2015 г.:

- обязанность сетевых компаний покупать энергию ВИЭ по регулируемым ценам в объеме 5 % от планируемых в очередном году потерь;
- в изолированных энергосистемах – установление долгосрочных тарифов на покупку энергии от объектов ВИЭ на период окупаемости (15 лет);
- включение проектов ВИЭ в Федеральные целевые программы.

Для участия в программе государственной поддержки и на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности проводятся конкурсные отборы проектов строительства объектов ВИЭ по критерию наименьших капитальных затрат, включающих стоимость технологического присоединения к ЕЭС России. Но на оптовом рынке это делает Ассоциация "Некоммерческое партнерство Совет рынка" ("НП Совет рынка"), а на розничном рынке конкурс проводится субъектом Федерации. Определены предельные значения капитальных затрат на строительство применительно к каждому виду источников возобновляемой энергии и на каждый год до 2020 г. (табл. 1). При этом Правительством РФ закладывается среднегодовое снижение капитальных затрат на 1 кВт

установленной мощности ветровых станций (ВЭС) в размере 0.1 %, солнечных электростанций (СЭС) – 2 %.

Ежегодно правительство изменяет лимиты капитальных затрат с целью их минимизации.

Постановление № 449 установило также следующие удельные эксплуатационные затраты на 2012 г. (они подлежат индексации применительно к последующим годам) для компенсации затрат (табл. 2).

*Таблица 1*

Предельные удельные капитальные затраты в проекты ВИЭ, руб/кВт

Вид объекта ВИЭ	Годы						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Солнечные ЭС	116 451	114 122	111 839	109 602	107 410	105 262	103 157
Ветровые ЭС	65 762	65 696	65 630	65 565	65 499	65 434	65 368
Малые ГЭС	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000

По результатам конкурсных отборов заключаются договора о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ) между отобранными инвесторами, потребителями и ОАО "Центр финансовых расчетов". Заключая договор ДПМ ВИЭ, инвестор принимает на себя обязательство по строительству и вводу в эксплуатацию нового генерирующего объекта в определенный срок. Ему, в свою очередь, гарантируется покупка мощности и возмещение экономически оправданных затрат на строительство. Договора заключаются на 15 лет.

*Таблица 2*

Предельные эксплуатационные затраты, руб/МВт

Вид объекта ВИЭ	Удельные эксплуатационные затраты
Солнечные ЭС	170 000
Ветровые ЭС	118 000
Малые ГЭС	100 000

В течение этого времени мощность, поставляемая генерирующим объектом ВИЭ, будет оплачиваться по повышенным ценам. Плата за мощность осуществляется ежемесячно. Цена определяется коммерческим оператором оптового рынка — Администратором торговой сети (АТС) — после прохождения процедуры квалификации генерирующего объекта. Определение платы за мощность — процедура сложная, она учитывает целевой коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), определенный для каждой технологии (ВЭС — 0.25, СЭС — 0.13, малые ГЭС — 0.3), степень использования отечественного оборудования при реализации проекта (коэффициент локализации) и штрафные коэффициенты за невыполнение целевой степени локализации (для ВЭС и малых ГЭС — 0.45, для СЭС — 0.35), а также норму доходности, величину прогнозной прибыли и многое другое [1].

В изолированных районах, технологически не связанных с ЕЭС (Калининградская, Архангельская области, Республика Коми, часть районов Сибири и Дальнего Востока), для проектов, победивших в конкурсе и

построенных инвестором, долгосрочный тариф для возврата инвестиций устанавливается региональными органами исполнительной власти. Но пока нет документов, определяющих нормативы предельных капитальных затрат, и нет методики определения долгосрочных тарифов (они еще только ожидаются). Генерирующий объект должен быть внесен в схему и программу территориального развития электроэнергетики региона, и так же, как на оптовом рынке, должен пройти квалификацию и быть оборудованным средствами коммерческого учета электроэнергии. При этом электроэнергия, вырабатываемая ВИЭ, продается гарантирующему поставщику, определенному на этой территории. Возникает необходимость получения, учета и погашения сертификатов, полученных за выработанную электроэнергию от ВИЭ. На оптовом рынке такого нет. Срок возврата инвестиций и там, и там определен в 15 лет, при этом имеются различия лишь в определении нормы доходности для объектов ВИЭ на изолированных территориях.

За прошедшие годы четыре раза проводились конкурсные отборы проектов на строительство возобновляемых источников энергии. Основная масса предложений относилась к созданию солнечных электростанций (95 % от целевых показателей до 2020 г.). На сооружение ВЭС было подано заявок на 16 % от целевых показателей и всего на 12% — малых ГЭС. Итоги конкурсных отборов проектов представлены в табл. 3.

*Таблица 3*

Итоги проведенных отборов проектов ВИЭ [2]

Тип	Год	Объемы, МВт					
		целевой показатель	отобран-ные в 2013 г.	отобран-ные в 2014 г.	отобран-ные в 2015 г.	«свобод-ные»	% выбор-ки
СЭС	2014	120	35,2	-	-	-	29
	2015	140	115	25	-	-	100
	2016	200	149	40	10	-	100
	2017	250	100	155	-	-	102
	2018	270	-	285	-	-	106
	2019	270	-	-	270	-	100
Итого по СЭС		1250	399.2	505	280	0	95
ВЭС	2014	-	-	-	-	-	0
	2015	51	-	51	-	-	100
	2016	50	15	-	35	-	100
	2017	200	90	-	-	110	45
	2018	400	-	-	-	400	0
	2019	500	-	-	-	500	0
Итого по ВЭС		1201	105	51	35	1010	16
ГЭС	2014	18	-	-	-	-	0
	2015	26	-	-	-	-	0
	2016	124	-	-	-	-	0

	2017	124	-	20.6	-	103.4	17
	2018	141	-	-	-	141	0
	2019	159	-	-	49.8	109.2	31
Итого по ГЭС		592	0	20.6	49.8	353.6	12
Итого		3043	504.2	576.6	364.8	1363.6	48

В результате в России за 2014–2019 гг. должно быть построено 1154.2 МВт СЭС, 191 МВт ВЭС и 70.4 МВт мини-ГЭС. Конкурентная борьба возникла между проектами по строительству солнечных электростанций со сроками ввода в 2015, 2017 и 2018 гг. Это объясняется тем, что строить СЭС выгоднее, чем ВЭС и малые ГЭС. При сопоставлении эксплуатационных затрат, которые компенсируются платой за мощность, можно сделать вывод, что затраты для солнечной генерации значительно превышают аналогичные затраты для ветровых и малых гидроэлектростанций.

К тому же выполнение требования по локализации оборудования и работ на территории Российской Федерации при более подготовленной производственной базе по солнечной энергетике привело к значительно большему спросу со стороны инвесторов к этому виду возобновляемой энергетики. Свою роль также сыграли простота и легкость установки, монтажа и обслуживания оборудования солнечных электростанций. В последние годы в России в основном благодаря трансферу (передаче и внедрению) технологий стали развиваться:

- производство фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) на основе кристаллического кремния;
- производство тонкопленочных ФЭП на основе аморфного кремния (благодаря совместным усилиям швейцарской компании Oerlikon, российской частной бизнес-группы Renova Group и Физико-технического Института им. А. Ф. Иоффе);
- производство каскадных фотоэлектрических преобразователей для космических солнечных батарей (ОАО «НПП Квант»).

В 2011 г. при содействии компаний «Ренова» и «Роснано» был введен в строй завод «Хевел» по производству солнечных модулей в Чувашии мощностью 120 МВт в год. Еще планируется строительство заводов мощностью по 200 МВт в Мордовии и Татарстане.

Уже построены такие мощные солнечные электростанции, как Кош-Агачская СЭС (Республика Алтай), Переволоцкая СЭС (Оренбургская область) мощностью 5 МВт каждая (рис. 1), Абаканская мощностью 5.198 МВт, Сакмарская солнечная фотоэлектрическая станция им. А. А. Влазнева мощностью 25 МВт (Оренбургская область) [2]. А если учесть около 400 МВт мощности Крымских СЭС, вошедших в состав России, то можно сказать, что страна сделала первые энергичные шаги в области развития солнечной энергетики.

Последний конкурс, который прошел в декабре 2015 г., характеризуется увеличением мощности предлагаемых к строительству электростанций. Так, ООО «Солар Системс» собирается возвести вторую очередь Старомарьевской СЭС в Ставропольском крае на 50 МВт.

Самой крупной солнечной электростанцией, которая должна заработать в 2019 г., будет СЭС мощностью 60 МВт в Оренбургской области. Ее намерено

построить ПАО «Т Плюс» — компания, в которую входят активы ТГК-5, ТГК-6, ТГК-9 и Волжской ТГК.

И есть еще резервы: «По последним исследованиям экономический потенциал солнечной радиации в Российской Федерации для выработки электроэнергии составляет  $146.9 \cdot 10^3$  т. у. т., что соответствует около  $3 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup> фотоэлектрических модулей общей мощностью 400 МВт с годовой выработкой электроэнергии 438 млн кВт·ч» [4]. Но пока из-за недостаточно развитой собственной производственно-технологической базы стоимость 1 кВт установленной мощности СЭС остается высокой (например, стоимость 1 кВт установленной мощности вновь введенных Абаканской и Орской СЭС составляют 115 и 120 тыс. руб. соответственно).



*а*



*б*

Рис. 1. Первые мощные солнечные электростанции в России [3]:  
*а* – Кош-Агачская солнечная электростанция (с. Кош-Агач, Республика Алтай);  
*б* – Переволоцкая солнечная электростанция (Оренбургская область)

Сооружение ветроэлектрических станций идет несколько медленнее, чем ожидалось. По оценкам специалистов, основные сложности здесь связаны с выполнением требования по локализации производства в поставленные сроки (табл. 4).

Несмотря на то, что в России есть порядка 15 предприятий по производству ВЭУ малой мощности, отечественная промышленность не производит ни башен, ни лопастей, ни генераторов. Поэтому инвесторы, вкладывающие деньги в строительство ВЭС, получают субсидии от государства с понижающим коэффициентом. Сооружение ВЭС сегодня не выгодно. К тому же возникают сложности с землеотводом площадок под строительство ветропарков и присоединением ВЭУ к сетям. Наблюдая такую ситуацию, правительство несколько смягчило требования по степени локализации оборудования в июле 2015 года и расширило сроки реализации государственной программы поддержки ВИЭ до 2024 г. Так, например, для ВЭС первоначальные цифры были такими, %: 2015 г. — 55, 2016 г. — 65, 2017 г. — 75.

Таблица 4

Целевые показатели степени локализации объектов генерации на основе ВИЭ (с учетом изменений, утвержденных 28.07.2015) [2]

Электростанция	Год ввода в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации, %
ВЭС	с 2015 по 2016	25
	2017	40
	2018	55
	с 2019 по 2024	65
СЭС	с 2014 по 2015	50
	с 2016 по 2024	70
Мини-ГЭС	с 2014 по 2015	20
	с 2016 по 2017	45
	с 2018 по 2024	65

Преодолевая трудности, в 2014 г. были построены и квалифицированы четыре ветроустановки разной мощности в Оренбургской области (с. Тамар-Уткуль), Белгородская ВЭС (х. Крапивенные дворы), а в 2015 году была квалифицирована ВЭС Тюпкильды (Башкортостан) мощностью 2.2 МВт, построенная в 2002 г.

Интерес инвесторов к строительству ветропарков слабый. Если в 2013 году отбор прошли семь проектов на 105 МВт, то в 2014 и 2015 гг. — только по одному. В 2014 г. победителем стало ООО «АЛТЭН», которое намерено построить и запустить первую очередь Приютненской ВЭС мощностью 51 МВт в Калмыкии. А в 2015 г. отбор прошла ВЭС «Фортум-Симбирская» на 35 МВт, которую планируют построить в Ульяновской области. Её запуск запланирован на 2016 г. предполагаемые затраты на строительство составляют 155 тыс. руб. за 1 кВт установленной мощности. Инвестором является финская компания ОАО «Фортум» [5].

Несмотря на то, что в конкурсных отборах практически не участвуют мелкие компании, есть сложности с получением кредитов (из-за высоких процентных ставок, превышающих доходность по ДПМ) и с получением банковских аккредитивов, Российская ветроэнергетика не стоит на месте. Проекты ВЭУ различной степени готовности представлены на рис. 2.

В области малой гидроэнергетики тоже есть некоторые успехи. За последние годы были построены и прошли квалификацию как источники, работающие на возобновляемой энергии, три малые ГЭС в Карелии (рис. 3, МГЭС Каллиокоски, Рюмякоски и Ляскеля), Новокарачаевская МГЭС и Ичаловская ГЭС (Нижегородская область). В 2017 г. должны быть введены 3 объекта малых ГЭС суммарной установленной мощностью 20.6 МВт, прошедшие конкурсный отбор. Это Барсучковская и Сенгилеевской МГЭС в Ставропольском крае (5.04 и 10 МВт соответственно) и Усть-Джегутинская малая ГЭС





- |  |   |   |   |  |
|--|---|---|---|--|
| <p><b>Завершены проектно-изыскательские работы</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1 - ВЭС Алтай</li> <li>2 - ВЭС Оренбург</li> <li>3 - ВЭС Спарта-1</li> <li>4 - ВЭС Сычева гора-1</li> <li>5 - ВЭС Адыге-Хабль</li> <li>6 - ВЭС Мирный</li> <li>7 - ВЭС Октябрьский</li> <li>8 - ВЭС Ленинградская</li> <li>9 - ВЭС Кировская</li> <li>10 - ВЭС Мишино</li> <li>11 - ВЭС Дальневосточная</li> </ul> | <p>12 - ВЭС Терiberка</p> <p><b>Идут проектно-изыскательские работы</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>13 - ВЭС Калмыкия</li> <li>14 - ВЭС Нижняя Волга</li> <li>15 - ВЭС Кислогубская</li> <li>16 - ВЭС Купол</li> </ul> <p><b>Объявлено о начале проектно-изыскательских работ или такие работы только начаты</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>17 - ВЭС Спарта-2</li> <li>18 - ВЭС Сычева гора-2</li> <li>19 - ВЭС Ульяновская</li> </ul> | <p>20 - ВЭС Курганская область</p> <p>21 - ВЭС Архангельская область</p> <p><b>Публично объявлено о намерении реализовать подготовку проекта ВЭС</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>22 - ВЭС в Краснодарском крае</li> <li>23 - ВЭС Калмыкия</li> <li>24 - ВДК Новая земля</li> <li>25 - ВДК о. Кунашир</li> <li>26 - ВДК о. Итуруп</li> <li>27 - ВЭС АЭС Ростовская область</li> <li>28 - ВЭС АЭС Балтийская</li> <li>29 - ВЭС АЭС ЛАЗС-2</li> <li>30 - ВЭС Порт Приморск</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>31 - ВЭС ЛенОбласть</li> <li>32 - ВЭС Славянск / Кубань</li> <li>33 - ВЭС Абинск / Кубань</li> <li>34 - ВЭС Темрюк / Кубань</li> <li>35 - ВЭС Астрахань</li> <li>36 - ВЭС Алтайский Край</li> <li>37 - ВЭС Темрюкский район</li> <li>38 - ВЭС Каневский район</li> <li>39 - ВЭС Приморско-Ахтарский район</li> <li>40 - ВЭС Успенский район</li> <li>41 - ВЭС в Калининградской области</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>42 - ВЭС Воркута</li> <li>43 - ВЭС Ростовская область-1</li> <li>44 - ВЭС Ростовская область-2</li> <li>45 - ВЭС Волгоградская область-1</li> <li>46 - ВЭС Волгоградская область-2</li> </ul> |
|--|---|---|---|--|

Рис. 2. Российский рынок проектов ВЭС [6]



*а*



*б*



*в*

Рис. 3. Малые ГЭС Карелии:  
*а* – ГЭС Каллиокоски; *б* – ГЭС Рюмякоски; *в* – ГЭС Ляскеля

в Карачаево-Черкесии мощностью 5.6 МВт. Последний отбор в декабре 2015 г. прошли два объекта гидрогенерации — малые Белопорожские ГЭС на реке Кемь в Карелии мощностью по 24.9 МВт каждая. В обоих случаях начало поставок мощности запланировано на 2019 г., плановые капитальные затраты составляют 174 тыс. руб. за киловатт установленной мощности. Инвестором является ЗАО «Норд Гидро». Сложности со строительством малых ГЭС, в основном, связаны с получением гарантий от генерирующих компаний, работающих на оптовом рынке и имеющих не менее 2 ГВт мощности, или предоставлением аккредитива для участия в конкурсах. Так предусмотрено законом. А это, в свою очередь, приводит к увеличению стоимости проектов. Окупаемость же затрат на обслуживание гарантии или аккредитива, как говорят представители ЗАО «Норд Гидро», маловероятна.

С локализацией оборудования для малой гидроэнергетики особых проблем нет. На территории России давно и надежно производят гидротурбинное оборудование такие фирмы, как МАГИ-Э, ИНСЭТ, "Энергопром", ОАО "Силовые машины", "Тяжмаш" (г. Сызрань), АО "ЛМЗ" (г. Санкт-Петербург) [7]. Но качество импортного оборудования все же остается лучше.

Несмотря на господдержку, трудности с вводом в эксплуатацию проектов, отобранных на первых конкурсах, существуют. Так, в декабре 2015 года должны были заработать три солнечные электростанции общей мощностью 35.2 МВт, но этого не произошло. Одна из них принадлежит «Евросибэнерго», а две другие ГК «Энергия солнца». За просрочку ввода по договорам о предоставлении мощности предусмотрены штрафы в размере 25 % цены мощности за каждый месяц задержки. Правда, учитывая сложную экономическую ситуацию в стране, НП «Совет рынка» поддержал решение об отмене штрафов в первый год задержки ввода станций на ВИЭ и продлении максимального срока задержки с одного года до двух лет [8].

Другой актуальной проблемой являются низкие предельные капитальные затраты (табл. 1). Они были рассчитаны, исходя из курса доллара на 2012 г., в настоящее время по оценкам экспертов их необходимо увеличить на треть.

Указанные трудности и недостатки программы поддержки развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии хоть несколько и тормозят развитие возобновляемой энергетики в России, но не являются критичными. А совместная работа НП «Совет рынка» со всеми заинтересованными сторонами на оптовом рынке электроэнергии приводит к корректировке и изменению «правил игры» в позитивном направлении.

В настоящее время возобновляемые источники энергии пока еще дороги, но они уже конкурентоспособны в децентрализованных и изолированных системах. Как известно, 2/3 территории нашей страны, на которой проживает около 20 млн чел., находится в зоне децентрализованного и автономного электроснабжения. К ним относятся северные регионы Арктики и Дальнего Востока. Эти районы характеризуются наличием множества обособленных, потребителей, жизнеспособность которых напрямую зависит от обеспеченности дизельным и котельным топливом. Северный завоз органического топлива — одна из основных проблем для населения, администраций арктических регионов. Себестоимость электроэнергии здесь доходит до 30 руб/кВт·ч. Перспективы внедрения ВИЭ для электро- и теплоснабжения населения в этих районах огромны. На оставшейся трети территории с централизованным электроснабжением нередко возникают проблемы с надежностью электроснабжения и подключением к сетям. При этом газифицировано около 50 % городских и не более 35 % сельских поселений [9]. Поэтому и здесь есть рынок потребителей возобновляемых источников энергии, а «локальная или

островная генерация является эффективным решением для многих потребителей» [8]. К тому же технологии производства электроэнергии из возобновляемых источников в мире стремительно дешевеют.

### **Выводы**

1. С 2013 г. в России действует государственная программа поддержки развития возобновляемых источников энергии. Было проведено четыре конкурсных отбора проектов, основная масса которых приходится на солнечные электростанции (95 % от целевых показателей до 2020 года). ВЭС составляют 16 % и малые ГЭС — 12 % от целевых показателей.

2. Основные сложности в возведении ветроэлектрических станций и малых ГЭС связаны с отсутствием производственно-технологических производств на территории России или недостаточным качеством производимого оборудования, а также более затратным и сложным строительством.

3. Есть недостатки и в самой программе государственной поддержки развития ВИЭ, но они, исходя из реальной экономической ситуации в стране и пожеланий инвесторов, корректируются. Благодаря этому возобновляемая энергетика в России начала развиваться.

### **Литература**

1. Победоносцева, В. В. Стимулирование использования энергии ветра на примере ветропарка в городе Гаджиево Мурманской области / В. В. Победоносцева, А. В. Бежан. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2015. С. 107–120.
2. Годовой отчет – НП Совет рынка 2015 г. URL: [www.np-sr/partnership/annualreport](http://www.np-sr/partnership/annualreport)
3. Попель О. С. О нюансах развития возобновляемой энергетики в России и в мире: URL: <http://www.c-o-k.ru/articles/o-nyuansah-razvitiya-vozobnovlyae moy-energetiki-v-rossii-i-v-mire> (дата обращения 06.07.2016 г.)
4. Безруких, П. П. и др. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива / П. П. Безруких и др. М.: Энергия, 2007. 272 с.
5. Отбор проектов ВИЭ на 2016-2019 годы: URL: <http://www.gisee.ru/articles/stat/57969> (дата обращения 1.07.2016).
6. Грибков С. В. Опыт использования возобновляемой энергетики в России: URL: [www.imemo.ru](http://www.imemo.ru) (дата обращения 28.06.2016).
7. Коновалова, О. Е. Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления / О. Е. Коновалова, Е. А. Иванова // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2013. Вып. 6. № 2/(15). С. 64–75.
8. Порфирьев, Б. Н. Энергетика на возобновляемых источниках: проблемы и перспективы / Б. Н. Порфирьев, С. А. Рогинко. URL: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?> (дата обращения 06.07.2016).
9. Фортов, В. Е. Возобновляемые источники энергии в мире и России / В. Е. Фортов, В. С. Попель. URL: [www.reenfor.org/](http://www.reenfor.org/) (дата обращения 06.07.2016).

### **Сведения об авторе:**

#### **Коновалова Ольга Евгеньевна**

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
Эл. почта: [konovalova@ien.kolasc.net.ru](mailto:konovalova@ien.kolasc.net.ru)



Научное издание

ТРУДЫ  
КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

ЭНЕРГЕТИКА  
выпуск 13  
Спецвыпуск

Редактор Е. Н. Еремеева  
Технический редактор В. Ю. Жиганов

Подписано к печати 28.09.2016  
Формат бумаги 70×108 1/16.  
Гарнитура Times New Roman  
Усл. печ. л. 15.4. Заказ № 43. Тираж 100 экз.

---

*Российская Академия Наук*

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
Кольский научный центр Российской академии наук  
184209, Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14