

### ЭНЕРГЕТИКА выпуск 3

Апатиты 2011

**2/2011**(5)



ISBN 978-5-91137-189-0 Кольского научного центра РАН

Главный редактор - академик В.Т.Калинников Заместитель главного редактора д.г.-м.н. В.П.Петров .....д.т.н. Б.В.Ефимов Редакционный совет:

академик Г.Г. Матишов, академик Н.Н.Мельников, академик Ф.П.Митрофанов, чл.-корр. В.К.Жиров, чл.-корр. А.И.Николаев, д.г.-м.н. Ю.Л.Войтеховский, д.э.н. Ф.Д.Ларичкин, д.т.н. В.А.Маслобоев, д.т.н. В.А.Путилов, д.ф.-м.н. Е.Д.Терещенко, к.г.-м.н. А.Н.Виноградов (ответственный секретарь)



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),

Редколлегия серии «Энергетика»

к.т.н. Н.И.Гумерова (электроэнергетика)

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

к.т.н. В.А.Минин (возобновляемые источники энергии),

к.т.н.Ю.М.Невретдинов (электроэнергетика),

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

к.т.н. А.Ф.Усов (электротехнологии)

184200, Мурманская область, г.Апатиты, ул.Ферсмана, д.14 Кольский научный центр РАН Тел.(81555)79226.Факс(81555)76425 E-mail: <u>admin@admksc.apatity.ru</u> http://www.kolasc.net.ru

© Учреждение Российской академии наук Центр физико-технических проблем энергетики Севера, 2011 © Учреждение Российской академии наук Кольский научный центр РАН, 2011 ТРУДЫ Кольского научного центра РАН ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 5

### СОДЕРЖАНИЕ

		Стр.
	Вступление	7
	ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	
Новикова А.Н., Шмараго О.В., Ефимов Б.В., Данилин А.Н., Невретдинов Ю.М., Селиванов В.Н.	Вопросы грозозащиты воздушных линий в условиях Севера Кольского полуострова: требования, опыт эксплуатации ВЛ 110-150 кВ, методика расчета	9
Смоловик С.В., Халилов Ф.Х.	Анализ технического состояния электрических сетей 0,38-110 кВ Российской Федерации	24
Данилин А.Н., Селиванов В.Н., Прокопчук П.И., Колобов В.В., Куклин Д.В.	Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах подстанций класса напряжения 110-150 кВ	29
Данилин А.Н., Селиванов В.Н., Прокопчук П.И., Колобов В.В., Баранник М.Б.	Лабораторные исследования нелинейных входных сопротивлений заземлителей электроэнергетических устройств в условиях высокого удельного сопротивления грунта	39
Власко Д.И., Востриков А.О., Домонов А.П., Невретдинов Ю.М.	Проблемы и перспективы регистрации грозовых перенапряжений в действующей сети	54
Ефимов Б.В., Гумерова Н.И., Данилин А.Н., Кузнецов Т.К., Селиванов В.Н.	Численный и экспериментальный анализ развития грозовых перенапряжений на подстанциях	65
Ефимов Б.В., Гумерова Н.И.	Методические вопросы расчета распространения грозовых волн в коронирующей линии электропередачи методом бегущих волн	83
Ефимов Б.В., Гумерова Н.И.	Моделирование деформации фронтов грозовых волн в воздушных линиях вследствие потерь в земле с помощью дискретных неоднородностей	99
Куклин Д.В.	Расчет переходного сопротивления заземлителей энергетических устройств	116

Баранник М.Б., Вильянен А., Данилин А.Н., Катькалов Ю.В., Колобов В.В., Прокопчук П.И., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н.	Разработка системы измерения геоиндуктированных токов на Северо-Западе России для проекта EURISGIC	120
Селиванов В.Н. Жамалетдинов А.А. Колобов В.В. Шевцов А.Н.	Исследование возможностей использования промышленных ЛЭП энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа для электромагнитного зондирования земной коры	125
Кононов Д.С., Инаходова Л.М.	Диагностика технического состояния газопоршневых установок	136
Невретдинов Ю.М.	Исследования перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю в сети собственных нужд ГЭС	141
	ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Гольдштейн В.Г., Кубарьков Ю.П., Ревякина К.В., Рыгалов А.Ю.	Применение информационных технологий для оценки уровня надёжности и риска энергетических объектов	149
Смоловик С.В., Халилов Ф.Х.	Выбор оптимальных длин и сечений, рабочего напряжения и передаваемой мощности в сетях 0,38-110 кВ	154
Ладный Г.К.	Потенциал энергосбережения газотурбинной электростанции при реализации первой стадии Штокмановского проекта	163
Кожевникова Е.С., Кубарьков Ю.П., Синельникова С.Н., Челпанов В.В.	Повышение надежности схемы электроснабжения нефтеперерабатывающего предприятия	169
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Системы электроснабжения с видоизмененными схемами соединения в треугольник обмоток понижающих трансформаторов	177
Победоносцева В.В.	Организационный механизм реализации энергосервисного контракта	188
	ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	
Минин В.А.	Перспективы сооружения ветропарка в районе Кислогубской приливной электростанции	194
Бежан А.В., Минин В.А.	Оценка перспектив использования энергии ветра для теплоснабжения посёлка Териберка	205
Коновалова О.Е.	Опыт реализации энергосберегающих мероприятий в многоквартирном жилом доме г.Апатиты	213
Горбачев Е.Е., Грачев П.Ю.	Автономные источники возобновляемой энергетики в электроснабжении фермерских хозяйств России	219

Russian Academy of Obciences

### 2/2011(5) UDK 621.314 ISBN 978-5-91137-189-0 ISBN 978-5-91137-189-0

Editor - Academician V.T Kalinnikov

Deputy editor in chief: Doctor of Geology and Mineralogy V P. Petrov, Dr of Sciences B.V. Efimov

# ENERGY TECHNOLOGY series 3

Editorial Council: Academicians:"

G.G Matishov, NN . Melnikov. F.P Mitrofanov. Corresponding Member of RAS: V.S.Zhirov, A.I. Nikolaev. Dr.of Sciences:

Yu.L. Voitekhovskiy, F D. Larichkin, V.A. Masloboev,

V.A. Putilov, ED . Tereshchenko,

Ph.D. A.N Vinogradov (executive secretary)

Editorial board of Energy Technology Series: Dr. of Sciences:

B.V. Efimov (executive editor, energy technology),

A.A. Zhamaletdinov (electrophysics),

N.V. Korovkin (theoretical electrotechnology),

F.Ch Chalilov (power engineering),

Ph.D.:

B G. Barannik (energy technology).

N.I. Gumerova (power engineering),

A.N. Danilin (power engineering),

V.A. Minin (renewable energy),

Yu.M. Nevretdinov (power engineering),

V.N. Selivanov (power engineering), A.F. Usov (electrotechnology)

14, Fersman str., Apatity, Murmansk region. 184209, Russia Kola Science Centre Tel.(81555) 75350. 79226. Fax. (81555) 76425 E-mail: admin@admksc apatity.ru http://www.kolasc.net.ru

© Centre for Physical and Technological Problems of Energy in Northern Areas KSC PAS, Centre © The Branch of Kola Science of the Russian Academy of Sciences, 2011

TRANSACTIONS Kola Science Centre

### **POWER INDUSTRY** series 5

### CONTENTS

	Introduction	Pages 7
	PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING.	
Novikova A.N., Shmarago O.V., Efimov B.V., Danilin A.N., Nevretdinov Yu.M., Selivanov V.N.	Issues of overhead line lightning protection under restrictions of the Kola Peninsula: requirements, 110-150 kv ohl field experience, calculation procedure	9
Smolovik S.V., Khalilov F.Kh.	Analysis of technical condition of electrical networks 0.38-110 kV in Russian Federation	24
Danilin A.N., Selivanov V.N., Prokopchuk P.I., Kolobov V.V., Kuklin D.V.	Experimental research of wave processes in busbars of 110-150 kv substation	29
Danilin A.N., Selivanov V.N., Prokopchuk P.I., Kolobov V.V., Barannik M.B.	Laboratory studies of non-linear input impedance earthing electric devices under conditions of high soil resistivity	39
Vlasko D.I., Vostrikov A.O., Domonov A.P., Nevretdinov Y.M.	The problems and prospects of lightning overvoltages registration in the operating network	54
Efimov B.V., Gumerova N.I., Danilin A.N., Kuznezov T.K., Selivanov V.N.	Nnumerical and experimental analysis of the development of lightning overvoltages on the substations	65
Efimov B.V., Gumerova N.I.	Methodological aspects of calculation the surge waves propagation on transmission line with corona using traveling waves method	83
Efimov B.V., Gumerova N.I.	Simulation of surge fronts deformation on overhead lines due to losses in the ground using discrete inhomogeneous model	99
Kuklin D.V.	Calculation of transient resistance of energetic devices' groundings	116
Barannik M.B., Viljanen A., Danilin A.N., Katkalov Yu.V., Kolobov V.V., Prokopchuk P.I., Sakharov Ya.A., Selivanov V.N.	Development in the North-West Russia of geomagnetically induce currents measuring system for the EURISGIC project	120

Selivanov V.N., Zhamaletdinov A.A., Kolobov V.V., Shevtsov A.N.	Study on the possibilities of using industrial power lines of the Yamalo-Nenets autonomous okrug electric system for electromagnetic sounding of the earth's crust	125
Kononov D.S., Inahodova L.M.	Technical condition diagnostics of gas powered electrical generator.	136
Nevretdinov Y.M.	The overvoltage researches during alternating ground shorts circuit in the network of hydroelectric power station auxiliary	141
	ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Goldshtein V., Koubarkov Y., Reviakina K., Rygalov A.	Applying of information know-hows for an estimation of a level of reliability and risk of power objects	149
Smolovik S.V., Khalilov F.Kh.	The choice of optimal lengths, cross sections, the operating voltage and transmission capacity in the networks of 0.38-110 kV	154
Ladny G.K.	Gas-turbine power plant energy saving potential in the first stage of Shtokman project	163
Kojevnikova E., Koubarkov Y., Sinelnikova S., Chelpanov V.	Reliability augmentation of the scheme of electrical power supply of oil refining plant	169
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	Power supply system with modified connection diagram triangle winding step-down transformer	177
Pobedonostseva V.V.	Organizational mechanizm of the implementation of energy service contract	188
	RENEWABLE ENERGY	
Minin V.A.	Prospects for the wind park construction in the area of Kislogubskaya TPP	194
Bezhan A.V., Minin V.A.	Assessment of the prospects of using wind energy for heating Teriberka	205
Konovalova O.E.	Experience of implementing energy conservation measures in multifamily residential building in Apatity	213
Gorbachev E.E., Grachev P.Yu.	Autonomous sources of renewable energy in power supply systems of farms in Russia	219

#### ВСТУПЛЕНИЕ

Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (до 2005 г. Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН) начиная с 1990-х гг. выпускает сборники статей, освещающих проблемы техники и физики высоких напряжений применительно к актуальным задачам электроэнергетики и электротехники.

Ряд статей по электроэнергетической тематике опубликован в сборниках "Проблемы развития энергетики Мурманской области" (1996), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренц-региона" (1997).

Этой проблеме целиком посвящены сборники:

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

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

Теоретическая и экспериментальная оценка состояния высоковольтного оборудования (2002);

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

Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях (2004);

Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей (2005);

Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера (2007);

Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети (2008);

Научно-технические проблемы развития энергетики Севера (2009).

Начиная с 2008 г. тематика расширялась. Помимо статей на определенную электроэнергетическую тематику, публикация которых стала традицией ЦФТПЭС КНЦ РАН, в сборники включались статьи, посвященные исследованию установившихся режимов в участках высоковольтных сетей. Кроме того, освещались проблемы создания аппаратуры для генерации мощных низкочастотных сигналов переменной частоты и разработки устройств диагностики высоковольтного оборудования. В 2009 г. в сборник были включены статьи, посвященные проблемам развития энергетики региона, а также вопросам энергоэффективности и энергосбережения.

Поскольку публикация сборников статей ЦФТПЭС КНЦ РАН стала регулярной, то в 2010 г. было принято решение о постоянном издании под названием «Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика», в декабре того же года был осуществлен первый выпуск, настоящее издание является вторым выпуском.

В декабре 2010 г. и июне 2011 г. вышли в свет два выпуска «Трудов». Настоящее издание является третьим выпуском под этим названием.

### ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

#### УДК 621.315.17

#### А.Н.Новикова, О.В.Шмараго, Б.В.Ефимов, А.Н.Данилин, Ю.М.Невретдинов, В.Н.Селиванов

#### ВОПРОСЫ ГРОЗОЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА: ТРЕБОВАНИЯ, ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЛ 110-150 кВ, МЕТОДИКА РАСЧЕТА\*

#### Аннотация

Получены эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110-150 кВ в северных регионах РФ, где ПУЭ допускается эксплуатация ВЛ или их участков без троса. По результатам сравнения эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности ВЛ и привлечения данных по пеленгации разрядов молнии на севере Финляндии уточнена методика расчета грозопоражаемости ВЛ для районов с небольшой продолжительностью гроз. Оценена эффективность уменьшения числа двухцепных грозовых отключений при подвеске цепей двумя треугольниками.

#### Ключевые слова:

воздушная линия, грозоупорность, опыт эксплуатации, грозовая деятельность, плотность разрядов молнии, двухцепная линия, фазировка проводов цепей.

#### A.N.Novikova, O.V.Shmarago, B.V.Efimov, A.N.Danilin, Yu.M.Nevretdinov, V.N.Selivanov

#### ISSUES OF OVERHEAD LINE LIGHTNING PROTECTION UNDER RESTRICTIONS OF THE KOLA PENINSULA: REQUIREMENTS, 110-150 kV OHL FIELD EXPERIENCE, CALCULATION PROCEDURE

#### Abstract

Lightning performance of 110-150 kV OHL have been obtained for northern districts of Russian Federation where PUE admits OHL or line sections being operated without shielding wire. According to the results of comparison of operating and design parameters of OHL lightning performance and using the data received during lightning stroke finding in the north part of Finland the calculation method for districts with short lightning duration has been adjusted. The efficiency of double-circuit line lightning outage reduction has been estimated for the case of circuit suspension in two triangulars.

#### Keywords:

overhead transmission line, lightning proofness, field experience, lightning performance, density of lightning strokes, double circuit line, wire phasing for circuits.

Введение. Трассы ВЛ 110-150 кВ Северных электросетей (СЭС) ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" проходят по территории, имеющей неблагоприятные с точки зрения обеспечения надежности электроснабжения природно-климатические условия, а именно: большое количество дней

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

штормовыми ветрами, туманами, снегопадами с сильными И и гололедообразованием. Но при этом для территории всего Кольского п-ова характерна низкая интенсивность грозовой деятельности (не более 20 грозовых часов в год), при которой по ПУЭ допустимо сооружение ВЛ без троса. Дополнительным критерием отказа от троса является высокое электрическое сопротивление грунтов. Мурманская обл. занимает северо-восточную окраину громадного Балтийского щита, сложенного древнейшими кристаллическими породами (гранитами, гнейсами, кварцитами, кристаллическими сланцами). Вода в реках, озерах и болотах Кольского п-ова содержит мало минеральных солей, поэтому водонасыщение только незначительно снижает сопротивление грунта. На большинстве опор ВЛ устройство заземлителей, удовлетворяющих требованиям ПУЭ по значению сопротивления заземления, невыполнимо.

В настоящее время 44% ВЛ 110 кВ (из 16 линий с общей протяженностью около 450 км) и 32% ВЛ 150 кВ (из 32 линий с общей протяженностью около 1800 км) находятся в эксплуатации более 50 лет. Направления модернизации ВЛ, в том числе необходимость усиления их грозозащит, должны быть обоснованы результатами анализа опыта эксплуатации.

Опыт эксплуатации ВЛ. В табл.1 приведены основные результаты анализа опыта эксплуатации ВЛ 110 и 150 кВ СЭС ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" за период 2006-2010 гг.

Таблица 1

Эксплуатационные показатели ВЛ 110-150 кВ СЭ	ЭС "Колэнері	го"
Эксплуатационные показатели	<b>В</b> Л 110 кВ	BΠ 150

Эксплуатационные показатели	ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ
Общая протяженность ВЛ, км	447.6	1781.8
Защищенность тросом, %	17.4	31.4
Объем опыта эксплуатации, км лет	2238	8909
Общее число отключений (из-за к.з. на ВЛ и из-за ПС)	89	281
Число отключений из-за к.з. на ВЛ		
общее	76	257
грозовых	7	62
Удельное число отключений (на 100 км в год)		
общее	3.4	2.9
грозовых	0.31	0.70
Коэффициент успешности АПВ при отключениях		
из-за к.з. на ВЛ и ПС	0.80	0.76
из-за к.з. на ВЛ	0.84	0.80
грозовых	1.0	0.97

В табл.2 дано распределение отключений ВЛ из-за к.з. на трассе по всем причинам. Грозовыми являются для ВЛ 110 кВ примерно каждое десятое отключение, для ВЛ 150 кВ – каждое четвертое.

Классификация отключений по причине грозы проводилась с использованием сведений о начале и конце гроз по данным гидрометеорологических станций (ГМС). Практически все воздушные линии электропередачи имеют близко расположенные к трассам ГМС, что позволяет достаточно достоверно классифицировать грозовые отключения. Отключение относилось к грозовым, если момент отключения ВЛ находился внутри интервала между началом и концом грозы или если это условие не выполнялось, но гроза поочередно регистрировалась двумя далеко расположенными друг от друга ГМС, при этом близко лежащими к трассе ВЛ. Такая ситуация характерна для ВЛ большой протяженности, когда гроза имеет место за пределами расстояния обнаружения ее метеонаблюдателем (15-20 км), т.е. перемещается вдоль трассы ВЛ или ее пересекает.

Таблица 2

Распределение откли	очений ВЛ	110-150 кЕ	<b>3</b> из-за к.з.
на трассе по	различным	причинам,	%

Причины	ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ
Гроза	9.2	24.1
Повреждение элементов ВЛ		
трос	-	0.4
провод	1.3	1.9
шлейф	1.3	1.2
гирлянда	-	1.9
опора	2.6	-
Ветер	3.9	18.7
Снег/гололед/ветер	21.1	17.9
Увлажнение изоляции	13.2	11.7
Деревья	1.3	-
Птицы	11.9	0.8
Постороннее вмешательство (наезды, набросы и пр.)	-	0.4
Неизвестные	34.2	21.0

Классификация отключений по остальным причинам, особенно отключений без повреждений элементов ВЛ, проводилась с учетом общей ситуации в энергосистеме (сброс гололеда, штормовой ветер и т.д.), результатов обходов и экспертной оценки по опыту классификации подтвержденных метеоданными подобных отключений в других энергосистемах. Например, частые многократные отключения с успешным АПВ характерны при ветре. Отключения в ранние утренние часы наиболее вероятны при увлажнении загрязненной изоляции при росе или тумане. В апреле-мае ранние отключения возможны также при набросах на ВЛ посторонних предметов птицами.

К отключениям "из-за ПС" (4 строка, табл.1) отнесены случаи перекрытия изоляции и повреждения оборудования на подстанции, неправильной работы релейной защиты и автоматики, ошибок персонала, отключения при системных авариях и при вынужденных режимах работы, а также пробные включения на к.з. до осмотра ВЛ.

В табл.3 сопоставлены эксплуатационные показатели ВЛ 110 и 150 кВ Северных электрических сетей ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" и ВЛ 110 и 220 кВ северных электросетевых предприятий ОАО "Тюменьэнерго" (Северные ЭС – числитель, Ноябрьские ЭС – знаменатель), расположенных в регионах с близкими природно-климатическими условиями.

Объем проанализированного опыта эксплуатации ОАО "Тюменьэнерго" значительно больше. Тем не менее, средние эксплуатационные показатели по общему числу отключений для двух энергосистем близки.

Таблица 3

Покозотоди	«Колэнерго»		«Тюменьэнерго»	
Показатели	ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ	ВЛ 110 кВ	ВЛ 220кВ
Объем опыта эксплуатации, км лет	447.6	1781.8	<u>8632</u>	<u>5105</u>
			4262	2890
Защищенность тросом, %	17.4	31.4	<u>78.5</u>	100
			100	100
Число грозовых часов, ч	2-14		<u>3-20</u>	<u>4-10</u>
			<u>8-20</u>	10-25
Удельное число отключений				
(на 100 км в год)				
общее	3.4	2.9	<u>2.7</u>	<u>1.7</u>
			2.9	2.7
грозовых	0.31	0.70	<u>0.32</u>	<u>0.39</u>
			0.94	1.20
Коэффициент успешности АПВ				
при отключениях				
общих	0.84	0.80	0.49	<u>0.58</u>
			0.81	0.78
грозовых	1.0	0.97	<u>0.89</u>	<u>0.90</u>
			0.93	0.89

Сравнение эксплуатационных показателей ВЛ в северных регионах РФ

При значительно меньшей защищенности тросом ВЛ 110 и 150 кВ СЭС "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" грозоупорность ВЛ оказалась не хуже, чем у ВЛ северных предприятий "Тюменьэнерго" при полной или значительно лучшей защищенности тросом. Это свидетельствует о низкой эффективности тросовой защиты при больших значениях сопротивления заземления опор ( $R_3$ ).

В табл.4 приведены результаты выборочных измерений *R*<sub>3</sub> опор ВЛ 150 кВ без троса в СЭС "Колэнерго".

Таблица 4

N⁰	Название ВЛ	Номер	$R_3, 0$	Галит	
п/п	(конечные пункты)	опоры	стационарное	импульсное	т рунт
7	Л-171/Л-172	58	354	_	Скальный
8	(ПС-200 Выходной –	59	285	300	То же
9	ПС-6 Мурманск)	59a	290	—	«
10		60	273	_	«
11		62	407	_	«
12	Л-179 (ПС-200 Выходной –	43	58	_	Заболочено
13	ПС-6 Мурманск)	46	300	_	Скальный
14		47	224	200	То же
15		48	888	_	«
16	Л-173/Л-174	21	166	_	«
17	(ПС-200 Выходной –	22	66	60	Заболочено
18	ГЭС-13 Нижнетуломская)	23	276	_	Скальный
19	Л-170 (ПС-200 Выходной –	120	7	_	Заболочено
20	ПС-29 Снежногорск)	121	170		Скальный

Результаты измерений *R*<sub>3</sub> опор ВЛ 150 кВ без троса в СЭС "Колэнерго"

Анализ показателей грозоупорности ВЛ. Мурманская обл. имеет на своей территории достаточно развитую сеть гидрометеостанций. На рис.1 показана сеть ГМС на территории северной части области. В табл.5 приведены данные о продолжительности грозовой деятельности за период 2005-2010 гг. по наблюдениям 14 ГМС и в отдельные годы по 15 наиболее близко расположенным к трассам ВЛ 110 и 150 кВ СЭС "Колэнерго". В последнем столбце табл.5 и на рис.1 по указанным ГМС приведены средние значения  $N_{r.ч}$  за анализируемый период эксплуатации (2006-2010 гг.). Для ГМС, метеоданные по которым представлены в "Научно-прикладном справочнике по климату СССР" [1], приведено также среднемноголетнее значение  $N_{r.ч}$ .



*Рис.1. Средняя продолжительность гроз на территории СЭС, ч: Никель* •6,2 – в период 2006-2010 гг.; **7,6** – многолетняя по [1]

За анализируемый период интенсивность грозовой деятельности на территории СЭС не превышала среднемноголетнюю, за исключением ГМС "Ниванкюль". Но в 2006 г. практически по всем ГМС, особенно по ГМС южнее Мурманска, значение  $N_{r,4}$  намного превосходило среднее за период 2006-2010 гг. Например, по ГМС "Ниванкюль" число грозовых часов превысило среднемноголетнее значение почти в 4 раза. В 2010 г. также отмечалось повышение интенсивности грозовой деятельности, особенно на севере (ГМС "Териберка" и "Туманная").

Из данных табл.5 видно, что при невысокой средней интенсивности грозовой деятельности наблюдается большой разброс значений числа грозовых часов по годам и по территории, что находит отражение в числе грозовых отключений ВЛ. В табл.6 дано распределение числа грозовых отключений ВЛ 110-150 кВ СЭС по годам и приведены сведения об интенсивности грозовой деятельности: пределы изменения продолжительности гроз по ГМС на территории СЭС и условное среднее значение  $N_{r.ч}$ , полученное делением суммы значений  $N_{r.ч}$  отдельных ГМС на их число.

		Продолжительность грозовой деятельности, N <sub>г.ч</sub> , ч							
N⁰	EMC							сред	цнее
$\Pi/\Pi$	1 IVIC	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2006 2010	многолетнее
								2000-2010 11.	[1]
1	Вайда-Губа	0	4.6	0.3	0	2.9	2.3	2.0	4.0
2	Цып-Наволок	0	3.5	9.3	1.2	1.3	4.4	3.9	
3	Ура-Губа	5.3	6.2	3.5	0.4	2.5	5.2	3.6	
4	Полярное	2.8	1.3	1.0	1.8	1.7	3.9	1.9	
5	Териберка	4.3	3.9	1.8	6.2	3.0	13.5	5.7	6.3
6	Туманная	15.1	6.4	4.6	3.4	3.1	10.6	5.6	
7	Мурманск	3.7	7.3	2.6	2.5	3.0	6.3	3.6	8.2
8	Никель	11.4	12.5	0.9	3.6	7.2	7.0	6.2	7.6
9	Перевал	10.7	21.7	6.7	7.9	13.8	9.0	11.8	
10	Янискоски	8.7	29.6	2.9	9.5	8.9	2.6	10.7	
11	Верховье	10.1	20.8	3.9	5.3	10.7	7.9	9.7	
	р.Лотты								
12	Падун	5.9	16.7	3.3	4.3	5.8	17.4	9.5	
13	Ниванкюль	6.0	39.3	2.1	4.8	12.5	20.1	15.8	10.9
14	Мончегорск	5.2	10.2	5.4	3.2	1.6	10.1	6.1	8.0
15	Святой Нос*	0	6.7	0	0	1.2	12.2		
	(Гремиха)								

Интенсивность грозовой деятельности на территории СЭС ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" в период 2005-2010 гг.

Возможны перерывы в передаче информации.

Таблица б

Распределение числа грозовых отключений ВЛ 110-150 кВ СЭС по годам

Параметры	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
<i>N</i> <sub>г.ч</sub> , ч					
пределы	1.3-39.3	1-9.3	0-9.5	1.3-12.5	2.3-20.1
условное среднее	12.7	3.4	3.5	5.3	8.8
Число грозовых отключений по ВЛ					
150 кВ	25	6	4	8	20
110 кВ	4	-	_	1	2
общее	29	6	4	9	22

Общее число грозовых отключений ( $N_{r.oбщ}$ ) хорошо коррелируется с условным средним значением  $N_{r.ч}$ . Наибольшую долю в  $N_{r.oбщ}$  вносят ВЛ 150 кВ, имеющие общую протяженность в 4 раза больше, чем ВЛ 110 кВ. Кроме того, удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ, несмотря на большую импульсную прочность изоляции, оказалось в 2.25 раза больше, чем для ВЛ 110 кВ (см. табл.1).

Такая ситуация может наблюдаться при условии, когда основной причиной отключений являются удары молнии в провода, что и имеет место на ВЛ без троса. Вероятность превышения критического значения тока молнии, вызывающего перекрытие линейной изоляции при ударе в провода для ВЛ 110 и 150 кВ, различается незначительно, но грозопоражаемость – число ударов молнии в ВЛ 150 кВ будет больше из-за большей высоты опор. В конкретных условиях, а именно при прохождении ВЛ разных классов номинального

напряжения в одном коридоре, ВЛ 150 кВ "соберет" большую долю ударов молнии, ориентирующихся на это пространство.

Вследствие невысокой интенсивности грозовой деятельности и резкой изменчивости ее по годам, непродолжительного анализируемого периода эксплуатации (5 лет) и сравнительно небольшой длины большинства ВЛ объем опыта эксплуатации отдельных ВЛ оказывается недостаточным для получения их эксплуатационных показателей грозоупорности. Поэтому целесообразно получить этот показатель для групп ВЛ, объединив их по конструктивным признакам. В качестве базовой интенсивности грозовой деятельности можно принять усредненное по всем ГМС условное среднее по годам значение  $N_{r,y}$ , равное 6.7 грозовых часов. Такие группы можно было выделить только для ВЛ 150 кВ.

При экспертной оценке удельного числа грозовых отключений отдельных групп ВЛ можно предположить, что все отключения происходили, если разряды молнии поражали участки без троса, поскольку вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в участки с тросом при устройстве заземлителей опор и прокладке противовесов на подходах к подстанциям много меньше, чем при ударе молнии в провод или опору без заземлителя на участках без троса. При этом средний эксплуатационный показатель грозоупорности  $n_{\rm r}$  – число грозовых отключений какой-либо из групп ВЛ на 100 км длины в год может быть определен по формуле:

$$n_{\rm r} = \frac{N_{\rm r_{ofut}}}{T} \cdot \frac{100}{L_{\rm BJI} - L_{\rm rp}},\tag{1}$$

где  $N_{\Gamma_{0,0m}}$  — общее число грозовых отключений группы ВЛ; T — число лет эксплуатации;  $L_{B,T}$  — общая длина линий, км;  $L_{TD}$  — общая длина участков с тросом, км.

#### **Одноцепные ВЛ с тросом только на подходах** (табл.7)

Таблица 7

	Длина, км			Число грозовых отключений						
Название ВЛ	ВЛ	участков под	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Всего		
		тросом								
Л-177	199.60	4.50	1	3	1		8	13		
Л-178	35.15	5.73					1	1		
Л-179	37.30	6.39					1	1		
Л-185	26.80	2.90	1			1		2		
Л-186	25.07	5.76					1	1		
Л-192	24.10	3.17				1		1		
По всем ВЛ	348.02	28.44	2	3	1	2	11	19		

Распределение грозовых отключений одноцепных ВЛ 150 кВ без троса по годам

Эксплуатационный показатель грозоупорности для одноцепных ВЛ 150 кВ СЭС без троса по формуле (1) равен

$$n_{\rm r} = \frac{19}{5} \cdot \frac{100}{348.02 - 28.44} = 1.2$$
 отключения на 100 км в год.

#### **Двухцепные ВЛ с тросом только на подходах** (табл.8)

Для каждой из двух цепей значение *n*<sub>г</sub> без учета случаев отключения одновременно двух цепей составило:

$$n_{\rm f} = 0.5 \times \frac{25}{5} \times \frac{100}{363.3 - 41.5} = 0.78$$
 на 100 км в год.

Доля таких случаев, по данным опыта эксплуатации, равна 9/25 = 0.36. При этом общее удельное число грозовых отключений каждой цепи оценивается значением (0.78 ×1.36) = 1.06 на 100 км в год.

Следует отметить, что значения эксплуатационных показателей цепи двухцепных ВЛ и одноцепной ВЛ 150 кВ, имеющих примерно одинаковую общую длину, согласуются между собой: одноцепная ВЛ и должна иметь больше отключений, чем цепь двухцепной ВЛ, так как в общем случае при одном ударе молнии может произойти перекрытие изоляции одной из цепей.

Таблица 8

Распределение грозовых отключений двухцепных ВЛ 150 кВ без троса по годам

Нозрание	Длина, км		Чис	ло гроз	овых о	тключе	ний	
ВЛ	ВЛ	участков под тросом	2006 г.	2007 г.	2008 г.	.2009 г.	2010 г.	Всего
Л-153			8					
Л-154			4					
Л-153 /Л-154			4					4
Двухцепной ВЛ	126.95	7.6	8					8
Л-163				1	1	2	1	
Л-164			1	1	1	2		
Л-163 / Л-164						2		2
Двухцепной ВЛ	117.3	4.2	1	2	2	2	1	8
Л-171								
Л-172							1	
Л-171 / Л-172								
Двухцепной ВЛ	38.9	12.4					1	1
Л-173							1	
Л-174			1				1	
Л-173 / Л-174							1	1
Двухцепной ВЛ	16.2	3.8	1				1	2
Л-175				1				
Л-176								
Л-175 / Л-176								
Двухцепной ВЛ	18.71	4.7		1				1
Л-223			3					
Л-224			2	1			1	
Л-223 / Л-224			2					2
Двухцепной ВЛ	45.24	8.76	3	1			1	5
По всем ВЛ	363.30	41.46	од	новрем	енно д	вух цеп	ей	9
			двухц	епной І	ЗЛ			25

#### *ВЛ с тросом* (табл.9)

Эту группу составляют только одноцепные ВЛ. Единственная двухцепная ВЛ 150 кВ с тросом (Л-219/ОЛ-170/89) длиной 3 км в анализируемый период грозовых отключений не имела.

Таблица 9

	Длин	на, км	$\mathbf{q}_{k}$	исло гро	зовых о	тключен	ний	
Название		участков						Всего
ВЛ	ВЛ	под	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Deero
		тросом						
Л-167	42.10	42.10						
Л-183	16.95	15.35						
Л-184	16.95	15.35						
Л-226	112.30	112.30	1		1		3	5
Л-227	6.00	6.00						
По всем ВЛ	194.02	191.12	1		1		3	5

Распределение грозовых отключений ВЛ 150 кВ с тросом по годам

Из всех ВЛ, защищенных тросом, отключалась при грозе только имеющая самую большую протяженность Л-226, поэтому можно не учитывать влияние на грозоупорность этой группы ВЛ участков без троса. Тогда эксплуатационный показатель грозоупорности для одноцепных ВЛ 150 кВ СЭС с тросом составит

 $n_{\rm r} = \frac{5}{5} \times \frac{100}{194.02} = 0.52$  отключения на 100 км в год.

Для сравнения приведем средние показатели грозоупорности в энергосистемах РФ: для ВЛ 110 кВ –  $n_{\rm r} = 1.0$  и для ВЛ 220 кВ –  $n_{\rm r} = 0.7$ грозовых отключений на 100 км в год. Таким образом, при наличии троса даже при плохих грунтах ВЛ 150 кВ за счет низкой грозовой деятельности имеют хорошие показатели грозоупорности ( $n_{\rm r} = 0.52$ ). В бестросовом исполнении показатели грозоупорности цепи двухцепной ВЛ 150 кВ ( $n_{\rm r} = 0.78$ ) близки к среднему показателю грозоупорности ВЛ 220 кВ, а для одноцепной ВЛ ( $n_{\rm r} = 1.2$ ) – к среднему показателю грозоупорности ВЛ 110 кВ.

Повышение грозоупорности целесообразно в первую очередь для протяженных двухцепных ВЛ 150 кВ, имеющих близкую к 40% вероятность отключения двух цепей одновременно.

Корректировка методики расчета грозоупорности ВЛ применительно к северным регионам РФ. Для разработки рекомендаций по возможной модернизации грозозащиты ВЛ необходима оценка ожидаемой эффективности предполагаемых мероприятий на основании результатов расчета грозоупорности по апробированной методике.

Апробация методики "Руководства по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99" [2] проводилась путем сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ 150 кВ из трех выделенных групп. В качестве объектов расчета использовались конструктивные параметры наиболее протяженных ВЛ в каждой группе: Л-153/Л-154 – двухцепная ВЛ без троса, Л-177 – одноцепная ВЛ без троса и Л-226 – одноцепная ВЛ с тросом. Эскизы опор и основные исходные данные приведены на рис.2. Расчеты выполнялись при двух средних по трассе значениях сопротивления заземления опор ( $R_3 = 60$  и 100 Ом). При расчете вероятности перекрытия изоляции использовалось региональное распределение амплитуды тока молнии, полученное по результатам полевых исследований с помощью магнитных регистраторов на ВЛ 220 кВ "Кемь – Костомукша" [3], описываемое логарифмически нормальным законом с параметрами:

$$\sigma = 0.39;$$
 I = 13.5 KA

В качестве фактической грозовой деятельности принято усредненное по всем ГМС условное среднее по годам значение  $N_{r.ч.} = 6.7$  грозовых часов. В табл.10 приведены результаты расчета грозоупорности ВЛ и выполнено сравнение расчетных и эксплуатационных показателей. Для двухцепных ВЛ приведены числа грозовых отключений на одну цепь: числитель – без учета, знаменатель с учетом отключений, произошедших после перекрытия изоляции соседней цепи.

Таблица 10

Тросовая защита	Конструкция ВЛ	<i>п</i> <sub>г. расчет</sub> П	ри <i>R</i> <sub>3</sub> , Ом	<i>п</i> <sub>г. эксп</sub>	<u></u>  при	<u>расчет</u> . эксп R <sub>3</sub> , Ом
		60	100		60	100
Без троса	Двухцепная	1.70	<u>1.76</u>	0.78	2.18	<u>2.25</u>
_	(рис.2а)	2.57	2.86	1.06	2.42	2.7
	Одноцепная (рис.2б)	3.55	3.60	1.2	2.96	3.0
С тросом	Одноцепная (рис.2в)	1.86	2.66	0.52	3.58	5.1

Сравнение расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ 150 кВ СЭС ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" (на 100 км)

По результатам расчетов можно отметить следующее:

• при значениях сопротивлений опор более  $R_3 = 60$  Ом число грозовых отключений ВЛ без троса практически не зависит от сопротивления заземления;

• по-видимому,  $R_3$  опор ВЛ на одноцепных опорах с тросом в среднем менее или близко к значению 60 Ом, поскольку расхождение расчетных и эксплуатационных значений  $n_r$  для одноцепных ВЛ с тросом и без троса близки (3.0-3.6 раза);

• по всем рассчитанным вариантам, с учетом экспертной оценки среднего значения  $R_3$  опор ВЛ с тросом, расхождение расчетных и обобщенных эксплуатационных показателей грозоупорности составляет от 2.2 до 3.6 раза.

Последний факт ставит вопрос о необходимости корректировки методики расчета применительно к местным условиям. Причиной расхождения может быть некорректный расчет поражаемости ВЛ разрядами молнии, выполняемый по линейной зависимости плотности разрядов молнии от продолжительности гроз в часах. По неопубликованным данным бывшего сотрудника Главной геофизической обсерватории им. А.И.Воейкова в СанктПетербурге (Т.В.Лободина), эта зависимость имеет нелинейный характер с максимумом в зоне 50 грозовых часов (рис.3), поэтому расчет по рекомендациям [2] может давать завышенную расчетную грозопоражаемость ВЛ в условиях небольшой продолжительности гроз.



Рис.2. Исходные данные для расчета грозоупорности ВЛ 150 кВ: а – Л-153/Л-154; б – Л-177, в – Л-226



Рис.3. Характер зависимости плотности разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности за 1 ч от продолжительности гроз в часах Это подтверждают результаты пеленгации разрядов молнии на территории Финляндии, рис.4 [4].



Рис.4. Распределение разрядов молнии на территории Финляндии по регистрациям 1998-1999 гг. (по ячейкам площадью 100 км<sup>2</sup>)

Плотность разрядов, молнии на землю на севере Финляндии, граничащей с территорией СЭС ОАО "Колэнерго", не превышает 0.1 удара на 1 км<sup>2</sup>, в то время как по зависимости, рекомендуемой в руководстве [2]:

$$p_0 = 0.05 N_{\rm EM} = 0.05 \times 6.7 = 0.34 \text{ Ha} 1 \text{ km}^2.$$
 (2)

Таким образом, при расчете грозоупорности ВЛ СЭС ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго" и, вероятно, в других северных регионах необходимо уменьшать расчетное число ударов, поражающих ВЛ, по крайней мере, в 2.5-3.0 раза.

Компоновка цепей на опоре и грозоупорность. Расположение цепей на многоцепных опорах и их фазировка влияют на показатели грозоупорности отдельных цепей. В табл.11 это показано на примере расположения цепей на двухцепной опоре без троса: традиционным способом (по разные стороны от оси опоры с двумя различными фазировками: симметричной – вариант 1 и несимметричной – вариант 2 и двумя треугольниками [5] – варианты 3 и 4. Расчеты удельного числа грозовых отключений выполнены для  $R_3 = 60$  Ом и значения  $N_{r.ч} = 6.7$  грозовых часов, но линейный коэффициент в формуле (2) в соответствии с результатами сравнения эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности для двухцепной ВЛ 150 кВ без троса (см. табл.10) уменьшен в 2.5 раза.

# Таблица 11 Показатели грозоупорности двухцепной ВЛ 150 кВ при различных вариантах расположения цепей на опоре (на 100 км)

								Число	грозовь	іх отклю	очений					
				от ударов молнии										BC	его	
	Вариант рас	счета		ВОГ	IODV			впр	овод		]	в опору	и провод	I	по цепям	
			перв	ичные цепям	втори по ц	ичные епям	перви	ичные епям	втори по ц	ичные епям	перви	ичные епям	втори по ц	ичные епям	перви и втор	ИЧНЫХ ИЧНЫХ
№	Расположение фаз	l <sub>pasp</sub>	А, В, С	CA', B', C	А, В, С	A', B', C	А, В, С	A', B', C	А, В, С	A', B', C	А, В, С	A', B', C	A, B, C	A', B', C	А, В, С	A', B', C
1		Все фазы – 1.26 м	0.29	0.29	0.22	0.22	0.38	0.38	0.12	0.12	0.67	0.67	0.34	0.34	1.01	1.01
2		Все фазы – 1.26 м	0.27	0.27	0.23	0.23	0.38	0.38	0.11	0.11	0.65	0.65	0.34	0.34	0.99	0.99
3		Все фазы – 1.26 м	0.48	0.06	0.04	0.30	0.76	0	0	0.19	1.24	0.06	0.04	0.49	1.28	0.55
4	с. <b>Г</b> А,	А. В. С– 1.26 м А'. В'. С'– 1.5 м	0.54	0	0	0.13	0.76	0	0	0.06	1.30	0	0	0.19	1.30	0.19

Варианты с симметричной и несимметричной фазировкой с расположением цепей по разные стороны от оси опоры практически равноценны по показателям грозоупорности. Но при этом вариант 2 обладает лучшей симметрией электрических параметров шестифазной системы проводов, что способствует уменьшению потерь в линии, а также позволяет уменьшить шаг транспозиции или вообще отказаться от нее.

При расположении фаз в виде двух треугольников (вариант 3) преимущества варианта 2 сохраняются, но принципиально изменяются показатели грозоупорности цепей. Подвеска двух фаз одной цепи на верхней траверсе приводит к тому, что отключения от ударов молнии в провода будут принадлежать исключительно верхней цепи, а от обратных перекрытий от ударов в опору преимущественно также верхней цепи. Грозовые отключения нижней цепи будут в основном вторичными после перекрытия изоляции верхней цепи от ударов в опору и провод. Доля вторичных перекрытий верхней цепи после перекрытия изоляции нижней цепи незначительна. Такие случаи возможны только при ударах молнии в опору при одинаковой импульсной прочности изоляции всех фаз (вариант 3). В варианте 3 по сравнению с вариантами симметричной от оси опоры подвески цепей число грозовых отключений верхней цепи увеличивается на 30%, а нижней – уменьшается почти в 2 раза. При усилении изоляции нижней цепи, например на 20% (на 2 изолятора), число ее грозовых отключений уменьшается еще в 2.5 раза (вариант 4). Поскольку грозовые отключения нижней цепи возможны только после перекрытия изоляции верхней цепи, т.е. как вторичные, число двухцепных грозовых отключений в варианте 4 по сравнению с вариантами 1 и 2 уменьшается в 5 раз. Эффективность использования подвески цепей двумя треугольниками увеличивается при уменьшении сопротивления заземления опор.

#### Выводы

1. Эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110-150 кВ Северных электросетей ОАО "МРСК Северо-Запада" "Колэнерго", выполненные в соответствии с рекомендациями ПУЭ для районов с низкой интенсивностью грозовой деятельности и высокими электрическими сопротивлениями грунтов на большей части трасс без троса, вследствие небольшой продолжительности гроз и меньшей плотности разрядов молнии на землю за 1 грозовой час, находятся на уровне средних эксплуатационных показателей грозоупорности, полученных на ВЛ с тросом и без троса в энергосистемах РФ.

2. Сооружение протяженных (50 км и более) двухцепных ВЛ без троса в районах с высокими электрическими сопротивлениями грунта даже при низкой грозовой деятельности из-за большой доли двухцепных грозовых отключений не рекомендуется.

Число грозовых отключений одной из цепей действующих двухцепных ВЛ без троса, проходящих по грунтам высокого электрического сопротивления, может быть уменьшено при использовании специального расположения цепей на опоре – двумя треугольниками (две фазы одной из цепей подвешиваются на верхней траверсе, третья – на средней) и усилением изоляции на 20% и более другой цепи, две фазы которой подвешены на нижней, а третья – на средней траверсе. При этом фазировка цепей должна обеспечивать наилучшую симметрию электрических параметров шестифазной системы проводов.

#### Литература

- 1. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Ч. 1-6. Вып. 2. Мурманская область. Л.: Гидрометеоиздат, 1988.
- 2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.129-99. СПб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.
- 3. Опыт эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше в районах с грунтами высокого электрического сопротивления / А.Н.Новикова, Л.И.Галкова, О.В.Шмараго, В.А.Мезгин, Ю.А.Маркин, И.А.Давыдов // Материалы IV Междунар. электротехнического семинара "Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ (МЭС 4). М., 2008.
- 4. Tapio J. Tuomi. Lightning observations in Finland. Helsinki: Finnish Meteorological Institute, 1999.
- 5. А.с. СССР № 317344. Способ расположения проводов / А.Н.Новикова: заявл. 05.04.70.

#### Сведения об авторах

#### Новикова Александра Николаевна,

зав. сектором защиты от перенапряжений отдела ТВН "Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения" ОАО «НИИПТ» Россия, 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, 1 литера А Тел. (812) 555-44-28, факс (812) 555-49-31; эл. почта: novikova\_a@niipt.ru

#### Шмараго Оксана Владимировна,

научный сотрудник отдела ТВН "Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения" ОАО «НИИПТ» Россия, 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, 1 литера А Тел. (812) 555-49-64, факс (812) 555-49-31; эл. почта: shmarago@yandex.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

#### 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

#### Невретдинов Юрий Масумович

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д. 21А Эл. почта: ymnevr@mail.ru

#### Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

#### С.В.Смоловик, Ф.Х.Халилов

### АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38-110 кВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

#### Аннотация

Приводятся характеристики распределительных сетей от 0.4 до 110 кВ Российской Федерации. Показывается, что они отражают уровень науки и техники второй половины XXI века и различных программ, например, Продовольственной программы бывшего СССР.

#### Ключевые слова:

Линия, открытое, закрытое, матчевое распредустройство, длина линий, наличие РПН трансформаторов, износ электрооборудования, потери напряжения, потери мощности, коэффициент успешности АПВ.

#### S.V.Smolovik, F.Kh.Khalilov

# ANALYSIS OF TECHNICAL CONDITION OF ELECTRICAL NETWORKS 0.38-110 KV IN RUSSIAN FEDERATION

#### Abstract

Article summarizes the characteristics of distribution networks 0.4-110 kV of the Russian Federation. It is shown that they reflect the level of science and technology of the second half of the twentieth century, and various programs such as food programs of the former USSR.

Keywords:

line, indoor, outdoor, match switchgear, length of the line, presence of LTC transformers, wear electrical, voltage loss, power loss, success rate of automatic reclosing.

Основная часть электрических сетей 0.38-110 кВ обслуживается региональными филиалами Холдинга МРСК Российской Федерации. Их основными задачами являются:

• обеспечение передачи и распределения электроэнергии в соответствии с заключенными договорами;

• обеспечение надежной и безопасной эксплуатации электрических сетей, зданий, сооружений, оборудования, устройств, систем управления, коммуникаций;

• развитие электрических сетей для удовлетворения потребности в электрической энергии потребителей;

• обеспечение соблюдения нормированного показателя технологического расхода электроэнергии на ее транспорт;

• повышение производительности труда, улучшение режима экономии в использовании трудовых ресурсов;

• защита прав и законных интересов структурных подразделений.

Сети 0.38 кВ работают в режиме четырех проводов, сети 6, 10, 20 и 35 кВ – изолирования нейтрали, а сети 110 кВ – при эффективном заземлении нейтрали, когда  $X_0 / X_1 \le 3$  ( $X_0$  и  $X_1$  – реактивные сопротивления по нулевой и прямой последовательности соответственно).

Средние и максимальные длины линий приведены в табл.1. Анализ данных этой таблицы позволяет сделать, по крайней мере, шесть выводов:

1) основная часть линий 0.38-110 кВ спроектирована и построена более 40 лет тому назад (например, для выполнения продовольственной программы бывшего СССР) и поэтому не отвечает современным требованиям;

2) наиболее тяжелое положение имеет место в сетях 0.38 кВ воздушного исполнения, где средняя протяженность ВЛ имеет величину ~ 1.1 км, а максимальная ~ 8 км (коэффициент вариации ~ 250%);

3) как показано в другой статье<sup>\*</sup>, оптимальная протяженность ВЛ 0.38 кВ должна быть не более 1-2 км;

4) аналогичная ситуация имеет место в сетях 6, 10, 20 и 35 кВ, где протяженность ВЛ намного больше, чем оптимальная величина;

5) в связи с изменением функции ВЛ 110 кВ их длина снизилась (за исключением незначительного количества, в статистике называемого "грубым промахом"), поэтому уже в настоящее время сети 110 кВ стали выполнять роль распределительных;

6) достаточно стабильны статистические характеристики КЛ 0.38-110 кВ, где коэффициент вариации изменяется в пределах от 15 до 25%.

Таблица 1

$U_{\text{hom}},$	Вид линий	Средняя длина	Максимальная	Коэффициент
кВ		линий, км	длина линий, км	вариации, %
	ВЛ	1.1	8	250
0.38	КЛ	0.3	0.5	25
	ВЛ	13	30	50
6	КЛ	0.9	1.5	25
	ВЛ	15	35	50
10	КЛ	1.1	1.7	18
	ВЛ	10	25	50
20	КЛ	1.1	1.7	18
	ВЛ	20	80	100
35	КЛ	2.0	3.0	18
	ВЛ	35	120	210
110	КЛ	2.5	3.5	15

Характеристики длин линий

Упомянутые ВЛ по материалам опор распределяются таким образом: во всех классах напряжения 0.38-110 кВ преимущественно применяются железобетонные опоры, на долю металлических и деревянных опор приходится от 7 до 12% (табл.2).

Таблица 2

Распределение ВЛ 0,38-110 кВ по материалам опор,%

Материалы		Класс напряжения ВЛ, кВ						
опор	0.38	6	10	20	35	110		
Металл	0.7	3	0.3	0.3	4	4.1		
Железобетон	87.3	93	93	94	91	89.9		
Дерево	12	4	6.7	5.7	5	6		
Всего	100	100	100	100	100	100		

См. в этом же сборнике статью тех же авторов «Выбор оптимальных длин и сечений, рабочего напряжения и передаваемой мощности в сетях 0.38-110 кВ».

В настоящее время в Российской Федерации в сети 0.38-35 кВ успешно внедряются изолированные провода (СИП). Однако к началу 2011 г. они составляли не более 2% от "тривиальных" фазных проводов.

Перейдем к вопросам износа ВЛ 0.38-110 кВ, под которым понимается работа их сверх нормированных сроков (25-30 лет). Отметим, что в настоящее время процент износа ВЛ и КЛ 0.38-20 кВ составляет более 65%, ВЛ и КЛ 35-110 кВ – более 60%.

Сети 6, 10 и 20 кВ главным образом выполнены проводами AC-16, AC-25, AC-35 и AC-50 (более 90%), а доля проводов AC-70 и AC-95 – не более 10%. Во многих случаях недостаточное сечение фазных проводов приводит к росту потерь и ухудшению качества электроэнергии в части величины напряжения.

При разработке мероприятий по оптимизации характеристик распределительных сетей важнейшее значение имеет коэффициент успешности АПВ (Р<sub>АПВ</sub>). По данным опыта эксплуатации сетей получены значения *Р*<sub>АПВ</sub> (табл.3).

Таблица 3

#### Коэффициент (вероятность) успешности АПВ

U <sub>ном</sub> , кВ	$P_{A\Pi B}$
6	0.5
10	0.5
20	0.7
35	0.7
110	0.75

В распределительных сетях в основном применяются подстанции 110/35, 35/6-10 или 110/6-10 кВ. Далее на МТП, КТП и ЗТП напряжение 6-35 кВ снижается до 0.4 кВ.

Анализ показывает, что в РФ в основном применяются КТП (~ 69%). На долю МТП и ЗТП приходится приблизительно 18 и 13% соответственно.

Сведения о наличие РПН трансформаторов приведены в табл.4, а об износе электрооборудования – в табл.5.

Значительная степень амортизации сетей 0.38-110 кВ объясняется тем, что основная часть этих сетей была построена до 1976 г., в период массовой электрификации.

Таблица 4

#### Наличие РПН трансформаторов

Трансформаторы, Кв	Наличие РПН, %
110/35	89
110/35/10	92
110/10	90
110/6	85
35/10	39
35/6	38

Таблица 5

r - r,	
$U_{\text{ном}}$ электрооборудования, кВ	Износ, %
0.38	65
6	81
10	91
20	85
35	92
110	92

Износ электрооборудования 0.4-110 кВ

Одним из основных показателей распределительных сетей являются потери электроэнергии, которые подразделяются на технические и нетехнические (коммерческие). Технические в основном имеют место в виде нагрузочных потерь в линиях. Потери (6-10)/0.4 кВ и (35-110)/(6-10) кВ составляют в среднем 36% от общих потерь в сетях 0.38-110 кВ.

Из общих потерь в трансформаторах наибольшие потери составляют потери в трансформаторах напряжением (6-10)/0.4 кВ (67% от всех потерь в трансформаторах 6-110 кВ). При этом в трансформаторах (6-10)/0.4 кВ потери холостого хода составляют примерно 83% от общих потерь в трансформаторах. Они превышают нагрузочные потери в 5.2 раза.

Потери в трансформаторах с высшим напряжением 35 и 110 кВ находятся на уровне 33% от общих потерь в трансформаторах 6-10 кВ, в том числе потери холостого хода составляют примерно 85% от общих потерь в трансформаторах. Они превышают нагрузочные потери приблизительно в 6 раз.

Анализ структуры потерь показал, что основные потери электроэнергии приходятся на электрические сети 0.38-10 кВ. Здесь следовало бы отметить, что практически все трансформаторы, независимо от класса напряжения, недогружены, что приводит к повышенной величине потерь холостого хода.

В целом суммарные потери электроэнергии в сетях 0.38-110 кВ изменяются в пределах от 10 до 15%. Это требует проведения мероприятий технического и организационного характера, направляемых на снижение потерь.

Известно, что основным фактором, определяющим развитие сетей и экономические показатели деятельности сетевого предприятия, является реконструкция и техническое перевооружение электрических сетей. Мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей 0.38-110 кВ следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть созданием сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с требованиями потребителей.

При этом электрические сети должны обеспечивать:

• нормативные уровни надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы сети;

• нормированное качество отпускаемой электрической энергии;

• минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание;

• по мере возможности разумные суммарные потери;

• адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации.

Представленная оценка технического состояния электросетевого хозяйства позволяет выделить следующие обобщенные предложения по приоритетным направлениям технического развития электрических сетей:

• дальнейшее развитие электрических сетей производить при сложившейся системе напряжений 110, 35, 20, 10, 6, 0.38 кВ (а может быть и 1.14 кВ);

• использование глубоких вводов для уменьшения количества ступеней трансформации электроэнергии путем применения подстанций напряжением 35/0.4 кВ для концентрированных потребителей и сокращения радиуса сетей 6-10 кВ и 0.38 кВ;

• построение сетей напряжением 35 и 110 кВ таким образом, чтобы имелась возможность обеспечения резервного питания для любого потребителя;

• своевременная замена электросетевого оборудования, дальнейшая эксплуатация которого по техническим или экономическим причинам признана нецелесообразной;

• с привлечением современных методов диагностики состояния электрооборудования определить его остаточный ресурс;

• применение трансформаторов с магнитной системой из аморфных материалов, имеющих минимальные токи холостого хода;

• применение при строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении подстанций напряжением 110/35/10, 110/10, 35/10, 110/6 и 35/6 кВ трансформаторов с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

• оборудование электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ средствами связи и телемеханики в полном объеме;

• замена проводов марки ПС и алюминиевых проводов малых сечений в сетях 0.38-10 кВ;

• применение самонесущих изолированных и защищенных проводов;

• замена КТП на современные столбовые и мачтовые трансформаторные подстанции;

• усиление и реконструкция фидеров связи 6-10 кВ для резервирования потребителей зон ПС 35-110 кВ от ближайших источников питания;

• внедрение устройств релейной защиты на микропроцессорной базе;

- внедрение КРУЭ 110 кВ;
- использование современных вакуумных и элегазовых выключателей;

• применение прогрессивных методов поощрения персонала, обеспечивающего экономию электроэнергии и снижение потерь.

На основе вышепредставленного материала можно отметить:

1. Предварительный анализ характеристик сетей (величины напряжения у потребителей, потерь в сети и размещения средств компенсации реактивной мощности и др.) показывает, что их интегральные эксплуатационные характеристики далеки от оптимальных, поэтому необходимо применить ряд технических и организационных мероприятий, улучшающих упомянутые выше эксплуатационные характеристики.

2. Основными причинами, приводящими к неоптимальным эксплуатационным показателям являются:

а) недопустимо большая протяженность сетей 0.4-10 кВ;

б) низкая загрузка сетей как низкого, так среднего и высокого классов напряжения (табл.6);

в) невысокая (недостаточная) пропускная способность линий;

г) недопустимо большие потери, как в сетях, так и в силовых трансформаторах;

д) значительный износ, вызванный большим сроком эксплуатации, превышающим нормативный срок на 20-40 лет;

е) недопустимо большие эксплуатационные затраты.

Таблица б

Номинальное напряжение трансформаторов, кВ	Загрузка трансформаторов, %
110/35/10	18
110/10	14
110/6	15
35/10	10
35/6	9.5

Загрузка трансформаторов 0.4-110 кВ

Таким образом, в настоящее время назрела необходимость реконструкции сетей 0.38-110 кВ и внедрения новой техники.

#### Сведения об авторах

#### Халилов Фирудин Халилович,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н. Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29 Эл. почта: natalia-shilina@yandex.ru

#### Смоловик Сергей Владимирович

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н. Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29 Эл. почта: smol401@ yandex.ru

#### УДК 621.311

#### А.Н.Данилин, В.Н.Селиванов, П.И.Прокопчук, В.В.Колобов, Д.В.Куклин

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИЙ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 110-150 КВ\*

#### Аннотация

Приводятся результаты экспериментальных исследований распространения и деформации волн напряжения, приходящих на ошиновку и оборудование подстанций классов напряжения 110-150 кВ по воздушным линиям. Показано, что на вводах трансформаторов возникают перенапряжения, значительно превышающие остающееся напряжение на ОПН, превосходящие нормированные испытательные напряжения изоляции силовых трансформаторов при полном грозовом импульсе 1.2/50 мкс.

#### Ключевые слова:

волновые процессы на шинах подстанций, грозовая волна, перенапряжения, остающееся напряжение.

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 09-08-00276).

#### A.N.Danilin, V.N.Selivanov, P.I.Prokopchuk, V.V.Kolobov, D.V.Kuklin

# EXPERIMENTAL RESEARCH OF WAVE PROCESSES IN BUSBARS OF 110-150 KV SUBSTATION

Abstract

Information is given on the results of further experimental studies on the propagation and deformation of voltage waves, coming from overhead lines on busbars and substation equipment of 110-150 kV voltage class. It is shown that overvoltages at the terminal of voltage transformers are exceed remaining voltage on the arresters and normalized test voltages of transformers isolation under lightning impulse 1.2 / 50  $\mu$ s.

#### Keywords:

waves processes on substation busbars, surge wave, overvoltages, remaining voltage.

Ранее нами приводились результаты исследований на подстанции № 204 класса напряжений 330 кВ [1]. Большие габариты подстанции и значительная удаленность силовых трансформаторов от защитных аппаратов позволили предположить, что перенапряжения на вводах трансформаторов будут иметь значительную величину, вызванную резонансными колебаниями в контуре трансформатор – ОПН. Опыты на подстанции № 204 подтвердили это предположение. Величина напряжения на вводах трансформатора была выше остающегося напряжения ОПН в 2.3 раза.

В нормативных документах по защите основного оборудования подстанций [2-4] приводятся нормированные испытательные напряжения ( $U_{\rm исп}$ ) изоляции силовых трансформаторов полным грозовым импульсом 1.2/50 мкс и остающиеся напряжения ОПН разных заводов-изготовителей ( $U_{\rm ост}$ ) при токе грозового импульса 10 кА (табл.1).

При соотношении напряжения на вводе трансформатора к остающемуся на ОПН, равному 2.3, напряжение на вводе трансформатора 330 кВ может составить, в зависимости от ОПН разных заводов-изготовителей, 1400-1600 кВ, что значительно превышает испытательное напряжение, которое по ГОСТ [3] при испытаниях не может прикладываться более 3 раз, в силу опасности повреждения изоляции трансформатора. К сожалению, в нормативных документах не указано допустимое превышение напряжения. В любом случае эта величина не должна превышать значение испытательного напряжения.

Таблица 1

_	_	
Класс напряжения, кВ	$U_{ m исп}, \kappa { m B}$	$U_{\rm oct}$ ОПН, кВ
110	480	222-280
150	550	332-365
330	950	608-696

Испытательные напряжения трансформаторов и остающиеся напряжения ОПН для различных классов напряжения

С целью накопления исходного материала для изучения этого вопроса и разработки рекомендаций по улучшению защиты основного оборудования подстанций такие исследования были выполнены на ряде подстанций ОАО «Колэнерго» классов напряжения 110-150 кВ: на двух подстанциях 110 кВ (№ 15 и № 360) и на одной – 150 кВ (№ 112). В данной статье приведены результаты этих исследований.

Методика выполнения исследований и генераторно-измерительная аппаратура были такими же, что и в опытах на подстанции 330 кВ.

Методика и результаты измерений на подстанции № 15 (110 кВ). В методике моделирования грозовых волн и их регистрации на оборудовании подстанций 110-150 кВ, исходя из опыта моделирования на подстанции 330 кВ, приняты следующие допущения, которые позволили значительно упростить опыты.

1. Следует отметить, что собственная емкость ОПН практически не влияет на колебания в контуре  $C_{\rm oбм\ T.} - L_{\rm конт.} - ОПН$ , где  $C_{\rm oбm\ T.} -$  емкость вторичной обмотки трансформатора,  $L_{\rm конт.}$  – индуктивность контура, при этом принимается, что динамическое сопротивление ОПН при его работе на напряжении, превышающем остающееся, близко к нулю; его емкость зашунтирована этим сопротивлением, и на порядки меньше емкости обмоток трансформатора и практически не сказывается на переходных процессах в этом контуре. В связи с этим при проведении исследований принято решение использовать ту же группу модельных ОПН, что и на подстанции 330 кВ.

2. В принципе интерес представляет величина перенапряжения на вводе силового трансформатора, которая при моделировании является относительной по отношению к остающемуся напряжению на ОПН.

План подстанции № 15, способ и место подключения генератора импульсов (ГИН) при моделировании грозовой волны и точки измерений импульса, приходящего на аппараты подстанции, приведены на рис.1. Из рисунка видно, что ГИН был размещен в 3 км от подстанции и был подключен к фазному проводу (фаза А) у опоры № 60 ВЛ-107.



Рис.1. План размещения оборудования на ПС-15 с местом подключения импульсного генератора и точками измерений (вторая ячейка)

Результаты измерений в виде осциллограмм приведены на рис.2-4. Показано, что при отсутствии короны деформация импульса при прохождении по участку линии длиной 3 км от места генерирования до ввода Тгр-1 заключается в увеличении длительности фронта от 0.15 до 1.5 мкс, т. е. в 10 раз.

Относительное превышение напряжения на вводе Trp-1 над остающимся напряжением на ОПН составило 1.85.



Рис.2. Импульс напряжения, генерируемый в линию Л-107



Рис.3. Напряжение на вводе Тгр-1 при отсутствии ОПН-5



Рис.4. Напряжение на вводе Тгр-1 и ОПН при включенном ОПН-5

Методика и результаты измерений на подстанции № 360 (110 кВ). Следует отметить, что выполнение экспериментов подобного рода с генерацией импульса в воздушную линию (ВЛ) и измерение волн в узловых точках подстанции организовать крайне тяжело, поскольку такие опыты можно выполнить только в нерабочее время при выводе в плановый ремонт как подстанции, так и подходящей к ней ВЛ. Такое совпадение графиков ремонтов крайне редко. В связи с этим была разработана методика выполнения экспериментов с генерированием импульсов, имитирующих грозовую волну, в шину разъединителя со стороны подстанции при отключенном линейном разъединителе.

Для имитации деформации волны после прохождения ее по ВЛ в схему генератора вносятся элементы, позволяющие регулирование фронта генерируемого импульса.

Опыты с генерацией импульсов на входе подстанций выполнены на ПС № 360 и № 112.

План подстанции № 360, способ и место подключения генератора импульсов при моделировании грозовой волны и точки измерений импульса, приходящего на аппараты подстанции, приведены на рис.5. Как указано выше, генератор был подключен к шинному разъединителю, при этом регулировался фронт генерируемого импульса.



Рис.5. План размещения оборудования на ПС-360 с местом подключения импульсного генератора и точками измерений (вторая ячейка)

Основные результаты измерений, включая относительное превышение напряжения на вводе Т-2 над остающимся напряжением на ОПН, представлены на осциллограммах (рис.6-9). Показано, что в зависимости от длительности фронта волны, приходящей на ввод трансформатора, превышение составляет от 1.65 до 2.0.



Рис.6. Напряжение на вводе Т-2 при отсутствии ОПН и пологом фронте



Рис.7. Напряжение на вводе Т-2 при отсутствии ОПН и крутом фронте



Рис.8. Напряжение на вводе Т-2 и ОПН при включенном ОПН-5 и пологом фронте



Рис.9. Напряжение на вводе Т-2 и ОПН при включенном ОПН-5 и крутом фронте

Методика и результаты измерений на подстанции № 112 (150 кВ). План подстанции, способ и место подключения генератора импульсов при моделировании грозовой волны, а также точки измерений импульса, приходящего на аппараты подстанции показаны на рис.10. Как и в опытах на подстанции № 360, генератор был подключен к шинному разъединителю, при этом регулировался фронт генерируемого импульса. Результаты измерений, включая относительное превышение напряжения на вводе Т-2 над остающимся напряжением на ОПН, представлены в виде осциллограмм (рис.11-14). Как и на подстанции № 360, в зависимости от длительности фронта волны, приходящей на ввод трансформатора, превышение составляет от 1.6 до 2.0.



Рис.10. План размещения оборудования на ПС-112 с местом подключения импульсного генератора и точками измерений (вторая ячейка)


Рис.11. Напряжение на вводе Т-2 при отсутствии ОПН и пологом фронте



Рис.12. Напряжение на вводе Т-2 при отсутствии ОПН и крутом фронте



Рис.13. Напряжение на вводе Т-2 и ОПН при включенном ОПН-5 и пологом фронте



Рис.14. Напряжение на вводе Т-2 и ОПН при включенном ОПН-5 и крутом фронте

# Обсуждение результатов

1. Во всех опытах было показано, что напряжение на вводе трансформаторов, по сравнению с остающимся напряжением на ОПН, больше в 1.6-2 раза, в зависимости от фронта волны, набегающей по ошиновке на ОПН и трансформатор.

2. Волна, приходящая на ОПН, даже при длительном фронте (>2 мкс) при срезе ее ОПН превращается в волну с крутым фронтом, при этом, чем больше амплитуда волны, тем круче фронт.

3. В табл.2 приведены данные по перенапряжениям на вводах трансформатора при длительностях фронта набегающей волны  $\tau_{\phi} \approx 2$  мкс. Показано, что перенапряжения при нормированных значениях остающегося напряжения на ОПН близки или превышают величину испытательного напряжения изоляции трансформаторов.

# Таблица 2

Класс	Испытательное	Остающееся			
напряжения	напряжение	напряжение			
подстанции,	трансформаторов,	ОПН, кВ	Nº 15	№ 360	№ 112
кВ	кВ		(110 кВ)	(110 кВ)	(150 кВ)
110	480	222-280	422-532	444-560	
150	550	332-365			662-730

Значения перенапряжений на вводах трансформаторов

4. Полученные результаты показывают, что задача защиты основного оборудования подстанций от набегающих грозовых волн при использовании ОПН, имеющих при срезе волн малые динамические сопротивления по сравнению с ранее применяемыми вентильными разрядниками, требует дальнейшего рассмотрения и переоценки защитных свойств ОПН. По всей видимости, требуется дальнейшее накопление экспериментальных данных, т.е проведение подобных опытов на большем числе подстанций, с тем, чтобы начать разработку концепции по улучшению защиты основного оборудования подстанций.

# Литература

- Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции / А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, В.В.Колобов, Д.В.Куклин, В.Н.Селиванов // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Апатиты: Изд-во Кольского науч. центра РАН, 2010. Вып.1. С.17-25.
- Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ / РАО «ЕЭС России». М., 2000.
- 3. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. М., 1996.
- ГОСТ 1516.2-97. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции. М., 1997.

#### Сведения об авторах

## Данилин Аркадий Николаевич,

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

### Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

#### Прокопчук Павел Иванович,

ведущий инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

## Колобов Виталий Валентинович,

старший научный сотрудник лаборатории 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: 1\_i@mail.ru

### Куклин Дмитрий Владимирович,

инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физикотехнических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

Эл. почта: <u>kuklindima@gmail.com</u>

# УДК 621.311

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

# ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ВХОДНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРУНТА\*

### Аннотация

Приведены сведения по частичному решению следующих задач:

1. Создание лабораторного стенда для исследования импульсных процессов на заземлителях и разработка генерирующей и измерительной аппаратуры для выполнения исследований импульсных процессов в малых объемах грунта.

2. Исследование процессов искрообразования в грунте на лабораторных моделях элементов заземлителей при напряжениях ГИН до 60 кВ (длины элементов – несколько десятков сантиметров).

3. Создание математической модели процессов искрообразования в грунте. Приведенные экспериментальные и расчетные результаты можно расценить как «пристрелочные», позволяющие корректировать объем работы и ее главные направления.

Ключевые слова:

лабораторный стенд, импульсные процессы на заземлителях, генерирующая и измерительная аппаратура, процессы искрообразования в грунте, математическая модель процессов искрообразования.

# A.N.Danilin, V.N.Selivanov, P.I.Prokopchuk, V.V.Kolobov, M.B.Barannik

# LABORATORY STUDIES OF NON-LINEAR INPUT IMPEDANCE EARTHING ELECTRIC DEVICES UNDER CONDITIONS OF HIGH SOIL RESISTIVITY

#### Abstract

Information is given on a partial solution of the following tasks:

1. Creating a laboratory stand for investigation of pulsed processes on earthing, including the design of generating and measuring equipment for research of pulsed processes in small volumes of soil.

2. Investigation of processes of sparking in the ground in laboratory models of elements earth electrodes at GIN voltages up to 60 kV (the length of the elements – a few tens of centimeters).

3. Creating a mathematical model of sparking in the soil.

The experimental and calculated results can be interpreted as initial, allowing to adjust the volume of work and its main direction.

#### Keywords:

laboratory stand, sparking in the ground, generating and measuring equipment, mathematical model of sparking.

Создание лабораторного стенда для исследования импульсных процессов в подземных проводниках и разработка генерирующей и измерительной аппаратуры. Схема импульсного генератора для исследования импульсных процессов в подземных проводниках (включая измерительные элементы: делитель напряжения и токовый шунт) приведена на рис.1.

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

Предварительные опыты в малообъемной ванне (480x230x180 мм) показали, что пробой с заглубленного проводника на корпус ванны наступает при сравнительно низких напряжениях (до 30 кВ и ниже, в зависимости от формы проводника).

Для изучения процессов при более высоких напряжениях, при которых возникает устойчивое искрообразование, опыты были продолжены в баке большего объема (длина и ширина 700х450 мм, глубина – 400 мм). В этом случае процессы искрообразования, фиксирующегося по снижению импульсного сопротивления подземного проводника, начинались, в зависимости от конструкции проводника, с 20 кВ, а пробои грунта – при напряжениях в интервале 54-60 кВ. Общий вид установки, включая генератор импульсов, приведен на рис.2.



# Рис. 1. Схема импульсного генератора, подключенного к нагрузке:

 $R_3$  – зарядное сопротивление;  $C_{2uh}$  – емкость генератора; P – разрядник;  $R_2$ ,  $L_2$  – гасящие сопротивление и индуктивность;  $R_{d1}$ ,  $R_{d2}$  – сопротивления делителя напряжения;  $R_{u}$  – сопротивление токового шунта

Опыты проводились на подземных проводниках нескольких конструкций. На рис.3-6 представлены конструкции проводников и приведены их размеры.

Проводники погружались в грунт на глубину 5 см (верхний край проводника от поверхности грунта), за исключением электрода-полусферы. Грунт – увлажняемый песок, гранулометрический состав которого 0.1-2.0 мм.



Рис.2. Общий вид ванны с грунтом и импульсным генератором



Рис.3. Сферический электрод. Диаметр шара D = 40 мм



Рис.4. Горизонтальный электрод с полусферами на концах. Длина проводника L = 300 мм, диаметр провода d<sub>1</sub> = 2.5 мм, диаметры полусфер d<sub>2</sub> = 6 мм



Рис.5. Горизонтальный электрод. Длина проводника L = 300 мм, диаметры полусфер d<sub>2</sub> = 6 мм



Рис.6. Вертикальный электрод. Длина проводника L = 100 мм, диаметры проводника d = 6 мм

Для выполнения измерений удельного сопротивления влажного грунта был изготовлен коаксиальный пробник (рис.7). Сопротивление грунта R в такой системе и, соответственно, удельное сопротивление грунта  $\rho$  равны:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln\left(\frac{D}{d}\right); \qquad \rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)}.$$

При данных конструктивных параметрах пробника и измеренном сопротивлении грунта удельное сопротивление определяется: р=0.98R.

Параметры генераторно-измерительной системы.

 $U_3 = 0.60$  кВ;  $C_{\text{гин}} = 01$  мкФ;  $R_{\text{д1}} = 13610$  Ом;  $K_{\text{д}} = 2791$  – сквозной коэффициент деления делителя;  $R_{\text{ш}} = 1.4$  Ом,  $K_i = 0.506$  В/А – сквозной коэффициент деления шунта.



Рис.7. Коаксиальный пробник для определения удельного сопротивления влажного грунта

Сквозные коэффициенты деления определяются путем градуировки измерительного устройства вместе с кабелем и согласующим сопротивлением на конце кабеля (кабель РК-50). При измерениях токов пробоя грунта в токовый канал добавлялся делитель 1:100. Для измерений использовался цифровой осциллограф типа АКИП-4113/2

Результаты исследования импульсных процессов в подземных проводниках. Результаты экспериментальных исследований представлены осциллограммами (рис.8-14). В этой серии опытов грунт имел *р*=1.38 кОм⋅м, влажность 10%.

В данной серии опытов основной задачей было изучение динамики изменения сопротивления заземлителей различной конфигурации в зависимости от напряженности поля на его поверхности и определение критического значения напряженности ( $E_0$ ), при которой начинается искрообразование в грунте и образование вокруг проводника ионизированного чехла, снижающего его сопротивление. На осциллограммах и расчетных зависимостях (рис.8-13) приведены токи и напряжения на электроде в зависимости от его формы и напряжения генератора импульсов, а также расчетные динамические сопротивления электрода. На рис.8-10а представлены напряжения, при которых развивается указанный ток. Приведены наиболее отличающиеся осциллограммы процессов для вертикального, горизонтального и полусферического электродов. Из приведенных осциллограмм видно, что процесс искрообразования, резко снижающий динамическое сопротивление электрода в земле, зависит импульсного напряжения, а также формы и площади электрода.

Другой задачей было изучение процесса пробоя больших промежутков грунта. Результаты этих процессов приведены на рис.11 для одного из типов электродов (сфера, на половину погруженная в грунт).

Опыты с пробоем грунта показали, что канал пробоя формируется крайне медленно, причем время пробоя имеет очень большой разброс.

ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОД







44

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОД





а – токи и напряжения; б – динамические сопротивления

ЭЛЕКТРОД - ПОЛУСФЕРА





а – токи и напряжения на электроде; б – динамические сопротивления



Рис.11. Осциллограммы тока и напряжения на электроде при пробое грунта (сфера, наполовину погруженная в грунт)

Оптические и визуальные наблюдения процессов искрообразования в грунте. Целью оптических и визуальных наблюдений процессов искрообразования в грунте является изучение процессов развития искрового разряда в увлажненном грунте вблизи поверхности высоковольтного электрода.

Устройство установки. В стеклянном цилиндре выполнено омеднение внутренней поверхности медной фольгой. В омеднении оставлено окно, в центре которого на поверхность стекла приклеен медный круг (высоковольтный электрод) диаметром 30 мм, к которому подведен изолированный провод.

Полость цилиндра заполнена увлажненным песком. Внутреннее омеднение заземляется, на приклеенный медный электрод подается импульс высокого напряжения. Устройство установки приведено на рис.12.



Рис.12. Устройство установки для наблюдения процессов искрообразования в грунте

Безусловно, данное устройство не может служить достаточной моделью реального подземного проводника. В опыте предполагалось оценить, насколько процесс искрообразования дискретен, т.е. идет ли искрообразование со всей поверхности электрода (его края) или развиваются отдельные каналы разрядов.

Фотографии искровых каналов в грунте от края электрода в зависимости от приложенного напряжения приведены на фотографиях (рис.13). Съемка производилась в темноте на открытый объектив фотоаппарата, поэтому не отображает процесс в динамике.

Можно отметить, что каналы искр дискретны и начинаются с неких концентраторов, у которых поле наиболее неоднородно. С ростом напряжения интенсивность искрообразования возрастает.



Рис. 13. Искрообразование при  $U_{\text{гин}}$ , равном 15 кВ (а), 18 кВ (б), 21 кВ (в)

Моделирование процессов ионизации в грунте. Простейшей является модель с постоянной напряженностью электрического поля  $E_0$  на эквивалентной поверхности электрода с радиусом, равным радиусу зоны ионизации r в грунте. В общем случае

$$E_0 = \rho_0 \, \frac{I_d}{S(r)},\tag{1}$$

где S(r) – площадь поверхности зоны ионизации;  $E_0$  – пробивная напряженность электрического поля грунта (критическая, напряженность ионизации);  $I_d$  – ток, стекающий с заземлителя в землю;  $\rho_0$  – удельное сопротивление неионизированного грунта. В этой модели предполагается, что удельное сопротивление в зоне ионизации бесконечно мало и принимается равным 0.

Из выражения (1) определяется радиус зоны ионизации. Так, для горизонтальных и вертикальных заземлителей он вычисляется по формуле:

$$r = \frac{\rho_0 I_d}{2\pi l E_0},\tag{2}$$

где *l* – длина заземлителя.

На конце вертикального заземлителя необходимо увеличить зону ионизации за счет полусферической области, возникающей на конце заземлителя:

$$r = \frac{1}{2} \left( -l + \sqrt{l^2 + \frac{2\rho_0 I_d}{\pi E_0}} \right).$$
(3)

Для полусферического заземлителя получим следующее выражение:

$$r = \sqrt{\frac{\rho_0 I_d}{2\pi E_0}}.$$
(4)

Сопротивление заземлителя определяется только для зоны неионизированного грунта. Для полусферы радиусом r на границе раздела земля-воздух относительно бесконечно удаленной границы сопротивление заземлителя  $R_3$  вычисляется по формуле:

$$R_3 = \frac{\rho_0}{2\pi r}.$$
(5)

Расчеты проводились с помощью программы ATP-EMTP с параметрами импульсного источника, соответствующими параметрам экспериментальной установки (рис.14).

Напряженность  $E_0$  является неопределенным параметром модели. По разным источникам, эта величина для различных грунтов может принимать значение от 100 до 1000 кВ/м и имеет тенденцию к увеличению с ростом удельного сопротивления грунта. Измеренное при проведении экспериментов значение удельного сопротивления песка составляло около 1000 Ом·м, поэтому значение  $E_0 = 1000$  кВ/м наиболее реально и уточняется в ходе сравнения с результатами эксперимента.



Рис.14. Расчетная эквивалентная схема импульсного генератора

**Результаты** расчета для полусферического электрода. Полусферический электрод имел радиус 25 мм, удельное сопротивление песка 1000 Ом·м, зарядное напряжение конденсатора  $C_{ГИH}$  изменялось от 10 до 50 кВ. Сопротивление заземлителя в неионизированном состоянии 6400 Ом. При значении  $E_0 = 1000$  кВ/м первые признаки ионизации появляются при зарядном напряжении 25 кВ, что соответствует результатам эксперимента. С другой стороны, если в качестве критерия подгонки выбрать минимальное сопротивление ионизированного заземлителя и время деионизации заземлителя, то значение  $E_0$  необходимо снизить до 600 кВ/м.

Анализ кривой импульсного сопротивления заземлителя (рис.15) указывает на основной недостаток простейшей модели заземлителя – на отсутствие учета конечного времени протекания ионизационных процессов. Сопротивление заземлителя мгновенно спадает до значения, соответствующего сопротивлению ионизированного электрода с эквивалентным радиусом, полученным из условия критической напряженности на его поверхности. Затем сопротивление увеличивается до неионизированного состояния по мере уменьшения потенциала на электроде. В случае полусферы этот спад носит линейный характер.



Рис.15. Результаты расчета для полусферического заземлителя при зарядном напряжении U<sub>0</sub>=48.6 кВ

Этого недостатка лишена модель, предложенная в работе A.C.Liew и M.Darveniza "Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths" [1].

В ней учитывается тот факт, что удельное сопротивление грунта в зоне ионизации не нулевое, а зависит от плотности стекающего тока: в областях с плотностью тока, больше критической плотности  $I_C$ , удельное сопротивление меньше значения  $\rho_0$ . Ионизация почвы, кроме того, характеризуется гистерезисом на ветви деионизации (рис.16).



Рис.16. Зависимость удельного сопротивления грунта в зоне ионизации от амплитуды и знака производной плотности тока.

Удельное сопротивление в модели описывается функцией времени. На ветви роста тока в той области, где плотность тока превышает критическую  $I_C$ , выражение имеет вид:

$$\rho(t) = \rho_0 \exp\left(-\frac{t}{\tau_1}\right),\tag{6}$$

где время t отсчитывается от момента начала ионизации, а  $\tau_1$  – постоянная времени ионизации, которая является неопределенным параметром модели, который уточняется при сравнении с результатами эксперимента.

На ветви спада тока происходит деионизация искровой зоны и удельное сопротивление при плотностях тока, меньших критической, описывается зависимостью:

$$\rho(t) = \rho_i + (\rho_0 - \rho_i) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_2}\right) \right) \left( 1 - \frac{J}{J_C} \right)^2, \tag{7}$$

где  $\rho_i$  – удельное сопротивление на ветви деонизации при плотности тока, равной критической (вычисляется по формуле (6)),  $\tau_2$  – постоянная времени деионизации, которая является неопределенным параметром модели и уточняется при сравнении с результатами эксперимента.

Таким образом, одновременно существует три зоны:

1. Зона неионизированного грунта, где выполняются условия: *J*<*J*<sub>C</sub>, ρ= ρ<sub>0</sub>.

Сопротивление области для полусферического электрода рассчитывается по формуле:

$$R_{NI} = \frac{\rho_0}{2\pi} \frac{1}{r_d},\tag{8}$$

где *r*<sub>d</sub> – радиус зоны деионизации.

2. Зона деионизации, в которой  $J < J_C$ , удельное сопротивление вычисляется по формуле (7), а сопротивление зоны по формуле:

$$R_{DI} = \frac{\rho_0}{2\pi} \left( \frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_d} \right),\tag{9}$$

где *r<sub>i</sub>* – радиус зоны ионизации.

3. Зона ионизации, в которой  $J \ge J_C$ , удельное сопротивление вычисляется по формуле (6), а сопротивление зоны по формуле

$$R_I = \frac{\rho_0}{2\pi} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{r_i} \right),\tag{10}$$

где *r* – радиус полусферы.

Сопротивление заземлителя есть сумма сопротивлений трех зон:

$$R_3 = R_{NI} + R_{DI} + R_I \,. \tag{11}$$

На рис.17 показан результат расчета для полусферического электрода, описанного выше, при  $E_0$ =600 кВ/м и  $\tau_1$ = $\tau_2$ =5 мкс.



*Рис.17. Результат расчета динамического сопротивления для полусферического* электрода

Отличие от экспериментальных результатов объясняется отличием форм волн напряжения в реальном генераторе и в модели.

## Выводы

Как указывалось в задачах данной работы, полученные экспериментальные и расчетные результаты являются предварительными, которые можно сравнить с мировыми данными и найти отличия и новые явления, а также показать направление дальнейших исследований.

Результаты показали ряд значительных отличий от имеющихся в источниках и позволили сделать иные предварительные выводы. Например, опыты не согласуются с выводом в работе [2] о том, что на ошиновке больших размеров искрообразование отсутствует. Полученные данные позволили уточнить направление дальнейших исследований, а в публикациях по данной теме будет приведен более детальный анализ результатов, а также уточненная расчетная модель.

# Литература

- 1. Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths / A.C.Liew & M.Darveniza // Proc. IEE. 1974. Vol. 121, № 2. P. 123-135.
- 2. Рябкова Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения. М.: Энергия, 1978. 224 с.

## Сведения об авторах

### Данилин Аркадий Николаевич,

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

#### Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

## Прокопчук Павел Иванович,

ведущий инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

### Колобов Виталий Валентинович,

старший научный сотрудник лаборатории 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: <u>1\_i@mail.ru</u>

## Баранник Максим Борисович,

ведущий инженер лаборатории 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: maxbar@ien.kolasc.net.ru

# УДК 621.311

# Д.И.Власко, А.О.Востриков, А.П.Домонов, Ю.М.Невретдинов

# ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕГИСТРАЦИИ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СЕТИ\*

### Аннотация

В статье приведены результаты экспериментов по генерированию импульсных напряжений в ОРУ 110 кВ подстанции с одновременной регистрацией токов и напряжений в нейтрали трансформатора. Показана перспективность регистрации токов в нейтралях для локализации точки поражения ВЛ молнией и контроля грозовых перенапряжений. Выявлены проблемы обработки регистраций в нейтрали с помощью частотных передаточных функций трансформатора и датчика тока.

#### Ключевые слова:

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

подстанция, грозовые перенапряжения, нейтраль трансформатора, эксперимент, регистрация токов в нейтрали, передаточная функция. D.I.Vlasko, A.O. Vostrikov, A.P. Domonov, Y.M.Nevretdinov

# THE PROBLEMS AND PROSPECTS OF LIGHTNING OVERVOLTAGES REGISTRATION IN THE OPERATING NETWORK

Abstract

The experiment results according to generation of pulse voltages in the OSG 110 kV substation with simultaneous registration of currents and voltages at the transformer neutral has been examined in the article. The availability of currents registration at the neutrals for localization of overhead line affection point by lightning overvoltages control has been shown. The registrations elaboration problems at the neutral by means frequency transmission functions of transformer and current sensor has been discovered.

#### Keywords:

substation, lightning overvoltages, transformer neutral, experiment, current registration in the neutral, transmission function.

Введение. Линии электропередачи являются самыми протяженными элементами электрических систем, поэтому они наиболее часто подвергаются воздействию атмосферных перенапряжений. Образовавшись на линии, перенапряжения могут привести не только к перекрытию линейной изоляции, но в виде блуждающих волн доходят до подстанций и являются одной из возможных причин повреждения изоляции подстанции.

Повышение эффективности электрооборудования подстанции зависит от размещения и характеристик защитных аппаратов, условий формирования атмосферных перенапряжений на подходах воздушных линий (ВЛ) к подстанциям, включая импульсные характеристики заземлителей опор ВЛ, конструктивного исполнения линии и т.п.

В работах по исследованию систем показано, что применение стандартных мероприятий по ПУЭ [1] не всегда эффективно. В частности, в статье [2] показано, что даже при применении ОПН и размещении их в соответствии с требованиями ПУЭ возможно появление опасных грозовых перенапряжений от волн, набегающих по ЛЭП.

При этом их число увеличивается вследствие повышения вероятности обратных перекрытий с опоры на провод и перекрытиями на нескольких фазах.

Расчетная оценка показателей надежности грозозащиты базируется на большом числе исходных данных, основными из которых являются информация об интенсивности грозовой деятельности и данные о поражаемости элементов электрической сети.

Объективной информацией для корректировки исходных данных и методов расчета является данные эксплуатации о нарушениях в работе электрических сетей. Краткая характеристика информативности данных эксплуатации приведена в табл.1.

,
---

Данные эксплуатации	Прямая информация	Косвенная информация
Отключения	Интенсивность грозовой	Параметры токов молнии;
ЛЭП	деятельности	региональные особенности
Повреждаемость	Состояние оборудования	Обобщенные характеристики
оборудования		перенапряжений; качество
		обслуживания и ремонта
Срабатывание	Число атмосферных	Эффективность защиты подходов
защитных	перенапряжений;	ЛЭП;

Характеристика информативности данных эксплуатации

аппаратов	интенсивность грозовой	характеристики атмосферных				
	деятельности	перенапряжений на оборудовании				

Для сопоставления поражаемости подстанций и подходов ВЛ на рис.1 приведены сведения о зависимости относительной поражаемости, полученные для подстанций с ОРУ 110-330 кВ различных типов и конструктивного исполнения [2].



Рис.1. Зависимость относительной поражаемости подходов ВЛ от длины подходов

Из рис.1 видно, что число ударов молнии в подходы в подавляющем большинстве превышает число ударов молнии в ПС уже при длине подхода 0.3 км и увеличивается до 2-7.5 раза при длине подходов 1 км. Таким образом, число грозовых перенапряжений на оборудовании подстанций определяется разрядами молнии в прилегающие участки подключенных ВЛ. Отметим, что, согласно ПУЭ, длина опасной зоны (подходов) достигает 2 км [1], а карта распределения интенсивности грозовой деятельности составлена по данным 1960-х гг. Необходимость уточнения характеристик грозовой деятельности и поражаемости разрядами молнии элементов сети, а также статистические распределения параметров тока молнии отмечена в докладах на 2-й Российской конференции по молниезащите, где приводились примеры разработки аппаратуры дистанционной регистрации разрядов молнии [3].

Повышение достоверности информации о характеристиках электромагнитных воздействий в высоковольтной сети позволит оптимизировать системы грозозащиты, а также повысить эффективность конструирования электрооборудования и надежность работы электрических сетей.

В ЦФТПЭС КНЦ РАН длительное время разрабатывается метод регистрации токов в заземленных нейтралях силовых трансформаторов и автотрансформаторов в целях контроля распределения токов при экспериментальных исследованиях в действующей сети. Этот метод предполагает применение бесконтактных датчиков тока, накладываемых на шины заземления аппаратов или нейтралей трансформаторов и последующую интерпретацию результатов регистрации. Для регистрации низкочастотных токов использованы датчики тока на эффекте Холла [4, 5] с разъемной конструкцией магнитопровода.

С целью развития этого метода для контроля характеристик перенапряжений в действующей сети выполнены эксперименты на участке РУ

с подключенной ЛЭП с одновременной регистрацией тока в заземленных нейтралях силовых трансформаторов.

Экспериментальное моделирование импульсных процессов на ПС-15. ОРУ 110 кВ подстанции переведено в режим раздельной работы со снятием рабочего напряжения с одной из систем шин с подключенными трансформатором (Тгр-1) и воздушной ЛЭП (ВЛ). Схема ОРУ 110 кВ ПС-15 в экспериментальном режиме с выведенной из работы для генерирования импульсных напряжений линией Л-107 приведена на рис.2.



Рис.2. Принципиальная схема ОРУ 110 кВ ПС-15 при проведении экспериментов: ДН – делитель напряжения; ЭМДТ – электромагнитный датчик тока

Для экспериментов выделена ЛЭП Л-107, заземленная на противоположном конце, 1-я система шин с ТН, защитным аппаратом ОПН 110 и силовой трансформатор Trp-1. Нагрузка Trp-1 на сторонах 35 и 6 кВ отключена, выводы 35 и 6 кВ не заземлены. Генератор импульсных напряжений (ГИН) подключен к фазе А Л-107 на удалении около 3 км от ПС-15. Импульсные напряжения подавались от ГИН по фазе А линии Л-107 на 1 сш ОРУ 110 кВ и далее на трансформатор Тгр-1. Удаление по ошиновке ОПН 110 от Trp-1 составило около 20 м, ответвления ошиновок от 1 сш отключены разъединителями. Таким образом, условия формирования импульсных напряжений на Trp-1 в экспериментах и в нормальных режимах работы ОРУ 110 кВ ПС-15 существенно отличаются. В экспериментах выполнялись регистрации напряжения на вводах трансформатора Trp-1 и в разземленной нейтрали обмотки 110 кВ (с помощью делителей напряжения (ДН)) и тока в заземленной нейтрали (с помощью электромагнитного датчика тока (ЭМДТ)) (см. рис.2).

Кроме того, эксперименты выполнялись в двух вариантах формирования импульсных процессов: с моделью ОПН-110 и без этой модели. Модель ОПН-110 подключалась в месте размещения защитного аппарата ОПН-110 1-й системы шин только на фазе А, на которой формировался импульс напряжения. Моделирование вольт-амперной характеристики ОПН 110 кВ выполнено в масштабе 1:44 по току и напряжению.

Для иллюстрации информативности регистраций в нейтрали трансформаторов приведены осциллограммы напряжений (рис.3 и 4) на вводе Trp-1 (фаза A) и с выхода датчика тока в заземленной нейтрали обмотки 110 кВ для опыта 1 (без ОПН) и опыта 2 (с моделью ОПН-110).



Рис.3. Осциллограммы напряжений на фазе А Тгр-1 и с выхода датчика тока в заземленной нейтрали трансформатора

Аналогичные осциллограммы для опытов 3 и 4 в режиме изолированной нейтрали Trp-1 приведены на рис.4. Здесь также показаны напряжения в нейтрали Trp-1.

На рис.3 отмечены моменты времени появления отражений в точке регистрации (на Trp-1) от срабатывания модели ОПН (t1), от точки подключения ГИН к Л-107 (t2) и от противоположного конца Л-107, заземленного в экспериментах (t3 и t4). Точка t3 характеризует отражение волны, приходящей при срабатывании ГИН, а t4 – волны, отраженной от ПС-15. Таким образом, регистрации электромагнитным датчиком тока могут быть использованы также для определения места подключения ГИН (удара молнии) на ВЛ. При этом

видно, что прямая регистрация напряжения на проводе не дает этой информации вследствие влияния защитных аппаратов (опыт с ОПН).



Рис.4. Осциллограммы напряжений на фазе А Тгр-1 и в изолированной нейтрали трансформатора

Регистрации напряжения на изолированной нейтрали Trp-1 практически не дают непосредственной информации о процессе формирования перенапряжений (см. рис.4), так как начальная часть напряжения (0...20 мкс) сильно сглажена за счет влияния емкости обмоток 110 кВ трансформатора и волновых сопротивлений ошиновки и ВЛ фаз В и С. Это снижает информативность регистраций на разземленной нейтрали трансформаторов.

Как видно из рис.3, сигнал с выхода ЭМДТ (опыт с заземленной нейтралью) в начальной части имеет наложение колебательного процесса, обусловленного колебаниями тока в нейтрали и соответственно связанного с колебательной составляющей импульса напряжения на Trp-1. Это повышает информативность сигнала с ЭМДТ для определения параметров перенапряжений.

Результаты экспериментов в опытах с изолированной нейтралью (см. рис.4) показали, что уровень напряжения на изоляции нейтрали достигает максимума со значительным запаздыванием по времени – в опытах через 70 мкс. При расчетных исследованиях грозовых перенапряжений на подстанциях такой интервал времени не рассматривается.

Следует отметить, что в экспериментах уровень напряжения в нейтрали превысил остающееся напряжение на модели ОПН, что объясняется отсутствием этих моделей на фазах В и С. В нормальном режиме работы ОРУ перенапряжения в разземленной нейтрали будут ограничены за счет действия ОПН 110 и узлов разветвления ошиновки на фазах В и С.

На рис.5 представлены осциллограммы напряжений по рис.3 с разверткой до 10 мкс.

Как видно из осциллограмм рис.3, действие ОПН в экспериментальном участке ОРУ не эффективно. Наибольшее снижение напряжения на вводе трансформатора происходит после первого пика, и значительного ограничения первого максимума напряжения на Trp-1 от действия модели ОПН не происходит. Это объясняется значительным удалением ОПН 1 сш от Trp-1 (146 м по ошиновке) и отсутствием защитного действия узлов разветвления ошиновки к ВМШ и другим ВЛ в режиме раздельной работы ОРУ 110 кВ (см. рис.2). В результате произошло увеличение колебательной составляющей напряжения.

Осциллограммы напряжений на вводе Trp-1 (см. рис.5) дают информацию о величине импульсного напряжения на трансформаторе и защитном действии ОПН. Время t1 характеризует момент срабатывания ОПН от набегающей с Л-107 волны напряжения, а время t2 – момент прихода на ОПН отражения от Trp-1 волны (в обоих случаях с учетом времени распространения волны от ОПН до Trp-1 по ошиновке). Соответствующие осциллограммы с выхода датчика тока также позволяют определить указанные моменты времени t1 и t2, т.е. характеристики действия схемы защиты.



Рис.5. Осциллограммы напряжения на вводе трансформатора и на выходе датчика тока (ЭМДТ) в нейтрали

Интерпретация результатов регистрации. Решение задач диагностики электрооборудования часто выполняется с помощью передаточных функций в виде частотных характеристик оборудования. Рассмотрим возможность использования этого метода для контроля импульсных перенапряжений.

Для этого выполнены спектральные преобразования Фурье цифровых регистраций напряжений на вводах 110 кВ трансформатора и с выхода датчика ЭМДТ в опытах 1 (без ОПН) и 2 (с ОПН). Передаточные функции системы «Тгр – датчик ЭМДТ» в комплексной форме получены из выражений:

$$K_{T\mathcal{A},1}(f) = \frac{CU\mathcal{A}_1(f)}{CUT_1(f)}; \qquad K_{T\mathcal{A},2}(f) = \frac{CU\mathcal{A}_2(f)}{CUT_2(f)}$$
(1)

где  $\text{CUT}_1(f)$  и  $\text{CUT}_2(f)$  – векторы гармоник напряжения на вводе 110 кВ Тгр-1 в опытах 1 и 2 соответственно;  $\text{CUД}_1(f)$  и  $\text{CUД}_2(f)$  – векторы гармоник напряжения на выходе датчика тока в опытах 1 и 2 соответственно.

Сопоставление амплитудных (АЧХ) и фазовых (ФЧХ) спектров передаточных функций К<sub>ТД</sub>,1 и К<sub>ТД</sub>,2 для двух вариантов формирования импульсных напряжений представлены на рис.6.



# Рис.6. Сопоставление частотных характеристик передаточных функций $\times - в$ опыте $I(K_{TII}, 1 \ c \ O\Pi H)$ и $\Box - в$ опыте $2 \ (K_{TII}, 2 \ без \ O\Pi H)$

Как видно из рис.6, спектры передаточных функций системы «Тгр – датчик ЭМДТ» существенно отличаются в опытах 1 и 2, т.е. зависят от формы импульсных напряжений. Так АЧХ значительно различаются в диапазоне 1÷1.5 МГц, ФЧХ – в диапазоне 0.1÷1.1 МГц. В проведенных экспериментах наибольшее различие между характеристиками составило:

1) по модулю относительное  $\Delta |K_{T,Z}|^* = |K_{T,Z},1|/|K_{T,Z},2| = 1.71$  на частоте 1.1 МГц;

2) по фазе  $\Delta arg(K_{TД}(0.1 \text{ M}\Gamma \mu)) = 255^{\circ}$  на частоте 0.1 М $\Gamma$ и;

3)  $\Delta arg(K_{TД}(1.1 \text{ M}\Gamma \mu)) = 284^{\circ}$  на частоте 0.1 М $\Gamma$  µ.

Рассмотрим возможность восстановления напряжений на вводе трансформатора с помощью полученных частотозависимых передаточных функций. Проверку выполним для обеих передаточных функций  $K_{TД}$ , 2(f). Варианты спектров восстанавливаемых напряжений для опыта  $1 - CVT_{1,1}(f)$  и  $CVT_{1,2}(f)$ , а также для опыта  $-2 CVT_{2,1}(f)$  и  $CVT_{2,2}(f)$  определены путем обратного преобразования:

$$CVT_{1,1}(f) = \frac{CU\Pi_{1}(f)}{K_{T\Pi,1}(f)}; \quad CVT_{1,2}(f) = \frac{CU\Pi_{1}(f)}{K_{T\Pi,2}(f)};$$

$$CVT_{2,1}(f) = \frac{CU\Pi_{2}(f)}{K_{T\Pi,1}(f)}; \quad CVT_{2,2}(f) = \frac{CU\Pi_{2}(f)}{K_{T\Pi,2}(f)}.$$
(2)

Восстановление осциллограмм напряжений выполнено по формуле:

$$UV_{NO,NK}(t) = \sum_{k=0}^{M} \left( 2 \cdot \left| CVT_{NO,NK}(f_k) \right| \cdot \cos\left( 2 \cdot \pi \cdot f_k \cdot t + \arg\left( CVT_{NO,NK}(f_k) \right) \right) \right), \tag{3}$$

где t – интервал времени восстановления от 1 до 10 мкс; *NO* и *NK* – индексы номера опыта и номера передаточной функции  $K_{TД}$ , NK.

Результаты восстановления напряжений на Тгр-1 и их сопоставления представлены на рис.7.

а) опыт 1 с моделью ОПН



Рис.7. Сопоставление экспериментальной регистрации и восстановлений с помощью передаточных функций по опыту 1 (К<sub>тл</sub>,1) и опыту 2 (К<sub>тл</sub>,2)

Как видно из рис.7, применение передаточных функций в виде частотных характеристик для восстановления грозовых перенапряжений дает значительную погрешность, как в сторону занижения амплитуды (см. рис.7а), так и в сторону завышения амплитуды перенапряжений (см. рис.7б). Можно отметить, что применение передаточной функции из опыта 2  $K_{TД}$ ,2(f) для восстановления напряжения в опыте 1 позволяет воспроизвести форму напряжения, но с изменением соотношений первого и второго максимумов. В варианте восстановления напряжения по опыту 2 с помощью  $K_{TД}$ ,1(f) получено значительное искажение формы напряжения. Таким образом, применение передаточных функций системы «трансформатор – датчик ЭМДТ» в представленном виде не позволяет получить удовлетворительное восстановление характеристик перенапряжений.

## Выводы

1. Выполненные экспериментальные исследования показали, что регистрации токов в нейтрали позволяют получать информацию о процессах формирования грозовых перенапряжений на ВЛ, в том числе о месте поражения ВЛ молнией или возникновения обратного перекрытия. Применение передаточных функций в виде частотных характеристик дает значительные погрешности при восстановлении формы перенапряжений.

2. Выявлена возможность появления опасных грозовых перенапряжений на изоляции изолированных нейтралей силовых трансформаторов с запаздывание на десятки мкс.

## Литература

- 1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. / Госэнергонадзор. М., Энергосервис, 2002. 608 с.
- 2. Исследование защиты подстанции 150 кВ от грозовых волн с учетом реальных заземлителей опор ЛЭП на подходах / Д.И.Власко, Ю.М.Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2011. № 1, вып. 2. С.79.
- 3. Проблема дистанционного измерения тока молнии / Э.М.Базелян, М.И.Чичинский // Труды Второй росс. конф. по молниезащите. 2010.
- Совершенствование методов генерирования СНЧ-КНЧ электромагнитных полей с использованием промышленных ЛЭП и контроля влияния на действующую высоковольтную сеть и кабели связи / Ю.М.Невретдинов, И.М.Зархи, А.А.Жамалетдинов, Г.П.Фастий, И.Е.Кабеев, А.В.Бурцев. 2005. 68 с.
- 5. Расчетно-экспериментальные исследования влияния высоковольтной сети на кабельные линии связи / Ю.М.Невретдинов, А.С.Карпов, Г.П.Фастий // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов в высоковольтных сетях. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2008. 205 с.

## Сведения об авторах

# Власко Денис Игоревич,

стажер-исследователь лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А Эл. почта: den-energy@yandex.ru

## Востриков Александр Олегович,

лаборант лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А Эл. почта: vostrik-aleksandr@yandex.ru

## Домонов Александр Петрович,

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

### Эл. почта: domonovap@mail.ru

## Невретдинов Юрий Масумович,

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А Эл. почта: ymnevr@mail.ru

# УДК 621.311

# Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова, А.Н.Данилин, Т.К.Кузнецов, В.Н.Селиванов

# ЧИСЛЕННЫЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ \*

## Аннотация

В статье выполнен численный анализ результатов экспериментального исследования грозовых перенапряжений на высоковольтных подстанциях при ударах молнии в ВЛ. Выполнена оценка влияния различных упрощений и допущений в физической модели на развитие грозовых перенапряжений.

#### Ключевые слова:

моделирование, молния, грозовые перенапряжения, надежность.

## B.V.Efimov, N.I.Gumerova, A.N.Danilin, T.K.Kuznezov, V.N.Selivanov

# NUMERICAL AND EXPERIMENTAL ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF lightning OVERVOLTAGES ON THE SUBSTATIONS

#### Abstract

The article presents numerical analysis of the experimental investigations of the lightning overvoltage's on the high voltage substations at lightning strikes in transmission line. It was carry out the estimation of influence of different simplifications in the physical model on the development of lightning overvoltages.

#### Keywords:

modeling, lightning, lightning overvoltages, reliability.

Проблема грозозащиты оборудования открытых распределительных устройств (ОРУ), которая имеет место в воздушных линиях электропередачи (ВЛ), не теряет своей актуальности, так как появляется новое оборудование, новые защитные

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

аппараты. Для большинства нестандартных схем подстанций, схем с новым оборудованием, прежде всего с нелинейными ограничителями перенапряжений, для ситуаций, когда условия окружающей среды и параметры ВЛ отличаются от принятых в ПУЭ [1], единственно верным путем является численное моделирование грозовых перенапряжений с целью определения показателей надежности грозозащиты подстанций, рекомендуемые величины которых приведены в РД [2].

Теория и практика численного моделирования распространения волн в длинных линиях достаточно хорошо обоснована. Однако при проектировании защиты высоковольтного оборудования подстанций от грозовых волн, набегающих с линий, имеется еще много недостаточно проработанных моментов. Данная система не абсолютно соответствует теории длинных линий. Множество участков ошиновки различной длины, размещенных на разных высотах и под разными углами, имеют отличающиеся друг от друга параметры. Сравнительно небольшой длины спуски к оборудованию вообще проходят вертикально по отношению к уровню земной поверхности. В таких ситуациях возможно влияние концевого эффекта. Кроме того, фронты набегающих волн в некоторых случаях могут составлять доли микросекунд, а это уже требует учета излучения. И, наконец, модели самих высоковольтных аппаратов недостаточно обоснованы. Замена их входными емкостями базируется на ограниченном числе экспериментов. Расчетные методики чаще всего отсутствуют. Последний аспект также касается моделирования контура заземления подстанций в импульсном режиме. Имеются эксперименты, подтверждающие необходимость учета локального сопротивления заземления для ряда аппаратов подстанции, и численные оценки, свидетельствующие о возможном снижении эффективности защитных аппаратов в этих случаях. Однако экспериментальные исследования, подтверждающие влияние процессов в контуре заземления на работу защитных аппаратов, до сих пор отсутствовали.

В сентябре 2010 г. в КНЦ РАН был проведен импульсный обмер ОРУ 330 кВ подстанции ПС-204 [3]. Это позволяет проверить правильность принятых предпосылок в части моделирования волн напряжений и токов при грозовых воздействиях, а именно:

1. Моделирование распространения волн напряжений грозового происхождения в приходящих воздушных линиях и ошиновке подстанции. Оценка роли деформации волн за счет поверхностного эффекта в земле и проводах в величине возникающих перенапряжений.

2. Параметры входных емкостей высоковольтного оборудования и оценка достоверности такой модели.

3. Влияние локального сопротивления заземления подстанции на величины перенапряжений на защищаемом оборудовании, в первую очередь силовых трансформаторах.

4. Оценка показателей надежности грозозащиты рассматриваемой подстанции и анализ влияния различных факторов на их величину.

ПС-204 является транзитной подстанцией, которая связывает Кольскую атомную станцию и предприятие в пос.Титан (ПС-74) на стороне 150 кВ. На ПС-204 установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/330/150-80У1, со встроенными трансформаторами тока типа ТВТ-330-1 1000-750-600-400/1А. Для защиты от перенапряжений автотрансформаторов на стороне 330 кВ в настоящее время используются разрядники типа РВМГ-330МУ1; выключатели воздушные типа

ВВ-330Б-31,5/2000У1 330 кВ; 2000 А; 31.5 кА; трансформаторы тока типа ТФУМ-330А-У1 р/р/0,5 2000-1000-500/1А, разъединители типов РНД32-330/3200У1.

Одноцепная линия Л-404 связывает Кольскую АЭС с ПС-204,  $U_{\rm H}$ =330 кВ. Длина линии 59.726 км, она выполнена проводом 2хАС-300 (радиус расщепления 20 см, радиус составляющего 12 мм), трос ТК-70. Для осуществления высокочастотной связи по линии в фазах А и В установлены конденсаторы связи (КС) типов СМП-166/ $\sqrt{3}$  –14У1+, СМВ-166/ $\sqrt{3}$ , для защиты оборудования подстанции в этих же фазах используют высокочастотные заградители ВЗ-2000-0.5У1.

Высота подвеса ошиновки на ОРУ 330 кВ варьируется от 3 до 20 м. Разрез и план подстанции представлены на рис.1.

Принципиальная схема подстанции изображена на рис.2, эквивалентная расчетная схема – на рис.3. Положения коммутирующих аппаратов соответствуют моменту проведения исследований. Переход от принципиальной схемы подстанции к эквивалентной расчетной схеме выполнен по общим принципам, путем замены электрооборудования его входными емкостями.



б



Рис.1. План подстанции: а – вид сбоку (в разрезе); б – вид сверху



Рис.2. Принципиальная схема ОРУ 330 кВ ПС-204



Рис.3. Эквивалентная расчетная схема ОРУ 330 кВ ПС-204

Эквивалентные входные емкости оборудования (на фазу) выбирались в соответствии со справочными данными, приведенными в табл.1.

Таблица 1

	Эквивалентные входные емкости по						
Электрооборудование	данным ра	данным различных источников, пФ					
	[4]	[2]	[5]				
Силовые трансформаторы	2000	3000	2000-3000				
(автотрансформаторы)							
Выключатели воздушные							
во включенном положении	500	250					
в отключенном положении	300	250					
Трансформаторы напряжения	300	300					
Трансформаторы тока	300	900					
Разрядники и ОПН		100	300				

Емкости электрооборудования подстанции 330 кВ

Линия Л-404 на подходе к ПС-204 выполнена в основном на опорах П-330-1, кроме двух ближайших к ПС опор, которые имеют маркировку У-330-1. Эскизы опор приведены на рис.4. Параметры ВЛ на подходе к ПС приведены в табл.2 для верхней фазы. Гирлянда состоит из 19 изоляторов типа ПС70-Д (подвесной, стеклянный, на разрушающую электромеханическую нагрузку не менее 70 кН) и при высоте изолятора 0.127 м имеет длину 2.41 м. Сопротивления заземления опор были предварительно измерены в импульсном режиме. На подходе они колеблются от 14 до 70 Ом. Величины их приведены в табл.2.





Рис.4. Эскиз опоры: a – П330-1; б – У330-1

Таблица 2

Параметры ВЛ 404 на подходе к ПС-204

№	<i>R</i> <sub>оп</sub> ,	Тип	$\ell_{np}$ ,	<i>h</i> <sub>оп</sub> ,	$h_{np},$	$f_{np},$	$f_{\mathrm{TP}},$	х,	α,	$L_{\text{оп,}}$	N
	Ом	опоры	M	М	М	М	М	М	град	мкГн	1 <b>ч</b> пум
1	14	У330-1	49	36	27	4.5	3	3	16.8	21.6	212.53
2	36	У330-1	393	36	27	8	6	3	16.3	21.6	198.13
3	70	П330-1	274	32	27	7	5	2	19.2	19.1	173.75
4	36	П330-1	245	38	33	7	5	2	20.7	22.5	214.15
5	30	П330-1	405	38	33	8	6	3	28.8	22.5	210.31
6	54	П330-1	335	38	33	7	5	4	35.8	22.5	216.15
7	66	П330-1	435	38	33	8	6	5	41.7	22.5	212.31

ПРИМЕЧАНИЕ.  $R_{on}$  – сопротивление заземления опоры,  $\ell_{np}$  – длина пролёта,  $h_{on}$  – высота опоры,  $h_{np}$  – высота подвеса провода,  $f_{np}$  – стрела провеса провода,  $f_{\tau p}$  – стрела провеса троса, x – расстояние по горизонтали от троса до провода,  $\alpha$  – угол тросовой защиты,  $L_{on}$  – индуктивность опоры,  $N_{nym}$  – число прямых ударов молнии в год на 100 км за 100 грозовых часов.

\* В таблице указаны максимально возможные значения сопротивления заземления опор.

При выполнении импульсного обмера ОРУ 330 кВ ПС-204 генерирование проводилось в нижнюю фазу С приходящей линии, в которой отсутствует заградитель ВЧ-связи. Генератор импульсных напряжений был установлен около 3-й опоры на расстоянии 688 м от подстанции. Схема проведения эксперимента представлена на рис.5. Параметры генератора:  $U_{\rm имп} = 24$  кВ, емкость в ударе – 0.1 мкФ. В качестве устройства, моделирующего защитный аппарат, установлена группа из четырех последовательно соединенных ОПН типа S10K510 фирмы ЭПСОН (при 1 мА 820 В, при 25 А – 1355 В).


Рис.5. Схема проведения опыта

Напряжение фиксировалось на трансформаторе напряжения (TH), трансформаторе тока (TT), автотрансформаторе (AT) и модели защитного аппарата (ОПН) в различных режимах – при наличии модели защитного аппарата и его отсутствии. На рис.6-7 показаны осциллограммы напряжений на этих аппаратах.



Рис.6. Осциллограммы напряжения на автотрансформаторе (1) и ОПН (2): а – относительно спуска; б – относительно удаленной земли



*Рис.7. Осциллограмма напряжения: а – на трансформаторе напряжения; на трансформаторе тока* 

В настоящей статье приведены результаты первичного анализа полученных результатов для ситуации, когда на подстанции имеется защитный аппарат, в нашем случае его модель.

Комплекс расчетов по уточнению параметров высоковольтного оборудования подстанции и оценке степени влияния потерь за счет конечного сопротивления земли и проводов был выполнен с помощью программного комплекса *ATP*. В программном комплексе *ATP* была составлена расчётная схема OPУ 330 кВ (рис.8), на основе эквивалентной схемы, представленной выше на рис.3, вместе с приходящей ВЛ и моделью генератора импульсных напряжений. Вся ошиновка подстанции выполнена с учетом потерь.

Предыдущие исследования показали, что при грозовых воздействиях важную роль играет локальное заземление высоковольтных аппаратов подстанции. Это подтверждается осциллограммами на рис.6а. Напряжение на АТ превысило напряжение на модели ОПН больше, чем в 2 раза (12760 и 5630 кВ).

На рис.66 приведены напряжения на АТ и модели ОПН, зафиксированные относительно удаленной земли, т.е. относительно уровня нулевого потенциала. Видно, что напряжение на АТ практически не изменилось, а на модели ОПН увеличилось до 7078 кВ. Это может быть объяснено только

наличием локального сопротивления заземления. Проявляется оно в основном для защитного аппарата, так как, во-первых, соединение АТ с контуром заземления выполняется спусками со всех 4-х углов. Для защитных аппаратов выполняется, как правило, только один спуск. И, самое главное, через защитный аппарат протекает практически весь ток молнии, в данном случае – источника, а через все остальные аппараты – только емкостные токи. Тот факт, что разница между напряжениями на модели ОПН на графиках (рис.6а, б) уменьшается со временем, говорит о том, что помимо некоторого активного сопротивления схема заземления должна содержать реактивный элемент. При отсутствии дополнительной информации (импульса тока через заземление) самое простое – включить которая будет параллельно индуктивность, шунтировать сопротивление. Путем подбора были выбраны следующие параметры: активное сопротивление 10 Ом и индуктивность 25 мкГн.



Рис.8. Расчетная схема ОРУ 330 кВ в программе АТР

Чтобы достичь наилучшего совпадения расчетов и экспериментов, необходимо варьировать в разумных пределах, определяемых условиями проведения экспериментов и характеристиками системы, довольно большое количество параметров. Рассмотрим их влияние последовательно. Первичные расчеты выполнялись для эквивалентных емкостей из табл.1. Соответствующие осциллограммы напряжения на основном высоковольтном электрооборудовании, представлены на рис.9.



Рис.9. Осциллограммы напряжения на автотрансформаторе (a), трансформаторе напряжения (б) и трансформаторе тока (в) при справочных значениях входных емкостей

При сравнении опытных и расчётных осциллограмм напряжения на автотрансформаторе видно, что максимальные амплитуды и период колебаний различны. Максимальная амплитуда из опыта составляет 12763 В, а период равен 2 мкс. По результатам расчётов максимальная амплитуда напряжения на автотрансформаторе равна 11603 В при периоде 2.6 мкс. Таким образом, разница по амплитуде составляет 9.05%, что может быть существенным при расчёте показателя надежности грозозащиты подстанции. Поэтому возникла необходимость корректировки входных емкостей высоковольтного оборудования. Желаемые результаты были получены только при снижении емкости автотрансформатора до 1200 пФ. Варьирование остальных емкостей не дало практически заметного результата. Окончательно входные ёмкости оборудования представлены в табл.3. Ошиновка ОРУ, как было упомянуто выше, моделировалась линиями с потерями, с учетом конкретной геометрии, но в однофазной постановке.

Таблица 3

Расчетные значения емкости электрооборудования подстанции 330 кВ

Электрооборудование	Эквивалентные входные емкости, пФ
Силовые трансформаторы	1200
(автотрансформаторы)	
Выключатели воздушные	
во включенном положении	500
в отключенном положении	300
Трансформаторы напряжения	100
Трансформаторы тока	500
Разрядники и ОПН	100



На рис.10 дано сопоставление расчетных и экспериментальных результатов на упомянутых аппаратах.



Рис.10. Осциллограммы напряжения на автотрансформаторе (а), трансформаторе напряжения (б), трансформаторе тока (в) и ОПН (г) при скорректированных значениях входных емкостей. Обозначения на фрагменте г:

экспериментальное напряжение на ОПН относительно спуска;
 экспериментальное напряжение на ОПН относительно удаленной земли;
 экспериментальное напряжение на спуске ОПН относительно удаленной земли;
 расчётное напряжение на ОПН относительно удаленной земли;
 расчётное напряжение на ОПН относительно удаленной земли;
 расчётное напряжение на ОПН относительно удаленной земли;

Благодаря изменениям входных емкостей был получен период колебания на автотрансформаторе, практически равный экспериментальному, разница составляет сотые доли микросекунды. Также увеличилась максимальная амплитуда на автотрансформаторе, и теперь различие с опытом составляет 591 В (4.6%). И только это изменение позволило получить наиболее близкое совпадение экспериментальной и расчетной осциллограмм напряжения на трансформаторе напряжения.

Таким образом, видно, что представленные в нормативных документах входные емкости не вполне отвечают реальности.

Следующий этап – моделирование потерь в ВЛ и ошиновке подстанции вследствие конечного сопротивления земли и проводов с учетом скин-эффекта.

Воздушная линия в *ATP* моделировалась с помощью частотнозависимой модели JMarti, то есть в виде линии с потерями, зависящими от частоты. Во всех расчётах это было взято за основу, так как длина линии от генератора импульсных напряжений до входа на подстанцию составляет почти 700 м, и не учитывать потери было бы ошибкой. При использовании модели JMarti были заданы следующие параметры линии: внутренний радиус проводника – 0.5 см, внешний радиус проводника – 1.2 см, активное сопротивление провода на постоянном токе – 0.1 Ом/км, высота подвеса провода – 15 м, количество проводников фазы – 2, расстояние между проводниками фазы – 40 см. А также было задано сопротивление грунта, равное 1000 Ом·м.

Ошиновка реальной подстанции состоит из множества участков, которые имеют различные длины, размещены на разных высотах и под разными углами.

Соответственно, это будет приводить к изменению волнового сопротивления этих участков. Также важным вопросом при расчётах является учёт поверхностного эффекта в земле, так как от него зависит величина волнового сопротивления и потери. В табл.4 представлены параметры и волновые сопротивления ошиновки рассматриваемой подстанции с учётом и без учёта поверхностного эффекта.

Таблица 4

Номер	0	h v	74 . 14	7 01	7.0%
участка	<i>ℓ</i> , M	<i>и</i> <sub>ср</sub> , м	Г, М	$Z_{v}, OM$	Z, OM
1	20	14.4	0.06928	362	406
2	5	8	0.06928	327	392
3	14	7.5	0.06928	323	390
4	5	8.75	0.06928	332	394
5	4	10	0.06928	340	397
6	49	10	0.06928	340	397
7	38.2	10	0.06928	340	397
8	16	8.25	0.06928	328	392
9	6	7	0.06928	319	389
10	12	8	0.06928	327	392
11	6.5	8.5	0.06928	330	393
12	6.5	8	0.06928	327	392
13	11	7.5	0.06928	323	390
14	18	13.25	0.06928	357	404
15	28	18.5	0.06928	377	414
16	10	18	0.06928	375	413
17	10.5	18	0.06928	375	413
18	11	14	0.06928	360	405
19	9	13.5	0.06928	358	405
20	8.5	6	0.005	467	544

Влияние поверхностного эффекта на волновые сопротивления ошиновки подстанции

ПРИМЕЧАНИЕ.  $\ell$  – длина участка ошиновки,  $h_{\rm cp}$  – средняя высота подвеса провода, *r* – эквивалентный радиус провода,  $Z_{\rm v}$  – волновое сопротивление провода без учёта поверхностного эффекта в земле, *Z* – волновое сопротивление провода с учётом поверхностного эффекта в земле.

Для сопоставления с экспериментом рассматривалось 4 варианта, а именно:

1. Ошиновка подстанции выполнена из линий с потерями, то есть учитываются все параметры каждого участка. Как отмечено выше, в программе *ATP* это модель – JMarti. Входные емкости взяты из табл.3.

2. Ошиновка подстанции без потерь, но с различными волновыми сопротивлениями (учет высоты подвеса). Поверхностный эффект в земле не учитывался.

3. Ошиновка подстанции без потерь, но с одинаковыми усреднёнными волновыми сопротивлениями. Поверхностный эффект в земле не учитывался. Волновые сопротивления всех участков равны 350 Ом.

4. Ошиновка подстанции без потерь, но с одинаковыми усреднёнными волновыми сопротивлениями. Поверхностный эффект в земле учитывался. Волновые сопротивления участков равны 400 Ом.

Осциллограммы напряжения на автотрансформаторе представлены на рис.11. Основные результаты сведены в табл.5.



Рис.11. Осциллограммы напряжения на автотрансформаторе при различном задании ошиновки подстанции. • — вариант 1; □ — вариант 2; Δ — вариант 3; × — вариант 4

Таблица 5

Сравнительная таблица максимальных значений напряжений на автотрансформаторе

Вариант	Максимальное значение	Период колебания,
Бариант	напряжения, В	мкс
1	12173	2
2	12281	1.71
3	11962	1.68
4	12294	1.79
Эксперимент	12763	2

Из таблицы и осциллограмм следует, что наиболее близкое совпадение (и по амплитуде и по периоду) получается при моделировании линии с потерями. Однако это невозможно во всех программах. При сравнении остальных трёх вариантов видно, что усреднение волнового сопротивления ошиновки без учёта поверхностного эффекта в земле даёт наихудший результат. Таким образом, можно сделать вывод, что при моделировании ошиновки подстанции необходимо учитывать характеристики каждого участка в отдельности и поверхностный эффект в земле.

В настоящем эксперименте невозможно было учесть влияние импульсной короны, но именно она является основным фактором деформации волн грозового происхождения. В программе *ATP* отсутствует блок учета влияния импульсной короны, поэтому эта часть расчетов, а также расчеты, связанные с определением показателя надежности грозозащиты, были выполнены с помощью программы *Minsk*.

При расчетах показателя надежности грозозащиты подстанции использовалось два защитных аппарата: ОПН и РВМГ.

ОПН фирмы «Феникс» – ОПН-330/210-20/2200(V). Вольт-амперные характеристики ОПН и РВМГ представлены в табл.6.

Таблица б

Остающееся на ОПН напряжение, кВ							
амплитуда при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс		амплитуда при грозовом импульсе тока 8/20 мкс		вольт-амперная характеристика РВМГ			
<i>I</i> , кА	<i>U</i> , кВ	<i>I</i> , кА <i>U</i> , кВ		<i>I</i> , кА	<i>U</i> , кВ		
250	486	500	508	1000	500		
500	501	5000	568	3000	650		
1000	517	10000	596	10000	770		
2000	537	20000	633				
		40000	681				

Вольтамперные характеристики защитных аппаратов

Самым опасным для высоковольтного оборудования являются прорывы молнии мимо тросовой защиты вблизи входа воздушной линии на подстанцию. Были выполнены расчёты в программе *Minsk* для определения наименьших опасных амплитуд тока молнии относительно различных длин фронтов. Удар молнии проводился в первый пролёт на расстоянии 20 и 70 м от трансформатора напряжения, т.е. у первой и второй опор. Также изменяли сопротивление заземления защитного аппарата, было рассмотрено два варианта – нулевое и 10 Ом.

Результаты получены для двух защитных аппаратов: ОПН и РВМГ (табл.7). Допустимое напряжение для АТ в обоих случаях было принято равным 900 кВ.

Таблица 7

Наименьшие амплитуды тока молнии, опасные для автотрансформатора

	ОПН			РВМГ			
<i>R</i> <sub>опн</sub> =(	) Ом	$R_{\text{опн}} = 1$	0 Ом	$R_{\text{DBMF}}=0 \text{ OM}$		$R_{\text{DBME}} = 10 \text{ Om}$	
$\tau_{\phi}$ , MKC	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА	τ <sub>ф</sub> , мкс	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА	τ <sub>ф</sub> , мкс	$\tau_{\phi}$ , мкс $I_{M}$ , кА		<i>I</i> <sub>м</sub> , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
	При	ударе молн	ии в ВЛ і	на расстоян	ии 20 м о	т ТН	
0.483	2.46	0.483	2.41	0.484	1.97	0.484	2.13
0.965	3.39	0.965	3.26	0.967	2.6	0.968	2.7
1.45	4.98	1.45	4.76	1.45	3.59	1.45	3.72
1.93	6.64	1.93	6.38	1.93	4.79	1.94	4.48
2.41	8.28	2.41	6.74	2.42	4.63	2.42	4.14
2.9	7.49	2.9	8.17	2.9	5.1	2.9	4.4
3.38	8.47	3.38	8.71	3.39	5.74	3.39	5.12
3.86	9.68	3.86	9.6	3.87	5.74	3.87	4.82

Окончание	таблицы	7

1	2	3	4	5	6	7	8
	ОПН			РВМГ			
$R_{\text{опн}} = 0$	0 Ом	$R_{\text{опн}} = 1$	0 Ом	$R_{\rm pBMT}=0 {\rm Om}$		$R_{\rm pBMF} = 10  \rm Om$	
$\tau_{\phi}$ , мкс	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА	$\tau_{\phi}$ , мкс	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА	$\tau_{\phi}$ , мкс	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА	$\tau_{\phi}$ , мкс	<i>I</i> <sub>м</sub> , кА
	При ударе молнии в ВЛ				ии 70 м о	т ТН	
0.481	2.54	0.481	2.50	0.484	2.03	0.484	2.18
0.962	3.57	0.962	3.43	0.967	2.71	0.967	2.81
1.44	5.28	1.44	5.08	1.45	3.8	1.45	3.94
1.92	7.06	1.92	6.77	1.93	4.94	1.93	4.47
2.41	8.85	2.41	8.43	2.42	4.74	2.42	4.21
2.89	10.6	2.89	10.1	2.9	5.34	2.9	4.6
3.37	12.4	3.37	11.8	3.39	6.21	3.39	5.25
3.85	14	3.85	13.5	3.87	5.96	3.87	5

ПРИМЕЧАНИЕ.  $R_{\text{опн}}$  и  $R_{\text{рвыг}}$  – сопротивление заземления ОПН и РВМГ соответственно,  $\tau_{\phi}$  – длина фронта,  $I_{\text{м}}$  – амплитуда тока молнии.

Из табл.7 видно, что наименьшая амплитуда тока молнии, опасная для автотрансформатора, примерно линейно зависит от длины фронта. Так, для ОПН с сопротивлением заземления 10 Ом при длине фронта 0.5 мкс амплитуда равна 2.5 кА, а при 3.5 мкс – 12 кА. Также видно, что наименьшая амплитуда тока молнии схемы с использованием ОПН больше в среднем на 35%, чем амплитуда тока молнии схемы с РВМГ. Это говорит о том, что ОПН при прочих равных условиях лучше ограничивает перенапряжения, чем РВМГ. Учёт локального сопротивления заземления защитных аппаратов, как и ожидалось, приводит к снижению их защитных характеристик: для ОПН – на 11%, для РВМГ – на 6.5%.

Анализ грозоупорности ОРУ 330 кВ ПС-204 был проведён также с помощью программного комплекса *Minsk*.

Весь анализ был выполнен для автотрансформатора (узел 11 схемы на рис.3). Было рассмотрено 5 вариантов грозозащитных мероприятий. Первый вариант – у автотрансформатора установлен ОПН. Сопротивление заземления нулевое. По формуле Лоханина находим  $U_{\text{доп}}$ :

 $U_{\text{gon}} = 1.1 \times (U_{\Pi B} - 0.5 U_{\text{pa6.}\phi}).$ 

В соответствии с ГОСТ 1516.3-96 нормированное испытательное напряжение полного грозового импульса для схемы с применением ОПН составляет 330 кВ, для класса напряжения 950 кВ. Тогда допустимое напряжение для автотрансформатора составит 900 кВ.

Второй вариант отличается от первого тем, что сопротивление заземления ОПН принято равным 10 Ом.

Третий вариант – у автотрансформатора установлен РВМГ. Соответственно, учитывая, что по ГОСТ 1516.3-96 нормированное испытательное напряжение полного грозового импульса для схемы с применением вентильного разрядника составляет для класса напряжения 330 кВ – 1050 кВ, получим допустимое напряжение для автотрансформатора 1000 кВ. Сопротивление заземления равно нулю.

Четвертый вариант отличается от третьего тем, что сопротивление заземления РВ принято равным 10 Ом.

И, наконец, пятый вариант – в схеме используется ОПН, но допустимое перенапряжение на автотрансформаторе увеличено до 1000 кВ (как для PB), сопротивление заземления равно 10 Ом.

В табл.8 представлены результаты численного определения показателей надежности грозозащиты автотрансформатора от набегающих волн для пяти вышеупомянутых вариантов.

Таблица 8

Показатели надежности грозозащиты (Т) автотрансформатора, лет

1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	Регламентируемый показатель
вар.	вар.	вар.	вар.	вар.	надежности грозозащиты
1310	1030	3130	2030	2750	600-800

Во всех рассмотренных вариантах автотрансформатор достаточно защищен от грозовых воздействий, хотя и в разной степени. Из таблицы видно, что учет сопротивления заземления защитного аппарата снижает показатель надежности. В случае с использованием ОПН эта цифра снижается на 20%, а когда установлен РВМГ, – вовсе на 35%.

Также расчёты показали, что не всегда замена РВМГ на ОПН повышает надежность грозозащиты. Так показатель надежности при использовании РВМГ почти в 2.5 раза выше, чем при использовании ОПН. Такой результат в первую очередь объясняется тем, что в ГОСТ 1516.3-96 испытательное напряжение полного грозового импульса, по которому определяется допустимое напряжение, для схемы с ОПН задано на 10% ниже, чем для схемы с РВ (950 кВ против 1050 кВ). Такие рекомендации исходят из того, что защитные свойства ОПН гораздо выше, чем у вентильного разрядника, и трансформатор можно выполнить с более низким уровнем изоляции. Однако реальная ситуация показывает, что снижение уровня изоляции трансформатора на 10% является не вполне оправданным.

Таким образом, 5-й вариант расчёта показывает, что если в схеме с ОПН увеличить допустимое напряжение для автотрансформатора на те же 10%, показатель надежности увеличится в 2.7 раза и станет несколько выше, чем в случае применения вентильного разрядника (вариант 4). Незначительное изменение допустимого напряжения может привести к существенному изменению показателей надежности, причем в обе стороны – как в сторону увеличения, так и в сторону снижения. Это в очередной раз подтверждает недопустимость подхода к схемам с нелинейными элементами, в которых к тому же развивается колебательный переходный процесс с принципами, допустимыми для линейных систем.

## Выводы

1. Экспериментально доказано, что локальное сопротивление заземления защитного аппарата повышает перенапряжения на защищаемом оборудовании при грозовых воздействиях.

2. Реальная входная ёмкость автотрансформатора отличается от справочной более чем в 2 раза в сторону уменьшения, что существенно влияет на величину и период перенапряжения на нем.

3. При расчетах грозовых перенапряжений необходимо учитывать реальные потери в проводах и грунте с учетом скин-эффекта.

4. Прорывы молнии мимо тросовой защиты вблизи подхода к подстанции могут привести к появлению недопустимых перенапряжений практически почти для всех амплитуд токов молнии. Соответственно, первый

пролет должен быть защищен от прямых ударов молнии с такой же степенью надежности, как и территория подстанции.

5. Переход от вентильных разрядников к нелинейным ограничителям перенапряжения в директивных документах (ГОСТ, ПУЭ) сопровождается не вполне верными допущениями.

6. Изменение допустимого напряжения всего на 10% может привести к изменению показателя надежности грозозащиты в 2 раза.

# Литература

- 1. Правила устройства электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2003. 928 с.
- Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / под науч. ред. Н.Н.Тиходеева. СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
- 3. Анализ надёжности грозозащиты подстанций / М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И.Гумерова. Л.: Наука, 1981.
- 4. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А.Баумштейна, С.А.Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 5. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции / А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, В.В.Колобов, Д.В.Куклин, В.Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2010. Вып. 1.

# Сведения об авторах

## 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

# Гумерова Натэлла Идрисовна,

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с. Россия, Санкт-Петербург, Политехническая ул., д.29 Тел. 8-911-257 3809 Эл. почта: nigumerova@mail.ru

## Данилин Аркадий Николаевич,

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

# Кузнецов Тимофей Константинович,

студент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений», Санкт-Петербургского государственного политехнического университета Россия, Санкт-Петербург, Политехническая ул., д.29

## Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

# УДК 621.311

## Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ РАСЧЕТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГРОЗОВЫХ ВОЛН В КОРОНИРУЮЩЕЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МЕТОДОМ БЕГУЩИХ ВОЛН\*

## Аннотация

Подробно рассмотрены вопросы расчета микросекундных волновых процессов в линиях электропередачи методом бегущих волн с учетом влияния короны на матрицу поперечных проводимостей линии. На примере трехпроводной линии выполнен анализ погрешностей моделирования короны дискретно расставленными узлами с многополюсниками, состоящими из нелинейных добавок к коэффициентам электростатической индукции. Получено совпадение результатов расчетов модальным и волновым методами для примера линии в габаритах линии электропередачи класса 110 кВ.

#### Ключевые слова:

грозовые волны, искажающие узлы, корона, моделирование схемами с сосредоточенными нелинейными параметрами.

## B.V.Efimov, N.I.Gumerova

# METHODOLOGICAL ASPECTS OF CALCULATION THE SURGE WAVES PROPAGATION ON TRANSMISSION LINE WITH CORONA USING TRAVELING WAVES METHOD

## Abstract

Problems of calculation of microseconds wave processes at power transmission lines by moving wave technique, allowing for corona influence to shunt admittance matrix, are considered in detail. Corona was simulated by discretely situated nodes with multiport circuits, consisting by nonlinear additions to coefficients of electrostatic induction. For the corona simulating inaccuracies analysis was carried out. Mode and wave calculation method results coincide for the 110 kV transmission line model.

#### Keywords:

surge waves, distorting nodes, corona, modeling of nonlinear circuits with lumped parameters.

В основе всех известных методов расчета деформации фронтов волн при напряжении выше начала короны лежат нелинейные вольт-кулоновые характеристики коронирующих проводов, полученные на высоковольтных экспериментальных установках. В частности, такие эксперименты, выполненные на участках реальных проводов ВЛ, подробно описаны в статьях [1, 2]. В этих работах даны аппроксимирующие выражения для динамического же потенциального коэффициента коронирующего провода. Показано, что с большой степенью точности в многопроводной постановке задачи можно считать зависящими от зарядов на проводе и вокруг него только собственные потенциальные коэффициенты. Все взаимные потенциальные коэффициенты можно полагать постоянными, вычисленными по обычным формулам в электростатическом приближении. Исходя из этих соображений разработан метод расчета волновых процессов в коронирующих ВЛ, основанный на разложении приращений напряжений и зарядов на проводах на модальные

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

составляющие, каждая из которых распространяется по линии со своей скоростью. Будем называть этот метод модальным (ММ).

Физика процесса и практические вопросы численной реализации этого метода для двухпроводной и многопроводной линий подробно рассмотрены в работах [3, 4]. Предполагается, что каждая точка фронта исходной волны (фиксированного значения напряжения) при x=0 распространяется по линии с эквивалентной скоростью, несколько меньшей скорости света в воздухе (с), то есть при наличии короны происходит дополнительное запаздывание точек фронта, нелинейно нарастающее (для фиксированного x) по мере увеличения заряда на проводе и вокруг него. С увеличением х дополнительное запаздывание растет линейно. Эти два обстоятельства и формируют фронт волны. Такое запаздывание достаточно просто вычисляется для однопроводной линии [5]. Более сложно оно определяется в многопроводной постановке задачи [3, 4], но суть модели от этого не меняется. Метод пригоден только для однородной линии без потерь, которая начинается при х=0 и уходит в бесконечность  $(x \rightarrow \infty)$ . Тем не менее, при решении телеграфных уравнений однородной линии (при заданной модели короны) не вводится никаких новых допушений. Решение лля скоростей является точным как в однопроводной. так И в многопроводной постановках задачи. Метод хорошо сходится при увеличении числа точек на фронте волны и на современных ПЭВМ является достаточно быстродействующим. Поэтому такой способ расчета деформации фронтов волн можно принять в качестве эталонного.

Принципиально другой подход используется при расчете волнового процесса в линии методом бегущих волн с дискретно расставленными искажающими узлами, моделирующими корону. Для той же однородной линии считается, что волны по всем проводам распространяются только со скоростью *с*. Потери в линии отсутствуют. Линия начинается при x=0, и ее длина настолько велика, что отражения от дальнего конца не успевают прийти в заданную точку x>0 во всем рассматриваемом диапазоне времен. При напряжении ниже начала короны волны, заданные при x=0, распространяются без искажений. Алгоритм расчета в этом случае обычный, описанный во многих работах. Исходя из некоторых неформализованных соображений о необходимой точности описания фронта волны, задается шаг по времени  $\Delta t$ . Например, для волны с экспоненциальным нарастанием напряжения на фронте с постоянной времени  $\tau_{\Phi}$ =0.2 мкс задается  $\Delta t$  =0.01 мкс, или примерно 50 точек на весь фронт. Он определяет шаг по длине линии  $\Delta x = \Delta t$  с (в примере – 3 м). Для каждого провода отводится 2 массива памяти для хранения значений падающих (прямых) и отраженных (обратных) волн. Прямые волны на каждом *j*-м шаге перемещаются на один элемент в сторону возрастания номеров элементов массива, что моделирует продвижение волн на  $\Delta x$  и одновременно переход от  $t_i$  к  $t_{i+1}=t_i+\Delta t$ . Пока отраженных волн нет, но можно считать, что во втором массиве в обратную сторону, то есть уменьшения номеров элементов массива, на том же *j*-м шаге по длине и времени перемещаются нули. Фактически элементы обоих массивов с одинаковыми номерами моделируют промежуточный узел схемы замещения линии, который волны проходят без искажений. В соответствии с работой [6] назовем такие узлы «пустыми». Продолжим пример. Для линии длиной 3 км и шага 3 м число таких узлов составит 1000. Время пробега волны

по этой линии без потерь – 10 мкс. Предположим, что будут рассчитываться формы волн в конце линии также до времени 10 мкс. Тогда общее время счета составит 20 мкс или 2000 шагов по длине и времени.

При превышении коронного порога хотя бы на одном из проводов, включаются искажающие узлы, расставленные через расстояние  $l_{y}$ , кратное  $\Delta x$ . Пусть  $l_{y} = 10 \Delta x$ . Тогда искажающие узлы вставляются в схему замещения вместо каждого десятого узла, или через 30 м. Отсюда корона моделируется участками  $l_{y}$ , в пределах каждого из которых параметры коронирующей линии считаются постоянными по длине. По времени эти параметры изменяются также ступенчато, но значительно чаще – с шагом  $\Delta t$ . Волны в каждом искажающем узле преломляются и отражаются. При этом многократно отраженные и преломленные волны в искажающих узлах играют очень существенную роль для формирования фронта волны на заданном расстоянии от начала линии. В частности, именно они формируют повышенные наведенные напряжения на изолированных от земли проводах по сравнению с наводками, рассчитанными в электростатическом приближении. Если в расчетах рассматривается промежуточная точка линии, то нужно учитывать отраженные волны, идущие с участка линии, расположенного за рассматриваемой точкой. Точное согласование линии в конце невозможно из-за переменных параметров коронирующих проводов. В этом состояла одна из ошибок экспериментов на пролетах воздушных [7]. Единственный опытных линий выход в сопоставительных расчетах модальным и волновым методом состоит в том, что в волновом методе линия задается настолько большой длины, чтобы отражения от конца не влияли на процессы в рассматриваемой точке. В примере нужно удлинить линию на 1.5 км. Тогда первое отражение от конца линии придет в точку х=3 км через 10 мкс. Таким образом, в примере для расчета формы волны при х=3 км нужно иметь схему замещения линии длиной не менее 4.5 км, состоящую из 1500 узлов, из которых 50 будут являться искажающими. Далее в методических целях шаг по длине уменьшается до 0.5 м, а число искажающих узлов увеличивается до 300. Набрать такую схему в комплексе АТР трудно, поэтому в данной работе проводится сопоставление результатов расчетов только по двум алгоритмам – модальному и волновому.

Принципиальное различие двух рассматриваемых подходов к расчету искажения волны короной демонстрирует рис.1.

Рассмотрим этот вопрос подробнее. В модальном методе (рис.1а) волна моделируется горизонтальными полосками (в пределе бесконечно малой толщины), которые без искажения, но каждая со своей скоростью движутся по коронирующему проводу. Эта скорость зависит от положения полоски, то есть от высоты положения на графике, но для каждой из них является постоянной вдоль всей линии. Поэтому, имея экспериментальную кривую деформации волн на определенном расстоянии от начала, легко сделать пересчет для любого другого расстояния путем соответствующего изменения разностей абсцисс между исходной волной и данными эксперимента. В целом, немногочисленные данные полевых исследований не противоречат этому выводу, хотя на опытные данные влияли и неоднородности линии [7] и, возможно, неточное наложение на одном рисунке ряда опытов. Расчеты модальным методом, в которые заложена постоянная скорость каждой полоски, естественно, полностью соответствуют

линейному увеличению сдвига по горизонтали любого мгновенного значения напряжения с увеличением длины пробега. Итак (за вычетом распространения волны со скоростью света в воздухе), расчет деформации волн после начала короны сводится к сдвигу вправо всех точек волны.



Рис.1. Способы расчета искажения фронта волны:

а – путем дополнительного запаздывания мгновенных значений волны в модальном методе (MM); б – путем снижения напряжений вследствие заряда емкости коронирующего провода в волновом методе (BM)

В методе бегущих волн волна моделируется столбиками (при  $\Delta t \rightarrow 0$  также бесконечно малой толщины). Столбики друг за другом распространяются по линии со скоростью *с* независимо от наличия короны. Коронный искажающий узел, в любом случае имеющий емкостной характер сопротивления, постепенно уменьшает высоту столбика за счет заряда емкости через волновое сопротивление линии. Энергия волны «уходит» с провода. Все точки исходной волны бегут по линии синхронно, но по мере продвижения по ней опускаются вниз. Поэтому одинаковые значения на фронте деформируемой волны в двух методах получаются из различных точек волны напряжения при *x*=0. На рис.1, для примера, отмечена точка, полученная сдвигом по горизонтали напряжения, ненамного превышающего коронный порог, и опусканием напряжения, близкого к амплитудному значению волны.

Вопрос о физике явления остается открытым. С одной стороны, переменные скорости соответствуют понятиям распространения волн в неоднородных средах с различными диэлектрическими проницаемостями. Такую среду представляет собой линия с объемными зарядами вокруг проводов. Изменение собственных потенциальных коэффициентов (емкости одиночного провода) по сравнению с формулами электростатики являются следствием изменения свойств среды. Во всяком случае, решение уравнений коронирующей линии в этом методе является точным.

С другой стороны. моделирование в волновом методе расхода энергии волны на образование и поддержание коронного чехла вокруг провода интуитивно более понятно, но распространение волны вдоль провода с объемным зарядом со скоростью *с*, не зависящей от параметров короны, вызывает вопросы. Поскольку оба подхода дают очень близкие результаты расчетов и в целом соответствуют экспериментальным данным, можно считать, что и модальный, и волновой метод при всем различии алгоритмов эквивалентны.

Далее принята следующая модель короны [2]. Рассматривается одиночный цилиндрический провод с гладкой поверхностью, подвешенный на постоянной высоте над землей. Поскольку основная часть дальнейшего материала посвящена многопроводным системам, то для упрощения перехода к *i*-му проводу и в однопроводном случае будем индексировать все геометрические и электрические параметры, присвоив ему номер 1.

Независимо от скорости нарастания напряжения, приложенного к проводу, начиная с некоторого критического значения напряженности поля на поверхности провода  $E_{\rm KP1}$  (соответственно критического значения заряда на единицу длины провода –  $q_{\rm KP1}$ ), вокруг провода образуется объемный заряд той же полярности, что и приложенное напряжение.

Для критических значений напряженности электрического поля, заряда и напряжения на единицу длины провода можно использовать формулы [2]:

$$E_{\rm KP1} = 24.6 \cdot 0.82 \cdot 10^5 \left( 1 + \frac{0.0301}{\sqrt{r_1}} \right) \ (\rm B/m); \tag{1}$$

$$q_{\rm KP1} = 2\pi\varepsilon_0 r_1 E_{\rm KP1} \quad ({\rm K}\pi/{\rm M}); \tag{2}$$

$$U_{\rm KP1} = r_1 E_{\rm KP1} \ln \frac{2h_1}{r_1}$$
(B), (3)

где  $r_1$  и  $h_1$  – радиус и средняя высота подвеса одиночного провода (м); 0.82 – коэффициент, учитывающий местное повышение напряженности поля на поверхности из-за витой структуры проводов.

Для многопроводной линии матрица собственных и взаимных частичных емкостей зависит от числа и взаимного расположения всех проводов. Независимыми величинами для систем проводов, эквивалентные радиусы которых много меньше расстояний между ними, являются потенциальные коэффициенты. Для коронирующего провода это будут зависимости  $du_1/dq_1$ .

Для отрицательных разрядов молнии в работе [8] были получены такие зависимости в виде:

$$\frac{du_1}{dq_1} = \alpha_{\Gamma 1} \begin{cases} 1 & \text{при } q_1 \le q_{\text{KP1}} \\ 1 - \frac{1}{n_{11}} \ln \frac{q_1}{q_{\text{KP1}}} - 1 + k \\ 1 - \frac{1}{n_{11}} \ln \frac{q_{\text{KP1}}}{k} & \text{при } q_1 > q_{\text{KP1}}, \end{cases}$$
(4)

где  $n_{11} = \ln \frac{2h_1}{r_1}$  – логарифмический множитель собственного потенциального коэффициента провода;  $\alpha_{\Gamma 1} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}n_{11}$  – геометрический потенциальный коэффициент на единицу длины провода для одиночного провода;  $k = \left[0.7(n_{11}-4)^2+4\right]^{-1}$  – эмпирический коэффициент, полученный в результате обработки данных ряда экспериментов.

Можно получить и интегральную зависимость для отрицательной короны  $u_1^{(-)} = f(q_1)$  при  $q_1 > q_{\rm KP1}$ :

$$u_{1}^{(-)} = \alpha_{\Gamma 1} \cdot \int_{q_{KP1}}^{q_{1}} \left( 1 - \frac{1}{n_{11}} \ln \frac{\frac{q_{1}}{q_{KP1}} - 1 + k}{k} \right) dq_{1} .$$
(5)

Взяв интеграл, получим:

$$\frac{u_1^{(-)}}{U_{\rm KP1}} = \frac{q_1}{q_{\rm KP}} - \frac{1}{n_{11}} \left[ \left( \frac{q_1}{q_{\rm KP}} + k - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{1}{k} \cdot \left( \frac{q_1}{q_{\rm KP}} + k - 1 \right) \right) - \left( \frac{q_1}{q_{\rm KP}} + k - 1 \right) \right]. \tag{6}$$

При отрицательной полярности волны заряда на пораженном проводе из земли в грозозащитные тросы подтягиваются положительные заряды. Если напряженность поля, созданного этими зарядами на поверхности тонкого троса, превысит критическую, то вокруг троса возникнет положительная корона, правда, значительно меньшей интенсивности, чем на пораженном проводе. Это наиболее вероятный случай одновременного возникновения короны обеих полярностей. Поэтому в алгоритмах и программах необходимо иметь возможность одновременного учета влияния короны любой полярности.

Для приближенного учета характеристик короны положительного знака в статье [2] получена следующая зависимость:

$$\frac{1}{\alpha_{\mu 1}} \cdot \frac{du_1^{(+)}}{dq_1} = \begin{cases} 1 & \text{при } q_1 \le q_{\text{KP1}} \\ 1 - \frac{m_1}{n_{11}} \ln \frac{q_1}{k \cdot m_2} - 1 + k \cdot m_2 \\ 1 - \frac{m_1}{n_{11}} \ln \frac{q_{\text{KP1}}}{k \cdot m_2} & \text{при } q_1 > q_{\text{KP1}}, \end{cases}$$
(7)

где  $m_1$ =0.77 и  $m_2$ =0.082 – эмпирические коэффициенты.

Соответственно интегральное выражение  $u_1 = f(q_1)$  будет:

$$\frac{u_{1}^{(+)}}{U_{\rm KP1}} = \frac{q_{1}}{q_{\rm KP}} - \frac{m_{1}}{n_{11}} \cdot \times \\ \times \left[ \left( \frac{q_{1}}{q_{\rm KP}} + k \cdot m_{2} - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{1}{k} \cdot \left( \frac{q_{1}}{q_{\rm KP}} + k \cdot m_{2} - 1 \right) \right) - \left( \frac{q_{1}}{q_{\rm KP}} + k \cdot m_{2} - 1 \right) \right]^{-1} \right]^{-1}$$
(8)

В дальнейшем все рассуждения ведутся для отрицательной короны и верхний индекс (-) опущен.

В статье [2] также показано, что при наличии короны на любом числе проводов изменяются только их собственные потенциальные коэффициенты, которые зависят только от зарядов на этом проводе и вокруг него.

При зарядах, меньше критических на всех проводах, будем далее говорить о матрице геометрических потенциальных коэффициентов, которые выражаются по обычным формулам электростатики, то есть:

• собственный потенциальный коэффициент *i*-го провода (на единицу длины):

$$\alpha_{\Gamma ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} n_{ii}; \qquad (9)$$

взаимный потенциальный коэффициент между i-м и k-м проводами:

$$\alpha_{\Gamma ik} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} n_{ik} , \qquad (10)$$

где  $d_{ik}$  – кратчайшее расстояние между *i*-м и *k*-м проводами;  $D_{ik}$  кратчайшее расстояние между *i*-м проводом и отражением в земле *k*-го провода.

Далее введем собственные динамические потенциальные коэффициенты:

$$\alpha_{\mathcal{A}ii} = \frac{du_i}{dq_i} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} (n_{ii} - \Delta_i) = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \left[ n_{ii} - \ln\frac{\frac{q_i}{q_{\mathrm{KP}i}} - 1 + k_i}{k_i} \right].$$
(11)

Величину

$$\Delta_i = \ln \frac{\frac{q_i}{q_{\text{KP}i}} - 1 + k_i}{k_i} \ge 0 \tag{12}$$

назовем поправкой к потенциальному коэффициенту, учитывающей процесс коронирования *i*-го провода.

Все изложенное относится к фронтовой части волн. Экспериментальные данные говорят о независимости процессов образования короны от скорости изменения зарядов на проводах в пределах изменения фронтов волн от 0.1 до 10 мкс. Поэтому для расчета грозовых перенапряжений запаздывание изменения потенциального коэффициента даже при самых крутых волнах напряжения на проводе можно не учитывать.

В момент достижения максимума заряда на проводе создание нового объемного заряда прекращается. В начале спадающей части импульса объемный заряд остается в окружающем провод пространстве. Это видно из вольткулоновых характеристик [2]. Заряд на самом проводе уменьшается пропорционально спаду напряжения. Из этого следует, что собственный потенциальный коэффициент провода становится равным геометрическому.

Матрицу погонных потенциальных коэффициентов, умноженных на коэффициент  $2\pi\epsilon_0$ , обычно называют матрицей логарифмов многопроводной линии и обозначают через **N**. Эта матрица (и только она) характеризует геометрию однородной некоронирующей линии без потерь и определяет ее поперечные проводимости, то есть потенциальные коэффициенты:

 $N = \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} & \dots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{21} & \dots & n_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{n1} & n_{n2} & \dots & n_{nn} \end{bmatrix},$ (13) ГДЕ  $n_{ii} = \ln \frac{2h_i}{r_i}$  и  $n_{ik} = n_{ki} = \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}}.$ 

Для коронирующей линии для потенциальных коэффициентов необходимо вводить матрицу с переменными коэффициентами:

$$\mathbf{N}_{\mathcal{A}} = \begin{bmatrix} n_{11} - \Delta_1 & n_{12} & \dots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{21} - \Delta_2 & \dots & n_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{n1} & n_{n2} & \dots & n_{nn} - \Delta_n \end{bmatrix}.$$
 (14)

Каждая из поправок  $\Delta_i$  является функцией  $q_i$ , то есть зависит от заряда на *i*-м проводе и для волн апериодической формы определяется по следующему алгоритму:

• при заряде меньше критического она равна нулю;

• при превышении зарядом критического значения она определяется по формулам, приведенным выше;

• в момент достижения зарядом амплитудного значения поправка скачком снова становится равной нулю.

При идеально проводящей земле и пренебрежении продольными составляющими тока короны все собственные и взаимные индуктивные параметры считаются постоянными. Их нужно определять по формулам:

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{11} & M_{12} & \cdots & M_{1n} \\ M_{12} & L_{22} & \cdots & M_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ M_{n1} & M_{n2} & \cdots & L_{nn} \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N},$$
(15)

где L матрица продольных индуктивностей проводов и взаимных индуктивностей между ними.

Полученные формулы позволяют определить все первичные параметры многопроводной коронирующей линии без учета потерь в проводниках и найти коэффициенты матриц системы дифференциальных уравнений, описывающих волновые процессы в ней.

Корона влияет на потенциальные коэффициенты, коэффициенты электростатической индукции и частичные емкости линии, то есть на поперечные проводимости. Поэтому будем называть искажающие узлы – *Y*-узел [6].

Обозначим матрицу потенциальных коэффициентов, рассчитанных на длину участка  $l_Y$ , через  $\mathbf{A}_y$ . В этой матрице, как и ранее, все внедиагональные коэффициенты постоянны, а диагональные могут изменяться в зависимости от зарядов на проводах, причем  $\alpha_{Yii} = \alpha_{Дii} / l_Y$ , где  $\alpha_{Дii}$  – погонный собственный потенциальный коэффициент коронирующего *i*-го провода, вычисленный по формуле (11).

Обращая  $\mathbf{A}_{Y}$ , получим матрицу собственных и взаимных коэффициентов электростатической индукции, в которой будут зависеть от зарядов на проводах уже все коэффициенты. Обозначим эту матрицу  $\mathbf{B}_{Y} = \mathbf{A}_{Y}^{-1}$ . При отсутствии короны  $\mathbf{B}_{Y}$  переходит в обычную матрицу коэффициентов электростатической индукции для многопроводной линии без потерь длиной  $l_{Y}$ . Обозначим эту матрицу, коэффициенты которой определены на длине  $l_{Y}$ , через  $\mathbf{B}_{\Gamma}$ . Соответственно, теперь исходная матрица геометрических потенциальных коэффициентов ( $\mathbf{A}_{\Gamma}$ ) тоже считается заданной на длине  $l_{Y}$  ( $\mathbf{B}_{\Gamma} = \mathbf{A}_{\Gamma}^{-1}$ ). Введем новую матрицу добавок к коэффициентам электростатической индукции -  $\Delta \mathbf{B}$ , равную поэлементной разности  $\mathbf{B}_{Y}$  и  $\mathbf{B}_{\Gamma}$ , то есть  $\Delta \mathbf{B} = \mathbf{B}_{Y} - \mathbf{B}_{\Gamma}$ , где собственные и взаимные коэффициенты  $\Delta \mathbf{B}$  зависят от зарядов на всех проводах.

Теперь будем считать, что участок длиной  $l_Y$  является многопроводной линией без потерь. Матрица **B**<sub>Г</sub> определяет параметры этой линии. Остается  $\Delta$ **B**. Влияние короны учитывается многополюсником с сосредоточенными параметрами, включенным в конце участка. Пример схемы для трехпроводной линии дан на рис.2а.



Рис.2. Схема замещения коронирующего участка линии: а – схема линии без потерь с распределенными параметрами и условной схемой с добавками к коэффициентам электростатической индукции; б – аналогичная схема с частичными емкостями; в – схема с сосредоточенными параметрами

Параметры многополюсника – это собственные и взаимные коэффициенты матрицы  $\Delta \mathbf{B}$ . Изобразить такой многополюсник с использованием обычных элементов электрических схем нельзя. Для наглядности от  $\Delta \mathbf{B}$  можно перейти к частичным емкостям по формулам:

$$\Delta C_{ik} = -\Delta \beta_{ik}$$
 и  $\Delta C_{ii} = \sum_{k=1}^{n} \Delta \beta_{ik}$  (рис.26).

Неискажающий участок линии имеет матрицу волновых сопротивлений  $\mathbf{Z}_w$ , которая вычисляется по формуле:  $\mathbf{Z}_w = 60 \cdot \mathbf{N}$ .

Используя правило эквивалентной волны, обобщенное на многопроводную линию, для расчета напряжения в *Y*-узле можно составить схему, состоящую только из сосредоточенных элементов (рис.2в).

На каждом шаге расчета матрица  $\Delta \mathbf{B}$  постоянна и определена из зарядов на предыдущем шаге. Падающие волны аппроксимируем ступенчатыми функциями. Тогда для вектора напряжений на проводах на *j*-м шаге по времени, изменяющегося под воздействием волн, приходящих слева ( $\mathbf{u}_{\rm II}$ ), можно записать матричное дифференциальное уравнение:

$$\frac{1}{2}\mathbf{Z}_{w} \cdot \Delta \mathbf{B} \frac{d\mathbf{u}_{Y}(t)}{dt} + \mathbf{u}_{Y}(t) = \mathbf{u}_{\Pi}.$$
(16)

При начальных условиях  $\mathbf{u}_{Y} = \mathbf{u}_{Y}(t_{j}) = u_{Y(j)}$ . Аналогичное уравнение можно записать для волн, набегающих справа ( $\mathbf{u}_{\Pi}$ ). Решение уравнения (16) на *j*-м шаге при времени  $\Delta t$  после его начала даст искомый вектор  $\mathbf{u}_{Y(j+1)}$ .

Отметим, что порядок сомножителей  $\mathbf{Z}_{w} \cdot \Delta \mathbf{B}$  фиксирован. Матрица  $\Delta \mathbf{B}$  имеет специфическую структуру. Ясно, что при напряжении ниже начала короны  $\mathbf{B}_{y} = \mathbf{B}_{\Gamma}$  и  $\Delta \mathbf{B} = \mathbf{0}$ , то есть равны нулю все ее коэффициенты. Дифференциальное уравнение переходит в алгебраическое соотношение, и искажающий узел становится пустым.

Далее все численные данные приведены для примера трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов, подвешенных на высоте  $h_1=10$  м и расстояниями между ними  $b_{12}=b_{23}=4$  м;  $b_{13}=8$  м. Радиус всех витых проводов  $r_1=1$  см. Критическая напряженность поля –  $E_{\rm KP1}=31.9$  кВ/см. Критическое напряжение на одиночном проводе –  $U_{\rm KP1}=242.3$  кВ. Погонный критический заряд на проводе  $q_{\rm KP1}=1.77$  мкКл/м.

Предположим, что текущие значения заряда и напряжения на первом проводе намного превысили критические значения и собственный потенциальный коэффициент первого провода уменьшился вдвое, что соответствует превышению по напряжению в 3.08 раза, а по заряду в 4.38 раза. При этом эквивалентный провод с заданной критической напряженностью поля на поверхности будет иметь радиус 44.7 см, что на порядок меньше расстояния между проводами.

Матрицы потенциальных коэффициентов рассматриваемой линии будут:

$$\mathbf{A}_{\Gamma} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0 l_Y} \begin{bmatrix} 7.6 & 1.63\\ 1.63 & 7.6 \end{bmatrix}; \qquad \mathbf{A}_{\Upsilon} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0 l_Y} \begin{bmatrix} 3.8 & 1.63\\ 1.63 & 7.6 \end{bmatrix}$$

Соответственно обратные им матрицы:

$$\mathbf{B}_{\Gamma} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.1379 & -0.0296\\ -0.0296 & 0.1379 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{B}_{Y} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.2898 & -0.0621\\ -0.0621 & 0.1449 \end{bmatrix};$$

Частичные емкости (Ф/м):

$$\mathbf{C}_{\Gamma} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.1083 & 0.0296\\ 0.0296 & 0.1083 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{C}_{Y} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.2277 & 0.0621\\ 0.0621 & 0.0828 \end{bmatrix}$$

Теперь перейдем к добавкам, выносимым в искажающий узел:

$$\Delta \mathbf{B} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.1519 & -0.0325 \\ -0.0325 & 0.00698 \end{bmatrix}; \ \Delta \mathbf{C} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \cdot \begin{bmatrix} 0.1193 & 0.0325 \\ 0.0325 & -0.0256 \end{bmatrix}$$

Bce вполне логичны. Коронирующий изменения провод (с увеличенным эквивалентным радиусом и вдвое уменьшенным потенциальным коэффициентом) имеет примерно удвоенную частичную емкость на землю. Значительно увеличилась его частичная емкость на соседний провод. Это «переключило» часть силовых линий электрического поля второго провода с земли на первый провод. и его частичная емкость на землю уменьшилась. Но это значит, что в искажающий узел выносится отрицательная частичная емкость на землю. В предположении, что провода относительно тонкие, факт коронирования первого провода не должен менять суммарную емкость второго провода на землю. Действительно параллельное сложение добавочной частичной емкости второго провода с последовательной цепочкой из добавочной частичной взаимной емкости и добавочной частичной емкости первого провода на землю дает:

$$\Delta C_2 = \Delta C_{22} + \frac{\Delta C_{11} \cdot \Delta C_{12}}{\Delta C_{11} + \Delta C_{12}} \equiv 0.$$

Для численной реализации алгоритма знаки частичных емкостей не имеют значения. Однако это принципиально важно при физическом моделировании короны в многопроводной постановке задачи.

Для трехпроводной линии все соображения остаются такими же. Добавляется взаимный потенциальный коэффициент между первым и третьим проводом равный  $\alpha_{\Gamma 13} = 0.9905/2\pi\epsilon_0 l_y$ . Матрица  $\Delta \mathbf{B}$  при двукратном изменении потенциального коэффициента первого провода теперь имеет вид:

$$\Delta \mathbf{B} = 2\pi\varepsilon_0 l_Y \begin{bmatrix} 0.1556 & -0.0304 & -0.01376 \\ -0.0304 & 0.00594 & 0.00269 \\ -0.01376 & 0.0269 & 0.00122 \end{bmatrix}.$$

Теперь уже и для взаимных коэффициентов индукции (и, следовательно, взаимных частичных емкостей) происходит изменение знака. Это связано с ослаблением непосредственных связей между вторым и третьим проводом при увеличении частичных емкостей обоих проводов на первый. Можно повторить, что для численной реализации метода знаки коэффициентов в  $\Delta \mathbf{B}$  не имеют практического значения.

Теперь перейдем к решению матричного уравнения (16). При напряжении выше начала короны хотя бы на одном из проводов коэффициенты матрицы  $Z_w \cdot \Delta B$  изменяются в *Y*-узлах при переходе от одного шага расчета по времени к следующему, но в пределах шага считаются постоянными. Тогда на каждом шаге можно использовать методы решения систем линейных дифференциальных уравнений.

Характеристическое матричное уравнениt для выражения (16) будет:

$$\left(\frac{1}{2}\mathbf{Z}_{w}\cdot\Delta\mathbf{B}\cdot\lambda_{i}'+\mathbf{E}\right)\mathbf{W}_{i}'=0.$$
(17)

Или в классическом виде:

$$\left(\left(\frac{1}{2}\mathbf{Z}_{w}\cdot\Delta\mathbf{B}\right)^{-1}-\mathbf{E}\cdot\lambda_{i}\right)\mathbf{W}_{i}=0;\ \left(\mathbf{H}-\mathbf{E}\cdot\lambda_{i}\right)\mathbf{W}_{i}=0;\ \mathbf{H}=\left(\frac{1}{2}\mathbf{Z}_{w}\cdot\Delta\mathbf{B}\right)^{-1},$$
(18)

где **E** – единичная диагональная матрица; **W** = **W**' – собственные векторы CB матрицы **H**;  $\lambda_i = -\lambda'_i$  – собственные значения C3 матрицы **H**; *i*=1..*n* (*n* – число проводов линии).

Из физических соображений ясно, что собственные значения для матрицы, характеризующей схему, состоящую только из емкостей и активных сопротивлений, будут вещественными и положительными числами. Они равны обратной величине постоянных времени схемы ( $\tau_i = 1/\lambda_i$ ). Естественно при реализации метода матрицу  $\mathbf{Z}_w \cdot \Delta \mathbf{B}/2$  обращать не нужно. Ее собственные значения сразу дают постоянные времени.

Искомое решение уравнения (16) в конце *j*-го шага по времени будет:

$$\mathbf{u}_{Y(j+1)} = (\mathbf{u}_{\Pi j} + \mathbf{u}_{\Pi j}) - \mathbf{W} \mathbf{e}^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \mathbf{W}^{-1} [(\mathbf{u}_{\Pi j} + \mathbf{u}_{\Pi j}) - \mathbf{u}_{Y_j}],$$
(19)

где  $\mathbf{u}_{y_j}$  – вектор напряжений в узле, найденный на предыдущем шаге по времени;  $\mathbf{W}$  – квадратная матрица, составленная из собственных векторов матрицы **H**; <u> $\Delta t$ </u>

 $e^{-\frac{1}{\tau}}$  – диагональная матрица, являющаяся функцией собственных значений матрицы **H**.

Отраженные и преломленные волны, уходящие вправо и влево от *Y*-узла, определятся как разности найденных напряжений и соответствующих падающих волн.

Теперь можно сформулировать алгоритм расчета напряжения в *Y*-узле. Перед началом цикла по времени и длине вычисляются все матрицы с постоянными коэффициентами.

1. Находятся суммы правых и левых волн для всех проводов.

2. Определяется вектор зарядов на проводах по выражению  $\mathbf{q}_i = \mathbf{A}_{\Gamma}^{-1} \mathbf{u}_{Y_i}$ ,

Если все элементы вектора  $\mathbf{q}_{j}$  меньше соответствующих критических зарядов на каждом из проводов, то на *j*-м шаге по времени текущий *Y*-узел считается пустым. Если хоть один из элементов  $\mathbf{q}_{j}$  превышает критический заряд, включается алгоритм расчета деформации волн.

3. Определяется соответствующий динамический потенциальный коэффициент участка линии, относящийся к данному *Y*-узлу, и находится матрица  $\mathbf{A}_{y_i}$ .

4. Обращается матрица потенциальных коэффициентов и находится  $\mathbf{B}_{y_i}$ .

5. Находится  $\Delta \mathbf{B}$ .

6. Находится  $\frac{1}{2}\mathbf{Z}_{w} \cdot \Delta \mathbf{B}$ 

7. Находятся собственные значения и собственные векторы этой матрицы.

8. Матрица собственных векторов обращается.

9. Находится диагональная матрица  $e^{-\tau}$ .

10. Вычисляется вектор  $[(\mathbf{u}_{\Pi i} + \mathbf{u}_{\Pi i}) - \mathbf{u}_{Yi}].$ 

11. Полученный вектор в соответствии с выражением (19) последовательно умножается на квадратную матрицу, затем на диагональную и снова на квадратную, после чего вычисляются разности векторов по формуле (19) и тем самым находится  $\mathbf{u}_{Y(i+1)}$ .

12. Определяются новые значения зарядов по выражению  $\mathbf{q}_{j+1} = \mathbf{A}_{Y_j}^{-1} \mathbf{u}_{Y(j+1)}$ . Если новое значение какого либо из элементов  $\mathbf{q}_{(j+1)}$  становится меньше соответствующего значения  $\mathbf{q}_j$ , то на данном проводе волна заряда достигла максимума и далее до конца расчета для этого провода потенциальный коэффициент принимается равным геометрическому.

Несмотря на кажущуюся огромную трудоемкость алгоритма (нахождение C3 и CB нужно выполнять в каждом *Y*-узле на каждом шаге по времени), он оказывается вполне реализуемым на современных ПЭВМ. В программе, результаты расчетов по которой приведены ниже, использована стандартная процедура EVCRG() из библиотеки математических программ IMSL.

Сопоставление модального и волнового метода расчета проводилось для описанной выше линии при подаче волны на первый провод. Амплитуда волны была задана равной 600 кВ. Это близко к горизонтальной части вольт-секундной характеристики гирлянд изоляторов линий класса напряжения 110 кВ. Форма волны – разность двух экспонент с постоянными времени 1000 и 0.2 мкс.

Длина линии – 4.5 км. Шаг по длине варьировался от 6 до 0.5 м. Искажающие узлы расставлялись через 2, 5, 10, 20 и 30 шагов. Оптимальным оказался шаг по длине 1 м. Расстояние между У-узлами – 30 м. При этом общее число узлов составило 4500. Число искажающих узлов 150. Выводились напряжения в диапазоне времен t=(0÷10) мкс на расстояниях 1.5 и 3 км от начала, то есть в 1500-м и 3000-м узлах. Время счета на ПЭВМ с тактовой частотой 2.5 ГГц составило 3.5 сек.

Результаты расчетов по модальному и волновому методам приведены на рис.3. Волна подавалась на первый провод. Сопротивления, подключенные к параллельным проводам при x=0, полагались или много больше волновых сопротивлений линии (рис.3а), или много меньше ИХ (рис.3б). В первом случае волны, приходящие к началу линии от искажающих узлов. полностью отражались с тем же знаком. Во втором - с обратным знаком, при этом заряд на втором проводе оказывался настолько большим, что на нем начиналась корона обратного знака, как на грозозащитном тросе. Для исключения этого явления (только для этого расчетного варианта) критический заряд второго провода был искусственно увеличен в 2 раза. На рис.3 данные по обоим алгоритмам приведены для сопоставимых условий коронирования только первого провода.



*Рис.3. Сопоставление деформации волн при расчетах модальным (ММ) и волновым (ВМ) методами:* 

а – при изолированных параллельных проводах; б – для параллельных проводов, заземленных при x=0

Из рис.3 видно, что получено практически полное наложение результатов расчетов обоими методами. Действительно, при правильно подобранных шагах по длине, времени и расстановке У-узлов эти методы эквивалентны. Ранее приводились данные со значительно большими расхождениями [9]. Основным фактом, влияющим на точность счета волновым методом при заданном l<sub>Y</sub>, является необходимость введения большого числа пустых узлов, то есть нужно выбирать  $\Delta x \ll l_Y$ . Предельная величина  $l_Y$ определяется крутизной фронта волны. В рассмотренном примере увеличение  $l_y$ более 60 м приводило к появлению заметных колебаний на графиках напряжений деформированных волн. Эти колебания вызываются резкими скачками параметров линии и развитием волновых процессов между искажающими узлами. При  $l_{y}$ , равном 30 м и менее, амплитуда этих колебаний становится меньше толщины линий на графиках. Казалось бы, можно выбрать шаг по длине линии  $\Delta x$  такой же, как и  $l_y$ . Однако практика использования

волнового метода показала, что влияние короны при этом будет значительно слабее, чем в модальном методе. Одним из факторов возникающих погрешностей является недостаточная точность совпадения на одном из шагов текущих и критических значений зарядов, то есть начало коронирования может запаздывать на шаг. Но даже при очень малом  $\Delta x$ , например 0.3 м (соответственно  $\Delta t$ =1 нс), требование  $\Delta x \ll l_Y$  сохраняется. Вообще, серия расчетов показывает, что выбор  $l_Y \ge 10\Delta x$  и более необходим для получения высокой точности счета волновым методом. Это требование при заданном  $l_Y$  приводит к необходимости значительного уменьшения шага по длине и времени. Причины этого явления в настоящее время остались невыясненными.

Можно отметить, что почти идеальное совпадение расчетов по двум методикам для практических целей расчетов надежности грозозащиты подстанций не нужно. С достаточной точностью (даже для грозовых волн с предельно большими крутизнами фронтов) можно выполнять расчеты с шагом по времени 0.01 мкс и более. Соответственно нижний предел шага по длине можно принять 3 м, а это уже величины  $\Delta x$ , которые нужны для точного описания схем замещения самой подстанции. Для современных схем грозозащиты характерными длинами подходов ВЛ к подстанции являются расстояния не более 1÷1.5 км (а не 3 км, как это принято с запасом в настоящей работе). Более дальние удары молнии всегда безопасны для оборудования подстанций. При этих условиях можно отметить, что полученная высокая скорость и точность счета волновым методом снимает практически все ограничения на подробность описания реальных характеристик подхода ВЛ к подстанции.

## Выводы

1. На основе метода бегущих волн разработан усовершенствованный быстродействующий алгоритм расчета деформации фронтов волн микросекундной длительности в многопроводных воздушных линиях электропередачи с учетом процесса коронирования произвольного числа проводов.

2. Получено хорошее совпадение форм кривых при временах от 0.01 до 10 мкс при расчетах по двум независимым методам, алгоритмам и программам: по методу, использующему многоскоростную модель распространения электромагнитных волн вдоль коронирующей линии, и методу бегущих волн с моделированием короны дискретно расставленными искажающими узлами. Каждый из этих алгоритмов имеет свои области применения. В частности, моделирование короны искажающими узлами наилучшим образом вписывается в общий алгоритм расчета волновых процессов в линиях с потерями и неоднородностями по длине.

3. В работе все расчеты выполнены для простейшей трехпроводной линии класса 110 кВ без грозозащитных тросов. Для обобщения полученных результатов на линии любых классов напряжения и конструктивных исполнений необходимо выполнение многовариантных расчетов влияния геометрии линии на форму фронта волны.

# Литература

- 1. Вольт-кулоновые характеристики короны на расщепленных проводах при импульсном напряжении / И.Н.Богатенков, Н.И.Гумерова, М.В.Костенко и др. // Тр. ЛПИ. 1974. № 340. С. 8-13.
- Погонные параметры коронирующей многопроводной линии электропередачи, расположенной над идеально проводящей землей / Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2008. С.7-16.
- Анализ влияния короны в двухпроводной линии, подвешенной над идеально проводящей землей / Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2008. С.16-38.
- 4. Распространение грозовых волн в многопроводной коронирующеей линии, подвешенной над идеально проводящей землей / Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2011. Вып. 2. С.66-78.
- 5. Техника высоких напряжений / под ред. М.В.Костенко. М.: Высш. шк., 1973. 528 с.
- 6. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И Гумерова. Л.: Наука, 1981. 127 с.
- 7. Effekt of corona in traveling waves / Wagner C.F., Lloyd B.L. // Trans AIEE. 1955. Vol. 74. Pt 3.
- Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения / М.В.Костенко, К.П.Кадомская, М.Л.Левинштейн, И.А.Ефремов Л.: Наука, 1988. 302 с.
- 9. Ефимов Б.В. Грозовые волны в воздушных линиях. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2000. 134 с.

# Сведения об авторах

## 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: <u>efimov@ien.kolasc.net.ru</u>

# Гумерова Натэлла Идрисовна,

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с. Россия, Санкт-Петербург, Политехническая ул., д.29 Тел. 8-911-257 3809, Эл. почта: <u>nigumerova@mail.ru</u>

## Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИИ ФРОНТОВ ГРОЗОВЫХ ВОЛН В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ВСЛЕДСТВИЕ ПОТЕРЬ В ЗЕМЛЕ С ПОМОЩЬЮ ДИСКРЕТНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ\*

## Аннотация

Подробно рассмотрены вопросы расчета микросекундных волновых процессов в линиях электропередачи методом бегущих волн с учетом влияния частотных зависимостей матрицы продольных параметров. На примере трехпроводной линии выполнен анализ погрешностей моделирования сопротивлений, вычисленных в приближении Карсона, цепными схемами, состоящими из RL-звеньев. Впервые с помощью этих схем учтены потери в междупроводных волновых каналах. Получено очень хорошее совпадение результатов расчетов частотным и волновым методами, а также расчетов по программе ATP.

#### Ключевые слова:

бегущие волны, искажающие узлы, потери в земле, частотные зависимости параметров, моделирование схемами с постоянными параметрами.

## **B.V.Efimov, N.I.Gumerova**

# SIMULATION OF SURGE FRONTS DEFORMATION ON OVERHEAD LINES DUE TO LOSSES IN THE GROUND USING DISCRETE INHOMOGENEOUS MODEL

## Abstract

Describes how to calculate the microsecond wave processes in the transmission lines using traveling waves under the influence of frequency dependence of longitudinal parameters. On the example of three-wire line of the errors analysis of RL-chain circuits models calculated in the Carson approximation are carry out. For the first time using these schemes are taken into account losses in interconductor wave channels. Obtained very good agreement between wave and frequency methods and ATP program calculations.

#### Keywords:

traveling waves, distorting nodes, frequency dependence of the parameters, circuit models with constant parameters.

При напряжении ниже начала короны на проводах наиболее точным методом анализа волновых процессов В многопроводных линиях электропередачи с учетом сложных частотных зависимостей матрицы продольных сопротивлений является алгоритм, основанный на интегральном преобразовании Фурье. Будем называть этот алгоритм частотным методом. Он, вместе с результатами расчетов для линий с различным числом проводов (тросов) при варьировании параметров однослойного и двухслойного грунта, подробно описан в работе [1]. При этом поперечные параметры линии, то есть собственные и взаимные частичные емкости проводов, принимались постоянными, не зависящими от напряжения.

Частотный метод, основанный на переходе в комплексную плоскость, крайне затруднительно обобщить на случай нелинейной матрицы

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

проводимостей на землю, то есть произвести одновременный учет влияния импульсной короны и поверхностного эффекта в земле. При высоких удельных сопротивлениях грунта (р≥1000 Ом м) влияние обоих факторов вполне сопоставимо, и поэтому необходимо иметь алгоритм, позволяющий вести расчет непосредственно в функции времени, то есть методом бегущих волн. Постановка этой задачи не нова, и в настоящее время разработаны различные алгоритмы решения этой задачи. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. Частично они описаны в работе [1]. Существует эффективный и достаточно точный алгоритм, разработанный J.Marti [2]. Он включен в комплекс расчета переходных процессов АТР [3]. Как показано далее, этот алгоритм дает хорошее приближение к результатам расчета частотным методом. По мнению авторов настоящей статьи, основной недостаток использования этого достаточно сложного алгоритма в АТР для целей анализа грозозащиты подстанций от волн, набегающих с подходящих линий, состоит в следующем. При крутых фронтах токов молний (десятые доли микросекунды) узлы с линамическими емкостями (или динамическими потенциальными коэффициентами) нужно расставлять не реже, чем через 15-30 м. При ударе молнии на расстоянии, например в 3 км от подстанции, число таких узлов 200-100. Между ними нужно включать 200-100 составит моделей многопроводных линий с потерями. Дополнительно нужно включать узлы с моделями опор с учетом их заземлений и вольт-секундных характеристик линейной изоляции. При всех преимуществах расчетов с помощью АТР это делает задачу моделирования подхода линии к подстанции крайне трудоемкой, а исследование погрешностей, связанных с изменением частоты расстановки искажающих узлов, просто не реальным.

Далее излагается методика, в конечном счете приводящая к очень простому и быстродействующему алгоритму учета потерь в земле как в волновом канале «все провода – земля», так и в междупроводных каналах. Она естественным образом вписывается в общий алгоритм многовариантного анализа показателей надежности грозозащиты подстанций.

Методика основана на развитии известного способа моделирования исходных частотных характеристик продольных сопротивлений линии схемами с постоянными параметрами, а именно произвольным числом последовательно включенных *RL*-звеньев с параллельным соединением *R* и *L*.

Все расчеты выполнены применительно к одной линии класса 110 кВ без грозозащитных тросов с горизонтальным расположением проводов. Поэтому выводы и рекомендации, данные в конце статьи, имеют ограниченный характер и требуют проверки для линий с тросовой защитой разных конструкций и классов напряжения.

Рассматриваем следующую задачу. Трехпроводная линия, начинающаяся при x=0 и уходящая в бесконечность, с проводами радиусом r=1см, расположенными через 4 м по горизонтали и подвешенными на одинаковой для всех проводов постоянной высоте h=10м. Грунт однородный, с  $\rho=10000$  Ом·м. Провода нумерованы в естественной последовательности так, что второй провод оказывается средним. Тогда координаты по оси y (горизонтальной оси в поперечном сечении линии) равны  $y_1=-4$  м;  $y_2=0$ ;  $y_3=4$  м. Расстояния между проводами  $b_{12}=4$  м;  $b_{23}=4$  м;  $b_{13}=8$  м.

В начале линии на первый провод подается волна напряжения, описываемая разностью двух экспонент

$$u = \exp(t/\tau_{\rm B}) - \exp(t/\tau_{\rm \Phi}), \qquad (1)$$

где *t* задается в микросекундах. Во всех расчетах приняты:  $\tau_{\rm B}$ =1000 мкс;  $\tau_{\Phi}$ =0.2 мкс. Расчеты форм напряжений на проводах ведутся до времени 10 мкс после прихода сигнала в данную точку линии со скоростью света в вакууме (300 м/мкс). Для фиксированного далее *x*=3000 м запаздывание сигнала составит ровно 10 мкс. При использовании частотного метода это запаздывание учитывается на уровне расчетов в комплексной плоскости.

Для линии, бесконечной по x, вопрос об отражении от дальнего конца в частотном методе не возникает. Просто принимается, что волн, отраженных от конца линии, нет. При использовании метода бегущих волн в линии с дискретными неоднородностями волны, распространяющиеся от всех неоднородностей к началу линии, являются существенным обстоятельством, во многом определяющим точность расчетов. Поэтому далее расчеты ведутся для линии удвоенной длины, то есть 6 км. В точку 3 км от начала первые отраженные волны от конца линии придут через 20 мкс, что определяет предельное время расчета. Вместе с запаздыванием на участке (0÷3) км это время составляет 30 мкс. Режим работы линии в конце линии может быть любой. Принят холостой ход.

Параметры волны при x=0 определяют пределы диапазона частот, в которых необходимо рассчитывать процесс частотным методом. Простым изменением верхнего и нижнего предела интегрирования при обратном преобразовании Фурье установлено, что для заданной волны необходимо вести расчет от  $f_{min}$ =100 Гц до  $f_{max}$ =1.5 МГц. Последнее значение определяет верхнюю границу, для которой (в данных расчетах) необходимо моделировать матрицу продольных сопротивлений. Нижняя граница может быть значительно выше. Расчет частотным методом в пределах от 100 Гц до 10 кГц нужен только для правильного учета скорости спада волны при временах в десятки микросекунд. В волновом методе этот вопрос не стоит, поскольку искажения волн при больших временах минимальны, а волны любой длительности, распространяющиеся без искажения в численной модели линии, моделируются простым перемещением их значений из одних ячеек памяти в другие. Практика расчетов с подобранными параметрами линии показала, что для целей грозозащиты можно выбирать начальную частоту не ниже 5-10 кГц. Далее будем считать, что минимальный диапазон частот, значимых для достижения достаточной точности счета, составляет две декады (от 10<sup>4</sup> до 10<sup>6</sup> Гц) с возможным расширением в обе стороны.

В качестве эталонных кривых, приближение к которым будет исследоваться в дальнейшем, на рис.1 приведены результаты подробного расчета частотным методом, где представлены исходные волны в начале линии, рассчитанные по формуле (1), результаты контрольного интегрирования их частотных характеристик и напряжения после пробега по линии 3 км. Запаздывание 10 мкс вычтено.

При выборе диапазона частот от 100 Гц до 10 МГц с логарифмическим шагом 100 точек на декаду изменения частоты исходные и контрольные кривые при *x*=0 совпадают с точностью до 3-4 знаков. При расчете до 1.5 МГц в кривой контрольного интегрирования появляются незначительные синусоидальные затухающие колебания, вызванные обрезанием значимой части частотных характеристик. При этом снижение верхнего предела интегрирования на напряжениях при x=3000 м никак не сказывается. Дальнейшее снижение  $f_{\rm max}$  начинает сказываться и на кривых напряжений при x=3000 м.



Рис.1. Расчет частотным методом деформации волны на проводе 1 и наведенные напряжения на проводах 2 и 3: а – провода 2 и 3 изолированы; б – провода 2 и 3 заземлены при x=0

Отличие рис.1а от рис.1б состоит в том, что в первом случае провода 2 и 3 считаются изолированными от земли по всей длине. Из-за влияния поверхностного эффекта в земле на них наводятся напряжения, значительно превышающие электростатические коэффициенты связи. Этот вопрос подробно обсуждается в монографии М.В.Костенко с соавторами [4]. Здесь лишь отметим, что правильная реализация метода бегущих волн, сочетающая распространение волн в линиях без потерь с расчетом отражений в искажающих узлах, должна дать тот же результат.

Во втором случае (рис.1б) провода 2 и 3 при *x*=0 заземлены. Видно, что наводки на обоих проводах практически одинаковы. Они вызваны только влиянием проникновения поля в землю. При идеально проводящей земле напряжения на параллельных заземленных проводах будут равны нулю по всей длине. Небольшое отличие в наведенных напряжениях заметно только на фронте. И это при резко несимметричном расположении проводов 2 и 3 относительно первого провода. Понятно, что при треугольном расположении проводов линии формы наводок будут еще ближе.

Напряжения на первом проводе при x=3 км имеет резко выраженную ступень. ступень Эта определяется резким различием скоростей распространения напряжений в волновом канале «все провода – земля» и двух междупроводных каналах трехпроводной линии. Последние распространяются по линии почти со скоростью света в вакууме, что и определяет начальную часть кривой напряжения, на которую (с запаздыванием в 2-3 мкс) накладывается сильно деформированная волна земляного канала. Поэтому напряжение в точке x=3 км начинает нарастать почти точно через 10 мкс, то есть на рис.1а и б почти при *t*=0. При пренебрежении потерями в междупроводных каналах часть напряжения до прихода волны по каналу «все провода – земля» просто повторяет в уменьшенном масштабе исходную волну. Однако расчеты частотным методом показывают, что это не совсем так. Все-таки потери

в междупроводных каналах оказывают сглаживающее действие на начальную часть фронта волны, что имеет существенное значение при точном анализе грозозащиты. Желательно, чтобы метод бегущих волн учитывал и этот фактор.

Еще одно отличие рис.1а и рис.1б состоит в изменении соотношения между каналами при изолировании и заземлении параллельных проводов, то есть в изменении высоты ступени. Естественно метод бегущих волн должен повторять это изменение.

При расчете частотным методом использовались обычные формулы для определения матрицы  $\mathbf{Z}_{\Pi}$  продольных собственных и взаимных активноиндуктивных параметров многопроводной линии [5]. Для текущей частоты f и соответственно круговой частоты  $\omega=2\pi f$  они определяются как сумма трех составляющих.

$$\mathbf{Z}_{\Pi} = j\boldsymbol{\omega} \cdot \mathbf{L} + \mathbf{Z}^{(\Pi P)} + \mathbf{Z}^{(3)}, \qquad (2)$$

где L – квадратная матрица собственных и взаимных индуктивностей линии без потерь, равная

$$\mathbf{L} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N} ,$$

где N – матрица, названная в работе [1] матрицей логарифмов линии;  $\mathbf{Z}^{(\Pi P)}$  – диагональная матрица собственных сопротивлений многожильных витых проводов с учетом магнитных потоков, проникающих в эти провода;  $\mathbf{Z}^{(3)}$  – квадратная матрица собственных и взаимных вносимых сопротивлений, вызванных изменением геометрии поля, проникающего в проводящий грунт.

Для проводов линии электропередачи можно принять осесимметричное распределение плотности тока внутри проводов. При этом внутреннее сопротивление провода будет [6]:

$$Z_{ii}^{(\Pi P)} = \frac{m_i \rho_i}{2\pi r_i} \cdot \frac{I_0(m_i r_i)}{I_1(m_i r_i)} \cdot s_i \quad , \tag{3}$$

где  $r_i$  – радиус *i*-го провода;  $\rho_i$  – удельное сопротивление материала проводов;  $s_i$ =1.4-1.7 – поправочный коэффициент, учитывающий многожильную структуру витых проводов;  $m_i \approx \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_i}}$  – волновое число материала провода;  $I_0(), I_1()$  –

функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Коэффициенты матрицы  $\mathbf{Z}^{(3)}$ , найденные Карсоном, имеют вид:

$$Z_{ki}^{(3)} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_k + h_i)} \cdot \cos(\lambda \cdot b_{ki})}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}}} \cdot d\lambda = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} F_{ki}, \qquad (4)$$

где  $h_k$  и  $h_i$  – высота подвеса k-го и i-го проводов;  $b_{ki}$  – расстояние между проводами по горизонтали.

Для цепи "*i*-й провод – земля"  $Z_{ii}^{(3)}$  определяется по этой же формуле при  $b_{ki} = 0$  и  $h_k = h_i$ .

Решение Карсона дает хорошую точность только до частот в сотни килогерц и при удельных сопротивлениях грунта не выше 1000 Ом·м [6]. Для  $\rho$ =10000 Ом·м и частотах 10<sup>6</sup> Гц и выше нужно использовать более точные и

сложные выражения. Несмотря на это, для упрощения далее используется приближение Карсона во всем исследуемом диапазоне частот вплоть до  $10^7$  Гц. При необходимости более точного моделирования влияния поля в земле на высокочастотные параметры линии соответствующие выражения можно вводить без каких-либо принципиальных изменений алгоритма. Кроме того, высокочастотные составляющие быстро затухают при распространении по линии. Их правильный учет носит характер малых поправок.

В методе бегущих волн первое слагаемое определяет параметры схемы замещения линии без потерь. Она строится стандартным образом [1]. Выбирается шаг по длине линии  $\Delta x$  (например, 3 м), что задает шаг по времени  $\Delta t = \Delta x/c$ , где с=300 м/мкс (при  $\Delta x$ =3 м  $\Delta t$ =0.01 мкс). Для линии конечной длины (например, *l*=6000 м) каждый провод моделируется в памяти машины двумя массивами длиной  $n_i = 1/\Delta x + 1$  (в примере  $n_i = 2001$ ). В одном из них хранятся значения волн, распространяющихся в сторону возрастания координаты x, во втором записываются волны, бегущие в обратную сторону. Переход к следующему шагу по времени производится простым перемещением значений волн в следующий элемент массива для прямых всех волн ИЛИ в предыдущий для обратных волн. Волны в каждом проводе распространяются независимо от наличия других проводов. В начале и конце линии на каждом шаге по времени определяются падающие волны, рассчитываются напряжения на проводах и находятся значения волн, уходящих в линию. Только здесь нужны волновые параметры линии, которые находятся как  $Z_w = 60N$ , где  $Z_w$  – матрица собственных и взаимных волновых сопротивлений линии. Фактически элементы всех массивов с одинаковыми номерами можно трактовать как узлы схемы замещения п-проводной линии. В целом такой алгоритм моделирует первое слагаемое в формуле (2). Будем называть такие узлы «пустыми» узлами. Вместо

некоторых из них схема замещения линии может содержать узлы, моделирующие влияние искажающих факторов: потери в земле и проводах, корону на проводах, размещение опор, транспозиции и т.п. В частности, узлы, учитывающие изменения матрицы продольных параметров линии из-за проникновения поля в проводники, будем называть, как это принято в работе [6], Z-узлами.

В настоящей статье анализируется только влияние поверхностного эффекта в земле, то есть моделирование совместного воздействия первого и третьего слагаемого в выражении (2). Влияние второго слагаемого (потерь внутри проводов) может быть очень существенным при расчете распространения волн по линии длиной в десятки километров [8]. При длинах пробега волн в единицы километров, рассматриваемых в настоящей работе, этим слагаемым можно пренебречь (рис.1а). Тогда верхний индекс третьего слагаемого можно опустить и матрицу  $Z^{(3)}$  далее обозначать как Z. Для рассматриваемой трехпроводной линии, симметричной относительно вертикальной оси, с одинаковыми высотами подвеса проводов, в Z будут различными три коэффициента  $Z_{11}=Z_{22}=Z_{33}$ ,  $Z_{12}=Z_{21}=Z_{23}=Z_{32}$ , и  $Z_{13}=Z_{31}$ . При этом всегда выполняется соотношение  $Z_{11}=Z_{12}=Z_{13}$ . На рис.2 приведены вещественные и мнимые части  $Z_{11}$ и  $Z_{13}$ , рассчитанные на 1 км линии. Видно, что они близки в широком диапазоне частот. На рис.3 дано превышение собственного сопротивления над взаимным, а на рис.4 разности собственного и взаимного сопротивления приведены в процентах к текущему значению взаимного сопротивления.



Рис.2. Частотные характеристики вещественной (а) и мнимой (б) частей добавок к собственному (Z<sub>11</sub>) и взаимному (Z<sub>13</sub>) продольным сопротивлениям линии



Рис.3. Разности частотных характеристик вещественной (а) и мнимой (б) частей добавок к собственному (Z<sub>11</sub>) и взаимному (Z<sub>13</sub>) продольным сопротивлениям линии



Рис.4. Относительные величины разности частотных характеристик вещественной (а) и мнимой (б) частей добавок к собственному (Z<sub>11</sub>) и взаимному (Z<sub>13</sub>) продольным сопротивлениям линии

Из рис.2 и 3 видно, что все коэффициенты матрицы Z близки друг к другу, что позволяет в первом приближении считать их одинаковыми [8], равными некоторому среднему значению Z. Тогда матрица Z становится скалярной матрицей, у которой все коэффициенты равны Z. На этом были построены алгоритмы [1, 8]. В программах задавался провод на некоторой

«средней высоте», для которого вычислялась частотная характеристика составляющей собственного сопротивления, вызванная проникновением поля в землю. Вопрос о том, что такое «средняя высота» для линии с разными высотами подвеса проводов не обсуждался. Теперь положим, что для рассматриваемой линии базовым является наименьший из коэффициентов матрицы **Z**, то есть Z<sub>13</sub>. Тогда **Z** можно представить виде двух слагаемых:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_{13} + \Delta \mathbf{Z} = \begin{bmatrix} Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \\ Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \\ Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{11} - Z_{13} & Z_{12} - Z_{13} & 0 \\ Z_{12} - Z_{13} & Z_{11} - Z_{13} & Z_{12} - Z_{13} \\ 0 & Z_{12} - Z_{13} & Z_{11} - Z_{13} \end{bmatrix},$$
(5)

где все вещественные и мнимые части коэффициентов во втором слагаемом больше нуля или равны нулю.

Предварительно, положим второе слагаемое равным нулю. Максимальные погрешности этого допущения на частоте 1.5 МГц составляют примерно 1.1% для активного сопротивления и около 5.7% для индуктивной составляющей. При снижении частоты эти погрешности быстро уменьшаются. Поэтому допущение о равенстве нулю  $\Delta Z$  кажется вполне естественным для расчетов деформации фронтов волн. Более подробно этот вопрос обсуждается ниже.

Все рассуждения о параметрах линии велись в комплексной плоскости. Один из вариантов перехода к расчетам непосредственно в функции времени состоит в подборе схем с параметрами, не зависящими от частоты. Частотные характеристики всей схемы должны прибижаться к данным рис.2. Именно это и позволяют сделать схемы с цепочкой *RL*-звеньев.

Методики нахождения параметров этих звеньев описаны в статье [7]. Речь идет о решении системы нелинейных уравнений вида

$$ReZ(j\omega_k) + j ImZ(j\omega_k) = \sum_{i=1}^{m} \frac{j\omega_k L_i R_i}{R_i + j\omega_k L_i}, \ k = 1,2...m$$
(6)

для некоторых заданных значений  $\omega_k$ . Число заданных (опорных) частот может быть больше числа *RL*-звеньев. Однако практика расчетов показала, что оптимальным для данной задачи является моделирование исходной зависимости в логарифмическом масштабе по частоте с шагом на целую декаду ее изменения и числом звеньев, равным числу заданных частот. Тогда для моделирования в выбранном выше диапазоне (от 10 кГц до 1 МГц) достаточно выбрать три опорных частоты  $f_1=10^4$  Гц,  $f_2=10^5$  Гц и  $f_3=10^6$  Гц. Соответственно, нужно принять схему замещения, состоящую из трех звеньев. Для волн с очень крутыми фронтами можно добавить еще одну опорную частоту и четвертое звено.

На рис.5 приведены результаты решения системы (6) с помощью процедуры Minerr() системы Mathcad, которая в данном случае работает очень эффективно. Начальные приближения для всех *R* и *L* задавались по статье [7].


Рис.5. Результаты подбора параметров цепных схем замещения продольных сопротивлений трехпроводной линии на 1 км длины

Определялись параметры четырех- и трехзвенных схем замещения  $Z_{13}$ , трехзвенных схем замещения  $Z_{11}$  и  $Z_{12}$ . Дополнительно были вычислены поэлементные разности между всеми тремя трехзвенными схемами. На светлом фоне приведены звенья, которые использованы в дальнейших расчетах.

Как и следовало ожидать, близость частотных характеристик анализируемых составляющих собственных и взаимных сопротивлений приводит к близости параметров их схем замещения. Тем не менее, следует отметить, что активные сопротивления третьего звена отличаются вполне заметно. Разности составляют от 161 до 596 Ом, что сравнимо с волновыми сопротивлениями линии без потерь.

На рис.6 приведены частотные характеристики сопротивления  $Z_{13}$  и четырехзвенной и трехзвенной схем. Здесь видно, что подобранные схемы хорошо аппроксимируют исходные частотные зависимости в диапазонах от  $10^4$  до  $10^6$  Гц. При этом четырехзвенная схема дает хорошее совпадение и в следующей декаде частот, а вещественная часть частотной характеристики трехзвенной схемы при частотах выше 1 МГц начинает заметно превышать параметры сопротивлений, вычисленных непосредственно через интегралы Карсона. В рассмотренном далее алгоритме увеличение числа звеньев схемы замещения с постоянными параметрами, вообще говоря, не принципиально. Тем не менее, в дальнейшем применяется трехзвенная схема по следующим соображениям.

В волновом методе необходимо рассчитывать преломленные и отраженные волны от любого искажающего узла (рис.7а).



Рис.6. Сопоставление вещественных (а) и мнимых (б) частей частотных характеристик сопротивлений, вычисленных по (4), и частотных характеристик:

A — четырехзвенной схемы замещения; Б — трехзвенной схемы замещения



Рис.7. Варианты схем замещения в узлах, учитывающих потери в земле: а – схема замещения с распределенными и сосредоточенными параметрами для однопроводной линии; б – схема замещения Z-узла с источником напряжения; в – схема замещения Z-узла с источником тока

Обычно для этого применяется правило эквивалентной волны, предложенное М.В.Костенко, которое состоит в том, что подходящая многопроводная линия заменяется матрицей ее волновых сопротивлений с источниками напряжений, равными удвоенному значению падающей волны (для однопроводной задачи схема дана на рис.76). При пренебрежении  $\Delta Z$  в выражении (5) и заданных токах имеем для падения напряжения в Z-узле:

$$\Delta \mathbf{U} = \mathbf{Z}_{13}\mathbf{I} = \begin{bmatrix} Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \\ Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \\ Z_{13} & Z_{13} & Z_{13} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \\ Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \\ Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \end{bmatrix}.$$
(7)

Отсюда следует, что дополнительное падение напряжения одинаково на всех проводах и оно вызывается алгебраической суммой всех токов. Эта сумма равна току, текущему в земле, то есть она определяет потери и деформацию фронта волны в волновом канале «все провода – земля». Волны в междупроводных каналах при пренебрежении  $\Delta Z$  распространяются без искажения. На самом деле токи заранее не известны. Их нужно определять из расчета в схеме рис.76, что может быть целесообразно в дальнейшем для оптимизации числа искажающих узлов. В задачах, для которых большое число Z-узлов не критично, можно поступить следующим образом [7]. Волновое сопротивление линии для канала «все провода – земля» определяется по формулам параллельного сложения волновых сопротивлений всех проводов с учетом взаимосвязи между ними:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Z}_{w}^{-1}; \quad y_{w} = \sum_{i=1}^{3} \sum_{j=1}^{3} y_{i,j} \qquad z_{w} = \frac{1}{y_{w}}.$$
(8)

Для рассматриваемой линии  $z_w$ =208 Ом.

Рассмотрим эквивалентную схему рис.76. Для волн с крутым фронтом в первый момент все индуктивности представляют собой разрывы и последовательно с  $Z_w$  будет включено сопротивление  $R_{\Sigma}=R_1+R_2+R_3$ .

Для этого момента времени ток в схеме равен:

$$i = \frac{2u_{\text{mag}}}{2Z_w + R_{\Sigma}} = \frac{1}{2Z_w} \left( \frac{1}{1 + \frac{R_{\Sigma}}{2Z_w}} \right) \cdot 2u_{\text{mag}} \cdot$$
(9)

Сумма активных сопротивлений трехзвенной схемы замещения  $Z_{13}$  (рис.5) равна  $R_{\Sigma}\approx6500$  Ом/км. Пока предположим, что шаг по искажающим узлам очень маленький – 5 м. В каждом узле включено активное сопротивление 6500/200= 32.5 Ом. Тогда раскладывая в ряд выражения в скобках формулы (9), можно получить:

$$i = \frac{2u_{\text{nag}}}{Z_{w}} \left( 1 - \frac{R_{\Sigma}}{2Z_{w}} + \dots \right).$$
(10)

При  $z_w$ =208 Ом второй член ряда в формуле (10) будет равен 32.5/416=0.078. Погрешность пренебрежения остальными членами ряда составит менее 1%. Тогда в первый момент времени волна, возникающая после Z-узла, равна:

$$u = Z_{w}i \approx u_{\pi a\pi} \left( 1 - \frac{R_{\Sigma}}{2Z_{w}} + \dots \right) = u_{\pi a\pi} - \frac{R_{\Sigma}}{2Z_{w}} u_{\pi a\pi} = u_{\pi a\pi} - \frac{\Delta u}{2}, \qquad (11)$$

где  $\Delta u = \frac{R_{\Sigma}}{2Z_w} u_{\text{пад}} = R_{\Sigma} i$ ,

причем *i* определено в предположении, что  $R_{\Sigma} = 0$ .

Используя эти допущения, можно сформулировать алгоритм расчета преломленных волн в *Z*-узле.

1. Определяется суммарный ток во всех проводах  $i_{\Sigma}$  без учета влияния Zузла. Для этого находится вектор волн, приходящих к Z-узлу с любой из сторон, он умножается на обращенную матрицу волновых сопротивлений, и коэффициенты полученного вектора суммируются.

2. Определяется падение напряжения на *RL*-звеньях схемы.

3. Вычисляются преломленные волны как разности исходных волн на *i*-м проводе и половины найденного падения напряжения.

4. Можно показать, что при тех же допущениях отраженная волна равна  $\Delta u/2$ , причем ее знак совпадает со знаком падающей волны.

Погрешности, связанные с пренебрежением высшими членами ряда в формуле (10), с течением времени будут становиться еще меньше, индуктивности начнут шунтировать  $R_i$ . В результате придем к схеме рис.7в, где вместо  $2u_{\text{пад}}$  включен источник тока *i*. Общее падение напряжения будет составлять  $\Delta u = \Delta u_1 + \Delta u_2 + \Delta u_3$ . Это следующий принципиальный момент алгоритма, поскольку теперь система дифференциальных уравнений разделилась на независимые уравнения, число которых равно числу двухполюсников. Поскольку суммарный ток теперь задан, то для напряжений на каждом (например, первом) звене можно записать:

$$L\frac{di_L}{dt} + R \cdot i_L = R \cdot i_{\Sigma} .$$
<sup>(12)</sup>

В правой части содержится заданная функция. При ступенчатой аппроксимации этой функции, естественной в дискретном методе бегущих волн, и некотором начальном токе в индуктивности  $i_{L \text{ H}}$  решение уравнения (12) будет:

$$i_{L}(\Delta t) = i_{\Sigma}k_{2} + i_{L_{\rm H}}k_{1}, \qquad (13)$$

где  $k_1 = e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}$ ;  $k_2 = 1 - k_1$ ;  $\tau = \frac{L}{R}$ ;  $\Delta t$  – постоянный шаг расчета.

Падение напряжения  $\Delta u_1$  в первом звене будет:

 $\Delta u_1 = R \cdot i_R = R \cdot [i_{\Sigma} - i_L(\Delta t)].$ 

Аналогично вычисляются  $\Delta u_2$  и  $\Delta u_3$ . При увеличении числа звеньев алгоритм не усложняется. Таким образом, сделанные допущения позволяют перейти в методе бегущих волн от расчета преломлений и отражений волн в сложных многополюсных схемах с постоянными параметрами к простейшему алгоритму, содержащему два умножения и одно сложение на каждое *LR*-звено. Наиболее трудоемкой здесь оказывается выборка текущих значений падающих волн из общих массивов волн, бегущих в различных направлениях, и нахождение тока в канале "все провода – земля".

(14)

Теперь введем **∆Z**>0. Из выражений (5) и (7) получим:

$$\Delta \mathbf{U} = (\mathbf{Z}_{13} + \Delta \mathbf{Z})\mathbf{I} = \begin{bmatrix} Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \\ Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \\ Z_{13} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} (Z_{11} - Z_{13})I_1 + (Z_{12} - Z_{13})I_2 \\ (Z_{12} - Z_{13})I_1 + (Z_{11} - Z_{13})I_2 + (Z_{12} - Z_{13})I_3 \\ (Z_{12} - Z_{13})I_2 + (Z_{11} - Z_{13})I_3 \end{bmatrix}^{-1}$$
(15)

или:

$$\Delta \mathbf{U} = (\mathbf{Z}_{13} + \Delta \mathbf{Z})\mathbf{I} = \begin{bmatrix} Z_{13} \cdot (\mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_3) \\ Z_{13} \cdot (\mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_3) \\ Z_{13} \cdot (\mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_3) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} (Z_{12} - Z_{13})(\mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2) \\ (Z_{12} - Z_{13})(\mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_3) \\ (Z_{12} - Z_{13})(\mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_3) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} (Z_{11} - Z_{12})\mathbf{I}_1 \\ (Z_{11} - Z_{12})\mathbf{I}_2 \\ (Z_{11} - Z_{12})\mathbf{I}_3 \end{bmatrix}^{\prime}$$
(16)

то есть для рассматриваемой симметричной относительно оси опоры линии теперь нужно ввести в расчеты всего два сопротивления (Z<sub>12</sub>-Z<sub>13</sub>) и (Z<sub>11</sub>-Z<sub>12</sub>).

Непосредственное вычисление разностей исходных сопротивлений и последующее моделирование цепными схемами с помощью упомянутой выше процедуры Minerr() не дало положительных результатов. С увеличением частоты эти разности нарастают значительно быстрее, чем исходные зависимости (рис.3). Кроме того, возникают трудности с выбором хорошего начального приближения. В данном случае можно поступить значительно Определить разности параметров схем, каждая из проще. которых аппроксимирует исходные частотные зависимости. Из-за нелинейности задачи это не означает, что частотные характеристики разностей исходных сопротивлений цепных схем хорошо совпадут, но в качестве начального приближения их можно использовать. Далее из рис.5 видно, что для всех разностей параметров цепных схем активные сопротивления первых двух звеньев на много порядков меньше сопротивлений третьих звеньев. Поскольку введение ΔZ>0 носит уточняющий характер, можно считать, что для моделирования второго и третьего слагаемого в уравнении (16) достаточно ограничиться схемой из одного RL-звена. При этом данные из рис.5 можно использовать как начальные приближения. Подобрать  $R_3$  и  $L_3$  просто. В частности, для рассматриваемого примера линии оказалось, что хорошие приближения в диапазоне частот от 10 кГц до 1.5 МГц дают исходные значения индуктивности  $L_3$ , а активные сопротивления нужно удвоить (рис.8)



Рис.8. Сопоставление вещественных (а) и мнимых (б) частей частотных характеристик разности собственного и взаимного сопротивлений, вычисленных по формуле (4), и начальной части частотной характеристики третьего RL-звена схемы замещения (Z<sub>12</sub>-Z<sub>13</sub>) из рис.5

Из рис.8 видно, что, несмотря на большие активные сопротивления третьих звеньев на рис.5, при расчетах влияния  $\Delta Z$ >0 вещественная часть дополнительного сопротивления не превышает 10 Ом/км, то есть используется только начальный участок значимой части частотной характеристики этих звеньев. Поэтому вопрос о погрешности моделирования дополнительных потерь схемами с источником тока не возникает. Это существенно, поскольку не ясно, что понимать под волновыми сопротивлениями для различных комбинаций токов в уравнении (16). Все сказанное о вычислении падения напряжения на каждом из звеньев при постоянном шаге расчета относится и к расчету влияния  $\Delta Z$ >0.

В целом, для рассматриваемой трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов в Z-узлах нужно рассчитывать падения напряжения на 5 звеньях: трех для моделирования канала «все провода – земля» ( $Z_{13}$ ) и двух для моделирования потерь в междуфазных каналах – ( $Z_{12}$ - $Z_{13}$ ) и ( $Z_{11}$ - $Z_{12}$ ). При этом учет последнего фактора практически не увеличивает общей трудоемкости алгоритма.

Практика счета волновым методом показала, что ограничение на допустимую частоту расстановки Z-узлов по критерию пренебрежения высшими членами ряда в выражении (10) излишне жесткое. Действительно, постоянные времени всех третьих звеньев составляют сотые доли микросекунды. При малом шаге по длине (3 м) шаг по времени составляет 0.01 мкс. Поэтому уже к концу первого шага индуктивности заметно шунтируют большие значения сопротивлений всех RL-звеньев. Реально, при шаге по времени 3-6 м, даже для грозовых волн с очень крутыми фронтами, искажающие узлы можно расставлять через 30 м без заметных изменений кривых напряжений. Для волн с фронтами 1 мкс и более вполне допустим шаг 50-60 м.

В заключение на рис.9 приведено наложение результатов расчетов, выполненных тремя независимыми методами. Для фиксации незначительных расхождений кривые выполнены тонкими линиями, а рисунки даны в большем масштабе, чем предыдущие графики.



Рис.9. Сопоставление результатов расчетов частотным методом (ЧМ), волновым методом (BM) и по программе АТР (АТР) деформации фронта волны при подаче напряжения:

a - на все три фазы; 6 - на провод 1 и изолированных проводах 2 и 3; b - на провод 1 и заземленных при x=0 проводах 2 и 3

Расчеты выполнены при следующих исходных данных. Потери в земле учитывались в приближении Карсона для однослойной земли с р=10000 Ом·м. Внутреннее сопротивление проводов полагалось равным нулю. Геометрические размеры линии и параметры волны на первом проводе при х=0 описаны выше.

Частотный метод (ЧМ). Диапазон частот от 100 Гц до 10 МГц. Число точек на декаду 100. Шаг расчета интегралов Фурье по времени – 0.01 мкс. Линия начинается при х=0 и уходит в бесконечность. Время счета на компьютере с тактовой частотой 2.5 ГГц ~ 3 с.

Волновой метод (ВМ). Шаг по длине – 3 м. Шаг по времени 0.01 с. Искажающие узлы с учетом  $\Delta Z>0$  расставлены в каждом пятом узле или через 15 м. Опорные частоты при моделировании потерь в земле 10, 100 кГц и 1 МГц. Общая длина линии 6 км. В конце линии – холостой ход. Общее число узлов 2000. Число искажающих узлов 400. Результаты выводятся в середине линии в тысячном узле или после прохождения 200 искажающих узлов. Расчет проводился до 20 мкс от момента прихода появления напряжения в первом узле (10 мкс от момента прихода волны в 1000 узел). Время расчета на том же компьютере примерно 1 с.

*Расчеты, выполненные по программе АТР (АТР).* Шаг по времени – 0.01 с. Модель учета влияния земли по J.Marti. Общая длина линии – 2 участка по 3 км. В конце линии – холостой ход. Вывод напряжений – в конце первого участка. Время счета менее 1 с.

Из рис.9 видно, что совпадение расчетов по все трем методам очень хорошее. Получено практически полное совпадение результатов расчетов по трем программам, основанным на совершенно различной математической и алгоритмической базах. Можно отметить, что при использовании волнового метода двойное увеличение шага по длине, двукратное увеличение шага по узлам, а также двойной сдвиг опорных частот лишь малозаметно изменяют графики напряжений на экране ПЭВМ, которые трудно отобразить в масштабе рис.9.

Дополнительно были выполнены расчеты волновым методом напряжений при пренебрежении потерями в междупроводных каналах. Как и следовало ожидать, изменение коснулось лишь фронтовой части ступени на графиках напряжений при x=3 км (пунктир на рис.96, в). При всей кажущейся незначительности изменения форм напряжений в масштабе по времени, крутизна начального участка фронта волн меняется весьма заметно (рис.96, в). Это, в принципе, может быть существенным при анализе грозовых перенапряжений на продольной изоляции трансформаторов. Хотя надо отметить, что введение в расчеты распространения волн по междупроводным каналам без потерь идет в запас. С другой стороны, выполненные расчеты показывают необходимость учета многопроводности на подходах линий электропередачи к подстанциям. Однопроводная постановка задачи при пробеге волнами расстояний в несколько километров и при высоком удельном сопротивлении грунта не может дать форму фронтов напряжений, приведенную в настоящей работе. Естественно, что корона на проводах существенно сгладит различие между однопроводной и многопроводной постановкой задачи, но такой анализ выходит за рамки статьи.

#### Выводы

1. На основе метода бегущих волн разработан усовершенствованный быстродействующий алгоритм расчета деформации фронтов волн микросекундной длительности в многопроводных воздушных линиях электропередачи с учетом потерь во всех волновых каналах, вызванных влиянием скин-эффекта в земле.

2. Получено хорошее совпадение форм кривых при временах от 0.01 до 10 мкс при расчетах по трем независимым методам, алгоритмам и программам, а именно: по методу, основанному на применении интегрального преобразования Фурье, и методу бегущих волн с моделированием изменения параметров линии *RL*-звеньями; по одному из алгоритмов, включенных

в комплекс АТР. Каждый из этих алгоритмов имеет свои области применения. В частности, моделирование потерь в земле путем установки искажающих узлов с *RL*-звеньями наилучшим образом вписывается в общий алгоритм расчета волновых процессов коронирующих линий с неоднородностями по длине и многовариантных расчетов показателей надежности грозозащиты подстанций.

3. В работе все расчеты выполнены для простейшей трехпроводной линии класса 110 кВ без грозозащитных тросов. Для обобщения полученных результатов на линии любых классов напряжения и конструктивных исполнений необходимо развитие методики учета потерь в междупроводных каналах для несимметричных относительно оси опоры линий И выполнение многовариантных расчетов влияния геометрии линии на форму фронта волны.

### Литература

- 1. Ефимов Б.В. Грозовые волны в воздушных линиях. Апатиты: Изд-во КНЦ PAH, 2000. 134 c.
- 2. Marti J.R. Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations // IEEE Trans. Power App. Syst. 1982. Vol. PAS-101. P. 147-157.
- 3. Elektromagnetic Transients Program Rule Book // Bonneville Power Administration. Oregon, 1982. April.
- 4. Волновые процессы и электрические помехи в линиях высокого напряжения / М.В.Костенко, Л.С.Перельман, Ю.П.Шкарин. М.: Энергия, 1973. 270 с.
- 5. Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Влияние многослойности грунта на параметры многопроводной линии и деформацию фронтов грозовых волн. СПб.: НТВ СПбГПУ, 2009. 4-1 (89). С. 188-201.
- 6. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения / М.В.Костенко, К.П.Кадомская, М.Л.Левинштейн, И.А.Ефремов Л.: Наука, 1988. 302 с.
- 7. Анализ деформации грозовых волн при их распространении по ВЛ на расстояние более 100 км / Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова, Я.А.Стогова // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2011. 2 (4). С. 43-59.
- 8. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И.Гумерова. Л.: Наука. 1981. 127 с.

#### Сведения об авторах

## 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

#### Гумерова Натэлла Идрисовна,

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с. Россия, Санкт-Петербург, Политехническая ул., д.29 Тел. 8-911-257 3809,

Эл. почта: <u>nigumerova@mail.ru</u>

## УДК 621.311

## Д.В.Куклин

## РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ\*

#### Аннотация

В статье описан графический интерфейс пользователя программы, используемой для расчета переходного сопротивления заземлителей энергетических устройств с помощью метода конечных разностей во временной области. Сделан расчет сопротивления заземления опоры упрощенной формы. Представлен результат измерения переходного сопротивления опоры.

#### Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, переходное сопротивление, заземление.

## D.V.Kuklin

## CALCULATION OF TRANSIENT RESISTANCE OF ENERGETIC DEVICES' GROUNDINGS

#### Abstract

A graphical user interface of program that is used for transient resistance calculations of energetic devices' groundings by FDTD method is described in the article. Calculation of simple transmission tower's grounding is made. Result of transient resistance measurement of transmission tower's grounding is presented.

#### Keywords:

finite difference time domain method, transient resistance, grounding.

В статье<sup>\*\*</sup> [1] был описан способ расчета переходных сопротивлений заземлителей с помощью метода FDTD. Но создавать сложную модель для расчета сопротивления – трудоемкая задача, так как определяющие модель параметры необходимо задавать в каждой точке расчетной сетки. Кроме того, описанную модель трудно воспринимать и изменять, если она записана в виде кода на языке программирования. Поэтому была написана программа, получающая параметры модели из файла. Формат файла позволяет задавать модель более простым образом, а также хранить только ту информацию, которая относится к конкретному расчету, не вдаваясь в подробности реализации метода FDTD.

Однако задавать параметры трехмерной модели в виде текста неудобно, так как это приводит к большим затратам времени и ошибкам, значительно влияющим на результаты расчета, которые к тому же сложно обнаружить. Т.е. существует необходимость задавать модель графически. Для этого была создана программа, позволяющая создавать модель и проверять ее правильность в трехмерном виде. Интерфейс пользователя программы показан на рис.1.

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 09-08-00276).

<sup>\*\*</sup>Применение метода конечных разностей во временной области для расчета волновых процессов в протяженных подземных проводниках / Д.В.Куклин // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 1.

Интерфейс пользователя состоит из трех окон. Первое окно служит для создания модели, второе – для представления модели в трехмерном виде, а в третьем окне представляются результаты расчета.



Puc.1. Интерфейс пользователя программы для упрощения расчета переходного сопротивления заземлителей с помощью метода FDTD

Особенности сетки FDTD не позволяют использовать готовые графические программы для создания модели, поэтому была написана новая программа. Один из способов создания трехмерной модели – разделение трехмерной области на двухмерные "слои", каждый из которых затем редактируется отдельно. Такой способ прост для освоения и реализации, вследствие чего он и был выбран для создания модели. Однако он не дает наглядного представления о трехмерной модели. Для этой цели, а также для контроля ошибок в созданной модели в программе имеется возможность представить модель в трехмерном виде. Также в программе предусмотрено представление результатов расчета.

Расчет сопротивления опоры упрощенной формы.

В качестве тестирования интерфейса был произведен расчет переходного сопротивления опоры с четырьмя лучами горизонтальных заземлителей.

Параметры модели:

- размеры области 55х55х35 м;
- размер ячейки сетки 0.25 м;

• удельное сопротивление земли 200 Ом м;

• относительная диэлектрическая проницаемость – 20;

• ток вводился у основания опоры в каждый из четырех фундаментов.

Так как это лишь тестовый расчет, то для уменьшения времени расчета время фронта импульса тока выбрано существенно меньшим по сравнению с типичным временем фронта грозового импульса тока.

Потенциал определялся через интеграл электрического поля вдоль пути, показанного на рис.2.

При моделировании опоры были приняты следующие упрощения:

• опора смоделирована только с помощью ортогональных проводников;

• железобетонные фундаменты опор приняты металлическими. Параметры опоры показаны на рис.2, на рис.3 представлены результаты вычислений.



Рис.2. Параметры опоры. Здесь П – это путь, вдоль которого рассчитывался интеграл электрического поля для нахождения потенциала





І-суммарный ток, вводимый в четыре фундамента

Измерение сопротивления опоры без горизонтальных заземлителей.

Для получения опыта моделирования энергетических устройств с целью расчета их переходного сопротивления были проведены измерения переходного сопротивления опоры. Чтобы исключить влияние на переходное сопротивление лучевых заземлителей неизвестной длины, было измерено сопротивление опоры без лучевых заземлителей (рис.4).



## Рис.4. Схема измерений

Токовый и потенциальный контуры расположены перпендикулярно и представляют собой изолированные провода, проложенные по поверхности земли. Длина потенциального и токового контуров одинакова и составляет по 200 м. Ток вводится в опору над одним из железобетонных фундаментов опоры. Измерения тока через заземлитель и потенциала на нем проводились двухлучевым осциллографом.

На рис.5 изображены осциллограммы токов и напряжений, а также переходное сопротивление заземления опоры. Здесь представлены результаты, соответствующие схеме измерений на рис.4 ( $I_1$ ,  $U_1$ ), а также результаты в случае, когда токовый и потенциальный контуры поменяли местами ( $I_2$ ,  $U_2$ ). Из рис.5 можно видеть, что даже при существенном различии токов и потенциалов сопротивление заземления совпадает очень точно.



Рис.5. Результаты измерений сопротивления опоры (рис.4)

Сопротивление опоры было также определено с помощью измерителя сопротивления заземления "ИСЗ-2016" и составило 14.3 Ом. Им же измерено удельное сопротивление грунта под опорой – 240 Ом·м.

Расчет сопротивления опоры без горизонтальных заземлителей.

Для расчета сопротивления опоры, измерение сопротивления которой описано выше, необходимо решение следующих задач:

• размеры опоры, а также длина токового и потенциального контуров делают расчетную область очень большой, вследствие чего увеличиваются объем занимаемой памяти и время расчета. Следовательно, необходимо использование компьютера с большим объемом памяти, а также распараллеливание расчета на несколько процессорных ядер. Либо необходимо увеличивать размеры ячеек сетки;

• расчет будет более точным при создании модели опоры с использованием моделирования произвольно ориентированных тонких проводников;

• в точном моделировании нуждаются железобетонные фундаменты опоры.

#### Сведения об авторах

## Куклин Дмитрий Владимирович,

инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физикотехнических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А Эл. почта: kuklindima@gmail.com

## УДК 621.311

## М.Б.Баранник, А.Вильянен, А.Н.Данилин, Ю.В.Катькалов, В.В.Колобов, П.И.Прокопчук, Я.А.Сахаров, В.Н.Селиванов

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ РОССИИ ДЛЯ ПРОЕКТА EURISGIC\*

#### Аннотация

Представлены результаты работ по расширению системы регистрации геоиндуктированных токов на Северо-Западе России в рамках проекта EURISGIC.

Ключевые слова:

магнитные бури, геоиндуктированные токи, проект EURISGIC.

# M.B.Barannik, A.Viljanen, A.N.Danilin, Yu.V.Katkalov, V.V.Kolobov, P.I.Prokopchuk, Ya.A.Sakharov, V.N.Selivanov

## DEVELOPMENT IN THE NORTH-WEST RUSSIA OF GEOMAGNETICALLY INDUCED CURRENTS MEASURING SYSTEM FOR THE EURISGIC PROJECT

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке Европейского Союза (проект 260330 в рамках программы FP7).

#### Abstract

The results of expansion of the geomagnetically induced currents measuring system in the North-West Russia in framework of EURISGIC project are presented.

#### Keywords:

#### geomagnetic storms, geomagnetically induced currents, EURISGIC project.

Магнитосферные возмущения, вызываемые активными явлениями на Солнце, сопровождаются динамическими процессами в магнитосферных токовых системах, в том числе изменениями ионосферных токов, протекающих на высоте примерно 100 км. Изменения ионосферных токов приводят к генерации электромагнитных полей на поверхности Земли, следствием возбуждения электрического поля является генерация теллурических (земных) токов. При этом в протяженных проводящих технологических системах, заземленных более чем в одной точке, протекают токи, которые принято называть геоиндуктированными токами (ГИТ). Развитие ГИТ в различных токопроводящих технологических системах, таких как линии электропередач, трубопроводы, кабельные системах связи, способно вызвать нарушения в работе систем вплоть до аварийных ситуаций [1].

Активные исследования воздействия ГИТ на технологические системы проводятся более 30 лет в различных странах [2], в то же время задача защиты от негативных воздействий геомагнитных возмущений не решена окончательно. Во-первых, весьма сложен прогноз появления магнитных бурь во времени, во-вторых, разнообразно проявление эффектов бури в пространстве, в-третьих, каждая технологическая система откликается на магнитосферные возмущения по-своему. Требуется, с одной стороны, глобальный, планетарный подход к исследованию явления, а с другой стороны, необходимо изучение процессов развития и действия ГИТ в конкретных системах с различной их локализацией. Следует отметить, что до настоящего времени на территории России регулярная регистрация ГИТ проводилась только на Кольском п-ове усилиями сотрудников Полярного геофизического института и Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН [3]

Наиболее эффективным способом постановки и решения подобных проблем является международная кооперация. В марте 2011 г. начаты работы по проекту European Risk from Geomagnetically Induced Currents (EURISGIS) [4], направленному на оценку риска воздействия геомагнитных возмущений на европейские энергетические системы. Проект получил финансовую поддержку Европейского союза. Координатором проекта выступает Финский метеорологический институт, в консорциум исполнителей входят исследователи Швеции, Великобритании, Венгрии, России и Соединенных Штатов. Проект предусматривает решение двух основных задач: по полученным ранее данным установить статистическую связь между уровнем планетарных геомагнитных возмущений и нарушениями в работе европейских энергосистем за предыдущий солнечный цикл (1996-2006) и на основе текущих измерений параметров солнечного ветра, регистрации геомагнитных возмущений и ГИТ в энергосетях создать прототип системы прогноза гелиогеомагнитной опасности для технологических, в первую очередь энергетических, систем в Европе.

В соответствии с рабочей программой проекта авторами работы создана система регистрации воздействия магнитосферных возмущений на энергосистему Карелии и Кольского п-ова. Измеряемым параметром является почти постоянный ток, протекающий в глухозаземленной нейтрали автотрансформатора, который связан с ГИТ в линии электропередач. На рис.1 представлена схема линий электропередач и отмечены подстанции, на которых установлены датчики тока. Для исследования выбраны подстанции Лоухи, Кондопога, Титан и Выходной на магистральной линии 330 кВ и подстанция Ревда на линии 110 кВ. Такой выбор точек измерения позволит при развитии магнитосферного возмущения исследовать распределение ГИТ по широте на магистральной линии, ориентированной с юга на север, а также регистрировать ГИТ в линии, направленной с запада на восток.



Рис.1. Схема расположения точек измерения ГИТ и магнитного поля

Также на схеме показаны места установки устройств регистрации ГИТ в Финляндии в нейтралях автотрансформаторов на подстанциях Пирттикоски (Pirttikoski), Илликкала (Yllikkälä) и Раума (Rauma), а также на магистральном газопроводе в Мантсала (Mäntsälä), для которых доступна база архивных данных за период с 1999 по 2006 гг. В Мекриярви (Mekrijärvi) и Ивало (Ivalo) расположены обсерватории Финского метеорологического института, которые предоставляют данные о вариациях магнитного поля.

В системе использованы датчики тока и локальная система сбора первичной информации, разработанные ранее для таких измерений [5]. Локальная система выполняет сбор, первичную обработку, подготовку и передачу данных через интернет-канал в центр сбора данных. Для организации интернет-канала используется устройство передачи данных, выполненное на базе GSM-терминала.

Центр сбора данных расположен на сервере Полярного геофизического института и представляет собой программно-аппаратный комплекс, который предназначен для приема, хранения, обработки и представления данных измерений ГИТ. В программный состав комплекса входят ftp-сервер, СУБД (специализированная система управления базами данных), комплекс программ для обработки данных измерений и веб-сервер. В центре сбора данные проходят процедуру подготовки и преобразования, которая включает в себя три этапа. На первом этапе данные, полученные со станций сбора, импортируются в базу данных (БД) без предварительной обработки. На втором этапе производится выборка данных из БД с последующей обработкой, которая включает в себя фильтрацию, понижение частоты сигнала (с 10 Гц до одноминутных значений), коррекция базовой линии сигнала (baseline correction) и т.д.

На заключительном этапе данные преобразуются в формат, необходимый для представления результатов в сети Интернет. С этой целью был разработан веб-сайт eurisgic.org (http://eurisgic.org), который предоставляет доступ к текущим данным измерений ГИТ, полученным с трансформаторных подстанций, доступ к архивным данным, а также к информации о скорости изменения магнитного поля, полученной с финских обсерваторий. На рис.2 представлен пример страницы сайта.





Рис.2. Страница сайта http://eurisgic.org

Эксплуатация системы в течение полугода (станции на ПС «Лоухи» «Кондопога», на ПС «Ревда» система работает с июня 2006 г., на ПС «Титан» с июня 2010 г., на ПС «Выходной» с октября 2011 г.) показала полную ее работоспособность. Успешная регистрация ГИТ в периоды возмущений в августе-сентябре 2011 г. впервые предоставила информацию для исследования особенностей отклика протяженной энергосистемы на Северо-Западе России на магнитосферные возмущения.

## Литература

- 1. The Effects of Geomagnetic Disturbances on Electrical Systems at the Earth's Surface / D.H.Boteler, R.J.Pirjola, H.Nevanlinna // Adv. Space Res. 1998. № 22. P.17.
- Geomagnetically induced currents in the Finnish high-voltage power system a geophysical review / A.Viljanen, R.Pirjola // Surv. Geophys. 1994. № 15. P.383-408.
- Разработка системы мониторинга геоиндуктированных токов в магистральных линиях 330 кВ «Колэнерго» / М.Б. Баранник, А.Н. Данилин, Я.А. Сахаров, В.Н. Селиванов // Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С.7-18.
- 4. European Risk for Geomagnetically Induced Currents. URL: http://eurisgic.eu [дата обращения: 17.10.2011].
- 5. Разработка системы регистрации геоиндуктированных токов / Ю.В.Катькалов, В.В.Колобов, Я.А.Сахаров, В.Н.Селиванов // Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. Апатиты: Изд-во Кольского науч. центра РАН, 2009. С.114-120.

## Сведения об авторах

### Баранник Максим Борисович,

ведущий инженер 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: maxbar@ien.kolasc.net.ru

## Вильянен Арии,

старший научный сотрудник (Senior scientist) Финского метеорологического института Финляндия, Хельсинки, Р.О. Вох 503, FIN-00101 Эл. почта: ari.viljanen@fmi.fi

## 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

## Катькалов Юрий Владимирович,

младший научный сотрудник лаборатории геофизических наблюдений Полярного геофизического института КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 26А Эл. почта: support@eurisgic.org

#### Колобов Виталий Валентинович,

старший научный сотрудник лаборатории 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

#### Прокопчук Павел Иванович,

ведущий инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

#### Сахаров Ярослав Алексеевич,

заведующий лабораторией геофизических наблюдений Полярного геофизического института КНЦ РАН, к.ф.-м.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 26А Эл. почта: sakharov@pgia.ru

#### Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

## УДК 550.311

#### В.Н.Селиванов, А.А.Жамалетдинов, В.В.Колобов, А.Н.Шевцов

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЛЭП ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ДЛЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ\*

#### Аннотация

Подведены итоги экспедиции в г. Новый Уренгой, проведенной в сентябре 2011 г. для оценки возможностей использования ЛЭП энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа для глубинного зондирования земной коры. Представлен пример расчета частотных параметров воздушной линии при использовании ее в качестве излучающей антенны. Обоснована необходимость компенсации индуктивного сопротивления линии.

#### Ключевые слова:

электромагнитное зондирование, мощные контролируемые источники, промышленные линии электропередачи, Ямало-Ненецкий национальный округ.

#### V.N.Selivanov, A.A.Zhamaletdinov, V.V.Kolobov, A.N.Shevtsov

## STUDY ON THE POSSIBILITIES OF USING INDUSTRIAL POWER LINES OF THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG ELECTRIC SYSTEM FOR ELECTROMAGNETIC SOUNDING OF THE EARTH'S CRUST

<sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 11-05-12033).

#### Abstract

The results of the expedition in Novy Urengoy, held in September 2011 to assess the feasibility of power transmission line of the Yamalo-Nenets autonomous okrug for deep sounding of the earth's crust are supplied. An example of calculation of the frequency parameters of overhead lines when used as a radiating antenna is represented. The necessity of compensation of the inductive impedance of the line is substantiated.

#### Keywords:

electromagnetic sounding, high power control sources, industrial power lines, Yamalo-Nenets autonomous okrug.

Разработка методики и техники глубинных электромагнитных зондирований с использованием промышленных ЛЭП является одним из перспективных направлений дальнейшего развития прогнозно-поисковых исследований на нефть и газ в Ямало-Ненецком автономном округе.

Электромагнитные зондирования с мощными контролируемыми источниками (CSEMS - Control Source ElectroMagnetic Sounding) обладают преимуществ целым рядом в сравнении с традиционным магнитотеллурическими зондированиями (МТЗ). Главным преимуществом CSEMS является то, что положение и конфигурация контролируемого источника точно известны. Более того, источник может быть расположен в оптимальных геологических условиях и с заданной ориентировкой излучающих линий относительно преимущественного простирания геологических структур. Заранее может быть выбран оптимальный частотный диапазон генераторного устройства, отвечающий нужному диапазону глубин в данной геоэлектрической обстановке. Современные мощные генераторные устройства И измерительные позволяют компьютеризированные цифровые системы накапливать и уверенно регистрировать полезный сигнал на фоне интенсивных промышленных помех.

Важным преимуществом зондирований с контролируемыми источниками является возможность анализа и интерпретации результатов по нескольким взаимно дополняющим параметрам – не только по входному импедансу, но и по отдельно взятым электрическим и магнитным компонентам и по их соотношениям. Наконец, зондирования с контролируемыми источниками позволяют использовать все преимущества совместного анализа гальванической и индукционной мод.

Применение промышленных ЛЭП для электромагнитных зондирований имеет давнюю историю, начиная с идей профессора А.С.Семенова, проводившего в ранние годы своей деятельности изыскания, связанные со строительством гидроэлектростанций на Волге и Енисее [1]. С тех пор исторически в России сложилось направление электромагнитных зондирований с мощными контролируемыми источниками, в частности с промышленными линиями электропередачи (ЛЭП). За рубежом зондирования с применением ЛЭП проводились в США, в Канаде, во Франции, в Южной Африке, где решались как научные, так и прикладные задачи.

В 2007 и 2009 гг. Центром физико-технических проблем энергетики Севера и Геологическим институтом КНЦ РАН при содействии ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» был осуществлен эксперимент FENICS по глубинному зондированию литосферы Балтийского щита [2]. Главную особенность эксперимента «FENICS» составило использование двух взаимно ортогональных промышленных ЛЭП, подключаемых к мощному (до 200 кВт) генератору «Энергия-2» в диапазоне частот 0.1-200 Гц. Подача тока в промышленные ЛЭП производилась по схеме "провод-земля" в ночное время, когда было возможно их полное отключение от энергосистемы. Сила тока первой гармоники достигала 235 А. На частотах 5-10 Гц и выше выполнялась компенсация реактивного сопротивления ЛЭП с помощью согласующих емкостей. Результаты эксперимента «FENICS», описанные в работе [2], позволили исследовать глубинную электропроводность Фенноскандинавского щита на территории почти 1 млн км<sup>2</sup> и послужили основой для подготовки проекта РФФИ 11-05-12033-офи-м, направленного на разработку стратегии глубинных электромагнитных зондирований в поле естественных и мощных контролируемых источников (промышленных ЛЭП) с целью поисков полезных ископаемых (на примере территории Ямало-Ненецкого автономного округа).

Главной целью настоящего проекта является разработка стратегии площадных глубинных электромагнитных зондирований земной коры с использованием закрепленного источника мощного электромагнитного поля (промышленных ЛЭП) применительно к условиям Ямало-Ненецкого автономного округа. Проект рассчитан на два года. На первом этапе, в 2011 г. выполнить полевые экспедиционные наблюдения намечено методом аудиомагнитотеллурического зондирования в условиях Ямало-Ненецкого автономного округа, изучить местную энергосистему и возможности ее применения для глубинного зондирования с целью поисков углеводородов. На основе полученных результатов и расчетно-теоретических работ будут определены технические требования к генераторно-измерительному комплексу, к частотному диапазону и мощности излучения контролируемого источника, к типу генерируемых сигналов и методам их регистрации. На основе этих исследований будут оценены ожидаемые вторичные электромагнитные поля, создаваемые залежами полезных ископаемых (газонефтяными и рудными объектами) и аномальными особенностями строения осадочного чехла платформы, имеющими отношение к оценкам прогнозных ресурсов региона. Будут выполнены расчетно-теоретические исследования амплитудной и фазовой дисперсии тока в излучающих линиях (промышленных ЛЭП) на разных частотах в зависимости от свойств подстилающего полупространства и разработаны методы учета этого явления при проектировании генераторноизмерительного комплекса и при решении прямой и обратной задачи глубинного зондирования. Проектом на 2011 г. предусмотрено проведение расчетов вторичных напряжений, наводимых промышленными ЛЭП на подземные и наземные коммуникации, и разработка средств предотвращения побочных явлений и их диагностики.

Планируемая работа направлена на разработку стратегии инновационного метода глубинного зондирования по таким смежным направлениям фундаментальных наук, как «разработка новейших средств для преобразования и передачи электроэнергии в крайне низкочастотном диапазоне» и «исследование глубинного строения земных недр». Работа имеет междисциплинарный характер и выполняется с привлечением творческих коллективов двух отделений РАН – Отделения энергетики, механики, машиностроения и процессов управления (ОЭММПУ РАН) и Отделения наук о Земле (ОНЗ РАН). В сентябре 2011 г. в Новый Уренгой была направлена экспедиция в составе авторов настоящей статьи для проведения рекогносцировочных работ по проекту. Основной задачей экспедиции явилась оценка возможностей использования ЛЭП местной энергосистемы для глубинного зондирования, выбор двух взаимно ортогональных ЛЭП, пригодных для глубинных электромагнитных зондирований, согласование технических и организационных мероприятий.

Собственниками ЛЭП высокого и сверхвысокого класса напряжений в ЯНАО являются ОАО «Тюменьэнерго» (http://www.te.ru), входящее в ОАО «Холдинг МРСК», и ОАО «ФСК ЕЭС», представленное в округе Ямало-Ненецким предприятием магистральных электрических сетей (ПМЭС) МЭС Западной Сибири (<u>http://www.fsk-ees.ru</u>). Распределительные сети ОАО «Тюменьэнерго» 110 кВ и ниже имеют разветвленную структуру, включая более 100 подстанций с трансформаторной мощностью от 6.3 до 40 МВА. ЛЭП имеют сложную топологию с большим количеством отпаек на подстанции, питающие предприятия газовой отрасли. После анализа схем Северных и Ноябрьских электрических сетей ОАО «Тюменьэнерго» был сделан выбор в пользу магистральных сетей Ямало-Ненецкого ПМЭС ОАО «ФСК ЕЭС».

На рис.1 показана схема электрических сетей предприятия. В эксплуатации ПМЭС находятся 29 линий электропередачи напряжением 220-500 кВ и суммарной протяженностью 2998 км, 13 подстанций напряжением 220-500 кВ общей трансформаторной мощностью 6132 MBA.



Рис.1. Схема электрических сетей Ямало-Ненецкого ПМЭС ОАО «ФСК ЕЭС»

Энергосистема округа является энергодефицитной, поэтому при выборе линий и подстанций для размещения генератора необходимо также учитывать условия резервирования для обеспечения транзита электроэнергии с юга на север. Этот факт, а также критерии ортогональности ЛЭП, их протяженности и сопротивления переменному току позволили сделать выбор в пользу подстанции «Уренгой» с линиями 220 кВ «Уренгой – Оленья-1,2» и «Уренгой – Пангоды».

Подстанция 220 кВ «Уренгой» мощностью 250 МВА, расположенная в г.Новый Уренгой, введена в эксплуатацию в 1982 г. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 125 МВА. Кроме указанных ЛЭП, от подстанции отходят линии 220 кВ «Уренгой – Надым» и «Уренгой – Тарко-Сале» (в габаритах 500 кВ). Размер ОРУ-220 кВ – 290х114 м. Удельное сопротивление грунта на территории  $\rho = 3000-5000$  Ом·м (песок). Сопротивление заземляющего устройства растеканию тока короткого замыкания составляет 0.59 Ом.

Для питания генераторного комплекса можно использовать систему собственных нужд, включающую три ТСН по 630 кВА каждый. Генератор устанавливается вблизи здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ), как показано на рис.2. Трехфазный кабель питания длиной порядка 30 м вводится в ЗРУ-10 кВ и подключается к шинам 0,4 кВ через автоматический выключатель номинальным током 630 A. с От генератора к линейным разъединителям линии «Уренгой-Оленья» (или «Уренгойтерритории ОРУ-220 кВ прокладывается Пангоды») по однофазный изолированный кабель длиной порядка 200 м для подачи сигнала генераторной установки в объединенные между собой провода ЛЭП. Генераторная установка с помощью переносных заземлений присоединяется к заземляющему устройству подстанции.



Рис.2. План размещения генераторного устройства на подстанции «Уренгой»

Линия «Уренгой – Пангоды» и одна из линий «Уренгой – Оленья-1,2» используются в качестве излучающих антенн. Для образования замкнутого контура линии заземляются соответственно на подстанциях «Пангоды» или «Оленья». Сопротивление заземляющего устройства подстанции «Пангоды» составляет 0.4 Ом, подстанции «Оленья» – 0.23 Ом.

Воздушная линия электропередачи 220 кВ «Уренгой – Оленья-1» введена в эксплуатацию в 1985 г. Общая протяженность ВЛ 114.6 км, количество опор 275 шт., преобладающий тип промежуточных опор – П220-3 в количестве 252 шт., схема опоры представлена на рис.3. Марка провода (по участкам): АС 400/51 – опоры № 1-106 (45.1 км), АС-240/32 – опоры № 106-273 (69.5 км), один провод в фазе. Провода подвешены на одноцепной гирлянде из 14 изоляторов длиной 2.3 м. Линия на подходах к подстанциям (опоры № 1-16 и № 106-273) защищена грозотросом марки С-70.

Линия «Уренгой-Оленья-2» введена в эксплуатацию в 1984 г. и имеет похожие характеристики: протяженность ВЛ 114.6 км, количество опор 272 шт., преобладающий тип промежуточных опор – П220-3 (рис.3а) в количестве 246 шт., провод АС 400/51 – опоры № 1-102 (41.8 км), АС-240/32 – опоры № 102-271 (72.8 км), один провод в фазе. Провода подвешены на одноцепной гирлянде из 14 изоляторов длиной 2.3 м. Линия на подходах к подстанциям (опоры № 1-14 и № 256-271) защищена грозотросом марки С-70.

Линия 220 кВ «Уренгой – Пангоды» введена в эксплуатацию в 1988 г. Общая протяженность 111 км, количество опор 264 шт., преобладающий тип промежуточных опор – ПМ220-5 в количестве 243 шт., схема опоры представлена на рис.36. Марка провода по всей трассе – АС-240/32, один провод в фазе. Провода подвешены на одноцепной гирлянде из 14 изоляторов длиной 2.3 м. Линия по всей длине защищена грозотросом марки С-70.



Рис.3. Эскизы промежуточных опор ЛЭП: a – П220-3, б – ПМ220-5

Параметры ЛЭП необходимы для расчета их полного электрического сопротивления в зависимости от частоты, которое, в конечном итоге, определяет такие характеристики генераторного устройства, как мощность и выходное напряжение, а также требования к регулируемому компенсатору реактивной мощности (КРМ).

Полное электрическое сопротивление нулевой последовательности проводов ЛЭП складывается из продольного активно-индуктивного сопротивления и поперечного активно-емкостного. Активные потери в изоляции ЛЭП пренебрежимо малы, поперечная емкостная проводимость учитывается при расчете конденсаторного компенсатора реактивного тока. Оценим продольное сопротивление проводов ЛЭП с учетом проникновения магнитного поля в землю.

При использовании ЛЭП в качестве антенны для глубинного зондирования фазные провода объединяются между собой, образуя единый проводник. Для упрощения расчетов будем считать, что фазные провода образуют расщепленный провод с радиусом расщепления, равным радиусу R описанной окружности, пересекающей центры каждого провода, как показано на рис.4. Эквивалентный радиус расщепленной фазы определяется по формуле  $r_3 = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$ , где r – радиус составляющей расщепленного провода, т.е. радиус фазного провода ЛЭП; R – радиус расщепления; n – число фаз, равное 3. Для промежуточных опор П220-3 и ПМ220-5 радиус расщепления получается примерно одинаковым – 5.3 и 5.2 м соответственно, эквивалентный радиус  $r_3$  равен 0.95 м, а средняя высота подвеса эквивалентного провода  $H_3(H+dH)$  составляет 13 м (с учетом длины гирлянды и стрелы провеса для ненаселенной местности).



Рис.4. К расчету параметров эквивалентного провода

Продольное комплексное сопротивление  $Z_{\Im}$  эквивалентного провода с учетом проникновения магнитного поля в провода фаз и грунт вычисляется как сумма трех составляющих – собственного индуктивного сопротивления эквивалентного провода  $j\omega L$ , внутреннего активного сопротивления проводов с учетом взаимного влияния токов  $Z_A$  и сопротивления  $Z_3$ , учитывающего потерю мощности в земле от протекающего в ней обратного тока (все слагаемые являются погонными):

$$Z_{\mathcal{P}} = j\omega L + Z_A + Z_3 \,. \tag{1}$$

Индуктивность линии без потерь определяется по формуле:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2H_{\mathcal{P}}}{r_{\mathcal{P}}},\tag{2}$$

где  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м.

При осесимметричном распределении плотности тока внутри проводов внутреннее сопротивление трех параллельных фазных проводов:

$$Z_{A} = \frac{\frac{k_{1}\rho_{1}}{2\pi r} \cdot \frac{I_{0}(k_{1}r)}{I_{1}(k_{1}r)} \cdot s_{1}}{3},$$
(3)

где  $s_1 = 1.4 \div 1.7$  – поправочный коэффициент, учитывающий многожильную структуру фазных проводов;  $k_1 \approx \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_1}}$  – волновое число материала провода;

 $\rho_1$  — удельное сопротивление материала провода;  $I_0, I_1$  — функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Сопротивление Z<sub>3</sub> по формуле Карсона имеет вид:

$$Z_{3} = \frac{j\omega\mu_{0}}{2\pi} \int_{0}^{\infty} \frac{e^{-2\lambda H_{3}}}{\lambda + \sqrt{\lambda^{2} + \frac{j\omega\mu_{0}}{\rho}}} \cdot d\lambda , \qquad (4)$$

где р – удельное сопротивление грунта.

Можно подчеркнуть, что эта составляющая не зависит от наличия расщепления и вообще от всех параметров линии кроме средней высоты подвеса.

При наличии на линии глухозаземленного грозозащитного троса сопротивление уменьшается за счет взаимоиндукции петли трос – провод. С учетом того, что токи в тросе и линии имеют встречное направление, получаем:

$$x = x_0 - \frac{x_{\Pi T}^2}{x_T},$$
 (5)

где x – сопротивление нулевой последовательности ВЛ с тросом;  $x_0$  – сопротивление нулевой последовательности ВЛ без троса;  $x_{\Pi T}$  – сопротивление взаимоиндукции провод – трос;  $x_T$  – сопротивление собственно троса в нулевой последовательности.

На рис.5 в качестве примера расчета представлена частотная зависимость полного сопротивления нулевой последовательности ЛЭП «Уренгой – Пангоды». На частотах ниже 1 Гц сопротивление соответствует сопротивлению линии на постоянном токе (порядка 5 Ом), на частоте 10 Гц оно уже составляет 8 Ом, а затем линейно растет с частотой и при 200 Гц достигает значения 100 Ом. Это означает, что ток, выдаваемый генераторным устройством в ЛЭП, будет резко уменьшаться с частотой при постоянном напряжении на выходе. На рис.6 показана частотная зависимость действующего значения тока генератора при напряжении 700 В. Ток падает от 150 А при 1 Гц до 7 А при 200 Гц. Такой ток

может оказаться недостаточным для создания электромагнитного поля, необходимого при глубинном зондировании, поэтому требуется компенсация индуктивного тока в линии конденсаторным КРМ. Компенсация по условию резонанса позволит более чем в 6 раз увеличить ток в линии на высоких частотах (рис.6).



Рис.5. Частотная зависимость полного сопротивления ЛЭП



Рис.6. Частотная зависимость действующего значения тока генератора

Таким образом, технических препятствий к осуществлению проекта в энергосистеме ЯНАО нет, остается решить только организационные вопросы, связанные с выводом интересующих нас ЛЭП из работы. Так как по данным ЛЭП осуществляется транзит электроэнергии для электроснабжения такого критичного потребителя, как газовая отрасль России, то, вероятно, добиться от диспетчерского управления вывода линии исключительно под нужды генерации вряд ли возможно. Лучшим вариантом будет схема, реализованная при осуществлении проекта FENICS на Кольском п-ове: генерация проводится в ночное время на линии, выведенной в плановый ремонт. Такие ремонты, как правило, проводятся летом или ранней осенью, в условиях белых ночей, что позволяет проводить генерацию и регистрацию сигналов, невзирая на время суток. Важным условием является то, чтобы при выводе из работы линейной бригадой ЛЭП была собрана и разземлена на всем своем протяжении. В этом случае может быть реализована типовая программа генерации электромагнитного поля крайне низкой частоты с использованием в качестве антенн отключенных высоковольтных линий электропередачи, разработанная в ЦФТПЭС КНЦ РАН (приводится на примере генерации в линию «Уренгой – Пангоды»):

## 1. Подготовка к проведению работ

1.1. Установить автомобиль, в кунге которого размещается генератор «ЯНАО-100», вблизи здания ОПУ подстанции «Уренгой». Место установки приведено на рис.2.

1.2. Подключить генератор через коммутационный аппарат к шинам 0.4 кВ системы питания собственных нужд подстанции.

1.3. Вывести линию «Уренгой – Пангоды» в ремонт и заземлить ее по концам на подстанциях «Уренгой» и «Пангоды» заземляющими ножами линейных разъединителей.

1.4. Установить с помощью оперативных штанг переносные заземления на спуски от портала линии «Уренгой – Пангоды» к линейным разъединителям подстанции «Уренгой».

1.5. Концы переносных заземлений соединить в один узел на специальной изолирующей подставке. На этой же подставке размещается ОПН для защиты генератора от грозовых перенапряжений, приходящих со стороны линии.

1.6. Подключить выводы генератора «ЯНАО-100» таким образом, как показано на рис.7. Один вывод подключается к спускам переносных заземлений, соединенных в один узел, второй вывод генератора подключается к заземляющему контуру подстанции «Уренгой». Подключение к переносным заземлениям и к контуру заземления выполняется изолированными одножильными кабелями сечением 50 мм<sup>2</sup>, проложенными от генератора к точкам подключения как показано на рис.2.

1.7. Отключить заземляющие ножи линейных разъединителей со стороны линии «Уренгой – Пангоды» на подстанции «Уренгой».

## 2. Проведение работ

2.1. Включить коммутационный аппарат питания генератора «ЯНАО-100».

2.2. Включить генератор «ЯНАО-100» и провести сеансы генерирования низкочастотных сигналов согласно графику.

2.3. При каждом переключении для смены частоты генератора выход генератора заземлять на контур заземления подстанции переносным заземлением.

## 3. Окончание работы

3.1. Выключить генератор «ЯНАО-100».

3.2. Ввести заземляющие ножи линейных разъединителей линии «Уренгой – Пангоды» со стороны линии на подстанции «Уренгой».

3.3. Снять переносные заземления со спусков от линии «Уренгой – Пангоды» к линейным разъединителям на подстанции «Уренгой».

3.4. Отключить выход генератора «ЯНАО-100» от переносных заземлений и контура заземления «Уренгой». Убрать кабели с территории ОРУ-220.

3.5. Выключить коммутационный аппарат питания генератора и отсоединить от него кабель питания.



Рис. 7. Схема подключения генератора к линейным разъединителям

#### Заключение

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 11-05-12033-офи-м). Выполнение работы было бы невозможно без поддержки губернатора ЯНАО Н.Д.Кобылкина начальника Управления И внешнеэкономической и межрегиональной деятельности А.Л.Титовского. В получении доступа на подстанцию «Уренгой» важное содействие оказали сотрудники департамента энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО И.В.Петрова и Н.А.Катошин. Решающим в получении доступа на ознакомление с подстанцией явилось положительное решение со стороны генерального директора филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири А.А.Мальцева и директора Ямало-Ненецкого ПМЭС Д.М.Гапона. Авторы выражают благодарность за оказанный теплый прием первому заместителю мэра Нового Уренгоя В.С.Рыженкову и начальнику подстанции «Уренгой» О.М.Игонину.

## Литература

- 1. Сверхглубокое электрозондирование / А.П.Краев, А.С.Семенов, А.Г.Тархов // Разведка недр. 1947. № 3. С. 40–41.
- Глубинные электромагнитные зондирования литосферы восточной части Балтийского (Фенноскандинавского) щита в поле мощных контролируемых источников и промышленных ЛЭП (эксперимент FENICS) / А.А.Жамалетдинов, А.Н.Шевцов, Т.Г.Короткова и др. // Физика Земли. 2011. № 1. С. 4–26.

#### Сведения об авторах

#### Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

### Жамалетдинов Абдулхай Азымович,

главный научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, д.г.-м.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д.14 Эл. почта: abd.zham@mail.ru

#### Колобов Виталий Валентинович,

старший научный сотрудник лаборатории 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: 1\_i@mail.ru

### Шевцов Александр Николаевич,

старший научный сотрудник Геологического института КНЦ РАН, к.ф.-м.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д.14 Эл. почта: shevtsov@geoksc.apatity.ru

УДК 681.518.5

## Д.С.Кононов, Л.М.Инаходова

## ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК

#### Аннотация

В статье приведены характеристические коэффициенты и с их помощью построены соответствующие функции принадлежности для обеспечения диагностики технического состояния газопоршневых установок, в том числе и диагностика неисправностей на ранних стадиях.

#### Ключевые слова:

диагностика, газопоршневая установка, коэффициент развития неисправности, функция принадлежности.

### D.S.Kononov, L.M.Inahodova

# TECHNICAL CONDITION DIAGNOSTICS OF GAS POWERED ELECTRICAL GENERATOR

#### Abstract

The article presents the characteristic coefficients and uses them to construct the corresponding membership functions for diagnostics of the GPEG's technical condition, including the malfunctions-at-early-stages diagnostics.

#### Keywords:

diagnostics, gas powered electrical generator, malfunction propagation factor, membership function.

Среди автономных энергетических установок все большую роль играют газопоршневые установки (ГПУ), которые в последнее время широко используются для комбинированного производства электрической и тепловой энергии – когенерации. Это диктует необходимость обеспечения высокого уровня надежности и снижения к минимуму количества отказов работы ГПУ, что определяется очень большим числом факторов и во многом зависит от совершенства систем технической диагностики. Поэтому разработка новых и модернизация существующих систем диагностики для оценки технического состояния ГПУ является актуальной с научной точки зрения и востребованной с практической.

Комплекс диагностических признаков, определяющих техническое состояние сложных объектов, меняется в зависимости от большого числа воздействий, и это существенно усложняет анализ статических и динамических свойств. Зависимость, определяющую принадлежность совокупности признаков К TOMY или иному техническому состоянию, называют функцией принадлежности. При описании дефекта несколькими функциями принадлежности в решающие правила вводятся обобшенные функции принадлежности. Нормам технического состояния также присваивают аналогичные иерархии, которые определяют категории технического состояния.

Наиболее важными параметрами при оценке технического состояния ГПУ являются среднее эффективное давление масла и результаты замеров параметров вибрации. Приведем анализ характеристических коэффициентов технического состояния, позволивших построить соответствующие функции принадлежности, обеспечивающие оценку технического состояния ГПУ.

Под характеристическими коэффициентами состояния в энергетических системах мониторинга и диагностики приняты коэффициент развития неисправности  $K_{p.н.}$ , коэффициент проявления неисправности  $K_{п.н.}$  и коэффициент достоверности диагноза  $K_{п.д.}$ .

Коэффициент развития неисправности (К<sub>р.н.</sub>) является характеристической функцией в интервале от 0 до 1 и идентичен функции принадлежности. Коэффициент К<sub>р.н.</sub> относится к параметрам нечетких множеств. При описании диагноза несколькими диагностическими параметрами (следовательно, несколькими функциями принадлежности) коэффициент развития неисправности имеет вид обобщенного параметра, объединяющего несколько функций принадлежности.

Для градации функций принадлежности в интервале от 0 до 1 принята стандартная условная шкала, соответствующая категориям технического состояния:

 $\begin{array}{ll} A: \ \mu_i < 0.50; \\ B: \ \mu_i = 0.50 \div 0.75; \\ C: \ \mu_i = 0.75 \div 1.00; \\ D: \ \mu_i \geq 1.00. \end{array}$ 

Смысл такой градации исходит из условия, что это конкретная функция принадлежности определяет неисправность и относит объект к соответствующей категории состояния. В этом случае накладываются ограничения на функцию – если параметр больше 1, то 1; если меньше 0.5, то 0.5 (рис.). Такая интерпретация удобна для использования в большинстве простых

$$\mu_i = \frac{0.25B_x + 0.5B_2 - 0.75B_1}{B_1 - B_2} \tag{1}$$

где  $B_2$  – верхний предел категории состояния B;  $B_1$  – нижний предел категории состояния B;  $B_x$  – текущее состояние диагностического параметра в физических единицах;  $\mu_i$  – значение функции принадлежности для текущего значения диагностического параметра.

При задании функции принадлежности однозначно определяется и верхний предел категории состояния *C* – *C*<sub>2</sub> (равная нижней границе категории состояния D):

$$C_2 = D_1 = 2 B_2 - B_1 \tag{2}$$

Необходимо отметить, что пределы категории состояния  $C_1 = B_2$  и  $C_2 = D_1$  определяют настройки сигнализации и защиты (по рекомендации ISO:  $C_{\text{сигн}} \approx 0.95 \div 1.1$ ):

$$C_{curh} \approx \frac{C_1 + C_2}{2} \tag{3}$$

$$D_{3augurus} \approx 0.95 (C_2 = D_1)$$
 (4)



Градации коэффициента развития неисправностей

Величина  $C_2=D_1$ , определяемая по формуле (2), не всегда отвечает изменению в процессе эксплуатации состояния механизма. В связи с этим для функции принадлежности  $\mu_i$  могут быть приняты более адекватные зависимости  $\mu_i$  (или уточнены в процессе эксплуатации). Если отсчет числового значения функции принадлежности ведется из начала координат, то вместо формулы (1) используется следующая зависимость:

$$\mu_i = 1.43 B_2 B_x.$$
 (5)

139

В этом случае категория состояния A определяется в интервале от 0 до  $\mu_i = 0.25$ , а B – от 0.25 до 0.75.

Коэффициент проявления неисправности (К<sub>п.н.</sub>) имеет несколько функциональных значений<sup>\*</sup>, на основе эмпирических правил эвристики, упрощающих или ограничивающих поиск решений в предметной области, а именно:

• описывает характер развития неисправности;

• устанавливает возможность появления неисправности (сокращает число переборов в заданном пространстве поиска (т.е. определяет полный или сосредоточенный перебор); другими словами, был ли прецедент такой неисправности. В случае рассмотрения К<sub>п.н.</sub> как характеристики претендента у него могут быть только два значения: 1 или 0;

• определяет возникновение неисправности как следствие другой неисправности;

• определяет возможность взаимодействия нескольких неисправностей;

• может являться также формой диагностического параметра.

Коэффициент проявления неисправности К<sub>п.н.</sub> может носить функции планировщика и позволяет выделить определенную направленность в ряду других. Приведем примеры применения К<sub>п.н.</sub>:

• величина вибрации нарастает быстро с ростом частоты вращения коленчатого вала и характеризует возможность неисправности. Если существует это явление, то К<sub>п.н.</sub> = 1, если нет, К<sub>п.н.</sub> = 0;

• если была неисправность  $D_i$ , то неисправность  $D_j$  может быть ее следствием. Если была неисправность  $D_i$ , то  $K_{n,h} = 1$ , если нет, то  $K_{n,h} = 0$ ;

• если был долив масла, то в этом случае возможно изменение свойств масла: К<sub>п.н.</sub> = 0, если не было долива масла, то К<sub>п.н.</sub> = 1.

Коэффициент достоверности диагноза (К<sub>д.д.</sub>) используется как контролирующая функция является вероятностной характеристикой. И Первоначально, при создании простой модели, коэффициент К<sub>лл</sub> назначается инженером исходя из полноты описания неисправности и опыта проведения диагностирования на однотипных объектах в «ручном режиме», при котором использовались те же диагностические средства, алгоритмы решающих правил и нормы технического состояния. В последнем случае величина Кдл устанавливалась по методам, принятым в технической диагностике: вычислялись ошибки I и II рода (соответственно «ложная тревога» и «пропуск неисправности»).

При таком подходе первоначально К<sub>дд</sub> принимается в пределах 0.92-0.93 – если диагноз подтверждается одним правилом, и 0.93-0.95 – если диагноз подтверждается двумя и более правилами.

Если объекты, на которых были получены данные по  $K_{д,д.}$ , аналогичны тем, для которых создается эта модель, но на них полное «ручное диагностирование» не проводилось, то  $K_{д,д.}$  принимается в пределах 0.90-0.93. Если значения  $K_{д,d.}$  отличаются от принятых более чем на 3% (абсолютных), то вводятся корректировки в решающие правила.

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Оценка технического состояния газотурбинных установок / Е.З.Мадорский, Г.Ш.Розенберг, Е.С.Голуб, А.И.Таджибаев. СПб.: ПЭИПК, 2010. С. 4, 10-12.

В качестве оценки эффективности решающего правила целесообразно использовать оценку ошибки II рода – «пропуск неисправности» в силу ее большей значимости, чем ошибки I рода. Связь уровня развития неисправности (К<sub>р.н.</sub>) с достоверностью диагноза (К<sub>д.д.</sub>) показана в таблице.

Связь уровня развития неисправности и достоверности диагноза с ошибками «ложная тревога» и «пропуск неисправности»

Уровень развития	Фактическая	Последствия
неисправности	достоверность диагноза	
Низкий	Высокая	Правильный диагноз
Низкий	Низкая	Ложная тревога
Высокий	Высокая	Правильный диагноз
Высокий	Низкая	Пропуск неисправности

## Выводы

1. Приведенные выше характеристические коэффициенты позволяют построить соответствующие функции принадлежности, обеспечивающие диагностику технического состояния ГПУ и отдельных ее узлов.

2. С помощью характеристических коэффициентов также можно добиться высокой достоверности диагноза на ранних стадиях развития неисправности.

3. Диагностика неисправностей на ранних стадиях очень важна для снижения затрат на ремонт и увеличения общей выработки оборудования на отказ, т.к. оборудование ГПУ достаточно дорогостоящее.

## Сведения об авторах

## Инаходова Лолита Меджидовна,

доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственного технического университета

Эл. почта: inahodova@rambler.ru

## Кононов Дмитрий Сергеевич,

аспирант кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственного технического университета Эл. почта: kononov\_ds@mail.ru

## Ю.М.Невретдинов

## ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС

#### Аннотация

В статье приведены результаты исследований перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю в сети собственных нужд электростанции. Показано влияние намагничивания трансформаторов напряжения на развитие колебаний в контуре нулевой последовательности. Дана оценка целесообразности использования мероприятий по ограничению дуговых перенапряжений.

#### Ключевые слова:

перенапряжения, электростанция, собственные нужды, замыкания на землю, намагничивание, трансформатор напряжения.

## Y.M.Nevretdinov

## THE OVERVOLTAGE RESEARCHES DURING ALTERNATING GROUND SHORTS CIRCUIT IN THE NETWORK OF HYDROELECTRIC POWER STATION AUXILIARY

#### Abstract

The overvoltage researches results during alternating ground shorts circuit in the network of auxiliary electric power station has been examined in the article. The voltage transformer magnetization influence to oscillations evolution at the zero string contour has been shown. The actions using expediency estimation for arching overvoltages limitation has been allowed.

#### Keywords:

overvoltages, electric power station, auxiliaries, ground shorts circuit, magnetization, voltage transformer.

Сети собственных нужд 6-10 кВ большинства электростанций работают в режиме с изолированной нейтралью. Работоспособность таких сетей сохраняется при возникновении однофазного замыкания на землю, которое не сопровождается опасными токами и в большинстве случаев не требует немедленного отключения. Кроме того, такой режим удобен для реализации без специализированных устройств заземления И позволяет включать соответствующую обмотку питающего трансформатора в треугольник. Однако получаемые преимущества сопровождаются обострением проблемы борьбы с внутренними перенапряжениями, в том числе с дуговыми при перемежающихся феррорезонансными замыканиях на землю, комбинированными с наложением различных явлений резонансов. нелинейных процессов и т.п.

При перемежающихся однофазных замыканиях наибольшая величина перенапряжений возникает на неповрежденных фазах. Поэтому однофазные замыкания зачастую переходят в замыкания двух фаз на землю. При этом повреждаются в основном электродвигатели с пониженным запасом электрической прочности изоляции и силовые кабели. По данным эксплуатации до 80% однофазных замыканий в сети 6-10 кВ развиваются в междуфазные короткие замыкания или многократные пробои изоляции. Кроме того, повышение напряжения на неповрежденных фазах вызывает подмагничивание трансформаторов напряжения.

Известные гипотезы формирования дуговых перенапряжений показывают, что амплитуда перенапряжений определяется условиями гашения и зажигания дуги, которые зависят от параметров и конфигурации участка сети, свойств изоляции в месте горения дуги, характера повреждения изоляции и т.д. Соответственно формирование сопутствующих явлений (резонансов, намагничивания и т.п.) также многообразно.

Рассмотрим действие защитных мероприятий на примере сети собственных нужд ГЭС небольшой мощности – Кумской ГЭС-IX Кольской энергосистемы. Установленная мощность генераторов – 80 МВт. Электрическая схема сети собственных нужд приведена на рис.1.

Оба генератора электростанции подключены к системе одиночных собирательных шин генераторного напряжения 10 кВ – шины треугольника Г-1 и Г-2. Обе секции собственных нужд 10 кВ подключены к шинам генераторного напряжения через реакторы типа РБА(М)-10/400-4, для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах при повреждении за реактором. От шин генераторного напряжения, по отпайке, питаются собственные нужды станции через трансформаторы TCH-1 и TCH-2 560 кВА, 10/0.4 кВ. От 1-й секции 10 кВ отходит воздушная линия 10 кВ для электроснабжения пос.Пяозеро, подключенная по схеме гальванической развязки.

Нулевые точки генераторов изолированы и соединены с землей через ограничители перенапряжений. Для защиты трансформаторов от коммутационных и грозовых перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-154 и РВП-10.

Особенностью схемы является компактность и отсутствие протяженных кабелей, а также применение большого числа трансформаторов напряжения (TH). Каждый генератор имеет по два комплекта трансформаторов напряжения (по условиям нагрузки), из которых один предназначен для защиты и измерений, а второй для регулятора напряжения. Кроме того, шины генераторного напряжения снабжены собственным комплектом трансформаторов напряжения для измерений, синхронизации и возбуждения. На секциях потребителей также установлены TH.

Из рис.1 видно, что секции собственных нужд гальванически связаны с шинами генераторов Г-1 и Г-2. Вся схема секционирована на два участка. Параметры секционированных участков по нулевому каналу в основном определяются емкостью генераторов и кабельных линий, индуктивностью и сопротивлением трансформаторов напряжения. Изменения параметров секций возможны при переключениях плановых или в процессе устранения нарушения. Отсюда требования к расчетной модели – трехфазное исполнение, учет распределения емкости элементов сети. параметров TH. включая характеристики намагничивания, а также механизм горения дуги, возможность коммутаций.

Параметры и характеристика намагничивания ТН определены с помощью лабораторных измерений. Моделирование выполнено в ATPDraw. Для моделей ТН предварительно выполнено тестирование и сопоставление с результатами лабораторных измерений.


Рис.1. Электрическая схема соединений ГЭС-9

Моделирование дуговых перенапряжений выполнено по гипотезе Белякова: гашение дуги возможно при переходе через ноль полного тока дуги, если «пик гашения» не превысит  $0.4 \cdot E_{\Phi}$ . Процессы развития дуговых перенапряжений рассмотрим для варианта возникновения замыкания на секции СН. Расчеты выполнены при варьировании моментов гашения дуги. Число вариаций зависит от частоты и затухания переходного процесса после гашения дуги. Для рассматриваемой схемы, развитие перенапряжений практически сводится к следующим вариантам.

1. Гашение дуги в момент минимального смещения нейтрали. Восстановление напряжения на поврежденной фазе аналогично изменениям на рабочей частоте, а повторное замыкание возможно при снижении электрической прочности изоляции вследствие повреждения и полностью повторяет процесс первоначального замыкания. Величина перенапряжений по результатам расчетов не превышает 19 кВ.

2. Гашение дуги в момент максимума напряжения в нейтрали. Если полярность тока дуги соответствует полярности напряжения нейтрали, то пик гашения совпадает с увеличением напряжения на поврежденной фазе, что снижает вероятность гашения дуги. Если полярность тока дуги противоположна полярности напряжения нейтрали, то пик гашения совпадает со снижением восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе, что повышает вероятность гашения дуги. Характерные расчетные перенапряжения приведены на рис.2.



Рис.2. Формирование перенапряжений с изменением времени гашения дуги при увеличении (а) и при снижении (б) напряжения поврежденной фазы

Дальнейший процесс определяется электрической прочностью изоляции, т.е. характером ее повреждения. Величина перенапряжений будет зависеть от напряжения повторного зажигания дуги (скорости восстановления электрической прочности изоляции) и от величины напряжения в месте повреждения, которое зависит от параметров схемы и момента гашения дуги. В расчетах рассмотрены, в частности, следующие случаи:

а) замыкание со снижением электрической прочности изоляции до уровня 6 кВ. В этом случае вследствие раннего зажигания дуги амплитуда переходного процесса не велика, что способствует снижению перенапряжений до уровня первого замыкания (17...19 кВ);

б) прочность изоляции поврежденной фазы высокая и повторные зажигания дуги происходят при напряжении 12...14 кВ. Иллюстрация процессов для этого варианта дана на рис.За. Как видно, перенапряжения в этом случае также не превышают 20 кВ, так как повторные зажигания дуги происходят ранее максимума напряжения на поврежденной фазе;

в) вариант восстановления прочности изоляции до 17 кВ фактически соответствует максимально возможным перенапряжениям при замыкании на шинах Γ-2. Расчет приведен на рис.36. Здесь представлены два повторных зажигания дуги. Как видно, уровень перенапряжений может достигать 27 кВ.



Рис.3. Развитие перенапряжений при замыкании на секции СН, дуга зажигается при 12...14 кВ (а) и 17 кВ (б)

Однако как показывают расчеты, также опасным вариантом является самоликвидация дуги с наложением колебательного процесса в контуре нулевой последовательности, образованном емкостью сети и индуктивностью ТН. Характерный процесс приведен на рис.4.



Рис.4. Развитие перенапряжений при самоликвидации дуги замыкания на секции СН

В представленном расчете после самоликвидации дуги энергия, запасенная на емкости сети, возбуждает низкочастотные колебания частотой около 19 Гц. Процесс сопровождается намагничиванием трансформаторов напряжения с заземленной обмоткой 10 кВ.

Процесс развития перенапряжений при однофазных замыканиях на шинах треугольника Г-1 или Г-2 несколько отличается от замыканий на шинах собственных нужд. Для пояснения эквивалентная схема приведена на рис.5.



Рис. 5. Эквивалентная схема для однофазного замыкания на шинах треугольника генератора (O31) или на секции собственных нужд (O32)  $E_{\Im}$  – эквивалентная ЭДС генератора и Тгр;  $L_{\Gamma\Phi}$ ,  $L_{TH\Phi}$  и  $L_{TP}$  – индуктивности фазы источника (генератора), трансформаторов напряжения и токоограничивающего реактора;  $C_{3\Phi}$  и  $C_{CH\Phi}$  – емкости фазы иши генератора и секции собственных нужд;  $C_{ШГM}$  и  $C_{CHM}$  – междуфазные емкости шин генератора и секции собственных нужд

Различие условий формирования перенапряжений обусловлено тем, что емкость сети определяется фазной емкостью генераторов и кабельных вставок ( $C_{3\Phi}$ ), подключенных к шинам генератора. Здесь же подключена нелинейная индуктивность ТН фаза-земля ( $L_{TH\Phi}$ ). При замыканиях на секции 1 или 2 основная часть емкости  $C_{3\Phi}$  и индуктивности  $L_{TH\Phi}$  на землю отделены от точки замыкания (O32) индуктивностью  $L_{TP}$  токоограничивающего реактора РБА(М)-10/400-4. Этот фактор изменяет высокочастотный переходной процесс в контуре нулевой последовательности.

Характерные результаты расчетов развития перенапряжений при замыкании на шинах треугольника генератора для варианта повторного зажигания дуги при 17 кВ в месте замыкания приведены на рис.6.

Как видно, в этом случае дуговые перенапряжения достигают 33 кВ на секции СН за счет высокочастотных колебаний. При этом максимальное перенапряжение на секции СН достигает 23 кВ.

Надежные средства защиты электрооборудования сети с изолированной нейтралью от последствий дуговых замыканий в настоящее время не существуют. Какое-либо защитное мероприятие вместе с положительным действием на один из факторов, влияющих на формирование перенапряжений, имеет негативное влияние на другие факторы. Например, установка дугогасящего реактора (ДГР) обеспечивает существенное снижение тока однофазного замыкания на землю, способствует самоликвидации дуги и одновременно создает условия для возбуждения резонансных и феррорезонансных явлений за счет образования контура с высокой добротностью и длительного повышения напряжения на неповрежденных фазах после гашения дуги. При этом напряжение на оборудовании превышает линейное за счет наложения биений, обусловленных неточностью настройки реактора с емкостью участка сети [1].

Рассмотрим целесообразность использования существующих технических мероприятий.

1. Применение дугогасящих реакторов рекомендуется в сетях 6-35 кВ с токами замыкания превышающими 30-5 А соответственно. В рассматриваемой схеме токи однофазных замыканий не превышают 4 А. При небольшой мощности такой реактор имеет высокую индуктивность и способность

намагничивания. Уменьшение частоты колебаний в контуре нулевой последовательности с 17 Гц (рис.4, 6) до рабочей 50 Гц приведет к увеличению амплитуды колебаний и, соответственно, перенапряжений.



Рис.6. Осциллограммы перенапряжений на шинах генератора (a) и на секции собственных нужд (б) при однофазном замыкании на секции СН

2. Установка ОПН-10 вместо разрядников РВП-10 на стороне 10 кВ трансформатора Тгр значительно повышает эффективность защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений. При выборе ОПН с наибольшим длительно допустимым напряжение 12 кВ остающееся напряжение при волне 1.2/2.5 мс составляет 31.3-31.9 кВ [2]. Таким образом, запас по величине опасных длительных повышений напряжения после гашения дуги составляет менее 13%. Наложение дополнительных факторов, способствующих повышению низкочастотных перенапряжений (например, за счет повышения добротности контура по нулевой последовательности) создает опасность термического повреждения ОПН.

3. Применение резистивного заземления нейтрали 10 кВ создает условия для разряда емкости сети, снижения напряжения смещения нейтрали и размагничивания ТН. По результатам расчетов сопротивление резистора составляет 1.8-2 кОм. Результат расчетов переходного процесса при замыкании на секции СН приведен на рис.7.



Рис.7. Осциллограммы перенапряжений на секции собственных нужд при замыканиях на землю для варианта резистивного заземления нейтрали

В приведенном расчете учтено повторное зажигание дуги и последующая ее самоликвидация (гашение). Как видно, перенапряжения возникают только при зажиганиях дуги и составляют не более 15 кВ. Наиболее неблагоприятное повторное зажигание дуги может возникнуть только на максимуме напряжения в точке повреждения 7...8 кВ, т.е. условием повторных зажиганий дуги является существенное снижение электрической прочности изоляции. Как видно, применение резистивного заземления способствует уменьшению восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе и самоликвидации случайных замыканий. Дополнительным положительным эффектом резистивного заземления нейтрали является практически полное исключение феррорезонансных явлений.

Недостатками резистивного заземления нейтрали являются необходимость выделения места размещения резистора с трансформатором выделения нейтрали (в рассматриваемом случае мощностью не менее 27 кВА), а также увеличение тока замыкания на землю в 1.4 раза с соответствующей корректировкой уставок релейной защиты.

## Выводы

1. При анализе дуговых перенапряжений в сети с изолированной нейтралью, выборе средств защиты и параметров ОПН необходимо учитывать низкочастотные процессы в контуре нулевой последовательности, включающем индуктивности заземленных обмоток трансформаторов напряжения.

2. Необходим точный учет характеристик намагничивания трансформаторов напряжения, а также расположение емкости и индуктивности элементов сети, в том числе токоорганичивающих реакторов.

3. Применение резистивного заземления нейтрали позволяет достичь эффективного снижения дуговых перенапряжений и способствует самоликвидации случайных замыканий.

# Литература

- 1. Развитие дуговых перенапряжений в сети 10 кВ / Ю.М.Невретдинов, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий, В.В.Ярошевич // Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2007. С. 100-112.
- 2. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М.Иманов, Ф.Х.Халилов, А.И.Таджибаев. СПб.: ПЭИПК, 1998. 32 с.

## Сведения об авторах

### Невретдинов Юрий Масумович,

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А Эл. почта: ymnevr@mail.ru

# УДК 621.311

### В.Г.Гольдштейн, Ю.П.Кубарьков, К.В.Ревякина, А.Ю.Рыгалов

# ПРИМЕНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ УРОВНЯ НАДЁЖНОСТИ И РИСКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

### Аннотация

В статье рассмотрена задача повышения надежности работы схемы электроснабжения электротехнических комплексов и систем электроснабжения при использовании ИТ-технологий, приведены составляющие для построения математической модели типовой схемы.

#### Ключевые слова:

надежность, электроснабжение, оценка риска, аварийное отключение.

# V.Goldshtein, Y.Koubarkov, K.Reviakina, A.Rygalov

## APPLYING OF INFORMATION KNOW-HOWS FOR AN ESTIMATION OF A LEVEL OF RELIABILITY AND RISK OF POWER OBJECTS

### Abstract

In the article the problem of a reliability augmentation of activity of the scheme of electrical power supply of electrotechnical complexes and electrical power systems is reviewed at usage of IT-know-hows, the mathematical models, component for construction, of a typical circuit are adduced.

### Keywords:

reliability, electrical power supply, estimation of risk, emergency switching-off.

Основу современного электроэнергетического комплекса России составляют примерно 600 электростанций с суммарной мощностью 210 ГВт, находящиеся в собственности 7 оптовых генерирующих компаний, 14 территориальных генерирующих компаний, ОАО "РусГидро" и ОАО «Концерн Росэнергоатом». Выработанную электроэнергию распределяют 13 межрегиональных распределительных сетевых компаний. И даже эти числа дают лишь отдаленное представление о сложности крупнейшего энергообъединения в мире. Важнейшим для сохранения работоспособности системы является вопрос надежности. Он возникает как на стадии проектирования, так и при эксплуатации.

На стадии проектирования надежность является одним из определяющих факторов при выборе вариантов, предложенных к рассмотрению. Возьмем простейший пример: количество отказов линии электропередач в большой степени зависит от маршрута прокладки. Так воздушная линия, проложенная в лесной зоне, оказывается отключенной из-за аварий чаще, чем проходящая в степной зоне. Если этот фактор учесть при оценке стоимости содержания проектируемой ЛЭП и ее кабельной изменить маршрут прокладки или заменить линией, то эксплуатирующая сетевая компания сэкономит значительные средства в долгосрочной перспективе, хоть строительство и будет более капиталоемким.

При эксплуатации энергооборудования в любом случае возникают сбои и отказы. Они приводят к остановке энергоснабжения или ухудшению качества электроэнергии. Это определяет возможные финансовые потери как у поставщика электроэнергии, так и у потребителя. Таким образом, обе стороны заинтересованы в адекватной оценке рисков.

Одними из основных для российской энергетики были и остаются производственные риски, а именно:

• риск перехода на работу с вынужденными (аварийно допустимыми) нагрузками;

• риск единовременного резкого увеличения нагрузки потребителей сверх допустимой;

• технические риски, связанные с эксплуатацией оборудования.

Для сведения этих рисков к минимуму необходим строгий контроль за состоянием оборудования и его своевременные ремонты или замена (при необходимости). А для этого необходимы полные и актуальные знания об основных фондах.

Разработанная в Самарском государственном техническом университете ИАС «Пегас» предоставляет широкие возможности хранения всего комплекса документации по техническому обслуживанию и ремонтам с удобным поиском. Все документы в унифицированной форме хранятся в базе данных. В любой момент можно создать запрос и быстро найти интересующую информацию.

Это создает возможность оптимизировать процесс эксплуатации и обслуживания электрооборудования, проводить оценку состояния в реальном режиме времени и наиболее дешевым способом поддерживать работоспособность оборудования. Наличие и простой доступ к паспортной информации оборудования также облегчает планирование регламентного обслуживания.

Для решения вопросов надежности важна система управления режимами электроэнергетической системы. Изначально она строилась на принципах распределенного разума, дозировки воздействий, обратной связи и т.д. Однако текущий момент развития технологий представляет совершенно другие возможности как в отношении обмена информацией между узлами управления, так и методов ее переработки. В последнее время достаточно часто для этого привлекаются не численные модели управляемых процессов, а дедуктивные методы, с помощью которых удается создать средства поддержки диспетчерского персонала ЭЭС при формировании управляющих решений в реальном времени. При достаточно полной наблюдаемости системы увеличивается точность прогнозов и упрощается их составление. Возникает возможность автоматизации прогнозирования.

Еще одним важным фактором, влияющим на надежность электроэнергетической системы, является циклическая прочность электрооборудования. Выделены три главных проблемы в этом направлении:

• расчетно-экспериментальный анализ напряженно-деформированных состояний ( $\sigma$ , e) с учетом механических  $P^3$ , термических  $Q_t^3$ , аэрогидродинамических  $Q_{ah}^3$ , электромагнитных воздействий  $Q_{em}^3$ . При этом локальные напряжения  $\sigma_{max}^3$  и деформации  $e_{max}^3$  зависят от эксплуатационного числа циклов нагружения  $N^3$ , времени  $\tau^3$  и температуры  $t^3$ :

$$\left\{\sigma_{\max}^{\mathfrak{I}}, e_{\max}^{\mathfrak{I}}\right\} = F_{\mathfrak{I}}\left\{P^{\mathfrak{I}}, Q_{t}^{\mathfrak{I}}, Q_{ah}^{\mathfrak{I}}, Q_{em}^{\mathfrak{I}}, P_{v}^{\mathfrak{I}}, N^{\mathfrak{I}}, \tau^{\mathfrak{I}}, t^{\mathfrak{I}}\right\};$$
(1)

• анализ закономерностей циклического упругого и упругопластического деформирования для варьируемых частот  $f_{\tau}$ , амплитуд напряжений  $\sigma_a^{\mu}$  и деформаций  $e_a^{\mu}$ , температур  $t^{\mu}$  и времени  $\tau^{\mu}$ 

$$\left\{\sigma_{\max}^{\mu}, e_{\max}^{\mu}\right\} = F_{\mu}\left\{f_{\tau}, \left(\sigma_{a}^{\mu}, e_{a}^{\mu}\right), t^{\mu}, \tau^{\mu}\right\};$$
(2)

• анализ критериев и условий накопления повреждений  $d^{\mu}$ , а также циклической долговечности  $N_c^{\mu}$  для стадий образования и развития трещин

$$\left\{ d^{\mathrm{u}}, N_{c}^{\mathrm{u}} \right\} = F_{2\mathrm{u}} \left\{ f_{\tau}, \left( \sigma_{a}^{\mathrm{u}}, e_{a}^{\mathrm{u}} \right), t^{\mathrm{u}}, \tau^{\mathrm{u}} \right\}.$$
(3)

Результаты экспериментальных и расчетных исследований на образцах, моделях и натурных конструкциях энергооборудования дают возможность определить запасы по напряжениям  $n_{\sigma}$ , деформациям  $n_{e}$ , числу циклов  $n_{N}$ , времени  $n_{\tau}$  и размеру трещин  $n_{l}$ 

$$\left\{n_{\sigma}, n_{e}, n_{N}, n_{\tau}, n_{l}\right\} = \left\{\frac{\sigma_{c}}{\sigma_{\max}^{3}}, \frac{e_{c}}{e_{\max}^{3}}, \frac{N_{c}}{N^{3}}, \frac{\tau_{c}}{\tau^{3}}, \frac{l_{c}}{l^{3}}\right\},\tag{4}$$

где индекс «*c*» относится к критической (предельной) величине соответствующей характеристики прочности, долговечности и трещиностойкости, а индекс «э» – к соответствующим величинам при эксплуатации. Все это можно свести в блок-схему (рис.1).



Рис.1. Схема анализа прочности, живучести и безопасности энергооборудования

Как видно, анализ прочности – это очень сложный и трудоемкий процесс. Применение информационных технологий позволит упростить и ускорить его, а также сведет негативное влияние человеческого фактора к минимуму. Сбор и обработка статистических данных о повреждаемости элементов оборудования. Оценка технического состояния оборудования по результатам его диагностики. Качественная оценка надёжности. Выявление необходимости количественной оценки надёжности/риска объекта

Формализация поставленной задачи: построение математической модели, адекватно описывающей надёжность/риск объекта

Определение количественных показателей надёжности/риска, как то: временная зависимость вероятности отказа, среднее время наработки на отказ, коэффициент готовности, среднего ущерба и др.

Установление оптимального (требуемого) уровня надёжности объекта с учётом экономического фактора

Выявление критических элементов, их ресурса и «весовых» показателей, W – положительных и отрицательных вкладов в надёжность/риск объекта

Исследование влияния изменения «весовых» показателей элементов,  $\Delta W$  на надёжность/риск электростанции. Нахождение величин  $\Delta W$  (*i*)оптим

Определение соответствия между  $\Delta W$  (*i*)оптим и требуемым объёмом работ по повышению надёжности/уменьшению риска *i*-го элемента

Планирование оптимальных сроков и объёмов работ

# *Рис.2. Алгоритм действий, направленных на оптимизацию уровня надежности и риска энергетических объектов*

Модель может строиться как на основе математических методик, так и на базе экспертной оценки. Экспертная оценка должна включать:

1) выявление и идентификацию предполагаемых рисков;

2) анализ и оценку рисков.

Результаты оценки обрабатываются системой и выводится, во-первых, решение о согласованности и, во-вторых, оптимальное решение.

Наблюдаемость режимов работы энергосистемы обеспечивается потоками информации, идущими синхронно с энергоснабжением. Это полностью соответствует концепции создания интеллектуальных энергетических систем, принятой правительством РФ.

Методика анализа прочности оборудования отбирается по критерию наименьшей погрешности, который проверяется путем статистического исследования достоверности результатов.

Надежность всей энергосистемы в целом будет являться суммарным значением надежности отдельных объектов, таких как, электростанции, магистральные и распределительные сети и т.д. Алгоритм действий, направленных на оптимизацию уровня надёжности и риска каждого из энергетических объектов, представлен на рис.2.

Таким образом, для автоматизации комплексной оценки надежности и рисков необходимы:

1. Модель надежности энергосистемы.

2. Наблюдаемость режимов работы.

3. Единый отработанный принцип анализа прочности, живучести и безопасности электрооборудования.

4. Система хранения, поиска и выдачи информации в унифицированной форме.

## Сведения об авторах

### Кубарьков Юрий Петрович,

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н. Россия, 443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел. 8-(846)-242-37-89; Эл. почта: <u>tsara.cuba@yandex.ru</u>

### Гольдштейн Валерий Геннадьевич,

профессор Самарского государственного технического университета, д.т.н. Россия, 443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел. 8-(846)-242-37-89

### Ревякина Катерина Викторовна,

студентка Самарского государственного технического университета Россия, 443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел. 8-(846)-242-37-89

### Рыгалов Алексей Юрьевич,

аспирант Самарского государственного технического университета Россия, 443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел. 8-(846)-242-37-89

## УДК 621.311

## С.В.Смоловик, Ф.Х.Халилов

# ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ДЛИН И СЕЧЕНИЙ, РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ 0.38-110 КВ

### Аннотация

Показывается, что ВЛ и КЛ имеют неоптимальные для сетей 0.4-35 кВ длины, неоптимальные сечения фазных проводов, передаваемые мощности и неоптимальные рабочие напряжения в сетях НН. Предлагаются оптимальные величины, вводятся новые рабочие напряжения 0.66 и 1.15 кВ.

#### Ключевые слова:

длина линий, сечение фазных проводов, мощность, рабочее напряжение сетей, оптимальные характеристики сетей.

### S.V.Smolovik, F.Kh.Khalilov

# THE CHOICE OF OPTIMAL LENGTHS, CROSS SECTIONS, THE OPERATING VOLTAGE AND TRANSMISSION CAPACITY IN THE NETWORKS OF 0.38-110 KV

#### Abstract

It is shown that overhead and cable lines have nonoptimal for networks 0.4-35 kV lengths, cross-section of phase conductors, transmitted power, operating voltages in LV networks. The optimal values are suggested, new operating voltages 0.66 and 1.15 kV are introduced.

### Keywords:

length of the line, cross-section of phase conductors, power, operating voltages in networks, optimum characteristics of networks.

Выбор оптимальных длин и сечений фазных проводов линий, рабочего напряжения и передаваемой мощности в сетях 0.38-110 кВ производится по трем требованиям: по условиям экономичности; по величине допустимой потери напряжения; по условиям нагревания.

При проектировании и эксплуатации допустимую потерю напряжения обычно принимают:

• в сетях 6, 10 и 20 кВ  $\Delta U_{\text{доп}} = (0.06 - 0.08) U_{\text{H}};$ 

• сетях 0.4 кВ  $\Delta U_{\text{доп}} = (0.05 - 0.06) U_{\text{H}}.$ 

По сути, решение проблемы сводится к тому, чтобы выбрать такие площади сечения фазных проводов S, при которых фактическая наибольшая потеря напряжения от источника питания (ИП) до наиболее удаленного узла ( $\Delta U_{\rm HG}$ ) была бы не больше допустимой  $\Delta U_{\rm доп}$  (рис. 1).



Рис. 1. Схема распределительной сети

Потерю напряжения можно представить в виде:

$$\Delta U_{\rm ho} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (P_{in}R_{in} + Q_{in}X_{in})}{U_{\rm HoM}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (P_{in}R_{in})}{U_{\rm HoM}} + \frac{\sum_{i=1}^{n} (Q_{in}X_{in})}{U_{\rm HoM}} = \Delta U_{a} + \Delta U_{p} ,$$

где  $P_{i,n}$ ,  $Q_{i,n}$ , – активная и реактивная мощности соответственно на i-м участке, определяемые по заданным нагрузкам в узлах сети;  $R_{i,n}$ ,  $X_{i,n}$  – активное и реактивное сопротивление i-го участка сети; n – число последовательных участков;  $\Delta U_a$ ,  $\Delta U_p$  – соответственно, потери напряжения в активном и реактивном сопротивлениях.

Результаты расчетов  $\ell_{\text{опт}}$ ,  $S_{\text{опт}}$  и  $P_{\text{опт}}$  приведены в табл.1-4 и рис.2-11.

Для распределительных линий класса 0.4 кВ основным ограничивающим фактором является допустимая потеря напряжения на участке линии от ТП до потребителя.

В табл.1 приведены данные, характеризующие параметры наиболее употребительных проводов, которые использовались при строительстве линий электропередачи напряжением 0.4 кВ. Следует указать, что при переходе к применению самонесущих изолированных проводов (СИП) соотношения практически сохраняются, поскольку основным влияющим параметром является активное сопротивление проводов, значение которого для соответствующих сечений остается неизменным.

Таблица 1

Провод	<i>R</i> , Ом/км	<i>I</i> <sub>доп</sub> , А	$I_{\text{доп}}$ по $\Delta U$ , А	$P_{ m доп}$ по $\Delta U$ , кВт	$\Delta P$ при $I_{ m доп}$ по $\Delta U$ , к $ m Br$	Δ <i>P</i> / <i>P</i> <sub>доп</sub> 0.4 кВ, %	ΔΡ/Ρ <sub>доп</sub> 0.66 κΒ, %	<u>Δ</u> <i>P</i> / <i>P</i> <sub>доп</sub> 1.14 кВ, %
AC16	1.98	105	20	13.8	0.792	5.74	2.1	0.67
AC25	1.28	135	31.3	21.7	1.25	5.76	-	-
AC35	0.92	170	43	29.7	1.7	5.72	-	-
AC50	0.64	215	62.5	43.3	2.5	5.77	-	-
AC70	0.46	265	87	60.0	3.5	5.8	-	-

Условно рассмотрены отрезки линий длиной 1 км. Для этого случая токовая загрузка линии, определяющая предельно допустимую величину потери напряжения, соответствует плотности тока, равной площади сечения, умноженной на коэффициент 1.25 (столбец 4 табл.1).

Таблица 2

Режимы работы ВЛ 0.4, 0.66 и 1.15 кВ длиной 3.2 км  $(P_{\text{нагр}} = 8.6 \text{ кВт}; Q_{\text{нагр}} = 6.4 \text{ кВАр})$ 

U <sub>ном</sub> , кВ	Провод	<i>R</i> , Ом	Х, Ом	Потери <i>P</i> , кВт	Потери <i>Q</i> , кВАр	Потери <i>U</i> , кВ	U <sub>нагрузки</sub> , кВ
0.4	AC-35	2.5	1.38	1.80	0.99	0.08	0.32
0.66	AC-35	2.5	1.37	0.66	0.36	0.05	0.61
1.15	AC-35	2.5	1.36	0.22	0.12	0.03	1.12

## Таблица 3

U <sub>ном</sub> , кВ	Провод	<i>R</i> , Ом	Х, Ом	Потери <i>P</i> , кВт	Потери <i>Q</i> , кВАр	Потери <i>U</i> , кВ	U <sub>нагрузки</sub> , кВ
0.4	AC-35	2.5	1.38	1.16	0.64	0.06	0.34
0.66	AC-35	2.5	1.37	0.43	0.23	0.04	0.62
1.15	AC-35	2.5	1.36	0.14	0.08	0.02	1.13

# Режимы работы ВЛ 0.4, 0.66 и 1.15 кВ длиной 3.2 км $(P_{\text{harp}} = 8.6 \text{ kBr}; Q_{\text{harp}} = 0.4 \text{ kBAp})$

Таблица 4

Параметры линий электропередачи напряжением 10-220 кВ

U <sub>н</sub> , кВ	Средняя длина пролета, м	Среднее расстояние между проводами, м	<i>Х,</i> Ом/км	Натур. мощность, МВт	<i>Р<sub>тах</sub></i> на 1 цепь, МВт	L <sub>max</sub> , КМ
10	40-55	0.6	0.36-0.43	0.25	3-5	20-30
35	180-260	2.75	0.4	3.0	10-12	30-60
110	200-350	3.75	0.41	30	45-60	50-150
220	250-450	5.5	0.42	120	100-200	150-350

Допустимые мощности, приведенные в табл.1 для напряжения 0.4 кВ, приблизительно в 2-2.5 раза превосходят реальные мощности, передаваемые по линиям с проводами соответствующих сечений. Это означает, что целесообразная граница длин линий, применяемых для распределения электрической энергии на напряжении 0.4 кВ, составляет приблизительно 2.8-3.2 км. При больших длинах линий либо при больших передаваемых мощностях соответственно рационален переход к более высоким классам напряжений распределения (0.66 и 1.14 кВ).

Предварительный анализ данных о распределительной сети 0.4 кВ показывает, что имеется ряд линий, длина которых превышает указанные выше величины.

Так, имеются сведения о линиях длиной 3.5-4.2 км. Данные табл.1-3 показывают, что при длине ВЛ более 3 км (до 5-6 км) и мощности порядка 20 кВт целесообразен переход к напряжению 0.66 кВ. При большей длине линии и мощности более 25 кВт целесообразно рассмотреть вариант перехода к напряжению линии электропередачи 1.14 кВ. При больших длинах и мощностях следует переходить к напряжению 10 кВ.

Процентное снижение потерь мощности (столбцы 8 и 9 табл.1) соответствует отношению потерь при передаче мощности, отвечающей столбцу 5 (то есть предельно допустимой для напряжения распределения 0.4 кВ), к величине допустимой мощности, соответствующей повышенному напряжению распределения (0.66 кВ и 1.14 кВ соответственно).



Рис.2. Допустимая мощность по линии электропередачи 0.4кВ (а) с учетом потери мощности; 0.66 (б) и 1.15 кВ (в);  $cos \varphi = 0.8, 0.99,$  провод AC-35

При мощностях потребителей, превышающих 25 кВт, и длинах линий 0.4 кВ, превышающих 1.5 км, следует рекомендовать повышение номинального напряжения распределения до 0.66 кВ (1.15 кВ).

Для линий класса 10 кВ сечение проводов проверяется по допустимому току и по допустимой потере напряжения. Обычно при использовании наиболее распространенных сечений проводов ограничивающим условием является допустимая потеря напряжения.



*Рис.3. Зависимость относительных потерь в линии класса 0.4 кВ при передаче мощности, определяемой допустимым снижением напряжения* 



Рис.4. Зависимость потерь в линий различных классов напряжения при передаче мощности, определяемой допустимым снижением напряжения



Рис.5. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ,  $cos \varphi = 0.8, 0.99,$  провод AC-50 (с учетом потерь мощности),  $\Delta P_{CP} = 5\%$ 



Рис.6. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-50 (1 = 10...20 км)



Рис.7. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-50



Рис.8. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-70



Рис.9. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-70 (1 = 10...25 км)



Рис.10. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-95



Рис.11. Зависимость допустимой мощности линии электропередачи 10 кВ, соs = 0.8, 0.99, провод AC-95 (1 = 10...30 км)

На рис.5-11 приведены графики, характеризующие допустимую передаваемую мощность в функции длины линии электропередачи 10 кВ и коэффициента мощности нагрузки. На графиках показаны ограничения, определяемые допустимым током проводов. Для каждого сечения проводов графики построены для двух диапазонов длин линий. Область допустимых значений мощности находится ниже соответствующей кривой и слева (для малых длин линий) ограничена значением, определяемым допустимым током.

Для линий класса 35 и 110 кВ передаваемая мощность (для средних сечений проводов) приблизительно соответствует натуральной мощности линий (3 и 30 МВт соответственно). Фактическая дальность передачи мощности для всех классов напряжения, как правило, ниже предельной (предельными длинами считают 25-30 км для ВЛ 35 кВ и 75-80 км для ВЛ 110 кВ). Для линий небольшой длины передаваемая мощность может быть существенно увеличена.

Таким образом, выбраны оптимальные длины, сечения проводов ВЛ различных классов напряжения. В ряде случаев, в зависимости от влияющих факторов, оптимальные характеристики могут иметь место и для двух классов напряжения одновременно. Определены оптимальные рабочие напряжения в зависимости от величин требуемых передаваемых мощностей. На основании полученных данных и результатов расчета установившихся режимов могут быть даны рекомендации о конкретных оптимальных длинах ВЛ 0,4; 6; 10; 35 и 110 кВ для снижения потерь в распределительных сетях.

### Сведения об авторах

## Халилов Фирудин Халилович,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н. Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29 Эл. почта: <u>natalia-shilina@yandex.ru</u>

### Смоловик Сергей Владимирович,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н. Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29 Эл. почта: smol401@ yandex.ru

УДК 621.438.082.2(470.21)

# Г.К.Ладный

# ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПЕРВОЙ СТАДИИ ШТОКМАНОВСКОГО ПРОЕКТА\*

### Аннотация

На основе открытых данных рассмотрена работа газотурбинной установки (ГТУ) в качестве основного источника электроснабжения для завода по сжижению природного газа. Оценены: потребные объемы топлива для выработки заданной электрической мощности при его сжигании в современных ГТУ с реальным коэффициентом полезного действия; тепловая мощность, отводимая из рабочего цикла с уходящими выхлопными газами, и пути ее использования; механическая мощность, затрачиваемая компрессором для подготовки воздуха перед камерой сгорания. Результаты приведены в тоннах условного топлива в связи с закрытостью информации о реальной стоимости природного газа.

#### Ключевые слова:

газотурбинная установка, компрессор, котел-утилизатор.

### G.K.Ladny

# GAS-TURBINE POWER PLANT ENERGY SAVING POTENTIAL IN THE FIRST STAGE OF SHTOKMAN PROJECT

### Abstract

Based on the open data the work of gas-turbine installation (GTI), as a base energy supply source for feeding of the gas liquefaction plant, was considered. The fuel demand volume for its combusting to provide necessary electricity output was defined for contemporary GTI with real efficiency coefficient; heating power wasted out from the working cycle contained in exhausting gases and ways to use it were considered also; mechanical power utilized by compressor for air preparation before the burner. The results are presented in tons of conventional fuel because of natural gas secret real price.

### Keywords:

gas-turbine installation, compressor, waste-heat boiler.

На первом этапе проекта по добыче природного газа со Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ) планируется строительство портового транспортно-технологического комплекса, включающего в себя завод по сжижению природного газа (СПГ), установку комплексной подготовки газа и специализированный морской порт. Суммарная мощность этих объектов составит около 400 МВт. С учетом Териберской компрессорной станции (КС-1), которая будет работать на начальном участке магистрального газопровода Териберка – Волхов, энергопотребление достигнет 450 МВт [1].

Для реализации проекта рассматриваются два варианта энергоснабжения. Первый – покупка электроэнергии у ТГК-1, второй – строительство собственной электростанции на базе газотурбинной (ГТУ) или

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00506).

паротурбинной установки (ПГУ), ориентированных на природный газ, который на начальном участке газопровода будет иметь достаточно низкую цену. Ожидается, что топливо вообще будет покупаться по себестоимости, так как собственником всех объектов является компания Штокман АГ. В то же время нужно принять во внимание удорожающие факторы добычи газа, обусловленные суровыми природно-климатическими условиями Арктики.

Обратимся к рассмотрению варианта электроснабжения комплекса от собственной электростанции на базе маневренных газотурбинных установок в комбинации с паротурбинными и возможным использованием ветроэнергетических установок (ВЭУ).

Северное побережье Баренцева моря обладает высоким ветроэнергетическим потенциалом, характеризуемым среднегодовыми скоростями ветра порядка 7 м/с, что уже было неоднократно показано в работах по проектированию ветропарков в районе Серебрянских и Териберских ГЭС [2]. Вместе с тем, ветер как источник энергии имеет существенный недостаток – непостоянство, что накладывает ограничения на его использование.

Газотурбинные установки, со своей стороны, обладают рядом преимуществ, таких как компактность, удобство в эксплуатации, быстрый пуск и вывод на номинальную нагрузку (10-15 минут), возможность перегрузки, возрастание мощности при понижении температуры наружного воздуха. Недаром в Германии подобные установки широко распространены и выполняют функцию маневренных мощностей. Существенным недостатком одновальных газовых турбин является снижение КПД при изменении нагрузки.

Работа расширения газов в проточной части турбины преобразуется в энергию вращения вала турбины, которая затем распределяется между валом компрессора и электрогенератора. На некоторых установках затраты на сжатие воздуха требуют до 60% мощности турбины, что приводит к снижению полезной мощности. Существующая технология не позволяет сработать всю потенциальную энергию продуктов сгорания, поэтому значительная часть энергии сбрасывается в атмосферу при температурах порядка 500-700°С. Для повышения эффективности работы установок применяются различные решения, такие как многоступенчатость сжатия и расширения, регенерация тепла уходящих газов, использование сбросной энергии для нагрева сетевой воды, применение парогазовой технологии, использование возобновляемых источников энергии для приготовления сжатого воздуха перед подачей его в камеру сгорания.

Вначале рассмотрим автономную работу ГТУ на примере установки энергетического типа ГТЭ-110. Ее проектные данные при стандартных условиях (температура наружного воздуха плюс 15°С, атмосферное давление 101.3 кПа) составляют:

- электрическая мощность 10.5 МВт;
- температура газов перед турбиной  $t_{\Gamma}$  =1260°C;
- температуры газов на выходе  $t_{\Gamma}^{"}$  =527.7°C;
- КПД 36.5%;
- расход уходящих газов 364.7 кг/с;
- теплота сгорания природного газа  $Q_H^P$ =49.4 МДж/кг.

Исходя из приведенной выше потребной мощности предприятия предлагается установка четырех агрегатов суммарной мощностью 442 МВт. Диапазон автоматического изменения нагрузки 0-100%. Опираясь на методику оценки работы энергоблоков ПГУ-325 (Комсомольская ГРЭС, Ивановская обл.) [3], можно рассмотреть возможные переменные режимы работы ГТЭС-440, которая могла бы удовлетворить потребности предприятия.

Исходя из соображений, что компрессорная станция КС-1 и завод СПГ имеют график работы, не зависящий от наружных температур, а наоборот, более или менее равномерный в течение года, можно определить режимы работы ГТЭС в различные месяцы. Следует отметить, что развиваемая ГТЭС мощность при равных расходах топлива будет изменяться в зависимости от температуры воздуха. Обусловлено это тем, что компрессору гораздо легче нагнетать холодный воздух, чем теплый, ввиду разреженности последнего. Для переменных режимов также характеры изменения температуры уходящих газов, их расхода и коэффициента избытка воздуха.

Для рабочего диапазона нагрузок ГТЭ-110, постоянного расхода топлива и интервала температур от -30 до 30 градусов в работе [3] выведено выражение:

$$N_{\rm TTV} = 131.1 - 0.025 \cdot (30 + t_{\rm Hap})^{1.75}, \,\rm MBT.$$
(1)

Задаваясь рядом долевых нагрузок и температурами наружного воздуха, определим повышение электрической мощности установки при снижении температуры.





Зависимость КПД от температуры и мощности определяется уравнением:

$$\eta_{\Gamma TY} = 36.5 - 0.023 \cdot (110 - N_{\Gamma TY})^{1.4} - 0.04 \cdot (t_{\text{hap}} + 30)^{0.86}, \%.$$
<sup>(2)</sup>

В общем случае расход *В* определяется развиваемой мощностью, подведенной энергией и КПД:

$$B = \frac{0.01 \cdot N_{\Gamma TY}}{\eta_{\Gamma TY} \cdot Q_{P}^{P}}, \ \kappa \Gamma/c$$
(3)

Располагаемая рабочая теплота сгорания топлива  $Q_P^P$  включает в себя низшую теплоту сгорания и теплосодержание топлива, обусловленное давлением форсунки 1.5 бар и температурой около 5°С. Расчеты показывают, что второе слагаемое составляет порядка 1.5% от первого. Этим слагаемым ввиду его малости можно пренебречь.

Температура уходящих газов ГТУ имеет зависимость от мощности и наружной температуры:

$$9_{\Gamma T}^{"} = 480 - 0.0185 (110 - N_{\Gamma TY})^{21} + \left[ (1.1 - 0.16 \cdot (110 - N_{\Gamma TY}))^{0.3} \right] \cdot (30 + t_{\text{Hap}})^{0.97}, \ ^{\circ}\text{C}.$$
(4)

Расходы уходящих газов и подаваемого в камеру воздуха:

$$G_{\Gamma T}^{"} = 376 - t_{\text{hap}} - 19.1 \cdot (110 - N_{\Gamma TY})^{0.19}, \, \text{Kr/c}$$
(5)

$$G_B = G_{\Gamma\Gamma}^{''} - B, \, \kappa\Gamma/c \tag{6}$$

Рассмотрим режим номинальной нагрузки одного агрегата ГТЭ-110. Показатели работы при среднемесячных температурах в Териберке сведены в таблицу:

По	казатели	работы	ГТУ	на но	мина.	пьных	нагр	узках	при	средн	емеся	чных
		И	средн	егодо	вой т	емпер	атура	IX				

Месяц	<i>Т</i> ср.мес, °С	КПД, %	<i>В</i> , кг/с	θ <sub>ΓT</sub> , °C	$G_{\Gamma\Gamma}^{''}$ , кг/с	$G_B$ , кг/с
1	-7.8	36.21	6.15	500.8	383.8	377.65
2	-8.5	36.22	6.15	500.2	384.5	378.35
3	-6.3	36.20	6.15	502.2	382.3	376.15
4	-2.1	36.15	6.16	506.0	378.1	371.94
5	2.4	36.10	6.17	510.0	373.6	367.43
6	7.5	36.05	6.18	514.6	368.5	362.32
7	11.2	36.01	6.18	517.9	364.8	358.62
8	10.8	36.01	6.18	517.6	365.2	359.02
9	6.9	36.05	6.18	514.1	369.1	362.92
10	1.5	36.11	6.17	509.2	374.5	368.33
11	-2.8	36.16	6.16	505.3	378.8	372.64
12	-5.8	36.19	6.15	502.6	381.8	375.65
Сргод.	0.58	36.12	6.16	508.4	375.4	369.26

При среднем значении плотности природного газа 0.75 кг/м<sup>3</sup> среднегодовой секундный расход составит 8.2 м<sup>3</sup>/с. При условии постоянного спроса на сжиженный природный газ и бесперебойной работе четырех агрегатов предприятия за год прогнозируется сжигание 1036 млн м<sup>3</sup> газа. В переводе на условное топливо годовое потребление составит (теплота сгорания 29.3 МДж/кг):

$$B_{yT} = 4 \cdot \left(\frac{49.4}{29.3}\right) \cdot 6.16 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 1.31$$
, млн т у.т

Среднегодовой секундный расход уходящих газов составит 375.4 кг/с, а их температура – 508°С, что является хорошей предпосылкой для надстройки ГТУ котлом-утилизатором (КУ) и паровой турбиной. Опыт эксплуатации подобного оборудования показывает, что на выходе из КУ газы имеют обычно температуру около 110-120°С, что соответствует энтальпии 93-95 ккал/кг [5]. Энтальпия же входящих газов при 508°С составит 192 ккал/кг (данные взяты при распространенном для камер сгорания ГТУ коэффициенте избытка воздуха 4). Потери мощности с уходящими газами ГТЭ-110 составят:

$$Q_{YX} = G_{\Gamma\Gamma}^{"} \cdot (I_{\Gamma\Gamma}^{"} - I_{\Gamma\Gamma}) = 4.19 \cdot 375.4 \cdot (192 - 93) = 155720 \text{ kBr}, \tag{7}$$

то есть расчеты показывают, что при отсутствии котлов-утилизаторов 156 МВт тепловой энергии будет выбрасываться в атмосферу. С четырех агрегатов мощность выбросов составит 624 МВт, или 19,7 · 10<sup>9</sup> МДж в год, что в пересчете на условное топливо 0.67 млн т у.т.

Рассматривая работу ГТЭ-110, можно определить мощность, снимаемую компрессором с вала газовой турбины [4]. Соотношение для работы, требуемой для сжатия 1 кг газа от давления  $P_1$  до давления  $P_2$  при начальной температуре  $T_1$ , имеет вид:

$$l_{K} = c_{p} \cdot T_{1} \cdot \left[ \left( \frac{P_{2}}{P_{1}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_{\kappa}}, \, \kappa \mathfrak{A}_{\mathcal{K}/\mathcal{K}\Gamma},$$
(8)

где  $c_p = 1.01$  кДж/кг – удельная изобарная теплоемкость воздуха; k = 1.35 – показатель изоэнтропы для сжатия воздуха;  $\eta_{\kappa} = 0.85$  – КПД компрессора.

Принимая во внимание степень повышения давления для компрессора ГТЭ-110, получаем удельную работу:

$$l_{K} = 1.01 \cdot 273.6 \cdot \left[ \left( 11 \right)^{\frac{1.35-1}{1.35}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{0.85} = 256 \text{ KJ}\text{K/K}.$$
(9)

При этом в расчете взята среднегодовая температура наружного воздуха 0.6°С. Для средней мощности компрессора с учетом среднегодового расхода воздуха, подаваемого в камеру сгорания, будем иметь:

$$N_K = G_B \cdot l_K = 370 \cdot 256 \cdot 0.001 = 94.8 \text{, MBT.}$$
(10)

Для четырех турбогенераторов потребуется 379.2 MBт мощности.

Выполненный анализ работы ГТУ позволяет заключить, что при работе ГТЭС с равномерной нагрузкой мощности будут распределены следующим образом: 440 МВт полезной электрической, 624 МВт неиспользованной тепловой в виде выхлопа и 380 МВт неизбежно затрачиваемой механической для компрессии воздуха.

Напрашиваются два пути экономии энергии: использование сбросной энергии для нужд отопления и применение парогазовой технологии. Первый вариант возможен, например, при расположении ГТЭС вблизи города Мурманска, но при этом возникает проблема передачи электроэнергии к месту расположения завода СПГ и связанных с этим потерь. Второй вариант позволит утилизировать гораздо меньше теплоты газов, но при этом возможна максимальная трансформация тепла в электроэнергию.

По итогам выполненного рассмотрения можно предложить использование парогазовой установки, в которой к ГТУ надстраивается утилизационный котел в виде теплообменника с барабанами и пароперегревателем. Газы, вышедшие из газовой турбины, вначале нагревают воду, преобразуя ее в пар, и лишь затем выбрасываются в атмосферу. Пар из котла поступает в распределительный аппарат и срабатывается в паровой турбине. Исходя из того, что в пос.Териберка уже произведена модернизация системы теплоснабжения, паровая турбина на электростанции предлагается конденсационного типа.

Следующим шагом на пути к энергосбережению является отказ от мощного компрессора на валу газовой турбины. Предлагается использование энергии ветра для прямого привода компрессоров без преобразования ветровой энергии в электрическую, но с использованием корректно подобранных редукторов. При этом подразумевается наличие хранилища сжатого воздуха, которое будет постоянно пополняться за счет работы ВЭУ. В качестве такого хранилища-аккумулятора может использоваться комплекс специализированных емкостей или полости в горной породе, как это, например, реализовано на пиковой ГТЭС в Германии. В связи с тем, что потребная мощность для сжатия воздуха чрезвычайно велика, вероятнее всего, понадобится отбор части энергии с вала газовой турбины для привода компрессора меньшей мощности, но большего давления непосредственно перед камерой сгорания.

### Выводы

1. Выявленный потенциал энергосбережения на рассмотренной газотурбинной электростанции составляет 1004 МВт мощности, что в пересчете на объемы сжигаемого условного топлива составит 1.08 млн т у.т. в год.

2. Положительная экологическая направленность мероприятия выражается в предотвращении выбросов углекислого газа в объеме 2.04 млн т в год.

3. Важным направлением энергосбережения при использовании ГТУ может явиться применение парогазовой технологии. При этом для районов с высоким потенциалом ветра в качестве дополнительного мероприятия предлагается отключение компрессора, нагнетающего воздух в камеру сгорания газовой турбины или замена его на менее мощный за счет применения ветроэнергетических установок с прямым приводом компрессоров, параллельно работающих на общее хранилище-аккумулятор сжатого воздуха.

## Литература

- 1. Официальный сайт компании «Газпром». URL: www.gazprom.ru
- 2. Перспективы использования энергии ветра и малых ГЭС в удаленных районах Мурманской области / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2007. 97 с.

- 3. Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 / А.В.Мошкарин, Б.Л.Шелыгин, Т.А.Жамлиханов // Вестник ИГЭУ. 2010. № 2.
- 4. Рабенко В.С. Термодинамические циклы газотурбинных установок: учеб. пособие / Ивановский гос. энергет. ун-т им. В.И.Ленина. Иваново, 2008. 124 с.
- 5. Трухний А.Д. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа: метод. пособие по курсу «Энергетические установки». М.: Изд-во МЭИ, 2001. 24 с.

# Сведения об авторах

## Ладный Георгий Константинович,

стажер-исследователь 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: <u>ladniy@ien.kolasc.net.ru</u>

## УДК 621.311

## Е.С.Кожевникова, Ю.П.Кубарьков, С.Н.Синельникова, В.В.Челпанов

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

### Аннотация

В статье рассмотрена задача повышения надежности работы схемы электроснабжения нефтеперерабатывающего предприятия при использовании БАВР, приведены расчетные оценки и рекомендации при внедрении для типовой схемы.

### Ключевые слова:

надежность, электроснабжение, автоматическое резервирование, аварийное отключение.

### E.Kojevnikova, Y.Koubarkov, S.Sinelnikova, V.Chelpanov

# RELIABILITY AUGMENTATION OF THE SCHEME OF ELECTRICAL POWER SUPPLY OF OIL REFINING PLANT

### Abstract

In the article the problem of a reliability augmentation of activity of the scheme of electrical power supply of oil refining plant is reviewed at usage BAVR, the computational estimations and guidelines are adduced at an intrusion for a typical circuit.

### Keywords:

reliability, electrical power supply, automatic redundancy, emergency switching-off.

В настоящее время весьма серьезной и актуальной проблемой является обеспечение надежного и непрерывного электроснабжения потребителей. Провалы напряжения и перерывы питания могут вызвать потерю устойчивости электроснабжения, нарушение технологического процесса. На предприятиях, создающих продукцию с высокой добавочной стоимостью, с непрерывным многоэтапным процессом производства, нарушение технологического процесса наносит существенный экономический ущерб. К предприятиям такого вида относятся нефтеперерабатывающие заводы. Особенности переработки нефтепродуктов обусловливают территориальную разобщенность технологических установок, большую протяженность питающих сетей напряжением 35, 110 и 220 кВ, разветвленную сеть 6 кВ и, как следствие, высокую вероятность повреждений, вызывающих посадки напряжения во всей сети электроснабжения предприятия. В то же время нефтеперерабатывающие предприятия имеют большой парк оборудования, чувствительного к кратковременным нарушениям электроснабжения, в частности, синхронные и асинхронные электродвигатели, преобразователи, магнитные пускатели, системы автоматического управления. Для сохранения технологического процесса перерыв питания систем управления не должен превышать 0.1 с, а у синхронных электродвигателей напряжением 6 кВ – 0.4 с [1, 2].

Одна из основных задач повышения надежности работы схемы электроснабжения нефтеперерабатывающего предприятия заключается в определении технической возможности применения автоматического быстродействующего устройства включения резервного источника питания (БАВР) в сети 6 кВ предприятия. Вторая задача заключается в выявлении допустимости возможных режимов переключений, определяемой статусом питающей сети.

В применяемых в настоящее время электромеханических устройствах автоматического включения резервного питания (ABP) время цикла переключения достигает 3÷5 с, переходные процессы затягиваются на 10 и более секунд [1]. При этом действие ABP не может обеспечить условия для самозапуска всех электродвигателей, приходится выбирать только часть наиболее ответственных, что может привести к нарушению технологического процесса.

В последние годы промышленность предлагает ряд устройств ABP второго поколения с быстродействующими микропроцессорными пусковыми органами, обеспечивающими переключение за время меньше 0,1 с (БАВР). Их внедрение требует установки быстродействующих выключателей и защит, что удорожает их применение. Но даже одно успешное переключение, обеспечивающее непрерывность работы установки, предотвращает простой и исключает необходимость дорогостоящего процесса повторного запуска. А это обеспечивает практически полную окупаемость вложений, необходимых для установки комплекта оборудования БАВР [3].

Достоинство применения БАВР заключается в том, что снимаются ограничения на суммарную мощность сохраняемых в работе электродвигателей, питающихся от секции, потерявшей питание. Как известно, суммарная мощность самозапускаемых электродвигателей не может превышать 30% номинальной мощности питающего трансформатора. Кроме того при этом не требуется гашения поля и ресинхронизации синхронных двигателей, а токи включения двигателей составляют всего 2÷2.5 *I*<sub>ном</sub>, что увеличивает ресурс электродвигателей.

Большинство промышленных производств получают питание через двухтрансформаторные понизительные подстанции напряжением (220-110-35)/6 кВ, с независимыми секциями на напряжении 6 кВ. Каждая секция («рабочая»/«резервная») получает питание от своего трансформатора через выключатель ввода. Секционный выключатель нормально отключен. При повреждении в сети, питающей одну из секций, устройство ABP должно отключить свой ввод питания и включить секционный выключатель. Комплекс устройств быстродействующего ABP должен включать в себя пусковое устройство (ПУ) с быстродействующим терминалом релейной защиты и автоматики (РЗА), инициализирующим работу ПУ, и быстродействующие выключатели. Необходимое быстродействие (меньше 0.1 с) обеспечивают модернизированные вакуумные или элегазовые выключатели со специальным электродинамическим устройством управления приводом, имеющие время отключения порядка 0.015 с, а включения – 0.02 с. Применение БАВР позволяет снизить время цикла ABP с величины 0.7÷5 с до 0.04÷1 с.

Логика действия ПУ обеспечивает адаптируемое ABP, действующее поразному, в зависимости от вида и последствий аварии. Существуют следующие режимы переключений:

• собственно «быстрое переключение» – при наличии критериев синхронности секций;

• быстрое переключение – при первом совпадении фазы напряжений аварийной и резервной секций шин;

• переключение по остаточному напряжению – когда напряжение аварийной секции понизилось до установленного предельного значения  $U \le U_{\text{ном}}$ ;

• переключение по времени – по истечении установленного времени ( $T\approx 2$  с), если ни одно другое переключение не было выполнено ранее (как обычный ABP).

Наиболее оптимальным режимом является быстрое переключение. При этом обеспечивается минимальное время снижения напряжения. Секции остаются синхронизированными, что существенно облегчает переходный режим при переключении на резервный источник. К критериям синхронности относят следующие параметры мгновенных значений напряжений секций:

угол сдвига фаз между напряжениями секций Δφ<±Δφ<sub>max</sub>(≈20°);

• разность частот напряжений секций  $\Delta f \leq \Delta f_{max} (\approx 1 \Gamma \mu)$ ,

при этом уровень напряжения неповрежденной («резервной») секции  $U_{\text{мин}} \ge 0.8 \ U_{\text{ном}}$ , а уровень напряжения секции с повреждением в питающей сети  $U_{\text{мин}} \ge 0.7 \ U_{\text{ном}}$ .

При отсутствии условий синхронности напряжений секций устройство БАВР без задержки отключает выключатель поврежденного ввода. После этого потребители теряют питание, и происходит вращение электродвигателей по инерции. Включение секционного выключателя может происходить в различные моменты времени, в зависимости от режима сети.

• Пусковое устройство определяет момент 1-го совпадения напряжений секции с повреждением и «резервной» и создает команду на включение секционного выключателя. Для обеспечения быстродействия команда на включение формируется раньше, чем возникает первый минимум разности напряжений.

• Переключение по остаточному напряжению происходит без обеспечения синхронности, когда напряжение на секции с повреждением понизилось до установленного значения, а включение при 1-м совпадении фаз было невозможно.

• Переключение по времени происходит, если в течение установленного времени ( $T \approx 2$  с) не было выполнено ни одного из указанных ранее переключений.

На рис.1 показана структурная схема подключения БАВР к секциям шин 6 кВ двухтрансформаторной подстанции.

С целью оценки технической возможности и эффективности внедрения БАВР в сети 6 кВ нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) произведен анализ схемы электроснабжения завода и условий работы электрооборудования в нормальных и аварийных режимах. Источником электроснабжения НПЗ являются сети сторонних организаций и собственные источники – турбогенераторы заводского энергоблока мощностью 2x12 МВт. Питание НПЗ осуществляется по сетям напряжением 110 и 35 кВ от двух источников ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, связанных между собой ЛЭП 110 кВ длиной 13 км. От шин ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 отходят 17 тупиковых линий общей длиной около 150 км. Сети напряжением 35 кВ связаны с сетью напряжением 110 кВ через трансформаторы, установленные на электростанциях (см. рис.2).

На схеме отображены шины напряжением 110 и 35 кВ ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, высоковольтные линии напряжением 110 и 35 кВ, главные понизительные подстанции (ГПП-1÷ГПП-6). К секциям шин 6 кВ подключена нагрузка – синхронные и асинхронные электродвигатели, понижающие трансформаторы напряжением 6/0.4 кВ. Повреждение на любой из линий 110 кВ, присоединенных к шинам питающих ТЭЦ, приводит к посадке напряжения сети 6 кВ предприятия.



Рис.1. Структурная схема подключения БАВР

Расчетное число повреждений за год  $\omega_{pacy110}$  на воздушных линиях напряжением 110 кВ общей длиной L=150 км при удельной повреждаемости  $\omega_{y_{\pi}} = 1.68$  составит: 

$$\omega_{\text{pacy110}} = \omega_{\text{ygL}} = 1.68 \cdot 1.5 = 2.52.$$

Расчетное число повреждений за год  $\omega_{\text{расч35}}$  на кабельных линиях напряжением 35 кВ общей длиной L=18 км, при удельной повреждаемости  $\omega_{yg}$ =3.2 составит:

$$\omega_{\text{pacy35}} = 3.2 \cdot 0.18 = 0.576.$$

Общее расчетное число повреждений за год составит:

 $\omega_{\text{расч}} = \omega_{\text{расч110}} + \omega_{\text{расч35}} = 3.096.$ Фактическое среднее число отключений за год, по данным энергоснабжающей организации за 2007-2009 г. составило  $\omega_{cp}$  = 3.06 [4].

В связи с тем, что повреждаемость сетей напряжением 35 кВ почти в 5 раз ниже повреждаемости сетей напряжением 110 кВ, анализ отключений и расчет остаточных напряжений произведен только для аварийных режимов в сети напряжением 110 кВ.

Анализ аварийных отключений электрооборудования НПЗ за 2007-2009 гг. показал, что основной причиной являются аварии в сетях внешнего электроснабжения.



Рис.2. Схема питания НПЗ

Распределение количества отключений внешнего электроснабжения в 2007-2009 гг. в сетях выглядело примерно так: 2007 г. – 12, 2008 – 11, 2009 – 13.

В таблице представлено распределение аварийных отключений по месяцам каждого года, а на рис.3 эти сведения представлены в виде гистограммы.

Голи						Месяц	(				
т оды	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2007	1	1	1	-	-	2	4	-	-	1	2
2008	-	2	1	-	-	4	-	2	-	2	-
2009	2	1	1	2	1	1	2	1	2	-	-

Распределение количества отключений по месяцам

Общее число посадок напряжения в сети НПЗ в 2009 г. составило 13, при этом длительность отсутствия напряжения менее 15 мин имела место в 8 случаях, 4 ч – 2 случая, 24 ч – 1 случай и в 2 случаях посадка напряжения была очень кратковременной и не вызывала отключения электрооборудования.

Кроме отключения электрооборудования, посадка и длительное отключение напряжения вызывали отказы в работе устройств РЗА (3 случая) и коммутационных аппаратов на цеховых подстанциях (2 случая), которые фиксировались через один или два дня после аварийных отключений.

Четыре понизительные подстанции завода (ГПП-1, ГПП-2, ГПП-3, ГПП-6) получают питание по линиям напряжением 35 кВ. На них установлено по 2 трансформатора ТДН-16 МВА. На ГПП-1,2,6 со стороны 35 кВ установлено по 2 вводных выключателя с перемычкой между ними. На выключателях перемычек предусмотрены устройства АВР, которые в настоящее время выведены из действия. ГПП-3 выполнено по схеме «мостика» с вводными выключателями со стороны ЛЭП-35 кВ; обычно выключатели перемычек отключены и каждый трансформатор получает питание по своей линии, от шин ТЭЦ-1 или ТЭЦ-2.

Подстанции 110/6 кВ ГПП-4 и ГПП-5 имеют по 2 трансформатора с расщепленой обмоткой типа ТРДН-40000/110-6-6 кВ. На напряжении 110 кВ использована схема «мостика» с вводными выключателями со стороны питающих ЛЭП и выключателем в перемычке.

Все ЗРУ-6 кВ выполнены по схемам с одиночной секционированной системой шин. Секционные выключатели нормально отключены. Предусмотрена возможность резервирования питания секций от другого трансформатора.

К выводам трансформаторов 6 кВ ГПП-5 дополнительно подводится питание от 2 энергоблоков ТГ-1 и ТГ-2 мощностью 12 МВт каждый. На стороне 6 кВ всех ГПП установлены АВР первого поколения. В качестве вводных и секционных выключателей на ГПП-1,2,3,5,6 в цепях 6 кВ установлены масляные выключатели типов МГГ-10-3000 и ВМПЭ-10-3200. Время включения и отключения у обоих типов выключателей одинаково и обеспечивает наименьшее время перерыва питания при запуске схемы АВР от блок-контактов выключателей – 0.42 с. Поэтому внедрение БАВР потребует замены устаревших масляных выключателей на более быстродействующие, например, вакуумные или элегазовые типов VM1-T или SF-6. На ГПП-4 установлены

быстродействующие выключатели типа LF-3-3150-6 кВ, обеспечивающие наименьшее время переключений от устройств ABP – 0.135 с.



*Рис.3.* Гистограмма распределения аварийных отключений по месяцам 2007-2009 гг.

С целью определения возможности быстрого переключения с "рабочего" (поврежденного) источника на "резервный" (неповрежденный) и эффективности внедрения БАВР в сети 6 кВ НкНПЗ произведены расчеты токов и напряжений при трехфазных коротких замыканиях на отходящих от шин ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 тупиковых линиях при различной удаленности мест повреждения от шин 110 кВ каждой ТЭЦ. Произведен расчет результирующих остаточных напряжений на шинах 6 кВ каждой ГПП с учетом подпитки от электродвигателей в процессе выбега во время аварийной посадки напряжения.

Расчеты показали, что при удаленности повреждений от шин ТЭЦ-1 менее 5 км напряжение на шинах этого источника находится в пределах от 0.154  $U_{\text{ном}}$  при  $l_k$ =1 км до 0.477  $U_{\text{ном}}$  при  $l_k$ =5 км. Напряжение на шинах ТЭЦ-2 при этом составляет 0.689  $U_{\text{ном}}$  и 0.787  $U_{\text{ном}}$  соответственно, что вызвано влиянием линии связи 110 кВ между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Расчетная результирующая ЭДС на секциях, питающихся от "поврежденного" источника, с учетом подпитки не превышает 0.523-0.525  $U_{\text{ном}}$ . Следовательно, статус сети не допускает работу БАВР в режиме «быстрого переключения» и будут выбираться менее быстрые режимы работы.

При удаленности повреждений от шин, питающих ТЭЦ от 5 до 10 км, напряжение на «резервном» (неповрежденном) источнике составляет 0.826÷0.902  $U_{\text{ном}}$  на шинах ТЭЦ-1, на шинах ТЭЦ-2 напряжение составляет 0.825÷0.887  $U_{\text{ном}}$ . Однако расчетное результирующее напряжение на секциях шин 6 кВ питающихся от «поврежденного» источника, не достигает требуемого значения 0.7  $U_{\text{ном}}$ , т.е. «быстрое переключение» в этих режимах невозможно.

Только при удаленности повреждений на линиях 110 кВ, отходящих от шин ТЭЦ свыше 10 км, результирующее напряжение составляет 0.758  $U_{\text{ном}}$  при  $l_k=10$  км и 0.772  $U_{\text{ном}}$  при  $l_k=12$  км при питании от ТЭЦ-2 и 0.700-0.746  $U_{\text{ном}}$  при питании от ТЭЦ-1. Таким образом, «быстрое переключение» питания на резервный источник возможно только при повреждениях вне указанной зоны.

# Выводы

Обеспечение бесперерывного электроснабжения потребителей нефтеперерабатывающих предприятий в настоящее время является актуальной задачей.

Практически бесперебойное переключение потребителей (T < 0.1 с) с аварийного источника на резервный могут обеспечить быстродействующие микропроцессорные устройства автоматического включения резерва – БАВР.

В БАВР обеспечиваются действия, адаптируемые к статусу сети – в зависимости от напряжений на шинах «поврежденного» и «резервного» источников.

Основное число аварийных отключений электрооборудования НПЗ произошло из-за аварий во внешней высоковольтной сети 110 кВ.

Произведенные расчеты остаточных напряжений на шинах ТЭЦ и шинах ГПП НПЗ при трехфазных коротких замыканиях в сети 110 кВ показали, что собственно «быстрые переключения» возможны только при удаленности повреждений от шин, питающих ТЭЦ, свыше 10 км.

При повреждениях, более близких к шинам ТЭЦ, пусковое устройство БАВР выберет другие, более медленные способы переключения.

При установке БАВР в сети 6 кВ электроснабжения НПЗ необходима замена медленнодействующих масляных выключателей типов МГГ-1, ВМП-10 на более быстродействующие элегазовые (SF-6) или вакуумные (VM1-T) выключатели с модернизированным приводом, обеспечивающим время цикла «откл/вкл» не более 30-40 мс.

В ЗРУ 6 кВ ГПП-4 возможна установка БАВР со временем цикла порядка 60-70 мс.

# Литература

- 1. Кратковременные нарушения нормального электроснабжения потребителей и современные способы защиты от них / С.И.Гамазин, В.М.Пупин, С.А.Цырук // Электрика. 2008. № 7. С. 8-11.
- 2. Новости электротехники 4/200. URL: <u>http://www.news.elteh.ru</u>. /arh/2003/18 19/07 php
- 3. Техническая информация: сайт научно-производственной компании «Промир». URL: http://www.npkromir.com.index, php/news/23-2010-05-21-17-18-54
- 4. БАВР: Быстродействующий автоматический ввод резерва // Электротехнический рынок. 2007. № 9(15). С. 1-6.
- 5. Техническая информация по оценке возможности применения БАВР (быстродействующий автомат ввода резерва) в сети электроснабжения 6 кВ / ЗАО «Оргнефтехимэнерго»; В.В. Челпанов. М., 2010. 40 с.

# Сведения об авторах

# Кубарьков Юрий Петрович,

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н. Россия, 443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел. 8-(846)-242-37-89; Эл. почта: <u>tsara.cuba@yandex.ru</u>

### Кожевникова Елена Сергеевна,

доцент Самарского государственного технического университета, кафедра "Электрические станции", к.т.н. 443010 г. Самара, ул. Чернореченская, д. 21 Тел.: 8-(846)-242-37-89; эл. почта: tglebedeva@mail.ru

## Челпанов Валерий Вячеславович,

ведущий инженер ЗАО СЭПНУ "Оргнефтехимэнерго" 443069 г. Самара, ул. Волгина, д.119 Тел.: 8-(846)-337-08-32

## Синельникова Светлана Николаевна,

ассистент кафедры "Электрические станции" Самарского государственного технического университета 443000 г. Самара, ул. Ново-Садовая, д. 299 Тел.: 8-(846)-242-37-89

### УДК 621.311.1:658.26

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

## СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВИДОИЗМЕНЕННЫМИ СХЕМАМИ СОЕДИНЕНИЯ В ТРЕУГОЛЬНИК ОБМОТОК ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### Аннотация

Предложены принципиально новые варианты построения систем электроснабжения на базе изменения схем соединения в треугольник обмоток общепромышленных понижающих трансформаторов. Реализация этих схем позволяет избежать традиционного увеличения сопротивления в цепях питания за счет реактирования в нормальных режимах и обеспечит глубокое ограничение токов коротких замыканий в промышленных электрических сетях.

#### Ключевые слова:

трансформатор, система электроснабжения, короткое замыкание, схема соединения обмоток.

# A.E.Veselov, V.V.Yaroshevich, E.A.Tokareva, G.P.Fastiy

# POWER SUPPLY SYSTEM WITH MODIFIED CONNECTION DIAGRAM TRIANGLE WINDING STEP-DOWN TRANSFORMER

### Abstract

We propose a fundamentally new ways of building electrical systems on the basis of changes in the connection scheme in general industrial triangle winding step-down transformers. The implementation of the schemes to avoid the traditional increase in resistance in the food chain through reaktirovaniya in normal conditions and will provide depth limit short circuit currents in industrial power networks.

#### Keywords:

transformer, electrical power system, short circuit, connection scheme.

В электрических сетях с изолированной нейтралью 6-35 кВ можно достичь глубокого ограничения токов короткого замыкания (КЗ) без увеличения сопротивления в цепях питания (реактирования сети) в нормальных режимах за счет применения новых схем подключения к распределительной сети обмоток понижающих трансформаторов, предназначенных для соединения в треугольник. Рассмотрим исследованные варианты построения систем электроснабжения (СЭ) подобного типа.

Системы электроснабжения с соединением обмоток трансформатора в треугольник через токоограничивающие устройства. На рис.1 изображены четыре схемы СЭ с понижающими трансформаторами, имеющими одну или две обмотки низкого напряжения (НН). Приняв номинальные мощности трансформаторов и относительные величины их сопротивлений во всех схемах одинаковыми, имеем токи КЗ в схеме с раздельной работой на нагрузку расщепленных обмоток НН (схема на рис.1в) практически вдвое меньше по сравнению со случаем двухобмоточного трансформатора с соединенными параллельно расщепленными обмотками НН (рис.1б). Однако в схеме, представленной на рис.1в, имеем вдвое большее сопротивление цепи питания и, соответственно, ухудшенное качество напряжения. Осуществлением параллельной работы секций шин НН расщепленных обмоток трансформатора через токоограничивающее устройство (ТОУ) (рис.1г) достигается высокое качество напряжения в нормальном режиме и ограничение токов КЗ, при идеальных характеристиках ТОУ до уровня, присущего схеме на рис.1в, т.е. в два раза. При этом проходная мощность ТОУ, необходимая для обеспечения беспрепятственного протекания в нормальных режимах уравнительных токов при неравенстве нагрузки секций, согласно данным [1], должна составлять 25-30% от номинальной мощности трансформатора.



Рис.1. Схемы систем электроснабжения с одной и двумя секциями сборных шин

Заметим, что большей, чем в схемах (рис.1в, г), кратности ограничения токов КЗ можно добиться и при установке в цепи присоединения сборных шин к обмоткам трансформатора линейных, одинарных и сдвоенных реакторов. Помимо увеличения затрат на сооружение СЭ в этих случаях будет также ухудшаться качество напряжения в нормальных режимах.

В 1980 г. Л.А.Кругловым и А.И.Баташовым [2] предложена новая схема построения СЭ с понижающим трансформатором, содержащая, как и схема на рис.1г, две секции сборных шин и ТОУ, но обладающая лучшими
характеристиками по уровням токов КЗ при обеспечении качества напряжения, присущего схемам на рис.1а,б,г. Рассмотрим ее свойства более подробно [3].

На рис.2 показана принципиальная схема СЭ с двухобмоточным понижающим трансформатором, обмотка НН которого замкнута в треугольник через ТОУ (группа соединений Y/Δ-11). Она отличается двумя секциями сборных шин, к которым подключаются начала и концы обмотки трансформатора и разделённая, по возможности, поровну нагрузка (потребители типа H-1 и H-2).



Рис.2. Принципиальная схема системы электроснабжения со специальным подключением трансформатора с соединением обмоток в треугольник через две секции шин и ТОУ

В данной схеме возможно также подключение части нагрузки, включаемой на линейное напряжение, непосредственно к обмоткам трансформатора (потребители типа H-3). Такими потребителями, как показано на рис.2, могут быть трансформаторы 6-10/0.4 кВ, имеющие соединенные в треугольник обмотки ВН.

Для реализации указанных соединений необходимо вывести на крышки баков трансформаторов начала и концы фазных обмоток. В случае применения трансформаторов с расщепленными обмотками соответствующие фазные обмотки следует соединять внутри бака параллельно.

Нормальные режимы в данной системе электроснабжения не отличаются от обычных, поскольку ТОУ здесь обеспечивает параллельную работу секций сборных шин. Эффект глубокого ограничения аварийных токов при КЗ в распределительной сети (например, точка К<sub>1</sub>) обусловлен резким увеличением сопротивления цепи с ТОУ, что вынуждает токи КЗ замыкаться через нагрузку неаварийной секции СЭ.

В рассматриваемой схеме могут использоваться ТОУ любого известного типа. На рис.2 изображено рассмотренное в статье А.В.Веселова с соавторами [3] реакторно-диодное ТОУ. Возможно, в принципе, применение и ТОУ простейшего типа – линейных токоограничивающих реакторов. Затраты на ТОУ зависят от требуемой проходной мощности цепи, а последняя определяется величинами токов, которые протекают через ТОУ в нормальном режиме.

Анализ векторных диаграмм токов в цепи с ТОУ в нормальных режимах при возможных сочетаниях мощностей нагрузок на секциях показал, что наибольшая величина тока составляет 29% от номинального (линейного) тока трансформатора на стороне НН. Относительно небольшая величина тока (проходной мощности) ТОУ обусловлена принятым принципом разнесения нагрузок на две секции шин. В работе А.И.Баташова [4] была исследована возможность снижения тока через ТОУ за счет рационального размещения и регулирования конденсаторных батарей (КБ), устанавливаемых для компенсации реактивной мощности. Их использование в соответствии с полученными законами регулирования позволяет практически вдвое снизить требуемую проходную мощность ТОУ при одновременном достижении эффекта полной компенсации реактивной мощности нагрузки и разгрузки от реактивных токов питающего трансформатора.

В режиме КЗ в схеме (рис.2) срабатывание ТОУ с характеристикой, обеспечивающей разрыв соответствующих цепей, вызывает изменение схемы соединения обмоток трансформатора. Так, при трехфазном КЗ в точке  $K_1$  в цепь КЗ последовательно включаются фазные обмотки трансформатора с линейными напряжениями на их зажимах и большое сопротивление нагрузки H-2 другой секции. Несмотря на увеличение в  $\sqrt{3}$  раз ЭДС в цепи КЗ, аварийные токи при этом, как показали исследования, не превышают 10% от токов КЗ в случае установки вместо ТОУ закороток, когда схема СЭ по своим свойствам становится эквивалентной схемам, представленным на рис.1а,б. Однако столь глубокое ограничение тока КЗ на практике не всегда необходимое, сопровождается повышением в момент аварии напряжения на неаварийной секции почти в  $\sqrt{3}$  раз. Поэтому целесообразно использование компромиссных решений, направленных на уменьшение перенапряжений и длительности существования аварийного режима.

При включении ТОУ непосредственно на выводах обмоток трансформатора и установке в цепи питания секций сборных шин быстродействующего вакуумного или тиристорного выключателя В<sub>1</sub> (рис.2) длительность существования аварийного режима может быть сокращена до одного периода промышленной частоты. Если при этом применить ТОУ, не полностью разрывающие цепь при КЗ и быстро восстанавливающие близкое к нулю сопротивление в послеаварийном режиме, то опасные перенапряжения на неаварийной секции будут отсутствовать, а после отключения аварийной секции выключателем немедленно восстановится нормальное питание неаварийной секции. Условия работы двух выключателей В<sub>1</sub> в цепях питания секций являются облегченными. Принцип головного выключателя обеспечивает при этом предельно малые токи КЗ, отключаемые линейными выключателями В<sub>2</sub>. Эти выключатели могут быть заменены на выключатели нагрузки. После отключения выключателя В2 аварийной линии включается выключатель В1, восстанавливающий нормальный режим СЭ.

С учетом сказанного, в качестве ТОУ целесообразно применить рассмотренные в работе [3] реакторно-диодные токоограничивающие устройства (РДУ) по рис.2. При выборе реактора РДУ с индуктивным сопротивлением в диапазоне  $3x_{\rm T} < x_{\rm p} < 6x_{\rm T}$ , где  $x_{\rm T}$  – сопротивление понижающего трансформатора при нормальной схеме соединении обмоток НН, достигается кратность ограничения ударных токов КЗ большая, чем в случае раздельной расщепленных обмоток HH трансформатора (рис.1в) работы при несущественном перенапряжении на неаварийной секции (см. соответствующие зависимости для токов (1) и напряжений (3) на рис.3). Кривые построены в функции отношения  $x_p/x_T$  и при  $x_p = 0$  отвечают случаю аварии на стороне НН трансформатора с обычной схемой соединения обмоток, а при  $x_p/x_T = \infty - случаю$ применения ТОУ, разрывающего цепь при КЗ. На рис.3 кривая 2 показывает степень ограничения токов КЗ в СЭ, изображенной на рис.1г с использованием аналогичного типа ТОУ. Отчетливо виден существенно больший эффект токоограничения в рассматриваемой схеме СЭ.

Пример расчета переходного процесса при КЗ в точке К<sub>1</sub> с ТОУ типа РДУ, имеющего реактор с сопротивлением  $x_p = 6x_T$  и выключателем B<sub>1</sub>, обеспечивающим отключение цепи после прохождения одной полуволны тока КЗ, представлен на рис.4. Исходный режим работы СЭ соответствует номинальной нагрузке на секциях. Сплошными линиями здесь показаны токи в цепи выключателя B<sub>2</sub> в относительных единицах при  $i_6 = i_{K3}$  неогр =  $u_{\phi HOM}/x_T$ . Пунктирными линиями построены напряжения на неаварийной секции 2. Как видно, ударное значение тока КЗ не достигает 40% от значения неограниченного тока КЗ, а перенапряжения с величиной 1.26  $U_{HOM}$ , существуя в течение одного периода, являются неопасными.

Другим возможным решением задачи ограничения перенапряжения при предельно глубоком ограничении тока КЗ является применение в цепях питания обеих секции сборных шин вольтодобавочных трансформаторов, специальное включение обмоток которых обеспечивает при КЗ введение в контур тока ЭДС, сохраняющей номинальное напряжение на неаварийной секции [5]. Такое решение, впрочем, является достаточно сложным.



Рис.3. Ограничение токов K3 и напряжение на неаварийной секции в зависимости от  $x_{p}/x_{r}$ 



Рис.4. Пример процесса отключения выключателем трехфазного КЗ при использовании ТОУ

Схемы системы электроснабжения, в которых токи КЗ отсутствуют, без применения токоограничивающих устройств. Важным частным случаем СЭ по рис.2 является схема, в которой отсутствуют нагрузки типа H-1 и H-2 и имеются только нагрузки типа H-3, подключенные к обеим секциям шин через выключатели B3. Такое возможно, например, при распределении мощности только на напряжении 0.4 кВ через включенные согласно рис.2, понижающие трансформаторы со схемой соединения  $\Delta/Y$ . Исключение из схемы ТОУ здесь не приводит к изменению нормального режима нагрузки, а при любых видах КЗ в сетях с промежуточным напряжением аварийные токи отсутствуют. Так, при трехфазном КЗ в точке К2 напряжение на секции 1 будет равно нулю, а на секции 2 повышается до уровня линейного напряжения. В то же время у потребителей 0.4 кВ сохраняется номинальное напряжение, поскольку первичные обмотки их трансформаторов подключены параллельно обмоткам трансформатора главной понизительной подстанции (ГПП). В нормальном режиме вследствие симметрии СЭ на стороне 6-10 кВ на секциях 1 и 2 трехфазные напряжения равны по модулю, противоположны по фазе и составляют 0.5 U<sub>ном</sub>. Отсутствие в схеме опасных аварийных токов (КЗ на стороне 0.4 кВ приводит к несущественному возрастанию токов на стороне высокого напряжения (ВН) позволяет применять предельно облегченную коммутационную аппаратуру (выключатели В<sub>1</sub> и В<sub>3</sub>), причем один из двух комплектов выключателей В<sub>3</sub> может быть заменен на разъединители.

Заметим, что нагрузкой, включаемой по типу H-3, могут быть также высоковольтные двигатели с фазными обмотками, выполненными на линейные напряжения.

Другим частным случаем применения рассматриваемого принципа соединения обмоток трансформаторов является схема выдачи мощности от генератора через повышающий трансформатор в сеть ВН (рис.5). Здесь соответствующие фазные обмотки генератора и трансформатора соединяются друг с другом с помощью двух трехфазных комплектов токопроводов. Номинальные напряжения обмоток трансформатора и генератора согласованы. Несмотря на отсутствие гальванических связей отдельных фазных обмоток друг с другом, присущих традиционным схемам соединения обмоток генератора в звезду и обмоток трансформатора в треугольник, режимы работы генератора и трансформатора соответствуют их номинальным условиям. В то же время любые междуфазные КЗ и КЗ на землю на стороне генераторного напряжения не приводят к появлению аварийных токов, что повышает надежность работы блока генератор-трансформатор.



Рис.5. Схема блока генератор-трансформатор без токов КЗ на генераторном напряжении

Последовательное соединение нескольких трехфазных обмоток трансформатора в треугольник. Расщепление обмоток трансформатора позволяет практически в два раза ограничить токи КЗ по сравнению со случаем применения двухобмоточного трансформатора той же мощности без расщепленных обмоток (схема на рис.1в). В настоящем разделе рассматривается схемное решение, позволяющее в случае применения трансформаторов с расщепленными обмотками ограничить токи КЗ практически в четыре раза без использования ТОУ. Это достигается за счет отказа от раздельного соединения обмоток по схеме треугольник и создания новой схемы с гальваническими связями двух трехфазных обмоток.

На рис.6а приведена принципиальная схема такой СЭ, в которой начала фаз первой расщепленной обмотки соединены с концами соответствующих фаз второй расщепленной обмотки, а начала фаз второй расщепленной обмотки соединяются с концами соответствующих фаз первой расщепленной обмотки, причем сохраняется общепринятая последовательность чередования фаз («А», «В», «С»). Образующееся соединение обмоток можно назвать «двойной треугольник» (см. векторную диаграмму напряжений на рис.6б). В трансформаторах с расщепленными обмотками такое соединение лучше всего выполнять внутри бака.

Начала фаз обмотки  $HH_1$  подключаются через выключатели к первой секции сборных шин, а начала фаз обмотки  $HH_2$  – ко второй. В данной СЭ также возможно подключение нагрузки двумя способами, описанными выше. При этом нагрузки  $H-3_1$  подключаются параллельно расщепленным обмоткам  $HH_1$ , а нагрузки  $H-3_2$  – параллельно обмоткам  $HH_2$ .

Секции сборных шин могут работать раздельно или параллельно через ТОУ. Рассмотрим вначале режимы при отсутствии связей между секциями.

Нормальный режим при равных нагрузках H-1 и H-2, а также H-3<sub>1</sub> и H-3<sub>2</sub> ничем не отличается от режима в схеме с обычным соединением обмоток расщепленного трансформатора. В предельном случае несимметрии (имеется только номинальная нагрузка типа H-1) токи от нагрузки первой секции протекают через соответствующие фазы обеих обмоток трансформатора, что эквивалентно увеличению сопротивления цепи питания секции 1 почти в два раза. Однако в этом случае токи в обмотках не будут превышать их номинальных значений.

Наличие нагрузки типа H-3 способствует смягчению некоторых отрицательных эффектов, обусловленных несимметрией нагрузок секций, включенных по типу H-1 и H-2.

В аварийном режиме, например, при КЗ в точке К<sub>1</sub>, в цепь КЗ последовательно включаются сопротивления двух расщепленных обмоток, что приводит к ограничению тока почти в два раза по сравнению с ограничением в схеме с раздельной работой расщепленных обмоток трансформатора (рис.1в). На неаварийной секции при этом напряжение увеличивается в пределе (при отсутствии на ней нагрузки) до 1.5  $U_{\text{ном}}$ . При наличии номинальной нагрузки, как показали исследования, повышения напряжения не превышает 1.25  $U_{\text{ном}}$ . На нагрузке Н-3, подключенной параллельно обмоткам питающего трансформатора, наблюдается при этом небольшое (до 20%) снижение напряжения.



Рис.6. Схема системы электроснабжения с последовательным соединением расщепленных обмоток в треугольник

Исследования также показали, что анализ токов и напряжений в СЭ по рис.6 с соединением расщепленных обмоток НН трансформатора по схеме «двойной треугольник», как в нормальных симметричных режимах при неравенстве нагрузок S<sub>H1</sub> и S<sub>H2</sub>, так и в аварийном режиме трехфазного КЗ, можно проводить с использованием однофазной схемы замещения, показанной на рис.7. Здесь  $x_{\rm r}$  – сопротивление трансформатора, определенное при условии параллельного соединения расщепленных обмоток HH<sub>1</sub> и HH<sub>2</sub> (в о.е. обычно  $x_{\rm r}$ = 0.105...0.12).

Таким образом, в схеме, приведенной на рис.6а, при раздельной работе секций достигается значительный эффект ограничения тока КЗ, однако режимы по уровням напряжения при несимметрии нагрузок секций являются несколько более неблагоприятными по сравнению со случаем раздельной работы секций обычных

расщепленных обмоток. Устранить этот недостаток можно путем объединения секций на параллельную работу через ТОУ, имеющее проходную мощность порядка 0.25  $S_{\text{тном}}$ . При этом режимы по напряжению и загрузке обмоток трансформатора не отличаются от присущих схеме на рис.16, однако при КЗ в распределительной сети за счет действия ТОУ и, соответственно, быстрого возрастания межсекционного сопротивления имеем эффект ограничения, близкий к вышеописанному.



Рис.7. Однофазная схема замещения трансформатора СЭ по рисунку ба

Вместо ТОУ можно использовать и быстродействующие выключатели, осуществляющие опережающее разъединение секций, при этом, впрочем, в схеме существуют повышенные уровни ударных токов КЗ.

Подчеркнем, что при одинаковых нагрузках секций в применении ТОУ нет необходимости.

Принцип соединения обмоток в двойной треугольник эффективен и при построении блоков генератор-трансформатор на электростанциях (рис.8).



Рис.8. Схема выдачи мощности от генератора через трансформатор с последовательным соединением расщепленных обмоток низкого напряжения

Здесь к повышающему трансформатору, имеющему последовательное соединение расщепленных обмоток НН, подключается генератор с двумя одинаковыми параллельными обмотками на статоре. Обмотки генератора порознь соединяются с соответствующими шестью выводами трансформатора. В приведенной схеме уровни токов КЗ на стороне НН трансформатора более чем в 4 раза меньше по сравнению с токами в обычных блоках той же мощности с трансформатором и генератором, имеющими по одной трехфазной обмотке.

## Литература

- Новые схемные решения по построению систем электроснабжения с высоким качеством напряжения / А.Е.Веселов, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети: сб. науч. тр. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2008. 155 с.
- А.с. 875332 СССР, МКИ<sup>3</sup> Н 02 ј 3/00. Устройство для электроснабжения переменным током / Л.А.Кучумов, А.И.Баташов (СССР). № 2879073/24-07; заявл. 28.01.80; опубл. 23.10.81, Бюл. № 39. 8 с.
- Повышение эффективности работы систем электроснабжения на базе применения современных токоограничивающих устройств / А.Е.Веселов, Г.П.Фастий, А.С.Карпов, Е.А.Токарева // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети: сб. науч. тр. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2008. 164 с.
- 4. Баташов А.И. Исследование и разработка систем электроснабжения с глубоким ограничением токов короткого замыкания: автореф. дис. ... канд. техн. наук / ЛПИ. Л., 1981. 16 с.
- 5. А.с. 1081732 СССР, МКИ<sup>3</sup> Н 02 ј 3/00. Устройство для электроснабжения переменным током / Г.М. Рубашов (СССР). № 3523194/24-07; заявл. 20.12.82; опубл. 23.03.84, Бюл. № II. 4 с.

#### Сведения об авторах

#### Веселов Анатолий Евгеньевич,

доцент кафедры «Электроэнергетика и электротехника» Кольского филиала Петрозаводского государственного университета, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Энергетическая, д. 19

#### Ярошевич Вера Васильевна,

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем 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

#### Токарева Евгения Александровна,

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

### Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем 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

#### УДК 332.146: 620.9 (470.21)

## В.В.Победоносцева

#### ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСЕРВИСНОГО КОНТРАКТА

#### Аннотация

В статье рассматриваются понятие и модели энергосервисных контрактов, условия последних и законодательные требования к ним, а также соответствующая проблематика. Предложена схема организационного механизма инвестирования проекта (программы) с помощью энергосервисного контракта.

#### Ключевые слова:

энергосервисный контракт, энергосервисная компания, кредит, энергетический аутсорсинг.

## V.V. Pobedonostseva

## ORGANIZATIONAL MECHANIZM OF THE IMPLEMENTATION OF ENERGY SERVICE CONTRACT

#### Abstract

The article deals with the concept and models of energy service contracts, the terms of the past and the legal requirements for them, and also related issues. A scheme for the organizational arrangement of projects (programs) investment with energy service contract.

## Keyword:

energy service contract, energy service companies, credit, energy outsourcing.

Реализация любой программы кредитования проектов, связанных с оптимизацией энергетических решений, снижением энергозатрат и повышением энергоэффективности в части энергосбережения бюджетных зданий и многоквартирных жилых домов (МКД), должна в обязательном порядке осуществляться на принципах государственно-частного партнерства (ГЧП) с использованием энергосервисных контрактов и софинансирования потребителями, чтобы повысить заинтересованность всех участников процесса и избежать иждивенческих настроений. Да и законодательство, в частности Жилищный кодекс РФ, требует при принятии решения на проведение работ в МКД согласие собственников.

Инвестиционные проекты, связанные с энергосбережением, как правило, характеризуются более низкими показателями внутренней нормы доходности (ВНД, IRR), чем обычные коммерческие проекты, что обусловлено лительностью их осуществления и необходимостью сравнительно больших начальных расходов.

Доходы от реализации такого проекта растут медленнее, чем от коммерческого, но срок их функционирования сравнительно дольше, и интегральные доходы значительно выше. Кроме того, они способствуют решению ряда социально-экономических проблем.

Эффект от вложения в энергоэффективные мероприятия позволяет рассматривать эти вложения как реальные инвестиции, дающие коммерческую выгоду. Однако основными причинами, препятствующими большинству предприятий воспользоваться потенциалом энергосбережения, являются

отсутствие квалифицированных собственных специалистов и опыта реализации энергосберегающих проектов, а также недостаток финансовых средств на их внедрение. Кроме того, в последние годы энергоаудит фактически сводится к формальной энергопаспортизации, слабо развита инвестиционная подготовка проектов с целью привлечения инвестиций для модернизации объектов бюджетной сферы, а банки обеспокоены высокими рисками реализации энергосберегающих проектов и отсутствием юридических гарантий воврата предоставленных кредитов.

В Мурманской области началось внедрение нового для России способа сбережения энергии – энергосервисных контрактов. В Европе он практикуется ещё с 1970-х годов.

Энергосервисный контракт (энергетический перфоманс-контракт) – договор на внедрение энергосберегающих технологий, который предполагает выполнение специализированной энергосервисной компанией (ЭСКО) полного комплекса работ по внедрению энергосберегающих технологий на объекте заказчика за счет привлеченных ЭСКО кредитных средств (рис.1-3). Оплата за привлеченные финансовые ресурсы и выполненные ЭСКО работы производится заказчиком после внедрения проекта за счет средств, составляющих экономический эффект от внедрения энергосберегающих технологий. Кроме того, заказчик не отвлекает собственные средства на реализацию проекта.



Рис. 1. Энергосервисный контракт, потребление энергии

Федеральным законом<sup>\*</sup> также определены условия договора, в которых обязательным пунктом прописаны:

• величина экономии энергоресурсов, которая должна быть обеспечена исполнителем в результате исполнения договора;

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

• срок действия договора должен быть не менее чем срок, необходимый для достижения установленной величины экономии ресурсов;

• иные условия, установленные законодательством Российской Федерации.

В постановлении<sup>\*</sup> Правительства РФ № 636 установлены требования к условиям контракта на энергосервис и изложены особенности определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис.

Возможны две модели ЭСКО – оплата в зависимости от результата и энергетический аутсорсинг.



Рис.2. Энергосервисный контракт, оплата потребления энергии



Рис.3. Энергосервисный контракт, экономическая сущность:  $P_{np}$  – тариф на уровне маржинальных издержек;  $P_0$  – тариф «затраты+»;  $E_{np}$  и  $E_0$  – соответствующие точки равновесия; Q, Гкал – потребление энергии

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Постановление Правительства РФ от 18.08.2010 № 636 г. Москва «О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис».

При реализации любой из этих моделей на объектах бюджетной сферы могут возникнуть следующие проблемы:

• отсутствие единой характеристики эффективности зданий (кроме набора СНИПов, которые являются лишь строительными нормами и не отвечают целям контроля энергоэффективности зданий);

• муниципальные гарантии или обязательства по поддержке муниципального контракта;

• «удержание» сэкономленных средств на оплату услуг ЭСКО (ведь доход ЭСКО – стимул к экономии формируется как разница между ценой контракта и фактическим потреблением энергоресурсов зданиями);

• заключение контракта с изменяемой стоимостью и «гарантия» в бюджете платежей ЭСКО за будущую экономию (которая может варьироваться);

• принятие долгосрочной программы энергоэффективности с бюджетированием средств на оплату энергоресурсов.

Соинвестором может выступить федеральный бюджет, возможно используя Стабилизационный фонд, поскольку он пополняется как раз за счет экспорта первичных ресурсов. При этом для реализации принципа софинансирования может быть использована модель, аналогичная апробированной модели Федерального закона № 185-ФЗ\*, т.е. через Фонд реформирования ЖКХ, с ежегодно увеличивавшейся долей участия собственников – потребителей энергоресурсов.

Возможно также использование средств региональных и местных бюджетов (на объекты бюджетной сферы) с привлечением целевых бюджетных кредитов из бюджетов вышестоящих уровней и получение кредитов от зарубежных организаций, содействующих решению проблем энергоэффективности в России (например, NEFCO, IFC, EBRD).

Привлечение иностранных инвесторов, в частности NEFCO, осуществляющей финансирование энергосберегающих проектов под 3% годовых в интересах стран Северного региона, осложняется тем, что муниципальные образования обычно не имеют возможности выступать в качестве заемщика. В соответствии с п. 2 статьи 103 Бюджетного кодекса РФ государственные и муниципальные внутренние заимствования осуществляются только в целях финансирования дефицитов соответствующих бюджетов, а также для погашения долговых обязательств.

Таким образом, Бюджетный кодекс РФ не позволяет взять муниципалитету целевой кредит, в том числе на цели энергосбережения. Вместе с тем, оформление гарантии городским бюджетом фактически решает эту проблему (кредитоспособности заемщика). При реализации любой из этих моделей в жилищном секторе на многоквартирных жилых домах (МКД) решать проблемы предлагается следующим образом:

• использование крупных управляющих компаний в качестве ЭСКО;

• развитие кредитных линий через территориальные кредитные организации (банки-партнеры);

• разработка соответствующей законодательной и нормативной базы, позволяющей участвовать в энергосервисе ТСЖ, небольшим управляющим компаниям и отдельным жильцам;

• соответствующая государственная поддержка (в т.ч. софинансирование).

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Федеральный закон РФ от 21.07.07 N 185-ФЗ «О Фонде содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства».

Поскольку энергосервисные контракты, особенно в ЖКХ, будут реализовывать преимущественно предприятия малого и среднего бизнеса, не капиталом и хорошей кредитной обладающие значительным историей. целесообразно для удешевления кредитных ресурсов, расходов на вступление в саморегулируемую организацию (СРО) энергоаудиторов и более качественного предынвестиционного энергоаудита иметь на территории субъекта Федерации\* специализированный Фонд поддержки энергосбережения или региональную инвестиционную энергетическую компанию, ΦΟΡΜΑΠ (некоммерческая организация «Фонд развития малого и среднего предпринимательства Мурманской области»), а также развитую сеть микрофинансовых организаций (МФО).



Рис.4. Схема организационного механизма инвестирования проекта (программы) с привлечением специализированных финансовых институтов

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Федеральный закон Российской Федерации от 2.07.2010 года № 151-ФЗ «О микрофинансовой деятельности и микрофинансовых организациях».

При оформлении энергосервисного контракта предлагается следующая схема (рис.4):

• контракт заключается только между заказчиком и ЭСКО, кредитная организация не участвует в этой сделке;

• заключается трехсторонний кредитный договор, по которому заемщиком является ЭСКО, указывается целевое назначение кредита – реализация энергоэффективного проекта на объекте заказчика;

• по условиям энергосервисного контракта и кредитного договора на сумму более 2 млн руб. заказчик обязан открыть расчетный счет в банке, который финансирует реализацию энергоэффективного проекта, и все расчеты за потребляемые энергоресурсы заказчик вправе производить только с этого расчетного счета.

Конечно, по последнему требованию предлагаемой схемы возможны возражения Федеральной антимонопольной службы РФ, однако практика Высшего арбитражного суда РФ 2011 г. позволяет надеяться на решение этой проблемы.

Постановлением<sup>\*</sup> Правительства РФ № 354 п.4в Министерству регионального развития РФ поручено в 5-месячный срок утвердить по согласованию с Министерством экономического развития РФ примерные условия энергосервисного договора, направленного на энергосбережение и (или) повышение эффективности потребления коммунальных услуг при использовании общего имущества в многоквартирном доме.

## Сведения об авторах

#### Победоносцева Вероника Валерьевна

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

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 г. № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

## УДК 621.548 (470.21)

## В.А.Минин

## ПЕРСПЕКТИВЫ СООРУЖЕНИЯ ВЕТРОПАРКА В РАЙОНЕ КИСЛОГУБСКОЙ ПРИЛИВНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ\*

#### Аннотация

Рассмотрен вопрос о применении ветроэнергетических установок в районе Кислогубской приливной электростанции на побережье Баренцева моря. Предложено сооружение ветропарка мощностью около 10 МВт, состоящего из 17 ветроэнергетических установок. Дан анализ потенциала ветра на близлежащей метеостанции и в пределах территории ветропарка, определена возможная годовая выработка последнего. Оценен дисконтированный срок окупаемости ветропарка и возможная прибыль за время его эксплуатации.

#### Ключевые слова:

ветроэнергетическая установка, ветропарк, экономическая оценка.

#### V.A.Minin

# PROSPECTS FOR THE WIND PARK CONSTRUCTION IN THE AREA OF KISLOGUBSKAYA TPP

#### Abstract

The question of wind turbines using in the area of Kislogubskaya power plant is considered. The construction of 10 MW wind park, consisting of 17 wind turbines is proposed. The analysis of the wind potential at a nearby weather station and wind park area is given. Its annual possible output is estimated. Discounted payback period and wind park potential profit are estimated during its life-time period.

#### Keywords:

wind power plant, wind park, the economic assessment.

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. В России также не сбрасываются со счетов возможности использования ВИЭ. В "Энергетической стратегии России на период до 2030 года" [1], определяющей приоритеты развития энергетики страны на долгосрочную перспективу. предусмотрено увеличение масштабов использования возобновляемых энергетических ресурсов. Вовлечение их в хозяйственный оборот - это путь к сокращению объемов использования органического топлива, к энергосбережению и улучшению экологической обстановки вблизи потребителей энергии.

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00506).

Мурманская обл. располагает повышенным потенциалом энергии ветра [2]. Освоение высокопотенциальных ветроэнергоресурсов региона наиболее перспективно в районах, имеющих выход в энергосистему. Одним из объектов энергетики, находящимся в таком районе и связанным с Кольской энергетической системой линией электропередачи, является Кислогубская приливная электростанция. Она расположена примерно в 50 км к северу от Мурманска. Настоящая статья посвящена оценке перспектив сооружения вблизи этой станции ветропарка мощностью около 10 МВт.

Выбор площадки ветропарка, типа и мощности ветроустановок. При выборе места для размещения ветропарка необходимо, чтобы площадка располагалась в зоне с высоким потенциалом ветра, обеспечивала наименьшие расходы на создание инфраструктуры, обустройство подъездных путей, мест базирования персонала и монтажной техники. Площадка должна находиться как можно ближе к подстанции, чтобы снизить расходы на подключение ветропарка к сети.

Исходя из этих соображений, ветропарк вблизи Кислогубской ПЭС предлагается соорудить из двух частей, расположенных к востоку и западу от действующей приливной электростанции (рис.1). В качестве базовой ветроэнергетической установки для ветропарка предлагается немецкая безредукторная установка Enercon E-40/6.44 мощностью 600 кВт. Чтобы свести к минимуму взаимное влияние установок друг на друга, они размещены на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса. На восточной половине ветропарка предлагается разместить 10 ВЭУ суммарной мощностью 6 МВт, а на западной – 7 ВЭУ мощностью 4.2 МВт. В целом суммарная мощность ветропарка составит 10.2 МВт.

*Технические данные ветроустановки Enercon E-40/6.44*: мощность ВЭУ – 600 кВт, расчетная скорость ветра на оси ветроколеса – 12.0 м/с, диапазон рабочих скоростей – 2.5-28 м/с, высота башни – 50 м, диаметр ветроколеса – 44 м, число лопастей – 3 шт., число оборотов ветроколеса – 18-34 1/мин., тип генератора – синхр., напряжение – 400 В.

Кислогубская ПЭС соединена с Кольской энергосистемой линией электропередачи длиной 18 км. Линия выполнена в габаритах 35 кВ, имеет сечение проводов 120 мм<sup>2</sup>. По ней может быть передана не только мощность ПЭС (1.5 МВт), но и 10.2 МВт мощности ветропарка. Это не только не перегрузит ЛЭП, но и, наоборот, будет способствовать улучшению ее экономических показателей за счет увеличения объемов пропускаемой через нее энергии. Трансформаторная подстанция Кислогубской ПЭС может быть использована для присоединения ветропарка к Кольской энергосистеме.

Среднегодовые скорости ветра в районе ветропарка. Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м на близлежащей к площадке ветропарка прибрежной метеостанции Цып-Наволок, расположенной примерно в 30 км севернее Кислогубской ПЭС, составляет 7.0 м/с. Этот показатель получен по результатам наблюдений за 20 лет. По классификации В.Ю.Милевского [3], используемой метеослужбой для описания открытости местности, площадка метеостанции Цып-Наволок по разным направлениям характеризуется классами открытости, представленными в табл.1.



Рис.1. Схема расположения ветропарка из 17 ВЭУ Enercon E-40/6.44 в районе Кислогубской ПЭС

### Таблица 1

## Показатели открытости метеостанции Цып-Наволок

Покоротоли	Направления ветра								Сраниза
Показатели	С	C-B	В	Ю-В	Ю	Ю-3	3	C-3	Среднее
Класс	6б	12a	12a	12a	7a	7б	6б	6б	8.50
открытости, К <sub>фі</sub>									
Повторяемость	12	9	9	7	17	23	12	11	
направления, т <sub>і</sub> , %									

ПРИМЕЧАНИЕ. а – выпуклый рельеф, б – плоский.

Фактический класс открытости площадки К<sub>Ф</sub> определится как средневзвешенный, учитывающий местную розу ветров:

$$\mathbf{K}_{\Phi} = \Sigma \, \mathbf{K}_{\Phi i} \cdot \boldsymbol{\tau}_i \tag{1}$$

где  $K_{\Phi i}$  – фактический класс открытости по *i*-му направлению,  $\tau_i$  – повторяемость *i*-го направления.

Из табл.1 следует, что средневзвешенный класс открытости метеостанции Цып-Наволок составляет 8.50.

Вновь обращаясь к классификации В.Ю.Милевского, можно определить классы открытости всех 17 площадок, где намечено сооружение ветроустановок ветропарка, и сделать это, как и на метеостанции, по 8 направлениям. Если после этого привлечь информацию о повторяемости направлений ветра, полученную по результатам наблюдений в 2009-2010 гг. на метеомачте вблизи Кислогубской ПЭС (рис.2), то с использованием выражения (1) можно определить средневзвешенный класс открытости каждой из 17 площадок, где планируется сооружение ВЭУ. Результаты таких расчетов сведены в табл.2.



Рис.2. Роза ветров в районе Кислогубской ПЭС

198

### Таблица 2

Номер	Направления ветра								Класс
ВЭУ	С	C-B	В	Ю-В	Ю	Ю-3	3	C-3	открытости
ВЭУ 1	6б	6б	7a	7a	7a	9a	7a	7a	6.92
ВЭУ 2	7a	7a	7a	6б	6б	9б	7a	8a	6.89
ВЭУ З	6a	6a	6a	6a	7б	8б	7a	7a	6.64
ВЭУ 4	6a	6a	6a	6a	7a	8a	8a	7a	6.72
ВЭУ 5	9a	7a	7a	7a	7б	8a	9a	9a	7.79
ВЭУ б	9a	7a	7a	7a	7б	8a	9a	9a	7.79
ВЭУ 7	7a	6б	7б	7б	7б	7б	8a	8a	7.09
ВЭУ 8	7a	7a	7б	7б	8a	8a	8a	8a	7.55
ВЭУ 9	6a	7a	7a	7a	7a	7a	8a	7б	6.91
ВЭУ 10	7a	7a	7a	7б	7б	7a	7a	7a	7.00
ВЭУ 11	8a	8a	7a	7a	7a	7a	7a	7a	7.26
ВЭУ 12	7б	7a	7a	8a	8a	7б	7б	8a	7.49
ВЭУ 13	7б	7б	7a	7a	7б	7б	7б	7б	7.00
ВЭУ 14	7б	7б	7б	8a	8a	6б	6б	7б	7.22
ВЭУ 15	8a	8a	7б	7б	7б	7б	7б	9a	7.46
ВЭУ 16	8a	8a	7б	7б	6a	8a	8a	8a	7.25
ВЭУ 17	7б	7a	7б	7б	7б	7б	8a	8a	7.18

Классы открытости ВЭУ на местности и их годовая выработка

В работе [4] установлено, что среднегодовая скорость ветра пропорциональна среднему классу открытости площадки. Исходя из этого, зная среднегодовую скорость ветра на высоте 10 м на ближайшей метеостанции Цып-Наволок (7.0 м/с) и средний класс открытости этой станции К = 8.50, по среднему классу открытости площадки ВЭУ 1, имеющей К = 6.92, находим, что здесь на высоте 10 м можно ожидать среднегодовую скорость, равную 7.0:8.5:6.92 = 5.70 м/с.

Для сравнения можно отметить, что по результатам наблюдений в течение одного года на метеомачте вблизи Кислогубской ПЭС в 2009-2010 гг. (она располагалась между точками 3 и 4, см. рис.1) среднегодовая скорость ветра составила 5.44 м/с. Это близко к полученному выше расчетному значению. Последнее можно считать более соответствующим действительности, поскольку базируется на результатах 20-летних наблюдений близлежащей метеостанции. Подобные расчеты среднегодовой скорости ветра на высоте 10 м были выполнены по всем 17 площадкам размещения ВЭУ. Результаты расчетов сведены в табл.3.

Для определения скорости ветра на высоте оси ветроколеса (50 м) можно воспользоваться, как это показано в работе В.Е.Зубарева с соавторами [4], степенной функцией, описывающей вертикальный профиль ветра:

$$v_{50} = v_{10} \cdot (50/10)^m. \tag{2}$$

Там же [4] отмечено, что показатель степени m не является величиной постоянной, а зависит от величины скорости ветра на нижнем уровне:

$$m = 0.6 \cdot (v_{10})^{-0.77}.$$
 (3)

Эта зависимость представлена на рис. 3. Получим, например, что для ВЭУ 1 среднегодовая скорость ветра на высоте 50 м равна:

$$v_{50} = v_{10} \cdot (50/10)^{0.6 \cdot (v_{10})^{-0.77}} = 5.70 \cdot 5^{0.157} = 7.3 \text{ m/c}.$$

Результаты подобных расчетов по всем 17 ВЭУ ветропарка сведены в табл.3.

Номер ВЭУКласс открытости ВЭУСргод. скорость, м/с на высотеГодовая выработка ВЭУ, млн кВт·чВЭУ 16.92 $5.70$ 7.31.83ВЭУ 26.89 $5.67$ 7.31.83ВЭУ 36.64 $5.47$ 7.11.73ВЭУ 4 $6.72$ $5.53$ 7.21.78ВЭУ 57.79 $6.42$ $8.1$ 2.14ВЭУ 67.79 $6.41$ $8.1$ 2.14ВЭУ 77.09 $5.84$ 7.41.87ВЭУ 8 $7.55$ $6.22$ 7.92.07ВЭУ 9 $6.91$ $5.69$ 7.31.83ВЭУ 107.00 $5.76$ 7.41.88ВЭУ 11 $7.26$ $5.98$ 7.61.96ВЭУ 137.00 $5.76$ 7.41.88ВЭУ 14 $7.22$ $5.95$ 7.61.96ВЭУ 15 $7.46$ $6.14$ $7.8$ 2.04ВЭУ 16 $7.25$ $5.97$ $7.6$ 1.96							
ВЭУОткрытостина высотеВЭУ, млн кВт-чВЭУ 1 $6.92$ $5.70$ $7.3$ $1.83$ ВЭУ 2 $6.89$ $5.67$ $7.3$ $1.83$ ВЭУ 3 $6.64$ $5.47$ $7.1$ $1.73$ ВЭУ 4 $6.72$ $5.53$ $7.2$ $1.78$ ВЭУ 5 $7.79$ $6.42$ $8.1$ $2.14$ ВЭУ 6 $7.79$ $6.41$ $8.1$ $2.14$ ВЭУ 7 $7.09$ $5.84$ $7.4$ $1.87$ ВЭУ 8 $7.55$ $6.22$ $7.9$ $2.07$ ВЭУ 9 $6.91$ $5.69$ $7.3$ $1.83$ ВЭУ 10 $7.00$ $5.76$ $7.4$ $1.88$ ВЭУ 11 $7.26$ $5.98$ $7.6$ $1.96$ ВЭУ 13 $7.00$ $5.76$ $7.4$ $1.88$ ВЭУ 14 $7.22$ $5.95$ $7.6$ $1.96$ ВЭУ 15 $7.46$ $6.14$ $7.8$ $2.04$ ВЭУ 16 $7.25$ $5.97$ $7.6$ $1.96$ ВЭУ 17 $7.18$ $5.91$ $7.6$ $1.96$	Номер	Класс	Сргод. с	скорость, м/с	Головая выработка		
BOY10 M50 MBOY, MIRKET4BOY 16.925.707.31.83BOY 26.895.677.31.83BOY 36.645.477.11.73BOY 46.725.537.21.78BOY 57.796.428.12.14BOY 67.796.418.12.14BOY 77.095.847.41.87BOY 87.556.227.92.07BOY 96.915.697.31.83BOY 107.005.767.41.88BOY 117.265.987.61.96BOY 127.496.177.82.04BOY 137.005.767.41.88BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	PAV	открытости	на н	высоте	ВЭУ, млн кВт∙ч		
B $\Im$ Y 16.925.707.31.83B $\Im$ Y 26.895.677.31.83B $\Im$ Y 36.645.477.11.73B $\Im$ Y 46.725.537.21.78B $\Im$ Y 57.796.428.12.14B $\Im$ Y 67.796.418.12.14B $\Im$ Y 77.095.847.41.87B $\Im$ Y 87.556.227.92.07B $\Im$ Y 96.915.697.31.83B $\Im$ Y 107.005.767.41.88B $\Im$ Y 117.265.987.61.96B $\Im$ Y 137.005.767.41.88B $\Im$ Y 147.225.957.61.96B $\Im$ Y 157.466.147.82.04B $\Im$ Y 167.255.977.61.96B $\Im$ Y 177.185.917.61.96	БЈУ	ВЭУ	10 м	50 м			
B $\Im$ Y 26.895.677.31.83B $\Im$ Y 36.645.477.11.73B $\Im$ Y 46.725.537.21.78B $\Im$ Y 57.796.428.12.14B $\Im$ Y 67.796.418.12.14B $\Im$ Y 77.095.847.41.87B $\Im$ Y 87.556.227.92.07B $\Im$ Y 96.915.697.31.83B $\Im$ Y 107.005.767.41.88B $\Im$ Y 117.265.987.61.96B $\Im$ Y 127.496.177.82.04B $\Im$ Y 137.005.767.41.88B $\Im$ Y 147.225.957.61.96B $\Im$ Y 157.466.147.82.04B $\Im$ Y 167.255.977.61.96B $\Im$ Y 177.185.917.61.96	ВЭУ 1	6.92	5.70	7.3	1.83		
B $\Im$ Y 36.645.477.11.73B $\Im$ Y 46.725.537.21.78B $\Im$ Y 57.796.428.12.14B $\Im$ Y 67.796.418.12.14B $\Im$ Y 77.095.847.41.87B $\Im$ Y 87.556.227.92.07B $\Im$ Y 96.915.697.31.83B $\Im$ Y 107.005.767.41.88B $\Im$ Y 117.265.987.61.96B $\Im$ Y 127.496.177.82.04B $\Im$ Y 137.005.767.41.88B $\Im$ Y 147.225.957.61.96B $\Im$ Y 157.466.147.82.04B $\Im$ Y 167.255.977.61.96B $\Im$ Y 177.185.917.61.96	ВЭУ 2	6.89	5.67	7.3	1.83		
B $\Im$ Y 46.725.537.21.78B $\Im$ Y 57.796.428.12.14B $\Im$ Y 67.796.418.12.14B $\Im$ Y 77.095.847.41.87B $\Im$ Y 87.556.227.92.07B $\Im$ Y 96.915.697.31.83B $\Im$ Y 107.005.767.41.88B $\Im$ Y 117.265.987.61.96B $\Im$ Y 127.496.177.82.04B $\Im$ Y 137.005.767.41.88B $\Im$ Y 147.225.957.61.96B $\Im$ Y 157.466.147.82.04B $\Im$ Y 167.255.977.61.96B $\Im$ Y 177.185.917.61.96	ВЭУ 3	6.64	5.47	7.1	1.73		
B3Y 57.796.428.12.14B3Y 67.796.418.12.14B3Y 77.095.847.41.87B3Y 87.556.227.92.07B3Y 96.915.697.31.83B3Y 107.005.767.41.88B3Y 117.265.987.61.96B3Y 127.496.177.82.04B3Y 137.005.767.41.88B3Y 147.225.957.61.96B3Y 157.466.147.82.04B3Y 167.255.977.61.96B3Y 177.185.917.61.96	ВЭУ 4	6.72	5.53	7.2	1.78		
B3Y 67.796.418.12.14B3Y 77.095.847.41.87B3Y 87.556.227.92.07B3Y 96.915.697.31.83B3Y 107.005.767.41.88B3Y 117.265.987.61.96B3Y 127.496.177.82.04B3Y 137.005.767.41.88B3Y 147.225.957.61.96B3Y 157.466.147.82.04B3Y 167.255.977.61.96B3Y 177.185.917.61.96	ВЭУ 5	7.79	6.42	8.1	2.14		
BЭУ 77.095.847.41.87BЭУ 87.556.227.92.07BЭУ 96.915.697.31.83BЭУ 107.005.767.41.88BЭУ 117.265.987.61.96BЭУ 127.496.177.82.04BЭУ 137.005.767.41.88BЭУ 147.225.957.61.96BЭУ 157.466.147.82.04BЭУ 167.255.977.61.96BЭУ 177.185.917.61.96	ВЭУ б	7.79	6.41	8.1	2.14		
BЭУ 87.556.227.92.07BЭУ 96.915.697.31.83BЭУ 107.005.767.41.88BЭУ 117.265.987.61.96BЭУ 127.496.177.82.04BЭУ 137.005.767.41.88BЭУ 147.225.957.61.96BЭУ 157.466.147.82.04BЭУ 167.255.977.61.96BЭУ 177.185.917.61.96	ВЭУ 7	7.09	5.84	7.4	1.87		
BЭУ 96.915.697.31.83BЭУ 107.005.767.41.88BЭУ 117.265.987.61.96BЭУ 127.496.177.82.04BЭУ 137.005.767.41.88BЭУ 147.225.957.61.96BЭУ 157.466.147.82.04BЭУ 167.255.977.61.96BЭУ 177.185.917.61.96	ВЭУ 8	7.55	6.22	7.9	2.07		
BOY 107.005.767.41.88BOY 117.265.987.61.96BOY 127.496.177.82.04BOY 137.005.767.41.88BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 9	6.91	5.69	7.3	1.83		
BOY 117.265.987.61.96BOY 127.496.177.82.04BOY 137.005.767.41.88BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 10	7.00	5.76	7.4	1.88		
BOY 127.496.177.82.04BOY 137.005.767.41.88BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 11	7.26	5.98	76	1.96		
BOY 137.005.767.41.88BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 12	7.49	6.17	7.8	2.04		
BOY 147.225.957.61.96BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 13	7.00	5.76	7.4	1.88		
BOY 157.466.147.82.04BOY 167.255.977.61.96BOY 177.185.917.61.96	ВЭУ 14	7.22	5.95	7.6	1.96		
BЭУ 167.255.977.61.96BЭУ 177.185.917.61.96	ВЭУ 15	7.46	6.14	7.8	2.04		
ВЭУ 17 7.18 5.91 7.6 1.96	ВЭУ 16	7.25	5.97	7.6	1.96		
	ВЭУ 17	7.18	5.91	7.6	1.96		

Результаты расчета среднегодовой скорости и среднегодовой выработки ВЭУ



Таблица 3



Рис.3. Зависимость показателя т степенной функции вертикального профиля ветра от среднегодовой скорости на высоте 10 м

Расчет среднегодовой выработки ветропарка. Для расчета среднегодовой выработки энергии каждой ВЭУ требуется знать повторяемость скоростей ветра на высоте оси ветроколеса и рабочую характеристику ВЭУ (зависимость мощности от скорости ветра). Что касается рабочей характеристики ВЭУ Enercon E-40/6.44, то она, заимствованная из «Каталога ветровых турбин» [5], приведена на рис.4.



Рис.4. Рабочая характеристика ВЭУ Enercon E – 40/6.44

Режим повторяемости скоростей ветра в прибрежных районах Кольского п-ова описывается уравнением Вейбулла [6, 7]:

$$t(v) = \frac{\gamma}{\beta} \cdot \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{\beta}\right)^{\gamma}\right],\tag{4}$$

где  $\beta$  и  $\gamma$  – параметры распределения;  $\upsilon$  – скорость ветра. Для метеостанций Мурманской обл. в среднем  $\gamma = 1.7$ .

Результаты расчета годовой выработки энергии ВЭУ при среднегодовых скоростях ветра 7.0-8.2 м/с представлены на рис.5. Они показывают, что годовая выработка в зависимости от степени открытости на местности варьирует в пределах 1.74-2.14 млн кВт·ч в год. Средняя величина выработки составляет 1.94 млн кВт·ч, число часов использования установленной мощности ВЭУ в году – 3225.

Годовая выработка энергии всего ветропарка (17 ВЭУ) составит 32.9 млн кВт·ч в год. Этот показатель в дальнейшем будет использован при оценке технико-экономической эффективности работы ветропарка.



Рис.5. Зависимость годовой выработки ВЭУ Enercon E-40/6.44 мm среднегодовой скорости ветра на оси ветроколеса

Ожидаемая стоимость энергии от встропарка. При техникоэкономической оценке перспектив сооружения ветропарка первостепенным является вопрос окупаемости вкладываемых в его сооружение средств. При выполнении такой оценки следует учитывать, что в случае отсутствия собственных средств их придется заимствовать в банке под определенный процент. Необходимо принять во внимание также и существующий уровень инфляции. Если исходить из возможности получения кредита по заемной ставке  $n_r = 0.16-0.17$  (16-17% годовых) и показателя инфляции b = 0.09 (9%, уровень 2010 г.), то так называемая реальная процентная ставка *r*, определяемая выражением:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b}, \tag{5}$$

составит около 7%.

В качестве критерия для оценки прибыльности мероприятия, связанного с внедрением ВЭУ, можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД). Этот показатель определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу:

ЧДД = 
$$\left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n}\right] - I_0$$
, (6)

где  $B_1, B_2, ..., B_n$  – текущий эффект (доход) от работы ветропарка за соответствующий год (с года 1 до года *n*) в течение всего срока службы *n*; *r* – реальная процентная ставка;  $I_0$  – инвестиции в сооружение объекта.

Согласно формуле (6) чистый дисконтированный доход выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течение всего срока его службы, приведенный к начальному моменту. Этот показатель позволяет учесть изменение стоимости финансовых средств с течением времени и сопоставить капиталовложения, сделанные сегодня, с доходами, которые будут поступать позже, в едином масштабе цен. Положительный результат расчёта по выражению (6) свидетельствует об эффективности предлагаемого объекта, в результате его реализации инвестор в течение срока эксплуатации ветропарка получит прибыль. Чем большее значение прибыли будет получено, тем выгоднее объект. Если результат расчёта отрицательный, инвестор потерпит убытки.

Расчеты, выполненные применительно к рассмотренному выше ветропарку вблизи Кислогубской ПЭС, показали, что среднегодовая скорость ветра на высоте оси ветроколеса (50 м) в этом районе составляет около 7-8 м/с (см. табл.3), а среднегодовая выработка электроэнергии ветропарка, состоящего из семнадцати 600-киловаттных ветроустановок Enercon E-40/6.44, составит 32.9 млн кВт·ч.

Годовой эффект (доход) B от работы ветропарка зависит от годовой выработки W и от тарифа f, по которому эту энергию можно продать в сеть, то есть:

$$B = Wf \quad . \tag{7}$$

Федеральной службой по тарифам для Мурманской обл. на 2010 г. был установлен предельный тариф на электроэнергию в размере 1.35 руб/кВт·ч. В перспективе в соответствии со сценарием развития экономики России на 2011, 2012 и 2013 гг. тарифы в области возрастут на 13, 12 и 11% и соответственно составят 1.53, 1.71 и 1.90 руб/кВт·ч. Рост тарифов продолжится и в дальнейшем. Можно предполагать, что этот рост будет, по крайней мере, не ниже уровня инфляции (рис.6).

В последние годы в стране прилагаются большие усилия по снижению инфляции до европейского уровня (около 2%). Это трудный процесс. Но если предположить, что за 10 лет удастся снизить инфляцию с теперешних 8-9% до 2% и далее сохранить на достигнутом уровне, то тариф на электроэнергию, отпускаемую от ВЭУ, за 20 лет возрастет с 1.90 в 2013 г. до 3.41 руб/кВт·ч (8.3 евроцент/кВт·ч) в 2032 г. согласно кривой, представленной на рис.6.

Инвестиционные затраты в сооружение ВЭУ определяются удельными капиталовложениями ВЭУ и ее мощностью  $N_{\text{B} \ni \text{Y}}$ :

$$I_0 = k_{\rm B3y} N_{\rm B3y}. \tag{8}$$

Согласно статье В.В.Безруких [9] стоимость новых зарубежных ВЭУ в 2012-2013 годах составит около 1000 евро/кВт. С учетом транспортных расходов (10%) и таможенной пошлины (18%) стоимость возрастет до 1300 евро/кВт, а с учетом затрат на сооружение фундамента, монтаж и присоединение к сети (еще 20-25%) стоимость достигнет 1500-1550 евро/кВт, или около 60 тыс. руб/кВт. На рис.7 показано, как будет формироваться чистый дисконтированный доход в ходе многолетней эксплуатации ветропарка мощностью 10.2 МВт в районе Кислогубской ПЭС.



Рис.6. Рост тарифа на электроэнергию в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции



Рис.7. Формирование чистого дисконтированного дохода (ЧДД) за годы работы ветропарка

После сооружения ветропарка (нулевой год эксплуатации) имеют место только инвестиции  $I_0$ . Они в объеме  $10.2 \cdot 103 \cdot 60 \cdot 103 = 612$  млн руб. отложены вниз по оси ординат. По мере эксплуатации ветропарка формируется доход, определяемый стоимостью выработанной энергии. За счет получаемого дохода постепенно, год за годом, окупаются инвестиции, кривая ЧДД идет вверх. Из рисунка следует, что дисконтированный срок окупаемости ветропарка (при ЧДД=0) составит 12-13 лет, а к концу планового срока службы ветроустановок (20 лет) может быть сформирована прибыль в размере 240 млн руб. (около 40% от первоначальных инвестиций).

## Выводы

1. В районе Кислогубской ПЭС может быть сооружен ветропарк мощностью около 10 МВт (17 ВЭУ по 600 кВт). Район характеризуется повышенным потенциалом ветра. Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м от поверхности земли на 17 выбранных площадках для ВЭУ составляет от 5.5 до 6.4 м/с. Среднегодовая выработка ветропарка оценивается в 32.9 млн кВт-ч, а количество часов использования установленной мощности в году – 3225.

2. Действующая линия электропередачи напряжением 35 кВ с сечением проводов 120 мм<sup>2</sup>, соединяющая ПЭС с Кольской энергосистемой, достаточна для выдачи не только мощности ПЭС, но и мощности ветропарка.

3. Удельные капиталовложения в ветропарк, формируемый из зарубежных ВЭУ, с учетом транспортных и таможенных расходов, а также затрат на сооружение фундаментов и присоединение к сети ориентировочно могут составить около 1500 евро/кВт (60 тыс. руб/кВт).

4. Технико-экономическая оценка сооружения ветропарка показала, что при существующих в последние годы тенденциях изменения инфляции и тарифов на электроэнергию дисконтированный срок окупаемости ветропарка составит 12-13 лет. К завершению планового срока службы ветроустановок (20 лет) может быть сформирована прибыль в размере 240 млн руб., что составляет около 40% от первоначальных капиталовложений.

## Литература

- 1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. М.: ГУ Ин-т энергетической стратегии. 2010. 180 с.
- Энергия ветра перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев, Е.А.Иванова, Т.Н.Морошкина, Г.В.Никифорова, А.В.Бежан. Апатиты: Изд. Кольского науч. центра РАН, 2006. 73 с.
- 3. Справочник по климату СССР. Вып. 2: Мурманская область. Часть III. Ветер. Л.: Гидрометеоиздат, 1966. 120 с.
- 4. Использование энергии ветра в районах Севера / В.В.Зубарев, В.А.Минин И.Р.Степанов. Л.: Наука, 1989. 208 с.
- 5. Wind Energy. Osnabrueck, Deutschland, Bundesverband WindEnergie Service GmbH, 2002. 265 p.
- 6. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Л.: Гидрометеоиздат, 1989. 80 с.
- 7. Ресурсы ветровой энергии Мурманской области и возможности их промышленного использования / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев, Е.А.Иванова, Т.Н.Морошкина, Г.В.Никифорова. Апатиты: Изд. Кольского науч. центра РАН, 2005. 48 с.
- Оценка валового и технического потенциала нетрадиционных возобновляемых источников энергии Мурманской области: отчет о НИР / ИФТПЭС КНЦ РАН; рук. Минин В.А. Апатиты, 1992. 350 с.
- 9. Безруких П.П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. 2009. № 5. С.5-11.

## Сведения об авторах

## Минин Валерий Андреевич

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: <u>minin@ien.kolasc.net.ru</u> УДК 628.81+621.548.9 (470.21)

## А.В.Бежан, В.А.Минин

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЁЛКА ТЕРИБЕРКА\*

#### Аннотация

Предложена система теплоснабжения, включающая в себя котельную установку, ветроэнергетическую установку (ВЭУ) и тепловой аккумулятор (ТА). На примере посёлка Териберка, расположенного на побережье Баренцева моря, выполнена оценка возможного участия комплекса «ВЭУ + ТА» в теплоснабжении потребителей. Представлены результаты, свидетельствующие о повышении энергоэффективности местных систем теплоснабжения за счёт применения ВЭУ.

#### Ключевые слова:

теплоснабжение, котельная, ветроэнергетическая установка, посёлок Териберка.

#### A.V.Bezhan, V.A.Minin

# ASSESSMENT OF THE PROSPECTS OF USING WIND ENERGY FOR HEATING TERIBERKA

#### Abstract

Proposed heating system, which includes the boiler plant, wind turbines (WT) and heat storage (HS). On the example of Teriberka, located on the coast of the Barents Sea, the estimate of possible participation of "WT + HS" in the heat supply to consumers. Results indicating an increase of local energy supply systems through the use of WT.

#### Keywords:

heat supply, boiler room, wind turbine, the village of Teriberka.

В последние годы в связи с ростом цен на топливо всё актуальнее становится решение задач, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности работы традиционных источников энергии. Одним из путей решения данных задач является вовлечение в топливно-энергетический баланс новых видов энергии. К числу таковых относятся нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ).

Основные причины, подталкивающие к развитию и освоению новых источников энергии – удалённость потребителей, ветхое состояние действующих теплоэнергетических объектов, тепловых и электрических сетей. Сюда следует добавить трудности с транспортировкой и доставкой топлива и, как следствие рост тарифов.

В районах с повышенным потенциалом ветровой энергии в качестве дополнительного источника энергии имеется возможность использования ветроэнергетических установок (ВЭУ), в том числе и на цели теплоснабжения. К числу таких районов относится Мурманская обл. На её территории имеется множество труднодоступных и изолированных потребителей, расположенных в прибрежной части Кольского п-ова (небольшие населённые пункты,

<sup>\*</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00506).

пограничные заставы, маяки, рыболовецкие хозяйства и т.п.), испытывающие трудности с теплоснабжением.

Одним из таких удалённых прибрежных потребителей является пос.Териберка. Посёлок расположен на побережье Баренцева моря, в 120 км к востоку от Мурманска, в зоне с потенциалом ветра, характеризующимся среднегодовой скоростью ветра 7 м/с. Расчётная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки -21°C [2]. Теплоснабжение посёлка осуществляется от котельной суммарной установленной мощностью около 2 Гкал/ч (2.32 МВт), работающей на мазуте. Продолжительность отопительного сезона 9-10 месяцев. Изменения температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона характеризуются графиком (рис.1) продолжительности стояния одинаковой среднесуточной температуры. Как видно из рисунка, наибольшая продолжительность стояния относится к температуре 0°С, а длительность отопительного сезона составляет 10 месяцев.



Рис.1. Продолжительность стояния одинаковой среднесуточной температуры наружного воздуха за отопительный сезон 2010 г. в пос. Териберка

На рис.2 представлена обобщённая схема рассматриваемой системы теплоснабжения, в состав которой входят здание (потребитель тепловой энергии), котельная и ВЭУ (соответственно основной и дополнительный источники тепловой энергии), водяной тепловой аккумулятор (ёмкость для накопления и хранения тепловой энергии), разделитель и смеситель (дополнительное, вспомогательное оборудование), элеватор (устройство для понижения температуры горячей воды и создания требуемого гидравлического напора в системе отопления).

При выполнении расчётов, демонстрирующих возможности участия ВЭУ в теплоснабжении потребителей, были приняты некоторые допущения. В частности, не учитываются тепловые потери через стенки ТА и потери электроэнергии при её передаче от ВЭУ до потребителя.

В качестве исходных расчётных данных использовались среднесуточные значения скорости ветра и наружной температуры воздуха за период с 1 января по 31 декабря 2010 г. и температурный график качественного регулирования отопительной нагрузки (рис.3).

Максимальная расчётная рабочая температура теплоносителя (воды) для ТА принималась равной 95-99°С. Такая температура воды соответствует полной зарядке аккумулятора, не допускает закипания воды и разрушения аккумулятора.





В ходе выполненного исследования были рассмотрены следующие варианты теплоснабжения потребителя.

1. Теплоснабжение потребителя только от котельной (без применения ВЭУ и теплового аккумулятора).

При наличии разности температур между внутренним и наружным воздухом в отапливаемых зданиях постоянно происходят потери тепла через ограждающие конструкции. Котельная восполняет эти потери, поддерживая в помещениях температуру, определяемую санитарными нормами и правилами (СНИП) [2].

В этом случае работу системы теплоснабжения можно описать так (рис.2): сначала вода по подающему трубопроводу тепловой сети поступает в количестве  $v_1$  и с температурой  $T_1$  от котельной в элеватор, там она смешивается с водой, поступающей по обратному трубопроводу системы отопления в количестве  $v_{3,nee}^{(0)}$  и с температурой  $T_2$ . Из элеватора вода идёт

в здание в количестве  $v_3$  при температуре  $T_3$ , там остывает, компенсируя потери тепла, и выходит по обратному трубопроводу с параметрами  $v_3$  и  $T_2$ . Потом часть воды идёт в элеватор (как уже говорилось), а другая часть поступает в котельную в количестве  $v_1$  при температуре  $T_2$ . Котельная компенсирует недостающую часть тепла, необходимую для нагрева обратной воды тепловой сети до расчётной температуры  $T_1$ . Затем система отопления повторяет свою работу.



Рис.3. Температурный график качественного регулирования тепловой нагрузки котельной в пос. Териберка (при расчётных данных  $T'_1 = 150$  °C,  $T'_2 = 70$  °C,  $T'_3 = 95$  °C)

Согласно температурному графику качественного регулирования тепловой нагрузки (рис.3), разность расчётных температур воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети  $(T_1 - T_2)$  будет изменяться в зависимости от температуры наружного воздуха так, как показано на рис.4а. Из рисунка видно, что наибольшие значения температуры воды достигаются в зимнее время, когда интенсивность ветра и температура наружного воздуха достигают максимальных отметок. Весной и осенью отопительная нагрузка уменьшается, соответственно, снижается и расчётная температура воды. В летние месяцы необходимость в работе котельной сведена к минимуму, а в жаркие дни и в маловетренную погоду вовсе отпадает.

2. Теплоснабжение от котельной с участием ВЭУ без применения ТА.

Для иллюстрации рассматриваемого варианта теплоснабжения обратимся к рис.46, на котором показано возможное участие ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки. Как видно из рисунка, в моменты времени, когда мощности ВЭУ достаточно для покрытия отопительной нагрузки, ВЭУ может полностью, или частично обеспечить потребность в тепле (рис.46, область белого цвета).

Расчёты показали, что годовой суммарный энергетический эффект от применения ВЭУ в покрытии отопительной нагрузки выразился в уменьшении доли участия котельной на 64 %.

3. Теплоснабжение от котельной с участием комплекса «ВЭУ + ТА».

Применение теплового аккумулятора направлено на повышение эффекта от использования ВЭУ. В периоды сильных ветров, когда ВЭУ не только полностью покрывает график отопительной нагрузки, но и создаёт избыток энергии, возникает возможность запасать эту избыточную энергию в ТА в виде горячей воды (рис.5, промежутки возрастания температуры воды). В периоды холодной маловетренной погоды, когда мощности ВЭУ не хватает, в работу вступает ТА и дополняет работу ВЭУ. В этом случае ТА находится в состоянии разрядки (рис.5, периоды снижения температуры воды). В случае если ни ВЭУ, ни ТА не могут обеспечить всю потребность в тепловой энергии, то нагрузка частично или полностью ложится на котельную (рис.4в, область серого цвета).

Расчётным путём установлено, что использование ТА позволило обеспечить снижение нагрузки котельной и дополнительную экономию органического топлива ещё на 6%. Таким образом, годовой суммарный энергетический эффект от применения ВЭУ составил 70%.

4. Теплоснабжение только от ВЭУ и ТА, когда котельная по какой-то причине отключается (авария, отсутствие топлива, повреждения тепловой сети и т.п.).

В этом случае внутренняя температура воздуха в здании непостоянна и тепловой баланс здания можно записать в виде:

$$V_{_{3\text{J}}}C_{_{\text{p}}}^{_{3\text{J}}}\frac{dT_{_{\text{B}}}}{dt} = \Delta Q_{_{\text{B}}} - qV_{_{3\text{J}}}k_{_{\text{V}}}(T_{_{\text{B}}} - T_{_{\text{H}}}),$$

где  $qV_{_{3\mathrm{J}}}k_{_{\mathrm{V}}}(\mathrm{T_{B}}-\mathrm{T_{H}})$  – теплопотери здания через наружные ограждения;  $C_{_{\mathrm{p}}}^{_{3\mathrm{J}}}$  – общая теплоемкость здания (включающая в себя стены, перекрытия, начинку здания, воздух и др.), Вт·ч/м<sup>3</sup>·град;  $k_{_{\mathrm{V}}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение теплопотерь от ветра [3].

Из общего объёма здания на стены и перекрытия приходится 20%, а оставшиеся 80% – это воздух внутри здания.

В результате получаем:

$$V_{_{3\mathrm{J}}}(0.8 \cdot C_{\mathrm{p}}^{_{\mathrm{B}}} + 0.2 \cdot C_{\mathrm{p}}^{_{\mathrm{CTeHa}}})\frac{d\mathrm{T}_{_{\mathrm{B}}}}{dt} = \Delta Q_{\mathrm{B}} - q V_{_{3\mathrm{J}}} k_{_{\mathrm{V}}}(\mathrm{T}_{_{\mathrm{B}}} - \mathrm{T}_{_{\mathrm{H}}}), \qquad (1)$$

где  $C_{\rm p}^{\rm возд} = 0.36$  Вт·ч/м<sup>3</sup>·град – теплоёмкость воздуха; *q*=0.58 Вт/м<sup>3</sup>·град – тепловая характеристика здания.

Решение уравнения (1), даёт зависимость, определяющую изменение внутренней температуры воздуха:

$$T_{\rm B} = \frac{\Delta Q_{\rm B3Y}}{qV_{\rm 3g}k_{\rm v}} + \left[ \exp\left(-\frac{q}{(0.8 \cdot C_{\rm p}^{\rm B03g} + 0.2 \cdot C_{\rm p}^{\rm crena})} t\right) \right] \cdot (T_{\rm B_0} - T_{\rm H} - \frac{\Delta Q_{\rm B3Y}}{qV_{\rm 3g}k_{\rm v}}) + T_{\rm H} \quad (2)$$

Все выкладки проведём из расчёта на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого здания.



Рис.4. Годовой график изменения разности температур воды  $T_1 - T_2$ : a - 6 es применения ВЭУ и теплового аккумулятора; 6 - 6 es применениятеплового аккумулятора; в - с участием комплекса «ВЭУ + TA».Области белого и серого цвета – вклад ВЭУ и котельной соответственнов покрытие отопительной нагрузки

Исходные данные приняты следующие: внутренние и наружные стены выполнены из шунгизитобетонных блоков (теплоёмкость  $C_p^{\text{стена}} = C_p^{\text{шб}} =$ 

325 Вт·ч/м<sup>3</sup>·град). Внутренняя температура воздуха в начальный момент времени принималась равной  $T_{B_0} = 20^{\circ}$ С.

Расчёты были проведены для трёх вариантов: в первом – наружная температура воздуха равнялась 0°С, во втором – -10°С и в третьем – -20°С.



Рис.5. Динамика изменения температуры воды в тепловом аккумуляторе: промежутки возрастания, убывания и горизонтальные – зарядка, разрядка и режим ожидания аккумулятора соответственно

Результаты расчётов представлены в графическом виде на рис.6. Из него видно, что в зависимости от скорости ветра возможна разная динамика изменения внутренней температуры воздуха. Кривые 1, 2, 3, 4 и 5 построены в предположении, что среднесуточная скорость ветра сохранялась неизменной и составляла соответственно 0, 5, 10, 15 и 20 м/с. Видно, что при малых скоростях ветра (рис.6, кривые 1 и 2) мощности ВЭУ не хватает для поддержания в здании нужной комфортной температуры внутреннего воздуха. Так, при скорости 5 м/с и температуре наружного воздуха  $T_{\rm H} = 0^{\circ}$ С внутренняя температура воздуха через 18 ч опустилась бы до 18°C – нижней границы температуры внутреннего воздуха в жилых зданиях, определяемой санитарными нормами, при  $T_{\rm H} = -10^{\circ}$ С это произошло бы через 9 ч и при  $T_{\rm H} = -20^{\circ}$ С – через 6 ч. При отсутствии ВЭУ ( $\Delta Q_{\rm ВЭУ} = 0$ ) снижение внутренней температуры воздуха будет иметь ещё более чётко выраженный убывающий характер (рис.6, кривые 1).

При более высоких скоростях ветра ВЭУ способна полностью обеспечить потребность в тепле и поддержать комфортный температурный режим жилого здания на уровне 18-20°С. Этот режим может быть даже превышен при температурах наружного воздуха, близких к 0°С (рис.6а, б, кривые 3, 4, 5).

Кривые 4 и 5 (рис.6) соответствуют одной и той же мощности ВЭУ 300 кВт, но в одном случае скорость ветра 15 м/с, а в другом 20 м/с. За счёт увеличения теплопотерь здания от более сильного ветра температура внутреннего воздуха  $T_{\rm B}$  (кривая 5) в первом случае оказывается ниже, чем в другом случае (кривая 4).





### Выводы

1. В районах со среднегодовой скоростью ветра 7 м/с применение ВЭУ в системах теплоснабжения способствует вытеснению на котельной 60-70% дорогостоящего органического топлива.

2. За счёт применения аккумуляторов тепла появляется возможность обеспечить дополнительную экономию топлива в размере 5-10 %.

3. В условиях побережья Кольского п-ова применение комплекса «ВЭУ + ТА» для целей теплоснабжения может рассматриваться как топливосберегающая технология.

## Литература

- 1. СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология. М.: ФГУП ЦПП, 2006. 70 с.
- 2. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. М.: ГУП ЦПП Госстроя России, 2004. 64 с.
- 3. Использование энергии ветра в районах Севера / В.В.Зубарев, В.А.Минин, И.Р.Степанов. Л.: Наука. 1989. 208 с.

#### Сведения об авторах

### 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: yeskela@rambler.ru

#### 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

УДК 620.9.004.18

## О.Е.Коновалова

## ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В МНОГОКВАРТИРНОМ ЖИЛОМ ДОМЕ Г. АПАТИТЫ

#### Аннотация

Приведен перечень энергосберегающих мероприятий, произведенных в жилом доме г. Апатиты по ул. Ферсмана, 4. Дан анализ энергопотребления и экономии энергии в этом доме. Приведены удельные показатели и индикаторы энергопотребления дома в сравнении с нормативными, утвержденными для Мурманской области. Выявлены дальнейшие пути энергосбережения.

#### Ключевые слова:

энергосберегающие мероприятия, энергопотребление, энергосбережение.

#### O.E.Konovalova

## EXPERIENCE OF IMPLEMENTING ENERGY CONSERVATION MEASURES IN MULTIFAMILY RESIDENTIAL BUILDING IN APATITY

#### Abstract

Is a list of energy-saving measures made in a building the city of Apatity on the Fersman street. An analysis of energy consumption and energy saving in this house. Shows the specific indicators and indicators of energy consumption at home compared with regulations approved for the Murmansk region.

#### Keywords:

energy-saving measures, energy consumption, energy saving.

Актуальность рационального использования энергии подтверждается не только практикой хозяйственной деятельности на энергетическом рынке, но и ситуацией экономического кризиса, когда у всех потребителей энергии возникает объективная необходимость в сокращении своих расходов. Правительством РФ разработана и утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности до 2020 года<sup>\*</sup>, которая предусматривает существенное сокращение потребления энергоресурсов во всех отраслях экономики и жилищно-коммунального хозяйства. Ожидается, что эта программа приведет к обеспечению населения качественными энергетическими услугами по доступным ценам и существенному снижению вредных выбросов.

Вопросами энергосбережения и реформирования жилищнокоммунального хозяйства администрация г. Апатиты начала заниматься одной из первых в Мурманской области. Апатиты – второй по численности населения город региона. В нем проживает более 62 тыс. жителей. Первый пилотный энергосберегающий проект в жилом доме по улице Ферсмана, д.22, был осуществлен Кольским центром энергетической эффективности в 2001 г. Реализация этого проекта выявила существенную экономию тепловой энергии в доме (30%) и сокращение потребления воды в зимний период (в 2 раза) [1].

Уже 2008 г. в городе было создано несколько управляющих компаний и товариществ собственников жилья, которым в управление был передан весь жилищный фонд города, насчитывающий 405 зданий. Теплоснабжение жилого фонда осуществляется от Апатитской ТЭЦ установленной электрической мощностью 323 МВт, тепловой – 735 Гкал/ ч, работающей на угле. В 2010 г. Апатитской ТЭЦ было выработано 430 млн кВт·ч электроэнергии и около 1280 тыс. Гкал теплоэнергии [2]. Жилищно-коммунальный сектор ежегодно потребляет 60-70% произведенной теплоэнергии. К сожалению, удельный расход теплоэнергии в зданиях города Апатиты, примерно в три раза выше, чем в Скандинавских странах со сходными климатическими условиями.

Другим объектом для энергосбережения стал пятиэтажный кирпичный дом на ул. Ферсмана, 4. Он был построен в 1970 г., и почти 40 лет в нем не было капитального ремонта. Система теплоснабжения устарела, стены и окна дома обветшали, крыша протекала, система электроснабжения не удовлетворяла современным потребностям населения. В июле 2008 года инициативной группой было организовано ТСЖ во главе с председателем В.С.Ивановой. Благодаря её настойчивой и кропотливой работе, начались позитивные изменения в домовом хозяйстве. Уже в 2008 г. в подвальном помещении на средства, собираемые с квартиросъёмщиков в виде квартплаты, была заменена запорная арматура, задвижки на 8 шаровых кранах, восстановлено электроснабжение подвала, установлен общий домовой электрический счетчик. А при содействии администрации города на средства городского бюджета заменена канализация и оборудование для холодного водоснабжения.

Для участия в адресной федеральной программе капитальных ремонтов был подготовлен пакет документов с проектными и сметными расчетами

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> Государственная программа Российской Федерации "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года" от 27 декабря 2010 года № 2446-р.
капитального ремонта систем отопления, горячего водоснабжения, электроснабжения, а также ремонта крыши и утепления стен дома с заменой оконных рам во всех подъездах. В октябре 2009 г. хоть и с большим опозданием (по местным климатическим условиям) из федерального фонда и из областного и местного бюджетов поступили денежные средства в размере 7 млн 586 тыс. руб. И собственники жилья дополнительно собрали 399 тыс. руб.

Открылся широкий фронт строительно-монтажных работ. Работы велись практически по всем направлениям одновременно.

отопления и установки Работами по реконструкции системы теплового узла с приборами учета автоматизированного занималось ООО "Сантехник", руководитель О.И.Платонов. В подвальном помещении "Сантехник" фирмой выполнена реконструкция системы отопления. По результатам гидравлических расчетов были полностью заменены магистральные трубопроводы системы отопления. Четыре старых узла управления заменены на новый автоматизированный с прибором учета тепловой энергии.

Автоматизированный узел оснащен электронной системой управления. Основными элементами такой системы являются: блок регулирования, подмешивающий циркуляционный насос и регулирующий клапан. В зависимости от температуры наружного воздуха, блок регулирования изменяет степень закрытия клапана и тем самым регулирует температуру подаваемого в здание теплоносителя. Циркуляционный насос поддерживает постоянный объём теплоносителя.

Все трубопроводы и арматура в теплоцентре и техподполье для увеличения срока службы и сокращения теплопотерь покрыты грунтовкой БП-02 и изолированы минераловатными цилиндрами PAROC производства Финляндии.

Суммарные расходы на ремонт системы теплоснабжения и горячего водоснабжения составили – 1.92 млн руб. Выполненные работы позволяют решать вопросы энергоэффективности, энергосбережения и значительно экономить средства квартиросъемщиков по оплате за тепловую энергию.

Ремонтом системы электроснабжения рассматриваемого дома занималось ОАО "Севзапэлектромонтаж". Проектом была предусмотрена полная замена распределительной сети внутри дома до квартир с заменой внутридомового распределительного устройства (ВРУ), установкой нового щитка для сетей мест общего пользования (МОП) и новых этажных щитков учета. Также была заменена осветительная сеть подвала и подъездов, смонтированы светильники с энергосберегающими люминесцентными лампами. В этажных щитках для каждой квартиры установлены автоматические выключатели и электронные электросчетчики 1 класса точности (за счет ТСЖ). В квартирных щитках пакетные выключатели заменены современными дифференциальными, рассчитанными на ток срабатывания 30 mA. В новом шитке установлен отдельный счетчик для мест обшего пользования (полъезды. подвал, питание ТВ-усилителей и домофонов). Распределительная и групповая сеть выполнена кабелями с негорючей изоляцией. На ремонт системы электроснабжения было израсходовано 1.32 млн руб.

Строительно-монтажные работы по улучшению теплоизоляции и сокращению теплопотерь здания в результате конкурсного отбора были поручены ООО "Александр". В рамках сметы были выполнены следующие виды работ:

1. Ремонт цоколя здания (штукатурка и покраска).

2. Ремонт стен 1-2-го этажей (мелкий ремонт существующей штукатурки, выравнивание и покраска стойкой краской).

3. Облицовка и теплоизоляция наружных стен 3-5-го этажей (минеральной ватой «Isover», стальным сайдингом «Алвес»).

4. Ремонт оконных откосов и сливов металлическим профилем и замена старых оконных рам в подъездах на современные пластиковые стеклопакеты (дополнительно 30.8% окон в квартирах в доме заменены самими квартиросъёмщиками).

5. Ремонт кровли (очистка старой кровли и наклейка двух слоев с использованием Петрофлекса).

6. Очистка и утепление чердачного помещения по слою гидроизоляции минеральной ватой.

По мнению специалистов, проведенные работы по утеплению здания позволят экономить до 30% теплоэнергии в год. Затраты на реализацию данных видов работ составили 4.74 млн руб.

грамотной Благодаря финансовой политике, рациональному использованию денежных средств, выгодному заключению договоров с обслуживающими организациями, правление ТСЖ и собственники жилья уже через год почувствовали экономический эффект от самостоятельного управления домом. Экономия тепловой энергии уже в 2010 году позволила не выставлять счета населению за отопление в летние месяцы. На 01.01 2010 года на счету ТСЖ по статье содержание и ремонт накопилось 159.4 тыс. руб. На эти средства и средства, поступающие от квартплаты, был произведен косметический ремонт всех подъездов, заменены поручни лестничных перил, закуплены новые почтовые ящики, отремонтированы вторые двери в подъездах, изготовлено и установлено ограждение газона во дворе.

В результате завершенного в феврале 2010 г. большого капитального ремонта в доме снизился расход электроэнергии на общедомовые нужды, несмотря на то, что в подвальном помещении появилось дополнительное электрооборудование. Суммарное же электропотребление жителями дома за год возросло на 3.4% в сравнении с 2009 г. (с 104.4 до 107.9 тыс. кВт-ч.). Это объясняется ростом количества используемых в быту современных электроприборов (электрочайников, микроволновых печей, компьютеров, стиральных машин), а также более точным учетом электронными квартирными счетчиками потребляемой электроэнергии.

За счет комплекса энергосберегающих мероприятий экономия тепловой энергии в доме достигла 291.3 Гкал, что составляет 38.5% годового потребления на сумму более 370 тыс. руб.

Удельные показатели и индикаторы энергопотребления, на которые рекомендовано ориентироваться Указом Президента РФ от 13.05 2010 г. № 579 при оценке деятельности органов местного самоуправления в области энергосбережения и энергоэффективности, оказались ниже установленных для Мурманской обл. Так, в 2010 г. удельное потребление горячей воды на 1 человека в сутки в доме составило 103 л, холодной – 126 л, электроэнергии – 863 кВт ч и тепловой энергии – 0.224 Гкал м<sup>2</sup> в год, что меньше нормативных удельных показателей (рис.) [4].



Удельное потребление воды (a), электроэнергии (б), теплоэнергии (в) в 2010 г.

Суммарное энергопотребление дома, отнесенное на 1 м<sup>2</sup> жилой площади, по итогам 2010 г., составляет 32.4 кВт·ч/м<sup>2</sup>, что соответствует лучшим западноевропейским стандартам энергосбережения. Так, в Германии норма энергопотребления многоквартирным жилым домом составляет 70 кВт·ч/ м<sup>2</sup>, а в Швеции, где наиболее жесткие требования 30-70 кВт·ч/ м<sup>2</sup> [5]. Корректировка расчетов за отопление, проведенная за период с 01.06. 2009 г. по 31.12. 2010 г., выявила экономический эффект от энергосберегающих мероприятий в размере 406 тыс. руб. Решением собрания собственников жилья эти деньги было решено перевести в резервный фонд. За счет сэкономленных средств в 2011 г. планируется установить два общедомовых прибора учета расхода холодной и горячей воды, что позволит еще больше снизить расходы ТСЖ по счетам ресурсоснабжающих организаций.

Также общим собранием принято решение не повышать размер тарифа на содержание и ремонт общего имущества дома на 2011 г. (19.63 руб/м<sup>2</sup>).

Несмотря на впечатляющие результаты в доме еще имеются потенциальные возможности для энергосбережения. Они заключены, прежде всего, в установке индивидуальных приборов учета холодной и горячей воды, так как водопотребление, особенно горячей воды, остается основной статьей расходов в жилищно-коммунальных платежах. На сегодня такие приборы учета уже установлены более чем в 50% квартир. Законодательством предусматривается оснащение всех жилых домов приборами учета энергоресурсов к 2012 г. Зданиям планируется присваивать классы энергоэффективности с обязательным информированием об этом (например, на фасаде домов). За нарушение указанных требований будут взиматься административные штрафы.

Еще одним способом энергосбережения может явиться установка владельцами квартир двухставочных счетчиков электроэнергии. Ночной электротариф в 3-4 раза ниже дневного, но такие счетчики установлены в ничтожно малом количестве квартир. Так, в Мурманской области тариф, дифференцированный по двум зонам суток (в домах с газовыми плитами), в дневной зоне составляет 2.48 руб. кВт·ч, а в ночной зоне – 0.77 руб/ кВт·ч. В домах с электроплитами соответственно 1.74 руб/ кВт·ч и 0.54 руб/ кВт·ч. Использование части электробытовых приборов (автоматических стиральных машин, посудомоечных машин, кондиционеров и др.) в ночное время, позволит дополнительно снизить расходы за электроэнергию.

Для дальнейшего внедрения энергосберегающих мероприятий и современных энергоэффективных технологий в быту необходимо создавать дополнительные механизмы стимулирования потребителей со стороны ТСЖ и управляющих компаний. Для этого надо дать им право вводить коэффициент энергоэффективного использования энергоресурсов при расчете платежей за коммунальные услуги, как это предлагается сделать в Карелии. Не секрет, что владельцы одинаковых по площади квартир по-разному могут относиться к использованию электро- и теплоэнергии. Кто-то живет с постоянно открытыми форточками, используя при этом электронагревательные приборы, а кто-то применяет все возможные технические решения ПО снижению энергопотребления. Однако это никак не отражается, например, на оплате за отопление, начисляемой исхоля из количества квалратных метров в квартире. Применение понижающих коэффициентов при начислении квартплаты может стать дополнительным стимулом энергосбережения.

### Выводы

1. Подведены первые итоги энергосбережения, полученные в результате капитального ремонта и внедрения энергосберегающих технологий в жилищно-коммунальном секторе на примере многоквартирного жилого дома в г. Апатиты по

улице Ферсмана, 4. За 2010 год экономия тепловой энергии, потребляемой жителями дома, составила 38.5 % от годового потребления на сумму более 370 тыс. руб.

2. Удельные показатели потребления энергии и воды в указанном доме ниже нормативных, установленных для Мурманской области и сопоставимы с нормативами зарубежных стран.

3. Несмотря на достигнутые результаты в доме еще имеются потенциальные резервы энергосбережения. Это установка индивидуальных приборов учета холодной и горячей воды и двухставочных электросчетчиков, а также создание дополнительных стимулов для экономии энергоресурсов администрацией города и законодательными органами власти.

# Литература

- 1. Котомкин В.Н. Энергосберегающие мероприятия в жилом доме № 22 по улице Ферсмана Мурманской области. URL: http://www.barentsenergy.org
- 2. Апатитская ТЭЦ. URL: http://www.tgc1.ru/production/complex/kolskybranch/apatitskaya-chpp
- 3. Победоносцева В.В. Механизм инвестирования в региональном энергетическом комплексе: автореф. дис. ... канд. экон. наук. Апатиты, 2011. 24 с.
- 4. Инвестиции в энергоэффективность. Устранение барьеров. URL: http://www.energosovet.ru/stat542p3/html.

### Сведения об авторах

### Коновалова Ольга Евгеньевна

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

# УДК 621.313.33

# Е.Е.Горбачев, П.Ю.Грачев

# АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ФЕРМЕРСКИХ ХОЗЯЙСТВ РОССИИ

### Аннотация

Рассмотрены перспективы применения различных автономных источников возобновляемой энергетики в системах электроснабжения фермерских хозяйств. Основное внимание уделено системам с микроГЭС.

#### Ключевые слова:

автономные источники электроэнергии, электроснабжение, микроГЭС, фермерские хозяйства.

### E.E.Gorbachev, P.Yu.Grachev

# AUTONOMOUS SOURCES OF RENEWABLE ENERGY IN POWER SUPPLY SYSTEMS OF FARMS IN RUSSIA

#### Abstract

In the article possibilities of using various autonomous sources of renewable energy for power supply systems of farms are considered. The basic attention is given systems including micro hydroelectric power station.

### Keywords:

autonomous power sources, power supply systems, micro hydroelectric power stations, farms.

В России зоны децентрализованного энергоснабжения составляют более 70% территории страны. До сих пор достаточно часто можно встретить населенные пункты без электроснабжения, при этом не всегда расположенные на Крайнем Севере или в Сибири. Электрификация не затронула, например, некоторые уральские поселки в таких районах, которые вряд ли назовешь неблагополучными с точки зрения энергетических ресурсов. Поэтому важное место в стратегии развития электроэнергетики уделяется развитию автономных систем электроснабжения (АСЭ). Указанные системы используются почти во всех отраслях народного хозяйства. Их крупнейшими потребителями являются топливо-энергетический, агропромышленный и машиностроительный комплексы страны. Необходимость в АСЭ возникает там, где технически невозможно или экономически невыгодно использовать централизованное электроснабжение. Это труднодоступные объекты, удаленные от крупных электрических сетей, имеющие собственные источники первичной энергии, например, газовые и нефтяные месторождения. АСЭ также находят широкое применение в промышленности, строительстве, сельском и коммунальном хозяйствах – там, где нет источников первичной энергии в виде газа или нефти. Они существуют на предприятиях, в аэро-, морских и речных портах, в энергоблоках больниц, в фермерских хозяйствах, в виде систем аварийного электроснабжения, на объектах оборонного комплекса – везде, где необходима электроэнергия, а сеть или удалена, или работает с перебоями. При этом в качестве источников электропитания АСЭ используют или привозные энергоносители (бензин, солярку и т.п.), или возобновляемые энергоресурсы (ветровые и водные потоки, солнечную энергию и т.п.) [1]. Последнее экономически и экологически более выгодно.

Рассмотрим АСЭ сельскохозяйственных объектов с источниками электроэнергии, использующими возобновляемые энергоресурсы.

«Мировая практика доказала, что собственное сельское хозяйство необходимо для того, чтобы страна чувствовала себя уверенно, независимо», – отмечает первый заместитель председателя Комитета Госдумы по аграрным вопросам Айрат Хайруллин [2]. Согласно проекту Федерального закона № 111730-5 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» предприятия, занимающиеся разработкой и внедрением устройств и созданием помещений, энергоемкость которых в полном объеме обеспечивается за счет вторичных и возобновляемых энергетических ресурсов, могут рассчитывать на государственную поддержку в виде субсидий из федерального бюджета.

Наиболее перспективными источниками возобновляемой энергетики для сельского хозяйства являются малые и микроГЭС, а также ветроэлектрические

установки (ВЭУ) и солнечные электростанции (СЭС) с дизельным резервом [3]. Применение ВЭУ и СЭС в возобновляемой энергетике сельского хозяйства достаточно подробно рассмотрено в статье В.А.Гусарова [4], поэтому основное внимание направим на АСЭ с микроГЭС, причем для конкретного рассмотрения выберем АСЭ семейной молочной фермы.

С 2005 г. в стране действует нацпроект «Развитие АПК», направленный на восстановление численности молочного стада и увеличение объемов производства молока и молочной продукции. Учитывая европейский опыт, с конца 2009 г. Минсельхоз начал новый проект – семейные молочные фермы. Молочно-товарные фермы с поголовьем менее 400 голов относятся к потребителям II категории надежности электроснабжения. Согласно ПУЭ, данные потребители должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников электроэнергии. Более того, перерыв в электроснабжении доильного зала не должен превышать 0.5 ч. Поэтому наиболее целесообразно в качестве источника гарантированного электропитания выбрать установку с двумя микроГЭС.

Одной из первоочередных задач при проектировании объектов фермерских хозяйств является выбор районов их размещения. Большинство предгорных районов обладает достаточным гидро- и ветроэнергетическим потенциалом, чтобы обеспечить бесперебойное энергоснабжение фермерских хозяйств. Одним из районов, удовлетворяющих условиям размещения семейной молочной фермы, является район Лооского лесхоза (Кавказ).

Для применения в качестве источников ВЭУ необходима средняя скорость ветра не менее 6 м/с.

### Среднегодовая скорость ветра, м/с

По данным «Справочника по климату СССР» осреднением за 50 лет на	5.9
высоте 16.5 м	
По данным Северо-Кавказского гидрометеоцентра за последние 15 лет	4.3
на высоте 16.5 м	
По данным NASA за последние 10 лет (спутниковые наблюдения)	
на высоте 10 м	3.81
на высоте 50 м	4.82
на высоте 100 м	5.35

Опираясь на данные ветромониторинга, проведенного инжиниринговой фирмой Harrad&Hassan (Великобритания) в 2008 г., среднегодовая скорость ветра на высоте 70 м составила 6.8 м/с. Поэтому применение ВЭУ можно признать рискованным.

В данном районе протекает река Шахе (рис.1), которая характеризуется уклоном 0.04. Среднемесячный расход воды представлен в табл. [4].

Энергопотребление фермы обусловлено распорядком дня (рис.2). Максимум нагрузки составляет 61.6 кВт по активной мощности и – 69.7 кВА по полной мощности. Таким образом, полная мощность источника должна составлять не менее 70 кВА. Общий коэффициент мощности  $cos \phi_{oo} = 0.884$ . Годовое число часов максимальной нагрузки 7957 ч.

Максимально допустимое падение напряжения должно составлять не более 5%. Таким образом, максимальные потери полной мощности составят 5% (3.648 кВА). Следовательно, мощность источника питания должна быть выбрана с учетом этих потерь и должна составлять 64 кВт (80 кВА). При среднем коэффициенте полезного действия гидротурбины 80% мощность потока воды приходящаяся на один источник должна быть не менее 100 кВт.



Рис.1. Карта для оценки гидроэнергетического потенциала участка

Месяцы	Расход, м <sup>3</sup> /с	V ВБ, м	V НБ, м	Напор, м
Январь	26	137.96	123.94	14.019
Февраль	27	137.98	123.98	14.01
Март	34	138.14	124.19	13.944
Апрель	52	138.53	124.76	13.776
Май	48	138.44	124.63	13.813
Июнь	29	138.03	124.04	13.991
Июль	16	137.74	123.63	14.113
Август	13	137.68	123.54	14.141
Сентябрь	12	137.66	123.51	14.15
Октябрь	20	137.83	123.76	14.075
Ноябрь	25	137.94	123.91	14.028
Декабрь	31	138.07	124.1	13.972

Среднемесячные напоры и мощности потока воды

Рассматривая среднемесячные расходы реки (см. табл.), а также сравнивая высоты верхнего и нижнего бьефов, можно определить среднемесячные напоры и мощности потока воды реки Шахе.

Мощность потока воды определяется по формуле  $N_{\Pi} = \rho g Q H_{CT}$  [5], где  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup> – плотность воды; g = 9.81 м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения; Q – расход;  $H_{CT}$  – статический напор.

Для оценки минимальной мощности водного потока примем *Q*=12 м<sup>3</sup>/с (минимальный среднемесячный расход).

Таким образом, мощность потока

$$N_{II} = 1000 \frac{\text{K}\Gamma}{\text{M}^3} \cdot 9.81 \frac{\text{M}}{\text{c}^2} \cdot 12 \frac{\text{M}^3}{\text{c}} \cdot 14.2 \text{ M} = 1.66 \text{ MBr}.$$



Рис.2. Суточный график потребляемой мощности

Следовательно, мощности напора достаточно для круглогодичной работы двух гидроагрегатов микроГЭС фермерского хозяйства.

Разработан проект АСЭ с двумя гидроагрегатами в качестве источника гарантированного электроснабжения потребителей семейной молочной фермы. Система позволяет в случае выхода из строя одного гидроагрегата осуществлять электропитание фермы от другого.

Рассмотрим методику выбора генераторов для гидроагрегатов. Возможно выполнение генераторов этих агрегатов на базе синхронных и асинхронных машин. Достоинства синхронных машин в том, что они не требуют дополнительных источников реактивной мощности, которые, в случае асинхронных машин, представляют собой батареи конденсаторов или вентильные источники реактивной мощности [6]. Однако применение двух синхронных машин может привести к неустойчивости работы АСЭ при значительных сбросах и набросах нагрузки (по технологическому процессу молочной фермы возможно одновременное включение трех двигателей мощностью 14 кВт).

В качестве альтернативных решений могут быть предложены гидроагрегаты с разнотипными электрическими машинами: синхронным генератором и асинхронным – короткозамкнутым ротором. В этом случае синхронный генератор является источником реактивной мощности для асинхронного генератора и нагрузок индуктивного характера. К недостаткам такого варианта можно отнести завышенную полную мощность синхронного генератора и его работу с низким коэффициентом мощности. Также возможно использование двух асинхронных генераторов с емкостным возбуждением. Такой вариант имеет минимальную стоимость, но характеризуется пониженной устойчивостью (возможно развозбуждение генераторов).

Вариант с применением асинхронных вентильных генераторов [6] является наиболее перспективным. Вентильные источники реактивной мощности имеют звено постоянного тока, к которому могут быть подключены накопители электроэнергии постоянного тока или дополнительные источники (СЭС, ВЭУ или источники на водородных топливных элементах и т.п.).

## Выводы

1. При проектировании АСЭ фермерских хозяйств требуется расчет потенциала всех типов возобновляемых энергоресурсов в предполагаемом районе расположения ферм. Необходимо также учесть возможность выхода из строя одного автономного источника системы электроснабжения.

2. Наиболее перспективными генераторами источников АСЭ фермерских хозяйств являются асинхронные вентильные генераторы, позволяющие подключить дополнительные источники постоянного тока.

# Литература

- 1. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010.
- 2. Росс. газ. [Экономика. Агропромышленный комплекс]. 2009. № 4909 (85). 14 мая.
- 3. Гусаров В.А. Автономное электроснабжение сельских потребителей с применением возобновляемых источников энергии и дизельного резерва // Наукоёмкие технологии. 2011. № 5.
- 4. Северный Кавказ. Описания отдельных рек и озер / ред. Ю.Е.Яблоков // Ресурсы поверхностных вод СССР. Л.: Гидрометеоиздат. 1972.
- 5. Ковалев Н.Н. Гидротурбины. М.: Машгиз, 1961.
- 6. Асинхронные вентильные генераторы и стартер генераторы для автономных энергоустановок / М.Л.Костырев, П.Ю.Грачев. М.: Энергоатомиздат, 2010.

# Сведения об авторах

# Грачев Павел Юрьевич,

доцент кафедры «Теоретическая и общая электротехника» Самарского государственного технического университета, д.т.н. Россия, 443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244 Тел.: (846) 2784-311, (846) 3370-937; факс (846) 2784-400; эл. почта: pgrachov@mail.ru

# Горбачев Евгений Евгеньевич,

аспирант Самарского государственного технического университета, Россия, 443100, Самара, ул. Первомайская, 18, ауд. 201 Тел.: (846) 3370-937; эл. почта: gorbachev e e@mail.ru