



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

1/2012 (8)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 4

Апатиты
2012

ТРУДЫ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
№ 1/2012 (8)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 4

Апатиты
2012

УДК 621.314
ISBN
Труды Кольского научного центра РАН

Главный редактор – академик
В.Т.Калинников
Заместитель главного редактора:
д.г.-м.н. –В.П.Петров

Редационный 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.т.н.
Б.В.Ефимов, 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)

Редколлегия серии
«Энергетика»:

д.т.н. Б.В.Ефимов (отв. ред., энергетика),
д.т.н. А.А.Жамалетдинов (электрофизика),
д.т.н. Н.В.Коровкин (теоретическая электротехника),
д.т.н. Ф.Х.Халилов (электроэнергетика),
к.т.н. Б.Г.Баранник (энергетика),
к.т.н. 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)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	7
Ефимов Б.В., Актуальные проблемы защиты высоковольтного Халилов Ф.Х., оборудования подстанций от грозовых волн, набегающих Новикова А.Н., с воздушных линий.....	7
Гумерова Н.И., Невретдинов Ю.М.	
Данилин А.Н., Экспериментальное моделирование импульсных процессов Селиванов В.Н., в элементах заземляющих устройств.....	25
Прокопчук П.И., Бородич Д.С.	
Власко Д.И., Грозовые перенапряжения на изоляции нейтрали Востриков А.О., трансформаторов.....	38
Невретдинов Ю.М.	
Титков В.В., Влияние конфигурации заземляющего устройства на уровень Косоруков А.В. перенапряжений во вторичных цепях при последующих ударах молнии.....	45
Веселов А.Е., Схемы и основные свойства систем электроснабжения с тремя Ярошевич В.В., взаимосвязанными трехфазными подсистемами.....	52
Токарева Е.А., Фастий Г.П.	
Селиванов В.Н., Исследование влияния геомагнитных возмущений на Баранник М.Б., гармонический состав токов в нейтральных автотрансформаторов	60
Данилин А.Н., Колобов В.В., Сахаров Я.А.	
Терещенко Е.Д., Разработка согласующего устройства стационарного Баранник М.Б., источника электромагнитного излучения экстремально Григорьев В.Ф., низкочастотного диапазона.....	68
Ивонин В.В., Колобов В.В., Миличенко А.Н., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н.	
Бочаров Ю.Н., К вопросу о композитных опорах воздушных линий.....	78
Жук В.В.	

Клочкова Н.Н., Моделирование двухчастотной проходной индукционной Обухова А.В., нагревательной установки средствами программного Проценко А.Н. продукта ELCUT.....	85
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	92
Победоносцева В.В. Механизмы финансирования инвестиционных программ субъектов коммунальной энергетики.....	92
Рыгалов А.Ю., Применение мультиагентных систем в электроэнергетике Кубарьков Ю.П.	102
Кубарьков Ю.П., Система контроля данных для принятия решения при Степанов В.В., нормировании потерь электроэнергии.....	105
Копырюлин П.В., Рыгалов А.Ю.	
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ.....	110
Минин В.А. Перспективы развития возобновляемой энергетики в зонах децентрализованного энергоснабжения Мурманской области	110
Бежан А.В. Математическое моделирование комплекса, состоящего из котельной, ветроустановки и теплового аккумулятора.....	123

TRANSACTIONS OF KOLA SCIENCE CENTRE OF RUSSIAN ACADEMY OF
SCIENCES
№ 1/2012 (8)

Power Industry
Series 4

Apatity
2012

Russian Academy of Sciences
Transactions
Kola Science Centre

Editor-in-Chief – Academician V.T.Kalinnikov
Deputy Editor-in-Chief – V.P.Petrov, Dr.Sc. (Geology and Mineralogy)

Editorial Council
Academicians:
G.G.Matishov, N.N.Melnikov, F.P.Mitrofanov

Corresponding Members of RAS:
V.K.Zhirov, A.I.Nikolaev

Doctors of Sciences:
Yu.L.Voitekhovskiy (Geology and Mineralogy), B.V.Efimov (Engineering),
F.D.Larichkin (Economics), V.A.Masloboev (Engineering), V.A.Putilov
(Engineering), E.D.Tereschenko (Physics and Mathematics)

Executive Secretary – A.N.Vinogradov, PhD (Geology and Mineralogy)

Editorial Board of Power Industry Series

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

CONTENTS

	Page
PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	7
Efimov B.V., The actual problems of high-voltage substation equipment Halilov F.H., protection from lightning waves, sarged from power lines.....	7
Novikova A.N., Gumerova N.I., Nevretdinov Y.M.	
Danilin A.N., Experimental modeling of impulse processes in grounding systems	25
Selivanov V.N., Prokopchuk P.I., Borodich D.S.	
Vlasko D.I., Lightning overvoltages on transformer neutral isolation.....	38
Vostrikov A.O., Nevretdinov Y.M.	
Titkov V.V., Earthing system configuration effect on surge in the control circuits Kosorukov A.V. during subsequent lightning strikes.....	45
Veselov A.E., Schemes and the basic properties of electrical supply systems Yaroshevich V.V., with three interconnected three-phase subsystems.....	52
Tokareva E.A., Fastiy G.P.	
Selivanov V.N., A study of autotransformer neutral harmonic currents under Barannik M.B., geomagnetic disturbance conditions.....	60
Danilin A.N., Kolobov V.V., Sakharov Ya.A.	
Tereshchenko E.D., Development of matching unit for stationary extremely low Barannik M.B., frequency transmitter.....	68
Grigorjev V.F., Ivonin V.V., Kolobov V.V., Milichenko A.N., Prokopchuk P.I., Selivanov V.N.	
Bocharov Y.N., To the question of composite towers for overhead transmission lines	78
Zhuk V.V.	

Klochkova N.N., Modeling dual induction heating units pass by means Obukhova A.V., of the software product ELCUT..... Protsenko A.N.	85
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION....	92
Pobedonostseva V.V. Mechanisms for financing of investment programs of municipal power industry players.....	92
Rygalov A.Yu., Application of multi-agent systems in power industry..... Koubarkov Yu.P.	102
Koubarkov Y.P., Data control system for decision-marking at rating of electric Kopyrulin P.V., power losses..... Rygalov A.Yu.	105
RENEWABLE ENERGY.....	110
Minin V.A. Prospects for development of renewable energy zones of the Murmansk decentralized energy supply.....	110
Bezhan A.V. Mathematical modeling of complex consisting of boiler, wind turbine and heat storage.....	123

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

Б.В.Ефимов, Ф.Х.Халилов, А.Н.Новикова, Н.И.Гумерова, Ю.М.Невретдинов

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАЩИТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ГРОЗОВЫХ ВОЛН, НАБЕГАЮЩИХ С ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ*

Аннотация

Рассмотрены проблемы защиты высоковольтного оборудования подстанций от грозовых перенапряжений. Отмечены недостатки нормативных документов в части применения грозозащитных мероприятий и характеристик грозовой деятельности. Показана специфика формирования перенапряжений в сложных грунтовых условиях. Даны предложения по выбору критериев достаточности защиты подстанций.

Ключевые слова:

подстанция, грозовые перенапряжения, грозовые волны, молниезащиты.

B.V.Efimov, F.H.Halilov, A.N.Novikova, N.I.Gumerova, Y.M.Nevretdinov

THE ACTUAL PROBLEMS OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION EQUIPMENT PROTECTION FROM LIGHTNING WAVES, SARGED FROM POWER LINES

Abstract

The protection problems of substations high-voltage equipment from lightning overvoltages have been viewed. The shortcomings of regulations deficits of lightning protection measures and lightning activity characteristics is noted. The overvoltages forming specificity in the complicated ground conditions is shown. The propositions for the choice of substations lightning protection adequacy are given.

Keywords:

substation, lightning overvoltages, surge waves, lightning protection.

При общем развитии системы генерации и транспортировки электроэнергии, повышении требований к надежности ее функционирования, методические и директивные компоненты защиты от перенапряжений во многом остаются на прежнем уровне. На практике применяются новые высоковольтные аппараты, изменяется конфигурация линий электропередачи, полностью изменилась линейка защитных аппаратов. Однако рекомендации по выбору последних в общем контексте остались прежними. В Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций переменного тока на классы напряжения 35-750 кВ в разделе по защите от перенапряжений сказано, что при отклонении реальных условий от принятых в Правилах (ПУЭ [1]), а также для ОРУ 750 и 1150 кВ, схемы молниезащиты уточняются на основе соответствующих расчетов. Рекомендации по методам таких расчетов имеются в РД [2], однако упоминание об этом в рекомендациях проектировщикам отсутствует. Кроме того, и рекомендации РД уже не могут в полной степени отвечать всем реальным проектам.

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

Анализ опыта эксплуатации подстанций (ПС) 35–220 кВ (табл.1) показывает, что имеет место значительное число повреждений на подстанциях, вызванных набегающими с воздушных линий (ВЛ) грозowymi волнами. В этой таблице все ПС подразделены на 2 группы: группа I – ПС с нормальной изоляцией электрооборудования (ЭО); группа II – ПС с ослабленной (в ряде случаев с дефектами) изоляцией ЭО. Данные охватывают 54 энергосистемы бывшего СССР и 24 энергосистемы РФ. Величины T_3 означают математическое ожидание периода между двумя повреждениями отдельно взятой единицы оборудования ПС.

Таблица 1

Число повреждений оборудования ПС по данным опыта эксплуатации и показатель надежности безаварийной работы единицы оборудования подстанций из-за грозowych перенапряжений, возникающих при ударах молнии в линии электропередачи на подходах к подстанциям

Класс напряжения, кВ	Объем информации, ПС лет	Число повреждений оборудования ПС по данным опыта эксплуатации			Показатель надежности безаварийной работы единицы оборудования подстанций	
		I группа	II группа	общее	I группа	II группа
35	74000	57	37	94	480	310
110	76500	44	25	69	700	400
150	2500	1	1	2	750	450
220	16000	6	4	10	1005	600

Следует отметить, что многие повреждения подстанционного оборудования, происходящие по причинам, не связанным с грозами, так или иначе можно объяснить недостатками в проведении своевременной профилактики и ремонтов, а также влиянием человеческого фактора. Количество таких повреждений можно сокращать организационно-техническими методами. С грозowymi повреждениями ситуация иная. Они определяются недостаточной эффективностью грозозащиты даже в том случае, когда она выполнена в полном соответствии с требованиями действующего ПУЭ. Причины такого положения во многом определяются недостаточной изученностью развития атмосферных перенапряжений в системах «подход ВЛ – подстанция», в том числе и характеристик заземляющих устройств подстанций и опор ВЛ при малых временах и больших импульсных токах.

Для защиты от набегающих с линий грозowych волн используются: защитные аппараты (РВ и ОПН), грозозащитные тросы, заземления опор ВЛ, контур заземления РУ, молниеотводы. Выбор и координация этих мероприятий, как было отмечено выше, осуществляется с помощью ПУЭ и РД. Первый документ для классов напряжения 35 кВ и выше дает рекомендации по количеству защитных аппаратов (вентильных разрядников), расстояниям от них до защищаемых объектов и длинам защитных подходов. Использование ОПН определяется пропорциональным пересчетом по соотношению вольтамперных характеристик (ВАХ). РД рекомендует определять показатели надежности грозозащиты путем прямых расчетов в системе «подход – подстанция». Показатели надежности характеризуют возможный период между появлением двух воздействий, опасных для оборудования подстанции, который изменяется от 200 до 1500 лет для различных классов напряжения.

Поскольку рекомендации ПУЭ в основе своей были разработаны еще в 1970-е годы, они характеризуются некоторыми ограничениями, а именно:

- предназначены для стандартных схем ОРУ 35 кВ – 750 кВ;
- число грозových часов – 30;
- сопротивление заземления опор на подходе – не более 10-15 Ом;
- ВЛ на подходе имеют стандартную конструкцию с грозозащитным тросом;
- в качестве защитных аппаратов используются вентильные разрядники;
- ОПН учитываются (очень приближенно) поправочными коэффициентами, определяемыми по соотношению ВАХ (прямая пропорция);
- конструкция ВЛ на подходе определена приближенно (2 модификации одинаковых опор);
- перекрытия изоляции соответствуют одной длине гирлянд изоляторов для каждого класса напряжения;
- отсутствует учет влияния удельного сопротивления грунта на подходе;
- все числовые оценки для выработки рекомендаций выполнены с очень приближенным учетом нелинейных процессов – в первую очередь импульсной короны на проводах;
- полностью отсутствуют рекомендации для современных схем РУ с кабельными вставками и КРУЭ с новым оборудованием, в том числе со сниженными допустимыми напряжениями.

С появлением нелинейных ограничителей перенапряжения в качестве защитных аппаратов возникла иллюзия, что все проблемы можно решить, поставив, по мнению одних, по ограничителю у каждого аппарата, а по мнению других – всего лишь по одному ограничителю на входе ВЛ на подстанцию, причем и то и другое не подкреплено анализом. Для решения обозначенной проблемы следует более подробно рассмотреть физические явления, имеющие место при развитии грозových перенапряжений, и возможные последствия их возникновения.

Основными природно-климатическими характеристиками, влияющими на показатели грозовой деятельности, являются интенсивность грозовой деятельности, статистическое распределение амплитуды и крутизны тока молнии, электрофизические характеристики грунтов в районе прохождения трассы ВЛ (удельное сопротивление, диэлектрическая проницаемость и пробивная электрическая прочность грунта).

На рисунке 1 приведены карты интенсивности грозовой деятельности на территории Карелии: от 10 до 60 гр.ч – в среднем и от 15 до 140 гр.ч в период максимальной грозовой активности. По карте ПУЭ для Карелии задается от 20 гр.ч на севере до 30 ч на юге. Такие ситуации характерны для всей территории России. Не вполне определены и характеристики о связи грозových часов и количества разрядов (первичные удары молнии или все, включая последующие). При грозозащите ВЛ рекомендуется учитывать первичные разряды, для ПС – все (обобщенную плотность распределения). Определение токовых нагрузок на ОПН также должно учитывать все разряды, как для подстанций, так и для ВЛ. Вся имеющаяся информация об интенсивности разрядов молний дается без учета этого фактора. Для ВЛ без тросов отсутствует методика оценки распределения ударов между опорами и фазными проводами. В РД предлагается принцип 50/50 (из опыта эксплуатации). Однако ВЛ на подходе имеют нестандартную конструкцию: относительно высокие опоры и короткие пролеты. Применение эквидистантного метода [3] дает увеличение доли ударов в опоры, что подтверждается опытом эксплуатации ВЛ.

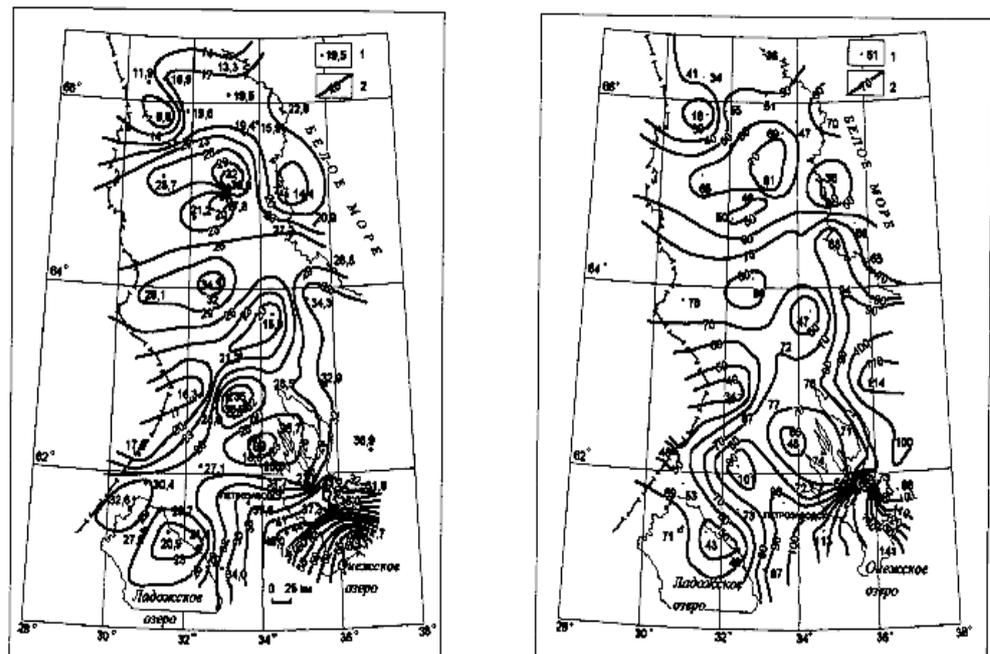


Рис.1. Распределение среднегодовой (слева) и максимальной (справа) грозовой активности на территории Карелии

Развитие грозовых перенапряжений в первую очередь определяется параметрами импульсов тока молнии, а именно амплитудой, длиной фронта или крутизной импульса на фронте и длительностью импульса (табл.2). Амплитуда тока молнии может варьироваться в пределах от 2 до 250 кА для первичного импульса и до 35 кА для последующих импульсов. Длина фронта и крутизна для первичного импульса изменяется в пределах от 0.5 до 30 мкс или от 1 до 72 кА/мкс. Для последующих импульсов пределы смещаются в сторону более коротких фронтов (0.1...5.2 мкс), а крутизны, несмотря на снижение амплитуд, существенно возрастают, изменяясь от 2 до 300 кА/мкс.

Имеющейся в настоящее время информации недостаточно, чтобы описать возможную корреляцию основных параметров импульса тока молнии. При варьировании траектории молнии можно получить практически любые импульсы из описанных в табл.2. На рисунке 2 показан расчетный импульс тока молнии, полученный с помощью модели Г.Н.Александрова [4]. То есть, в принципе, нельзя исключить существование молний с любым сочетанием амплитуды, крутизны и длительности, можно оценивать лишь вероятность таких параметров и предполагать, что они независимы.

Таким образом, можно допустить, что на подстанции могут набегать молнии с достаточно крутыми фронтами. Причем перенапряжения в схеме подстанции, ограниченные защитными аппаратами, слабо зависят от амплитуды и вследствие волновых процессов довольно резко зависят от I'_m – крутизны набегающей волны. Для иллюстрации рассмотрим упрощенную однолинейную схему тупиковой подстанции 110 кВ (рис.3, а) и ее схему замещения (рис.3, б).

Таблица 2

Характеристики логарифмически нормальных распределений параметров разряда молнии отрицательной полярности

Параметр	Источник	Мат. ожидание	Среднекв. отклонение	Значение параметра, превышение которого возможно с вероятностью			
				0.95	0.5	0.05	
Первый импульс							
Амплитуда тока молнии I_1 , кА	СИГРЭ башни, Н=30–40 м	61.1	0.576	4 (98%)	20 (80%)	-	
		33.3	0.263	-	33.3	90	
	СИГРЭ (усреднение)		30.3	0.32	8.9	30.0	100.8
	ВНИИЭ (ВЛ, $h_{\text{оп}}=25-45$ м)		28.0	0.32	8.3	28.0	94.0
	НИИПТ (ВЛ, $h_{\text{оп}}=13-20$ м)		20.0	0.39	4.6	20.0	87.7
	ВЛ 220 кВ, Карелии и Финляндии		14.0	0.28	4.9	14.0	40.4
	Кыргызстан, высоты > 1 км		14.96	0.225	6.4	14.96	35.1
Длительность импульса $\tau_{\text{и}}$, мкс		75.0	0.25	30.0	75.0	200.0	
Крутизна тока, кА/мкс	$I'_{M_{0.3}}$	7.2	0.27	2.6	7.2	20.0	
	$I'_{M_{\text{max}}}$	24.3	0.26	9.1	24.3	65.0	
Длительность фронта, мкс $\tau_{\Phi_{0.1}}$		4.5	0.25	1.8	4.5	11.3	
Заряд тока молнии (Кл)	башни, Н = 30–40 м	4.69	0.383	1.1	4.69	20.0	
	опоры, Н = 20–30 м	2.5	0.29	0.83	2.5	7.5	
Последующие импульсы							
Амплитуда тока молнии I_M , кА		11.8	0.23	4.9	11.8	28.6	
Длительность импульса $\tau_{\text{и}}$, мкс		30.2	0.405	6.5	30.2	140.0	
Крутизна тока, кА/мкс	$I'_{M_{0.3}}$	20.1	0.42	4.1	20.1	98.5	
	$I'_{M_{\text{max}}}$	39.9	0.37	9.9	39.9	161.5	
Длительность фронта, мкс $\tau_{\Phi_{0.1}}$		0.6	0.40	0.1	0.6	2.8	
Заряд, переносимый током возвратного удара молнии, Q_M , Кл		0.938	0.383	0.22	0.938	4.01	
Интервал времени между последующими разрядами, мс		32.4	0.405	7.0	32.4	150.2	
Общая продолжительность разряда, мс		167	0.445	31	167	901	

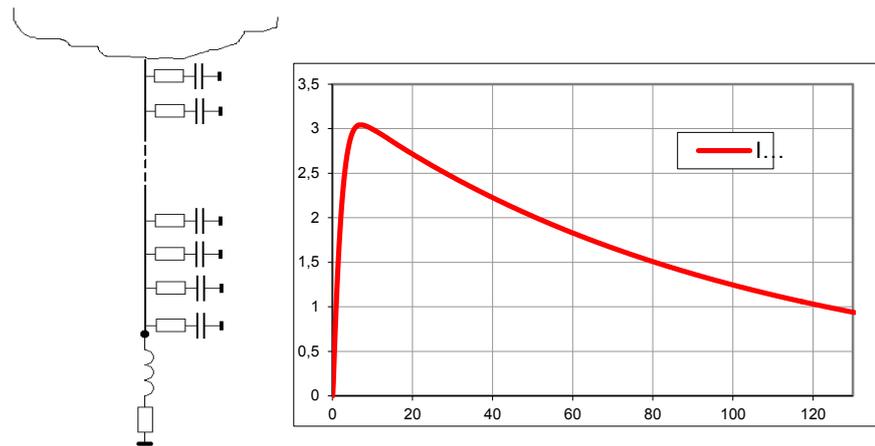


Рис.2. Модель канала молнии по Г.Н.Александрову и расчетный импульс тока молнии

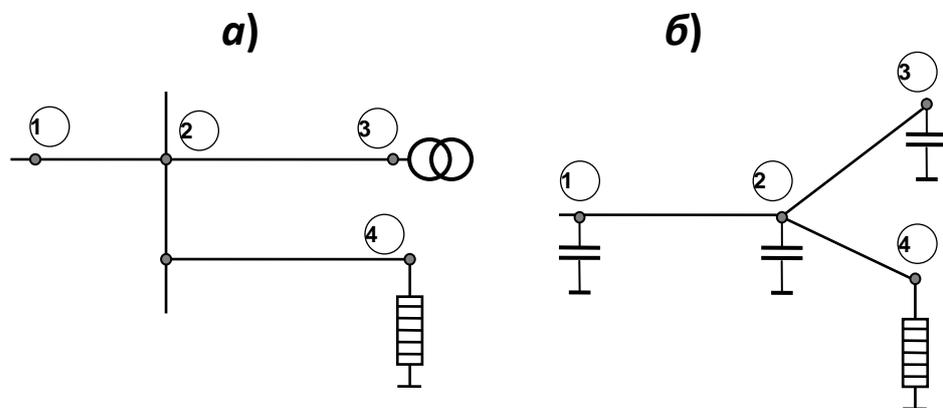


Рис.3. Схема подстанции (а) и ее схема замещения (б)

На рисунке 4 приведены напряжения на трансформаторе и защитном аппарате при набегании косоугольной волны с амплитудой 400 кВ (допустимая величина для трансформатора этого класса – 470 кВ). Напряжения на трансформаторе определены для следующих условий: U_1 – при отсутствии в схеме других емкостей и защитных аппаратов (ЗА), $\tau_{\phi}=0.5$ мкс; U_2 – при наличии в схеме емкостей в узлах, без ЗА, $\tau_{\phi}=0.5$ мкс; U_3 – схема с ОПН, $\tau_{\phi}=0.5$ мкс; $U_{3ОПН}$ – напряжение на ОПН, $\tau_{\phi}=0.5$ мкс; U_4 – схема с ОПН, $\tau_{\phi}=2$ мкс; U_5 – схема с ОПН, $\tau_{\phi}=5$ мкс; U_6 – схема с РВ, $\tau_{\phi}=5$ мкс.

Напряжение на трансформаторе колеблется вокруг напряжения на защитном аппарате ($U_{3ОПН}$). Причем размах колебаний тем больше, чем круче набегающая волна. При использовании защитных аппаратов с более высокими и менее пологими вольтамперными характеристиками амплитуда перенапряжений на трансформаторе увеличивается при относительном уменьшении колебательной составляющей.

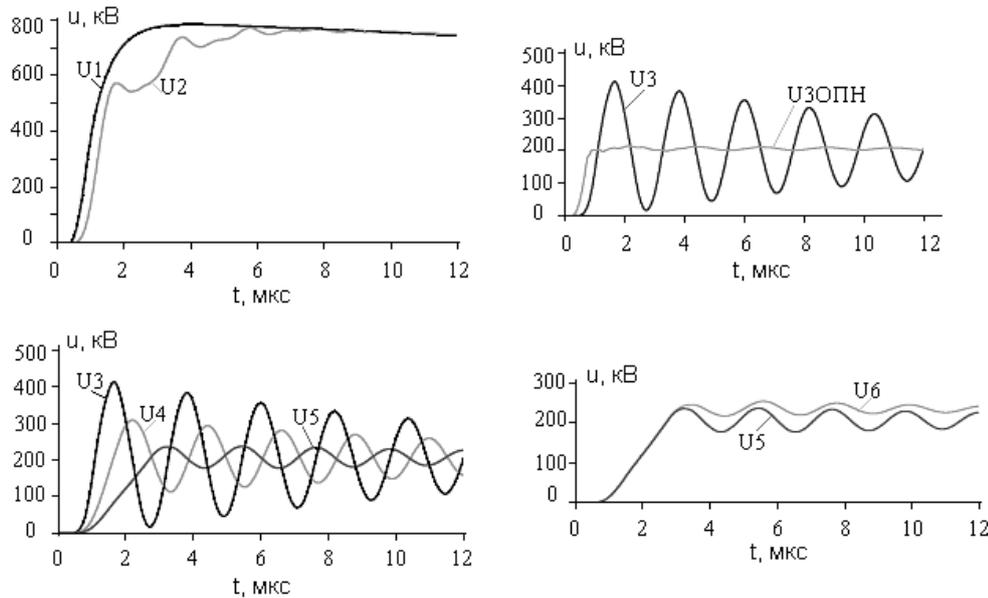


Рис.4. Напряжения на трансформаторе (узел 3) и защитном аппарате (узел 4)

Такое положение достаточно хорошо подтверждено экспериментально. В сентябре 2010 года в КНЦ РАН был проведен импульсный обмер ОРУ 330 кВ подстанции ПС-204, что позволило проверить правильность принятых предпосылок в части моделирования волн напряжений и токов при грозовых воздействиях [5, 6].

В результате этих экспериментов была подтверждена возможность развития перенапряжений на подстанции при набегании достаточно крутых волн (у источника фронт составлял 0.03 мкс, на входе подстанции – 0.3 мкс) и достоверность математических моделей развития перенапряжений и их программной реализации. В первую очередь это касается моделирования распространения волн напряжений грозового происхождения в приходящих воздушных линиях и ошиновке подстанции и оценки роли деформации волн за счет поверхностного эффекта в земле и проводах в величине возникающих перенапряжений. Показано, что при расчетах грозовых перенапряжений необходимо учитывать реальные потери в проводах и грунте с учетом скин-эффекта. Были уточнены параметры входных емкостей высоковольтного оборудования и оценка достоверности такой модели. Показано, что реальная входная емкость автотрансформатора отличается от справочной более чем в 2 раза в сторону уменьшения, что существенно влияет на величину и период перенапряжения на нем. Экспериментально доказано, что локальное сопротивление заземления защитного аппарата на ОРУ повышает перенапряжения на защищаемом оборудовании при грозовых воздействиях.

Полученные результаты подтверждают, что прорывы молнии мимо тросовой защиты вблизи подхода к подстанции могут привести к появлению недопустимых перенапряжений практически для всех амплитуд токов молнии. Соответственно, первый пролет должен быть защищен от прямых ударов молнии с такой же степенью надежности, как и территория подстанции.

Для подстанции опасны гроззовые волны, возникающие только в пределах подхода, благодаря естественным потерям при распространении волн вдоль проводов ВЛ: перекрытия линейной изоляции, стекания токов молнии в заземления опор, импульсной короны на проводах, потерь за счет конечного сопротивления земли и проводов с учетом скин-эффекта. Ориентировочно в ВЛ 110 кВ длиной 100 км при 100 гр.ч может произойти до 100 ударов молнии. Удары ориентированы в опоры и грозозащитные тросы с последующими обратными перекрытиями, или в фазные провода – прорывы мимо тросовой защиты. Благодаря перечисленным процессам только примерно сотая часть из этих ударов может быть опасна для высоковольтного оборудования ПС.

Основное средство снижения или вообще устранения гроззовых перенапряжений в схеме подстанции – соответствующая организация подхода ВЛ к подстанции, т.е. размещение грозозащитного троса, снижение сопротивлений заземления опор.

Методика, по которой разработаны рекомендации ПУЭ (СЗО ЭСП, ЛПИ и пр.) предусматривала расчет перенапряжений при ударе молнии в первый линейный портал ПС и определение по приближенным формулам длины подхода (т.е. необходимой длины троса) и вероятности возникновения опасных перенапряжений (Анализатор грозозащиты ПС) с приближенным учетом затухания волн и действия заземлений опор:

$$l_{\Pi} = \frac{t_{кр} \cdot h_{ср}}{0.5 + 8U_{кр}} \text{ КМ},$$

где $h_{ср}$ – средняя высота провода ВЛ над землей; $t_{кр}$ и $U_{кр}$ – координаты точек пересечения КОВ, полученной при подаче воздействия на вход ПС и ВСХ, мкс и МВ.

Приближенность методики компенсирована запасами в длинах подходов. Так, для 200 ПС 110 кВ Ленэнерго при двух входящих ВЛ общая длина подходов будет составлять примерно 800 км. То есть на этой длине к линиям предъявляются дополнительные требования.

Для корректного учета на подходах ВЛ различных физических процессов, которые существенно меняют распространяющиеся гроззовые волны (а именно: деформации волн импульсной короны и потерь в земле и проводах с учетом скин-эффекта, моделирования опор, перекрытия линейной изоляции, учета расстояния места удара от подстанции, влияния соседних ВЛ, как экранирование, так и наоборот), необходимо выполнять расчеты системы «подход + схема ПС» (рис.5). В свою очередь процессы на ПС (отраженные волны) влияют на процессы на ВЛ, т.е. на возможность перекрытия или импульсную корону (рис.6).

Импульсная корона является основным фактором, приводящим к рассеиванию энергии падающих волн на подстанцию, и она должна быть непременно учтена в расчетах развития гроззовых перенапряжений. Однако в местностях с высоким удельным сопротивлением грунта влияние потерь в земле становится сравнимым с импульсной короной (рис.7) [7-9].

Влияние потерь в земле и импульсной короны на показатель надежности грозозащиты подстанции показано в табл.3.

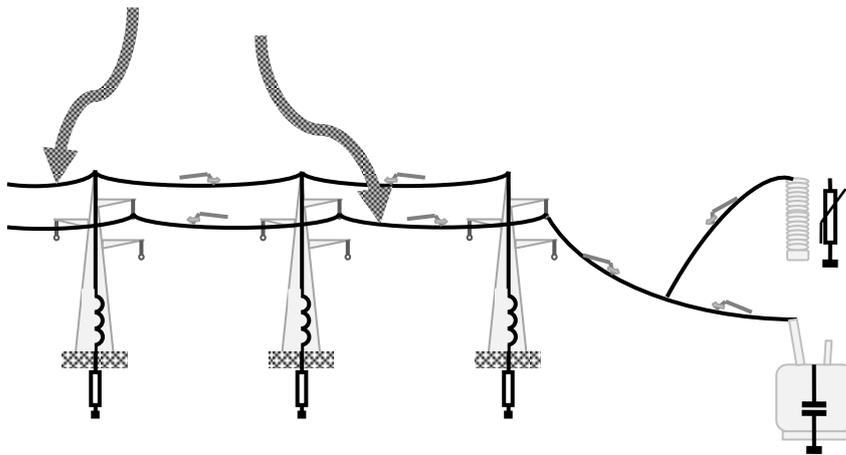


Рис.5. Модель системы «молния – ВЛ – подстанция»

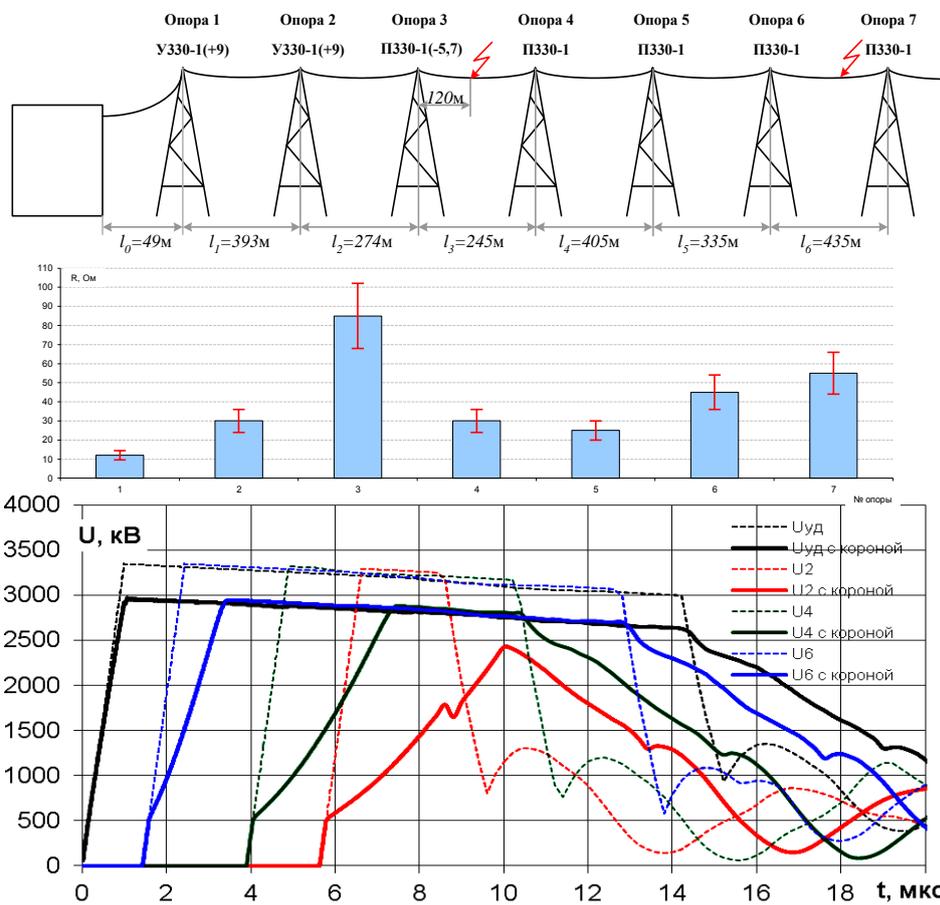


Рис.6. Развитие перенапряжений в системе «подход – ПС» при ударе молнии в фазный провод с учетом и без учета импульсной короны

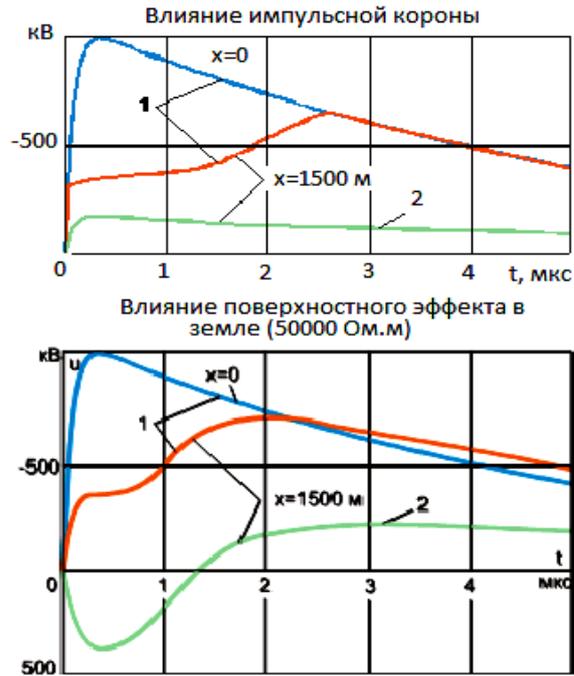


Рис.7. Сравнение влияния короны и земли при высоком удельном сопротивлении грунта:
 1 – волна на пораженном молнией проводе; 2 – наведенное напряжение на втором проводе

Таблица 3
 Распределение вероятного числа появлений опасных перенапряжений в год (β)
 при ударах молнии в различные участки подхода

Расстояние от мест удара молнии до подстанции, м	$\beta \cdot 10^4$		
	с учетом поверхностного эффекта (1)	с учетом короны (2)	при совместном учете (1) и (2)
0-500	2.56	2.45	2.12
500-1000	1.97	1.71	0.65
1000-1500	1.25	0.67	0.03
1500-2000	0.46	0.02	-
2000-2500	0.05	-	-
2500-3000	-	-	-
Общее число опасных ударов в год $\beta_{\Sigma} \cdot 10^4$	6.25	4.85	2.9

ПРИМЕЧАНИЕ. ОРУ 750 кВ, автотрансформатор, 100 Ом·м.

Результаты, приведенные в таблице, показывают влияние снижения степени опасности грозových перенапряжений на показатель надежности грозозащиты автотрансформатора подстанции 750 кВ. Причем влияние обоих факторов сравнимо. Расчет по приближенной методике дает вероятное число опасных воздействий в год – $58.8 \cdot 10^4$, т.е. завышение степени опасности более чем на порядок. Соответственно показатели надежности при приближенном и точном расчетах будут равны 171 году, что значительно меньше рекомендуемой величины, и 3450 годам.

Настоящие результаты получены с помощью авторского программного обеспечения. Эта программа и методика рекомендуются для использования в РД [2]. Анализ волнового процесса выполняется для единой системы «молния – ВЛ – подстанция (ОРУ)». Расчеты ведутся в функции времени, что позволяет моделировать нелинейные процессы, такие как коронирование провода при превышении напряжения на нем над напряжением начала импульсной короны. Не возникает при этом проблем и с моделированием нелинейного сопротивления защитных аппаратов РВ и ОПН. Воздушная линия моделируется с учетом ее многопроводной структуры, т.е. связь между проводами и тросом учитывается автоматически. Перенапряжения в системе «ВЛ – подстанция» моделируется с помощью метода бегущих волн. ВЛ моделируется в многопроводной постановке, но в большинстве случаев содержит 2 провода – фазный провод и трос. На рисунке 8 показана схема моделирования многопроводной воздушной линии на подходе к подстанции. Влияние импульсной короны моделируется включением динамической емкости, параметры которой определены из экспериментальных исследований в СПбГПУ [7] и проверены путем сопоставления с результатами натурных экспериментов. До коронного порога имеем обычную геометрическую емкость C_0 , а выше некоторую добавочную емкость, определяемую объемным зарядом, возникающим вокруг провода при развитии импульсной короны.

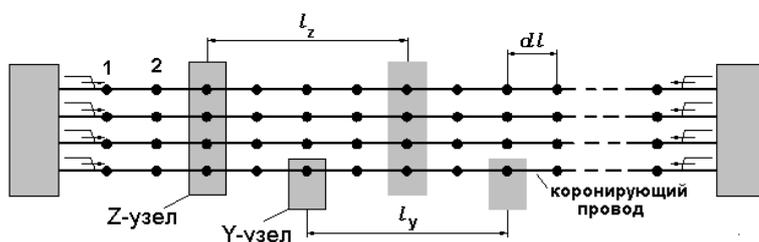


Рис.8. Схема размещения узлов при моделировании участков линий

Поскольку расчет идет одновременно и для ВЛ, и для подстанции, нелинейный процесс коронирования «реагирует» на реакцию подстанции, отражение от места удара молнии и прочие неоднородности, имеющие место. В свою очередь волна, приходящая на ОРУ, имеет реальную форму и величину, что существенно для определения условий работы таких нелинейных элементов, как ОПН и РВ. Воздействие может быть ориентировано как на фазный провод, так и на трос – опору, что позволяет рассчитывать как прорывы молнии мимо тросовой защиты на фазный провод, так и обратные перекрытия с опоры на фазный провод. Первое, как известно, более опасно для подстанций наиболее высоких классов напряжения (500 и 750 кВ), а второе является определяющим в анализе грозоупорности подстанций более низких классов напряжения (330 кВ и ниже), оборудованных грозозащитными тросами. Для подстанций с несколькими приходящими ВЛ следует определять обобщенные показатели надежности с учетом поражения каждой ВЛ и их взаимного расположения.

Программный комплекс ориентирован на проведение последовательных итераций, посредством которых определяется совокупность волн, возникающих на подходе ВЛ к подстанции и приводящих к появлению на некотором объекте напряжений или токов, превышающих заданную величину. Интегрирование по полученной таким образом трехмерной области при известных плотностях вероятности дает оценку вероятности этого события. Результатом действия программы является определение вероятного числа и повторяемости превышающих некоторый заданный уровень перенапряжений, возникающих в схеме подстанции от набегающих с ВЛ грозовых волн. Таким уровнем могут быть, в том числе, допустимые напряжения и токи для оборудования подстанции.

Такой подход имеет ряд преимуществ: учитывается, что не все удары на подходе являются опасными; появляется возможность учета изменения вероятности поражения по длине линии; возможно исследование влияния конструктивных особенностей подхода, таких как наличие тросовой защиты, параллельных фаз, противовесов, плохо проводящего грунта и др. не только на характер деформации волн, но и на конечный результат – надежность грозозащиты подстанции или вероятность появления токов или напряжений с заданными параметрами.

Полученные к настоящему моменту результаты показывают, что расчет системы «подход + схема ПС» дает возможность адекватно оценивать грозовые перенапряжения на подстанциях и выбирать грозозащитные мероприятия, в том числе защитные аппараты. Однако нельзя считать, что этот программный модуль является окончательным решением всех проблем. Полученная за последнее время информация показывает необходимость уточнения ряда моментов.

Прежде всего, это сопротивления заземления опор и контура подстанции. Многочисленные измерения, проводившиеся в КНЦ РАН, СПбГПУ и фирме «ЭЛНАП» показали, что при грозовых воздействиях мы имеем дело с сопротивлениями, отличающимися от измеренных на рабочем напряжении [10]. Кроме того, это уже не чисто активное сопротивление, а некоторая схема, содержащая реактивные элементы. В совокупности с индуктивностью опор это приводит к существенному отличию формы напряжения на изоляции ВЛ от простейшего апериодического импульса, для которого в свое время и были получены вольт-секундные характеристики (ВСХ). Это играет существенную роль при ударах молнии в опоры и трос, т.е. для классов напряжения 35-330 кВ. Необходимо получение информации о схемах замещения сопротивлений заземления опор и определение экспериментальных ВСХ при реальной форме напряжения на гирляндах изоляторов. Далее необходимо переходить к интегральному методу оценки возможности перекрытия линейной изоляции.

Влияние локального сопротивления заземления протестировано при импульсном обмере ПС 204. Показано, что наличие такого сопротивления повышает напряжение на защищаемом оборудовании, что в ряде случаев может привести к ухудшению показателя надежности более чем на порядок.

Следующее уточнение требуется при определении допустимых напряжений для высоковольтного оборудования, в первую очередь для силовых трансформаторов (автотрансформаторов). Это связано с тем, что при использовании в качестве защитных аппаратов нелинейных ограничителей перенапряжений, напряжение на трансформаторах имеет существенную колебательную компоненту. Этому, как известно, уделяется также внимание в МЭИ. В ГОСТе 1516.3-96 для схем с ОПН испытательное (допустимое) напряжение для Т/АТ ниже, чем для схем с РВ. Расчеты для ПС 204 (330 кВ) показали, что в результате показатель надежности для схемы с ОПН будет ниже, чем для схемы с РВ.

Новым для подстанций высокого напряжения является использование КРУЭ. Анализ надежности грозозащиты подстанций с использованием КРУЭ показал, что процессы здесь имеют свои особенности. При использовании КРУЭ чаще всего мы имеем 3 вида ошиновки: ВЛ, КЛ, ГИЛ, которые значительно отличаются друг от друга по параметрам. К сожалению, на всех рассмотренных подстанциях использовались КРУЭ зарубежного производства. Поэтому о достоверности моделирования судить сложно. Соответствующее программное обеспечение, позволяющее выполнять расчеты для общей схемы «ВЛ – элемент ОРУ – КЛ – КРУЭ – КЛ – ВЛ – трансформатор» в автоматическом режиме, в настоящее время отсутствует. Выполненные расчеты показывают, что в ряде случаев имеет место слабая инженерная проработка проектов, что, при наличии между КРУЭ и трансформаторами ошиновки в виде ВЛ, может приводить к появлению на трансформаторах существенных перенапряжений с явно выраженной колебательной компонентой. В принципе, требуется выполнение импульсного обмера для ячеек КРУЭ для уточнения распространения соответствующих импульсов в схемах, где поперечные и продольные размеры сравнимы.

Основная задача при разработке системы грозозащитных мероприятий состоит в выборе параметров ОПН. Вследствие влияния длительного повышения рабочего напряжения на возможность отказа ограничителей, первичной при выборе ограничителя считается оценка этой величины. Затем по коммутационным воздействиям определяется энергоемкость ОПН. И только после этого получаем ограничитель с соответствующей вольт-амперной характеристикой, которая и определяет способность ограничивать грозовые перенапряжения.

Все рекомендации ПУЭ ориентированы на использование вентильных разрядников, для современных защитных устройств – нелинейных ограничителей перенапряжения, предложено выполнять пересчет допустимых $\ell_{3А-3О}$ от разрядников к ОПН по простой пропорции:

$$\ell_{\text{ОПН-3О}} = \ell_{\text{РВ-3О}} \cdot \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ОПН}}}{U_{\text{исп}} - U_{\text{РВ}}},$$

где $\ell_{\text{РВ-3О}}$ – рекомендуемое ПУЭ расстояние от РВ до 3О; $\ell_{3А-3О}$ – рекомендуемое ПУЭ расстояние от ОПН до 3О; $U_{\text{исп}}$ – испытательное напряжение для аппарата; $U_{\text{ОПН}}$ – напряжение на ВАХ ОПН; $U_{\text{РВ}}$ – напряжение на ВАХ вентильного разрядника при соответствующем расчетном грозовом токе.

Численный анализ [11] показывает, что рекомендации ПУЭ для высоковольтного оборудования, расположенного за защитными аппаратами по ходу движения волны перенапряжения, большинства стандартных схем подстанций 110 кВ при небольших сопротивлениях заземления опор на подходе (до 30 Ом) и количестве грозовых часов, не превышающем средней для России величины, меньше допустимых расстояний, полученных посредством прямого расчета (табл.4). Уже для силового трансформатора подстанции с тремя или более постоянно включенными ВЛ при 100 гр.ч и сопротивлении заземления опор 30 Ом рекомендуемое значение $\ell_{\text{опн2}}$ находится на пределе. При этом можно ориентироваться только на расстояния, отвечающие наименьшим длинам защищенных тросовых подходов. Для оборудования, расположенного между ВЛ и защитными аппаратами, получаемые по ПУЭ рекомендации не всегда соответствуют результатам прямых расчетов (соответствующие значения отмечены

жирным шрифтом). При использовании формулы пересчета по вольтамперным характеристикам рекомендуемые расстояния между защищаемыми аппаратами и ограничителями (числители столбцов 4 и 5) для обеих подстанций различаются пропорционально вольтамперным характеристикам (в среднем на 15 %). Различия, определяемые тем, какой исходный вентильный разрядник использовался, отличаются примерно на 10 % (знаменатели столбцов 4 и 5). При расчетах перенапряжений для подстанций с конкретными защитными аппаратами по специализированной программе разница в рекомендуемых расстояниях при использовании различных ограничителей (столбцы 6-11) значительно больше. В среднем различия достигают 45-55 %, увеличиваясь с ростом сопротивлений заземления опор. Это объясняется нелинейным характером параметров элементов схем, когда применять пропорциональный пересчет расстояний нельзя.

Таблица 4

Наибольшие допустимые расстояния $l_{ЗА-ЗО}$ по данным ПУЭ
и по результатам расчетов для подстанций класса напряжения 110 кВ

Тип ПС	Защищаемый объект	Число гроз-вых часов в год	$l_{ЗА-ЗО}$ по данным ПУЭ, м		$l_{ЗА-ЗО}$ по расчетным данным, м					
			$l_{опн1}$	$l_{опн2}$	$R_3 = 10 \text{ Ом}$		$R_3 = 20 \text{ Ом}$		$R_3 = 30 \text{ Ом}$	
					$l_{опн1}$	$l_{опн2}$	$l_{опн1}$	$l_{опн2}$	$l_{опн1}$	$l_{опн2}$
Тупиковые РУ с одним ЗА	СТ	10	-	-	>250	520	132	52	129	63
		20	-	-	250	150	128	47	126	59
		30	27/25	23/21	130	80	125	45	122	52
		60	-	-	129	51	124	43	114	38
		100	-	-	128	48	122	42	104	36
РУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ	СТ1	10	-	-	>750	400	>325	170	400	100
		20	-	-	750	235	>325	125	200	97
		30	72/125	62/108	750	195	325	100	200	80
		60	-	-	560	178	240	98	200	88
		100	-	-	500	135	217	96	200	75
	ТН2	10	-	-	550	500	152	147	76	59
		20	-	-	250	208	140	128	22	13
		30	232/213	200/183	236	206	136	118	<22	<13
		60	-	-	70	52	38	17	<22	<13
		100	-	-	<70	<52	<38	<17	<22	<13

Изменение сопротивлений заземления опор при переходе от 10 к 20 и 30 Ом также не может быть учтено простым пересчетом. В среднем необходимые расстояния изменяются в 2.5-2.8 раз для 20 Ом и в 4.2-4.9 раз для 30 Ом. Причем эти показатели меняются еще и с изменением числа грозвых часов. Увеличение интенсивности гроз приводит к необходимости уменьшать расстояния между защищаемым оборудованием и защитными аппаратами, однако эти изменения очень отличаются для разных ОПН и сопротивлений заземлений опор. Такая зависимость также объясняется нелинейными параметрами элементов схемы, когда в результате зависимость показателей надежности от изменяемых параметров не подчиняется закону простой пропорции.

Рекомендации ПУЭ, ориентирующие проектирующие и эксплуатирующие организации на создание подходов длиной в несколько километров, при тяжелых грунтовых условиях приводят к тому, что реально не обеспечивается необходимое снижение сопротивлений заземлений сотен (в масштабах одной сетевой организации) опор. При этом многократное превышение сопротивлений заземлений опор может встречаться и в непосредственной близости от подстанции. Наличие таких единичных опор, у которых снижение импульсных сопротивлений до норм не представляется возможным, еще не говорит о низком уровне надежности грозозащиты как подстанции, так и самой линии. Достаточно иметь большинство опор с низкими сопротивлениями. Многочисленные расчеты, выполненные для систем, расположенных в районах с высоким удельным сопротивлением грунта, показали, что и в этих условиях можно обеспечить требуемую надежность. Но сопротивление заземлений в сотни Ом у всех опор на подходе всегда недопустимо.

Как было отмечено раньше, для повышения надежности грозозащиты ВЛ используются нелинейные ограничители перенапряжений. Это касается линий с грозозащитными тросами и без них. На рисунке 9 показаны кривые опасных волн (КОВ), рассчитанные для стандартной тупиковой подстанции 110 кВ при расстоянии от ЗА до трансформатора 50 м и для широкого спектра варьирования параметров ограничителей.

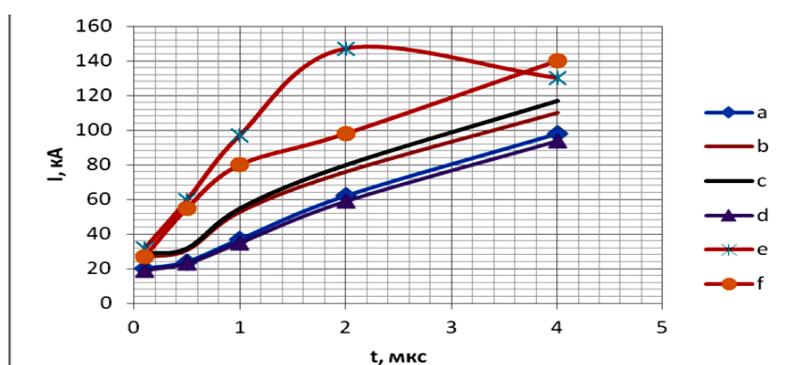


Рис.9. Кривые опасных волн для тупиковой ПС 110 кВ:

a – на ПС и линии ОПН-88 кВ; *b* – на ПС и линии ОПН-73 кВ; *c* – на ПС ОПН-73 кВ, на линии ОПН-88 кВ; *d* – на ПС ОПН-88 кВ, на линии ОПН-73 кВ; *e* – на ПС ОПН 73 кВ, на линии отсутствует; *f* – на ПС ОПН-88 кВ, на линии отсутствует

Представленные графики свидетельствуют о том, что для стандартной тупиковой подстанции 110 кВ с грозозащитными тросами на подходе размещение нелинейных ограничителей перенапряжений параллельно гирлянде изоляторов приводит к увеличению доли грозовых волн, которые могут быть опасными для силового трансформатора при ориентации молнии в опоры и грозозащитные тросы. Это определяется тем, что при отсутствии ОПН обратное перекрытие линейной изоляции происходит при напряжении не меньше 50 %-го разрядного напряжения (≥ 600 кВ), а ограничители начинают пропускать импульсы молнии уже при 140-200 кВ.

Повышение опасности грозовых перенапряжений растет с увеличением расстояния между трансформатором и защитным аппаратом и с увеличением сопротивлений заземления опор. В случае необходимости размещения ОПН на подходе они должны быть рассчитаны на большее рабочее напряжение, чем ОПН на подстанции.

Анализ надежности грозозащиты для подстанции 110 кВ при отсутствии грозозащитных тросов показал, что установкой ОПН только на ВЛ ограничиться нельзя. Для достаточно большой подстанции требуется установка дополнительных защитных аппаратов на входах ВЛ на подстанцию.

Отдельный вопрос связан с критериями достаточности защиты подстанций от волн, набегающих с линий (регламентирование значений конкретных параметров схем и/или показателей надежности защиты от грозовых перенапряжений). Необходимо определить, что и в каких случаях является критерием правильности выбора схемы грозозащиты – соответствие нормированным показателям надежности грозозащиты (в частности T) или соответствие конкретным значениям параметров схем из набора, предлагаемого нормативными документами (число защитных аппаратов, их расстояния до защищаемого оборудования, сопротивления опор на подходах и т.д.).

Второй путь (нормирование конкретных параметров) более прост и привычен, но в ряде случаев приводит к тому, что подстанции по объективным причинам длительное время эксплуатируются с нарушениями ПУЭ, а показатели надежности грозозащиты при применении типовых решений для нестандартных вариантов оказываются существенно ниже рекомендуемых РД.

Первый критерий более универсален и позволяет учесть специфику конкретной подстанции (например, наличие единичной опоры на подходе с аномально высоким сопротивлением заземления, отсутствие троса на части подхода, большое расстояние между ОПН и трансформатором и т.д.). Но его использование требует определенной квалификации у проектировщиков, сами значения T , рекомендуемые РД, подлежат уточнению.

Предложение 1: переход к более наглядному критерию – процент подстанций, на которых возможно возникновение аварий по грозовым причинам за весь назначенный срок службы. Тогда при сроке службы 30 лет и $T = 1000$ лет получим новый критерий (T_{30}) равный трем процентам, что, видимо, можно считать удовлетворительной надежностью грозозащиты типовых подстанций. При $T = 100$ лет новый показатель составит $T_{30} = 30\%$, т.е. почти треть оборудования подвергнется опасным воздействиям из-за необоснованного выбора схем грозозащиты и параметров защитных устройств. Вряд ли это допустимо даже для серийного исполнения подстанций, не говоря уже об уникальном оборудовании.

Предложение 2: переход к показателю надежности грозозащиты оборудования за срок эксплуатации. Так, показатель $T = 300$ лет, т.е. возникновение 1 опасного перенапряжения за 300 лет, означает при равной возможности появления такой ситуации вероятность ее появления за 30 лет (срок службы) – 0.1, т.е. показатель надежной работы (вероятность отсутствия такой ситуации) составит 0.9, что вряд ли достаточно. Возможно, следует исходить из показателя надежности порядка 0.99 и т.д.

Предложение 3: Использовать в качестве конечного результата – показатель риска или степени риска. Показатель можно определить как вероятность отказа – нарушения от грозовых перенапряжений или вероятность появления опасного перенапряжения на оборудовании распределительного устройства.

Проблемы заключаются в том, что для подстанции также возможно при грозовых воздействиях возникновение дефектов, которые впоследствии приводят к повреждению оборудования, что практически невозможно идентифицировать с разрядом молнии (перенапряжением), так как эти события разделены неопределенным интервалом времени. Таким образом, требуется контроль (регистрация) опасных перенапряжений с разработкой методики, аппаратуры и интерпретации результатов регистраций.

В качестве заключения следует привести Решение семинара, проводившегося в СПбГПУ в марте 2011 г. [12].

«К основным вопросам, требующим скорейшего решения, можно отнести следующие:

1. Уточнение параметров воздействия – импульсов тока молнии, а именно: построение подробных карт интенсивности грозовой деятельности по основным регионам России. Установление более четкой связи между числом грозовых дней и грозовых часов в год, а также числом ударов молнии в единицу площади земной поверхности в год. Необходимо получение данных по количеству одно- и многокомпонентных разрядов молнии в общем числе ударов.

2. Уточнение физико-математических моделей линии электропередачи, ошиновки подстанций и высоковольтного оборудования при импульсных воздействиях, в том числе: входных емкостей электрооборудования, динамических характеристик ОПН, характеристик заземлений опор и контуров заземления подстанций в микросекундном диапазоне времен, величин допустимых напряжений.

Это требует не только дальнейшего развития расчетных методов и моделей, но и выполнения экспериментальных исследований, в том числе импульсного обмера подстанций. Необходимость уточнения допустимых напряжений определяется тем, что для современного оборудования характерно развитие перенапряжений с большой крутизной фронта и существенными колебательными компонентами. Это особенно важно при определении допустимых напряжений для современных силовых трансформаторов, характеризующихся относительно малыми запасами в продольной изоляции. Кроме того, необходимо адекватно учитывать изменение допустимых напряжений для оборудования, находящегося в эксплуатации длительное время.

Определение импульсных характеристик заземлений опор и контуров заземления подстанций позволит более обоснованно подходить к выбору комплекса защитных мероприятий. Особое внимание следует уделить выполнению заземления защитных аппаратов – нелинейных ограничителей напряжения, поскольку это может приводить к существенному снижению их защитных свойств.

3. Определение вольт-секундных характеристик линейной изоляции не только для широкого диапазона изменения крутизны фронтов и амплитуды импульсов тока молний, но и с учетом реальной формы перенапряжений – частично срезанных импульсов и импульсов с колебательной компонентой.

4. Определение принципов выполнения грозозащитных мероприятий для подстанций, включающих, помимо обычных элементов ОРУ, протяженные кабельные вставки и КРУЭ. Это особенно существенно для схем, когда между КРУЭ и силовыми трансформаторами используются достаточно длинные участки КЛ и воздушной ошиновки. Особое внимание следует уделить способам эквивалентирования КРУЭ с учетом, что практически все такие устройства, используемые в настоящее время, имеют зарубежное исполнение.

5. Определение понятия «показатель надежности грозозащиты подстанции» и соотнесение его с общими требованиями по надежности работы высоковольтного оборудования энергосистемы. Показатель должен быть понятным и проектировщикам, и эксплуатации. Возможно, наиболее удобным будет введение вероятности появления опасных воздействий за срок службы основного оборудования и далее показателя надежности функционирования оборудования при грозовых воздействиях.

6. Переработка директивных документов, в том числе переработка ПУЭ с учетом модернизации схем и оборудования подстанций и определение границ его

применения, поскольку в ПУЭ невозможно отобразить весь диапазон возможных характеристик воздействий, окружающей среды и самих подстанций».

Для стандартных случаев желательно составление альбома основных схем подстанций с рекомендациями по организации грозозащиты. Для нестандартных случаев необходима разработка сертифицированного программного обеспечения по расчету надежности грозозащиты подстанций от волн, набегающих с линии электропередачи. Необходима доработка РД с учетом развития и самих схем подстанций и линейки защитных аппаратов. Наконец, должны быть четко разграничены сферы полномочий и областей применения различных директивных документов, а также определены взаимные связи между ними.

Большая часть отмеченных вопросов уже решается в ряде организаций, в том числе в СПбГПУ, КНЦ РАН, МЭИ, НЭТИ, СибНИИЭ и т.д., в интересах различных проектных и эксплуатирующих организаций электроэнергетического профиля. Однако практически отсутствует координация этой деятельности. Большинство проектных и эксплуатирующих организаций решают свои конкретные задачи и не имеют правовых и финансовых возможностей для постановки вопроса о кардинальном решении указанных проблем.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. СПб.: Издательство ДЕАН, 2003. 928 с.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / под ред. Н.Н.Тиходеева. СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
3. Базелян Э. М., Райзер Е. П. Физика молнии и молниезащиты. М. ФИЗМАТЛИТ, 2001. 320 с.
1. Александров Г.Н. Молния и молниезащита. СПб.: Издательство Политехнического университета, 2007.
4. 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.
5. Численный и экспериментальный анализ развития грозовых перенапряжений на подстанциях / Б.В.Ефимов, А.Н.Данилин, Н.И.Гумерова, Т.К.Кузнецов // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. №2 (5). С.65-82.
6. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И.Гумерова. Л.: Наука, 1981.
7. Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Влияние многослойности грунта на параметры многопроводной линии и деформацию фронтов грозовых волн // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2009. № 4-1. С. 188-201.
8. Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Особенности распространения волн атмосферных перенапряжений вдоль двухпроводной коронирующей линии // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2010. № 1. С. 219-232.
9. Гумерова Н.И., Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М. Анализ надежности грозозащиты подстанций при повышенных сопротивлениях заземления опор на подходах // Первая Российская конференция по молниезащите: сборник докладов. Новосибирск, 2007. С. 373-382.
10. Анализ надежности грозозащиты подстанций. Современные проблемы / Б.В.Ефимов, Ф.Х.Халилов, Н.И.Гумерова, А.Данилин, Ю.М.Невретдинов // Новости электротехники. 2009. № 4 (58); Новости электротехники. 2009. № 5 (59). С. 50-53.
11. Ефимов Б.В., Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И. Молниезащита подстанций. Проблемы надежности и нормативная база // Новости Электротехники. 2011. № 3(69). С. 50.

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

Халилов Фирудин Халилович,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н.
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29

Гумерова Натэлла Идрисовна,

доцент Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н.
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Новикова Александра Николаевна,

заведующая сектором защиты от перенапряжений ОАО «НИИПТ»
Россия, г.Санкт-Петербург, ул.Курчатова, д.1, лит А
Тел. 8-812-5554428, эл. почта: novikova-a@niipt.ru

Невретдинов Юрий Масумович,

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем
Цentra 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

А.Н.Данилин, В.Н.Селиванов, П.И.Прокопчук, Д.С.Бородич

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕМЕНТАХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ*

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных исследований зависимости начала искрообразования в грунте от полярности приложенного импульсного напряжения и от скорости нарастания импульса для различных типов электродов. Выполнен анализ процессов при периодическом воздействии импульсного напряжения, прикладываемого к заземленному электроду. Приводятся результаты оптических наблюдений процессов искрообразования в грунте.

Ключевые слова:

ионизация грунта, искрообразование в грунте, импульсное сопротивление заземлителя.

A.N.Danilin, V.N.Selivanov, P.I.Prokopchuk, D.S.Borodich

EXPERIMENTAL MODELING OF IMPULSE PROCESSES IN GROUNDING SYSTEMS

Abstract

The aim of this investigation was to extend an earlier study by quantifying the effects of impulse polarity, impulse waveshapes and electrode types on soil breakdown properties. The analysis of the processes under periodic impulse voltage applied to the grounded electrode is carried out. The results of optical observations of discharge processes in the soil are presented.

Keywords:

soil ionization phenomena, soil breakdown, impulse grounding impedance.

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

Исследование зависимости напряжения начала искрообразования от скорости нарастания импульса напряжения (фронта) было выполнено для различных типов электродов.

На рисунке 4 представлены результаты опытов для сферических электродов диаметром 50 мм, полностью погруженных в грунт (рис.3, 1) и наполовину погруженных в грунт (рис.3, 2). Удельное сопротивление грунта в этих и последующих опытах поддерживалась около 1 кОм·м путем увлажнения грунта.

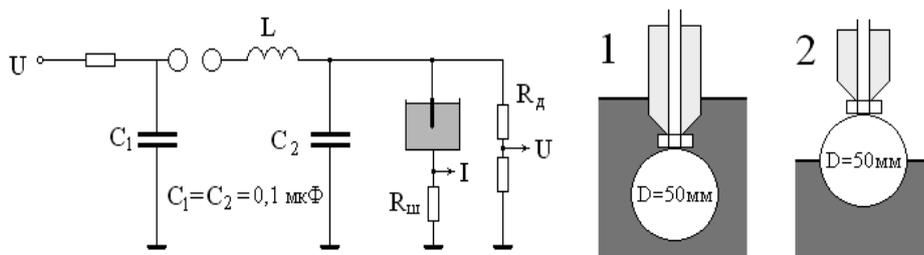


Рис.2. Схема генератора с регулируемым фронтом импульса

Рис.3. Сферический и полусферический электроды

В данной серии опытов были определены напряжения начала искрообразования в увлажненном грунте в зависимости от скорости нарастания напряжения для электродов, вблизи которых электрическое поле однородно. Начало процесса искрообразования фиксировалось скачкообразным увеличением тока или снижением сопротивления, определяемого как отношение напряжения к току. Результаты опытов показали следующее.

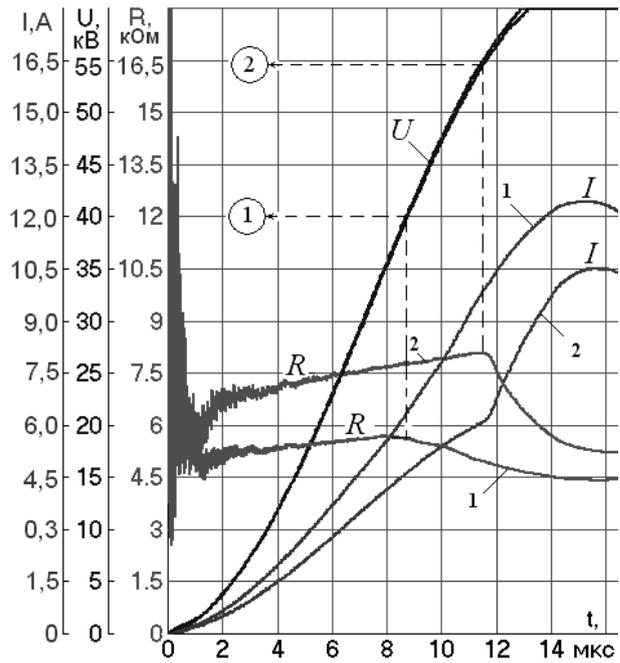
1. На полусферическом электроде начало процесса искрообразования происходит скачкообразно. При более неоднородном поле на сфере процесс искрообразования более плавный, как показано на совмещенных осциллограммах (рис.4), причем процесс искрообразования начинается при меньших напряженностях поля.

2. При разной крутизне импульса напряжение начала искрообразования в первый полупериод для одного и того же электрода примерно одинаково.

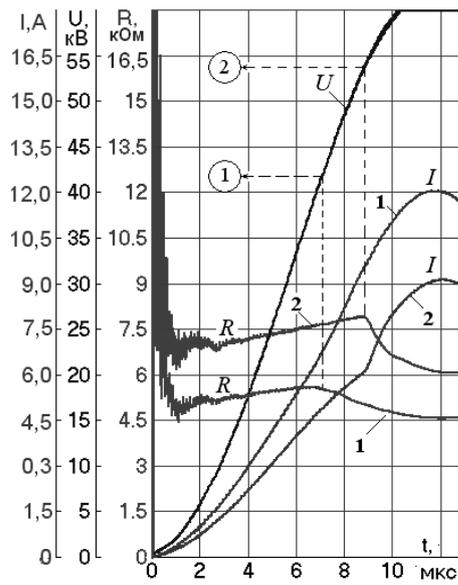
3. При колебательном напряжении искрообразование прекращается при снижении напряжения во втором полупериоде, однако этот переходный процесс всегда протекает не скачком, а плавно. То есть присутствует некая инерционность роста сопротивления зоны искрообразования при снижении напряжения. Вероятнее всего, действует остаточный разогрев зоны искрообразования (рис.5).

Инерционность при остывании сказывается на величине напряжения начала искрообразования во второй и последующие периоды напряжения: величина начала искрообразования во второй период и далее меньше, чем в первый полупериод. Для данной серии опытов значения напряжений начала искрообразования в первый и последующие периоды приведены в табл.1.

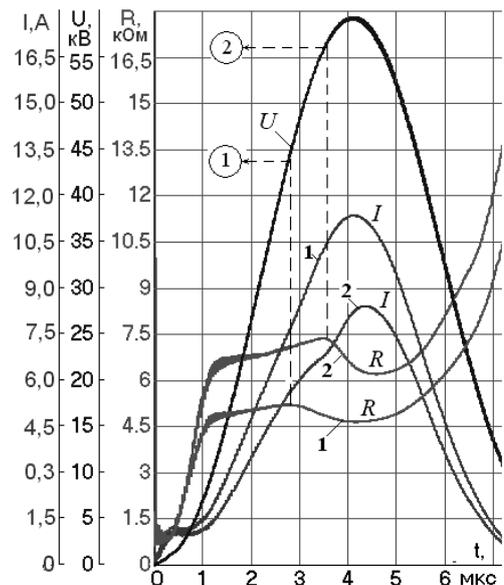
При сравнительных исследованиях напряжения искрообразования в однородном и неоднородном поле использовались электродные системы, приведенные на рис.6: полусферические электроды разных диаметров и вертикальный электрод. На этом же рисунке показаны совмещенные осциллограммы токов, напряжений и расчетных сопротивлений при искрообразовании в грунте.



$T_{\phi} = 15 \text{ мкс}, L = 500 \text{ мкГ}$



$T_{\phi} = 11.5 \text{ мкс}, L = 300 \text{ мкГ}$



$T_{\phi} = 4 \text{ мкс}, L = 70 \text{ мкГ}$

Рис.4. Совмещенные осциллограммы процессов для сферического электрода (кривые 1) и полусферический электрод (кривые 2) для разных скоростей нарастания напряжения

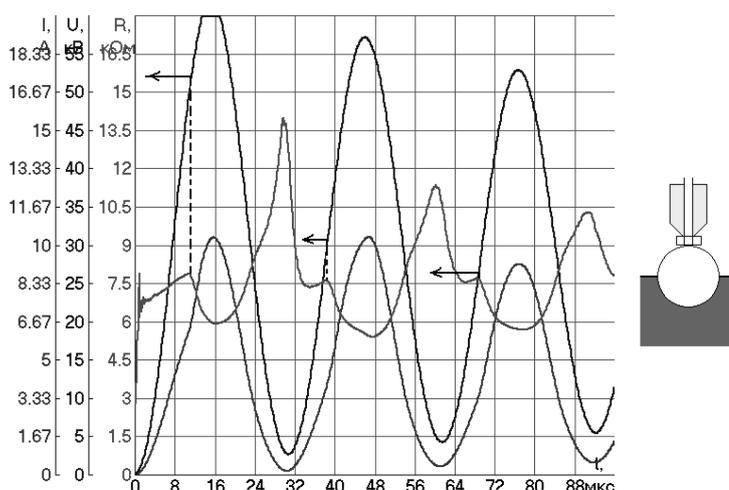


Рис.5. Снижение напряжения начала искрообразования во второй и последующие периоды при колебательном импульсе

Таблица 1

Значения напряжения искрообразования при колебательном импульсе

Электрод в грунте	Период колебаний напряжения, мкс	Напряжение, кВ		
		1-й полупериод	3-й полупериод	5-й полупериод и последующие
Наполовину погруженная сфера	32	57	35	25
	24	54	30	26
	8	55	33	30
Полностью погруженная сфера	32	40	36	35
	24	40	35	33
	8	45	35	32

Анализ совмещенных осциллограмм показал следующее. При напряжениях до начала искрообразования сопротивления каждого из исследуемых электродов примерно пропорционально площади электрода. С ростом напряжения и началом искрообразования у электродов с наиболее неоднородным полем сопротивления «проваливаются» до значений сопротивлений электродов с более однородным полем. Причина этого в образовании хорошо проводящих искровых зон вокруг электродов, соизмеримых по наружной площади для различных типов электродов.

Для исследования зависимости напряжения начала искрообразования в грунте от полярности приложенного импульсного напряжения использовались электроды с однородным и резко неоднородным полем: сферические и вертикальные штыревые электроды. Показано, что у электродов с однородными полями напряженность начала искрообразования ниже при положительной полярности импульса (как и при пробое воздуха). При резко неоднородных полях эти значения близки друг к другу. Осциллограммы, по которым сделаны такие выводы, приведены на рис.7.

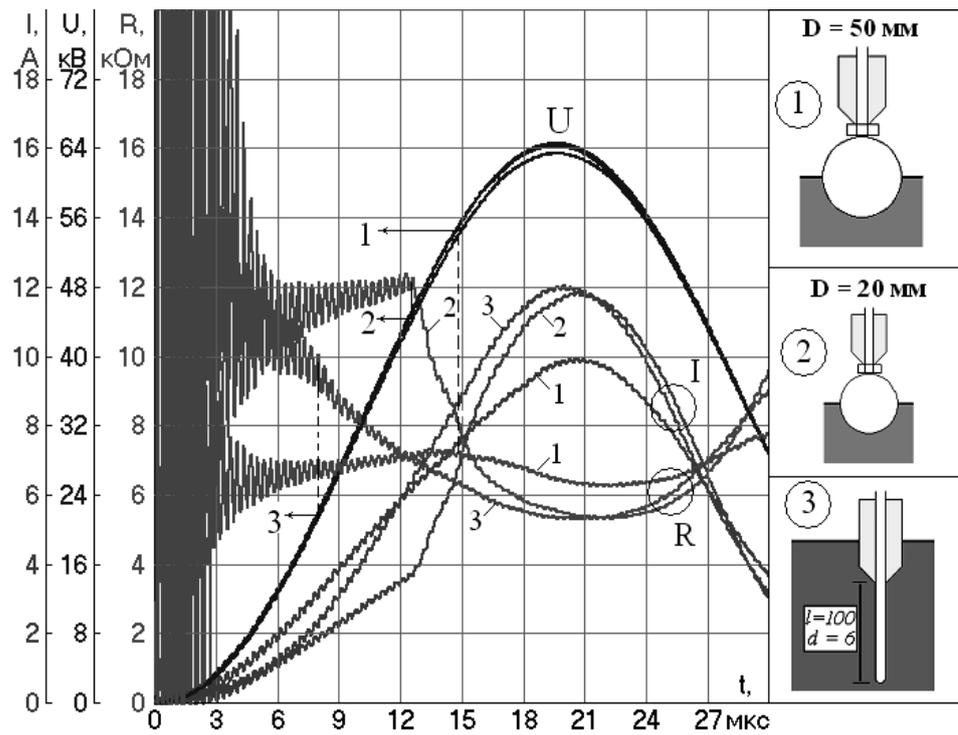


Рис.6. Сравнения осциллограмм токов напряжений и сопротивлений для различных электродных систем при искрообразовании в грунте

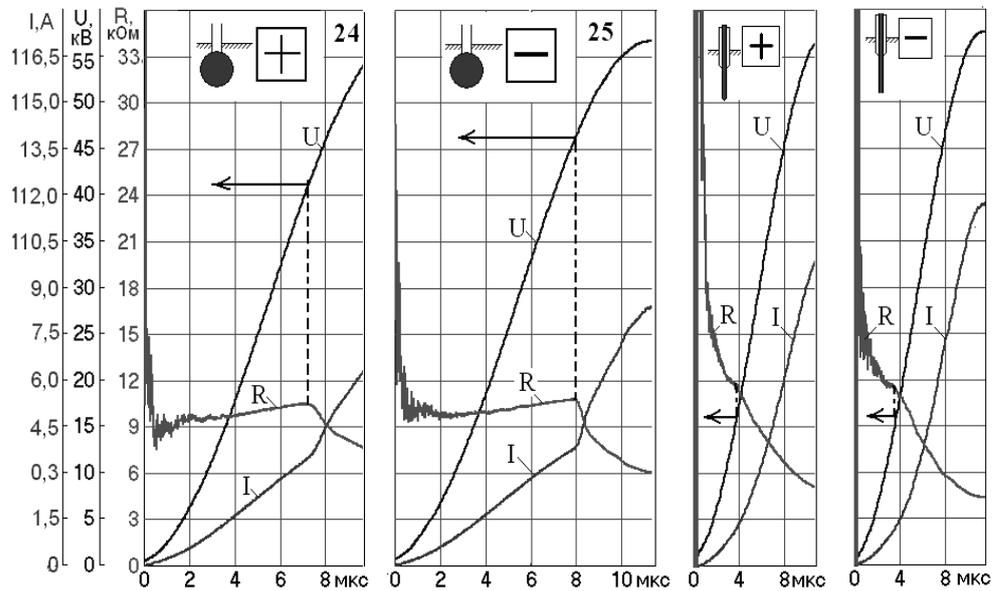


Рис.7. Осциллограммы начала искрообразования для электродов с однородным и неоднородным полем при разных полярностях импульса напряжения

Были проведены также исследования взаимного экранирования электродов в грунте при искрообразовании в грунте.

Явление взаимного экранирования электродов в грунте известно и хорошо изучено [2]. За счет неправильного выбора расстояний между электродами заземлителя его сопротивление может оказаться выше расчетного. Экспериментально показано, что при уменьшении расстояния между электродами их общее сопротивление за счет взаимного экранирования возрастает, но с ростом напряжения и, соответственно, роста зон искрообразования вокруг электродов общее сопротивление соединенных между собой электродов возрастает медленнее.

На рисунке 8 приведены полученные экспериментально значения токов, стекающих в землю через однотипные пары электродов, в зависимости от расстояния между ними, а также расчетные значения их сопротивлений. Точка абсциссы $L = 0$ соответствует одиночному электроду (два электрода как бы слились в один). Рост тока при возрастании L свидетельствует о снижении экранирующего действия электродов друг на друга. Этот рост заметен даже в случаях, когда расстояние между электродами многократно превышает размер электродов и ток возрастает с увеличением напряжения также за счет роста зон искрообразования.

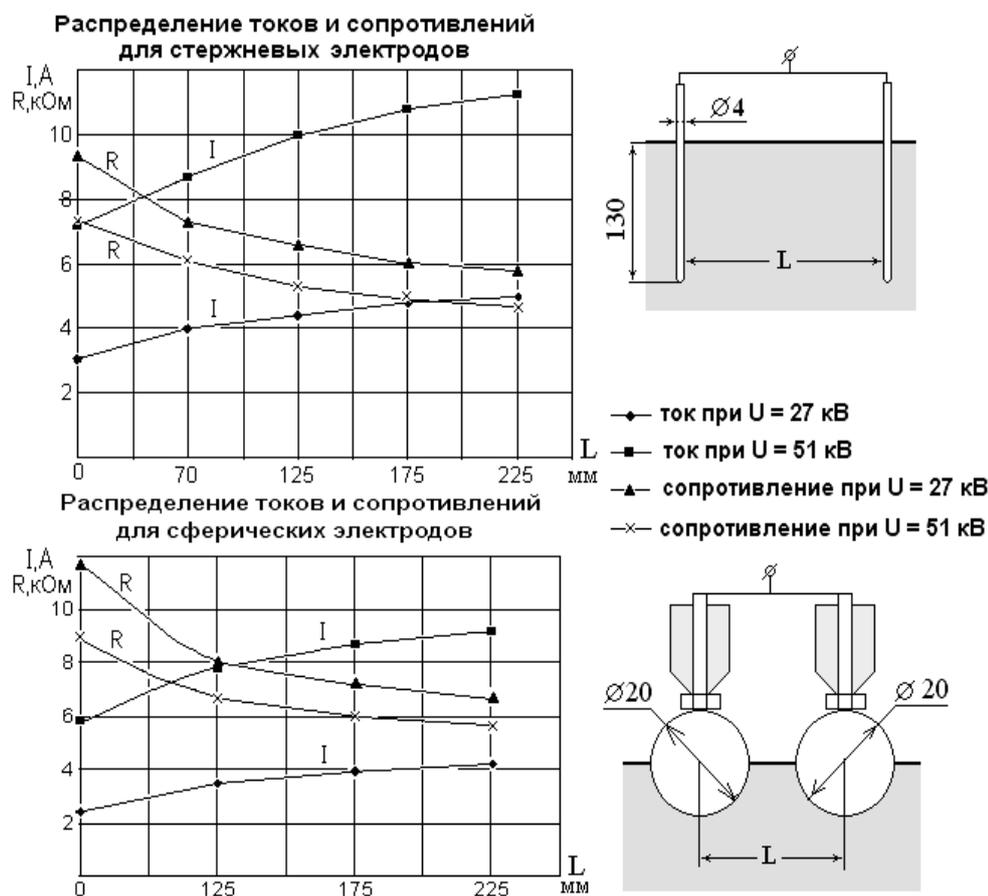


Рис.8. Токи и сопротивления электродных систем в зависимости от расстояния между электродами при наличии искрообразования в грунте

Интересные результаты были получены при выполнении оптических наблюдений процессов искрообразования в грунте. Эксперименты выполнялись с использованием двух типов электродов:

- электрод в виде диска толщиной 3 мм со скругленными краями, наклеенного на стекло (рис.9). В работе [1] представлены результаты аналогичных экспериментов с дисковым электродом из фольги толщиной 0.5 мм;
- протяженный электрод с заостренным концом (рис.10). Целью этих опытов была визуальная оценка распределения искрообразования по длине электрода. Ряд авторов считает, что искрообразование происходит в основном на конце электрода.

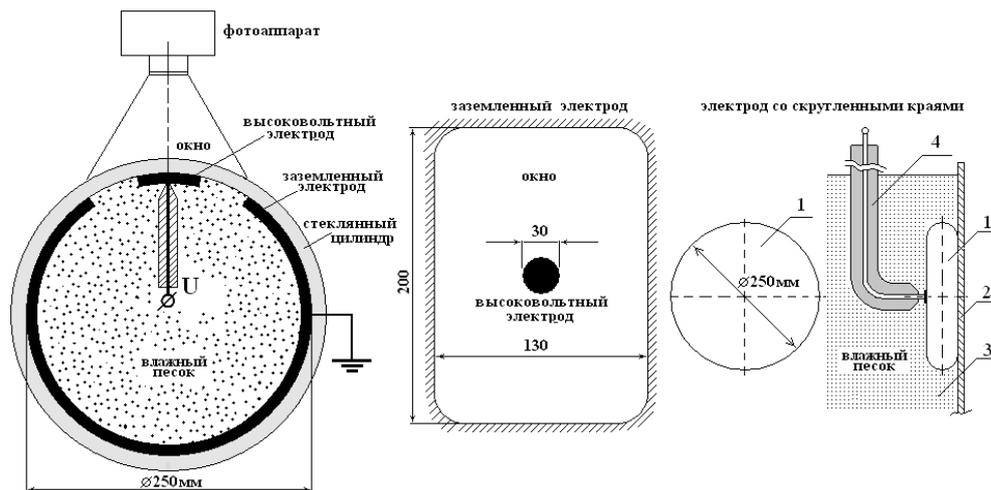


Рис.9. Установка для наблюдения процессов искрообразования в грунте на дисковом электроде

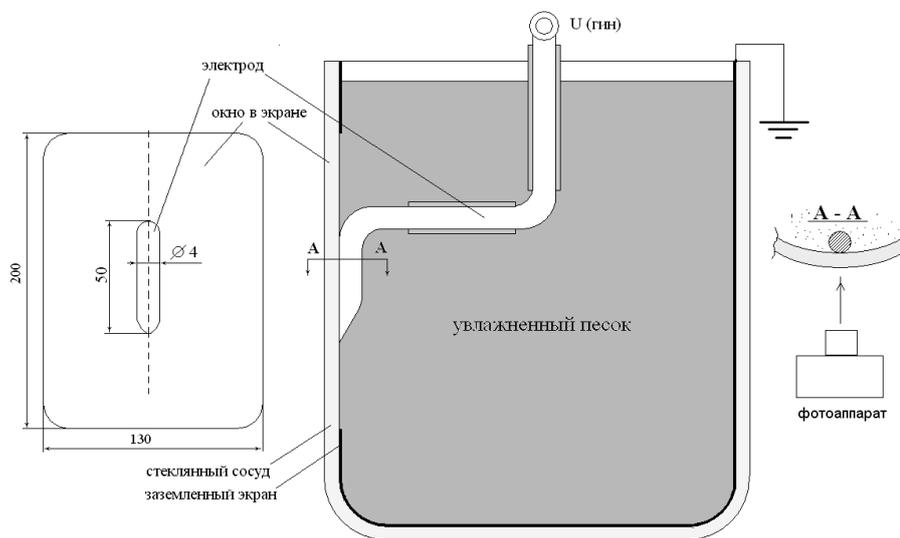


Рис.10. Установка для наблюдения процессов искрообразования в грунте на удлиненном электроде

На рисунке 11 приведены результаты фотографирования зон искрообразования в грунте вокруг дисков: для тонкого электрода (фольга толщиной 0,5 мм) и для утолщенного электрода (3.0 мм) при одинаковом импульсном напряжении (20 кВ).

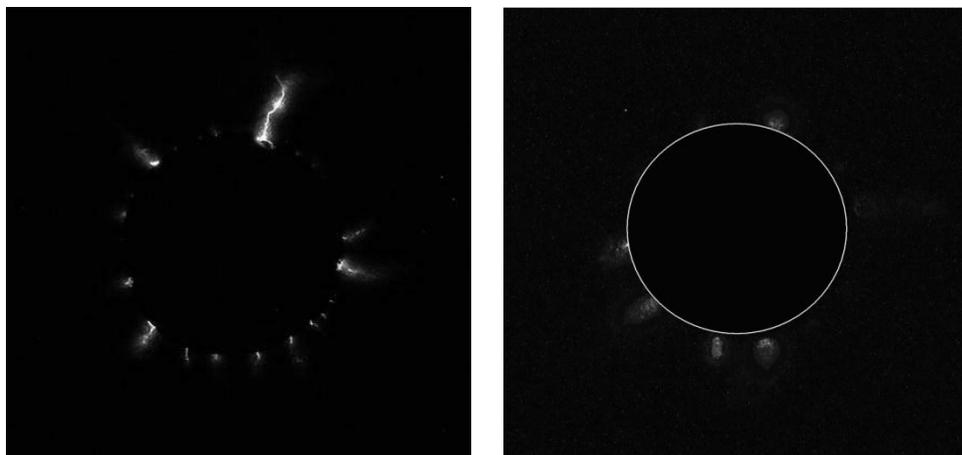
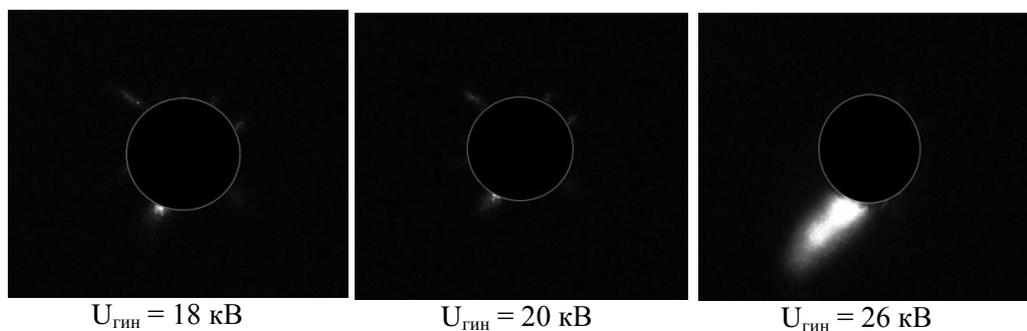


Рис.11. Сравнительные фотографии искрообразования вокруг тонкого и утолщенного дисков при одинаковом импульсном напряжении (20 кВ)

Показано, что на тонком диске характер искрообразования носит стримерный характер вплоть до полного пробоя грунта. На утолщенном электроде стримеры переходят в горячую стадию. Пробой наступает при напряжениях превышающих напряжения пробоя электродов с неоднородным полем (тонких дисков).

Динамика развития факельных зон на толстом диске вплоть до пробоя приведены на рис.12.



$U_{\text{гин}} = 18 \text{ кВ}$

$U_{\text{гин}} = 20 \text{ кВ}$

$U_{\text{гин}} = 26 \text{ кВ}$

Рис.12. Искрообразование, возникающее вокруг утолщенного тонкого диска со скругленными краями (3.0 мм) при различных напряжениях генератора

На рисунке 13 приведена фотография искрообразования вокруг дискового электрода при наложении нескольких импульсов. Показано, что развитие искрообразования может начинаться в любой точке края электрода, нет приоритетной концентрации.

На рисунке 14 приводится осциллограмма процессов на этом электроде. Ток возрастает по мере разогрева искровых каналов. На рисунке 15 приведена зависимость величины сопротивления при максимуме тока (на уровне 12 мкс) от приложенного напряжения. Снижение сопротивления в зависимости от напряжения и возрастания тока и носит плавный характер.

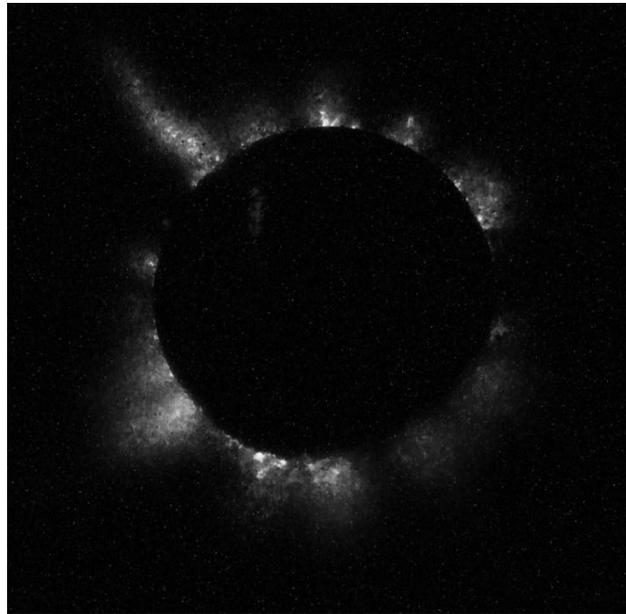


Рис.13. Искрообразование, возникающее вокруг утолщенного тонкого диска со скругленными краями (3.0 мм) при напряжении генератора 21 кВ. Снято при наложении 15 импульсов

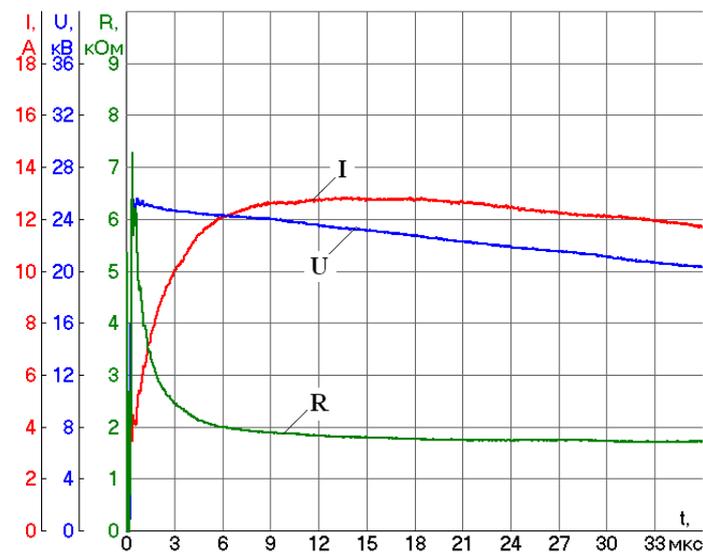


Рис.14. Осциллограммы токов и напряжений на дисковом электроде

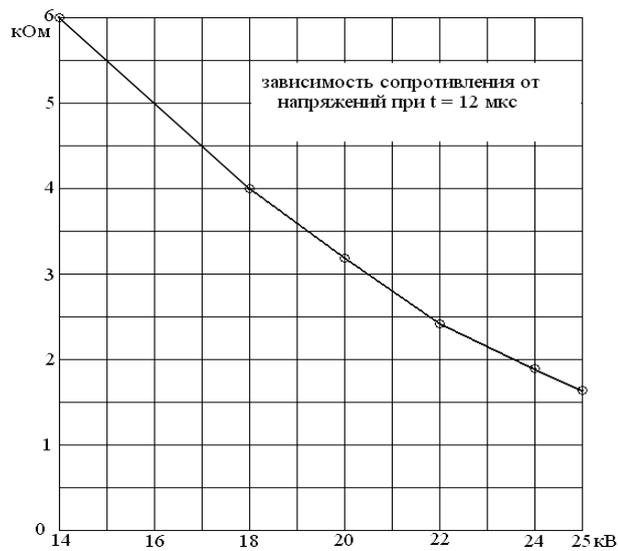


Рис.15. Зависимость импульсного сопротивления дискового электрода от напряжения генератора

На рисунках 16, 17 и 18 приводятся фотографии процессов на удлиненном электроде в зависимости от приложенного напряжения. Показано, что наиболее интенсивно процесс идет у острия электрода. Пробой также начинается с острия. Можно отметить, что процесс искрообразования идет не только у острия, но также и на поверхности электрода по длине и начинается практически одновременно при тех же напряжениях, что и у острия протяженного электрода.

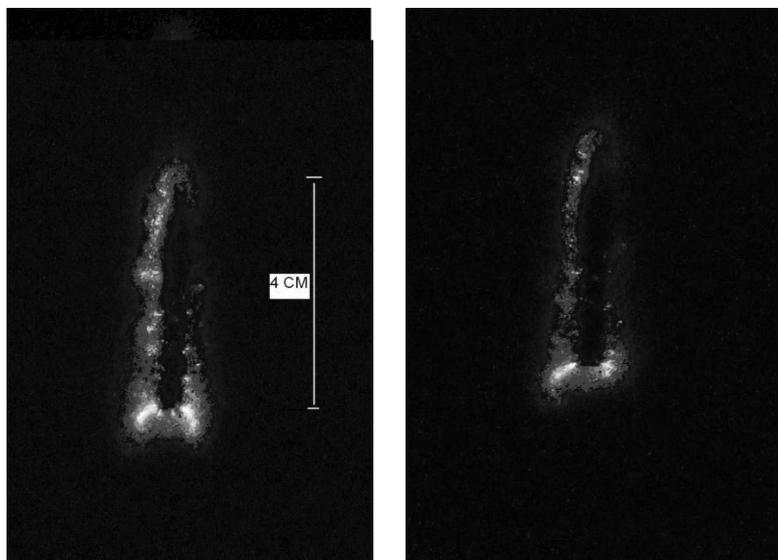


Рис.16. Искрообразование, возникающее вокруг удлиненного электрода при напряжении генератора 12 кВ

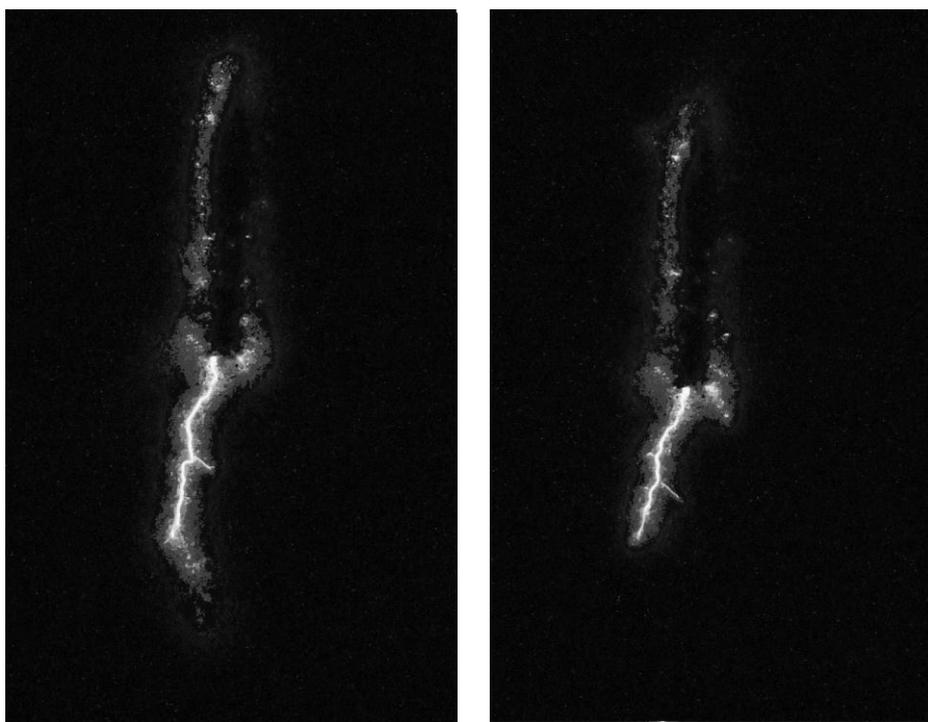


Рис.17. Искрообразование, возникающее вокруг удлиненного электрода при напряжении генератора 18 кВ

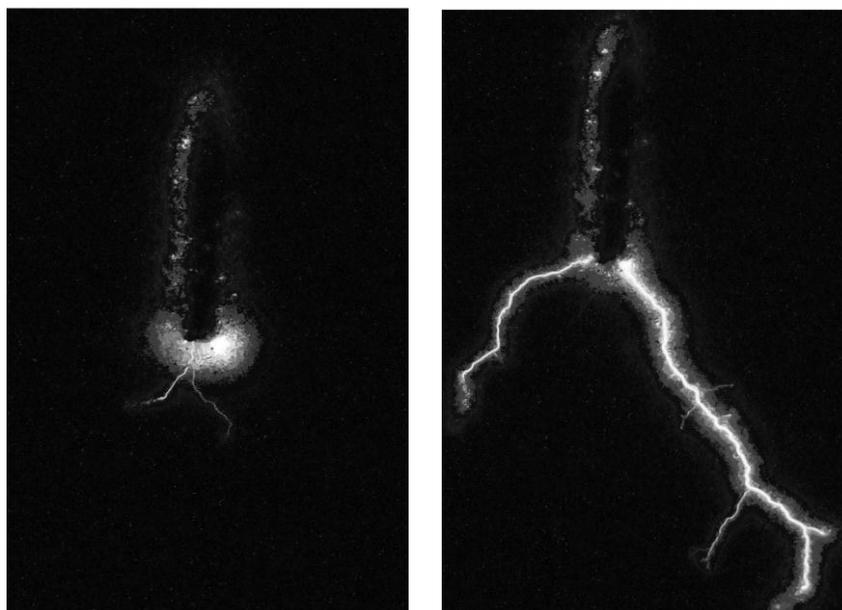


Рис.18. Искрообразование, возникающее вокруг удлиненного электрода при напряжении генератора 24 кВ

Выводы

Приведенные исследования по определению значений напряженностей начала искрообразования в увлажненном грунте показали следующее:

1. Разработана экспериментальная методика сравнительно точного способа определения напряженности начала искрообразования.

2. Величина напряженности начала искрообразования зависит от ряда факторов: конструкции электродной системы, проводимости грунта, которая, в свою очередь, зависит от влажности грунта и его состава. Значения напряженности начала искрообразования лежат в диапазоне 8 – 20 кВ/см.

3. С началом искрообразования сопротивление электродных систем может значительно снизиться, однако у разветвленных систем заземления, где плотности тока малы, это явление не скажется на общем сопротивлении контура заземления.

4. Остается недостаточно исследованным вопрос о снижении локальных импульсных сопротивлений заземлителей при наличии искрообразования. На малых моделях установлено, что процесс расширения искровой зоны крайне медленный и инерционный, это следует из приведенных осциллограмм в [1]. Необходимо уточнить эти данные в опытах на крупномасштабных моделях.

5. Оптические исследования процессов искрообразования показали, что в зависимости от приложенного напряжения, типа и качественных характеристик грунта процесс развивается по-разному. Показано, что при достижении пороговых значений искрообразование начинается на всей поверхности заземленного электрода, при этом взаимное экранирование не наблюдается.

Литература

1. Лабораторные исследования нелинейных входных сопротивлений заземлителей электроэнергетических устройств в условиях высокого удельного сопротивления грунта / А.Н.Данилин, В.Н.Селиванов, П.И.Прокопчук, В.В.Колобов, М.Б. Баранник // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.3: Энергетика. 2011. № 2. С. 39-54.
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, к.т.н.

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

Эл.почта: danilin@ien.kolasc.net.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

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

Эл. почта: finsoft@mail.ru

Бородич Дмитрий Сергеевич,

студент КФ ПетрГУ,

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

УДК 621.311

Д.И.Власко, А.О.Востриков, Ю.М.Невретдинов

ГРОЗОВЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ИЗОЛЯЦИИ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ*

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных регистраций и расчетов импульсных напряжений в нейтрали трансформатора. Выполнены расчеты перенапряжений в нейтрали трансформатора с помощью частотного метода. Показана необходимость учета волновых процессов в обмотке трансформатора. Показан характер зависимости величины перенапряжений от расстояния до точки удара молнии в линию.

Ключевые слова:

подстанция, грозовые перенапряжения, нейтраль трансформатора, эксперимент, частотный метод.

D.I.Vlasko, A.O.Vostrikov, Y.M.Nevretdinov

LIGHTNING OVERVOLTAGES ON TRANSFORMER NEUTRAL ISOLATION

Abstract

The pulse voltages experimental registrations and calculations results at the transformer neutral are presented. The overvoltages calculations at the transformer neutral by means of frequency procedure have been carried out. The wave processes calculation necessity at the transformer winding is shown. The mechanism of overvoltages size dependence on distance to the point of lightning strike point at the power line is shown.

Keywords:

substation, lightning overvoltages, transformer neutral, experiment, frequency method.

В сети 110-220 кВ для обеспечения селективности работы релейной защиты и автоматики выполняется частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов. В частности, в электроэнергетической системе Кольского полуострова в режиме с изолированной нейтралью работают около 60% силовых трансформаторов 110 кВ и около 64% трансформаторов 150 кВ. На изоляции нейтрали могут возникать опасные импульсные и внутренние перенапряжения. Для защиты нейтрали используют вентильные разрядники, которые в настоящее время постепенно заменяются на специализированные ОПН типа ОПНН.

В процессе разработки методов регистрации грозовых перенапряжений на подстанциях, в частности, путем регистрации токов в заземленных нейтралях, рассматривалась возможность проведения регистраций на изолированных нейтралях. С этой целью проведены эксперименты в действующей сети с выводом из работы части РУ 110 кВ подстанции с силовым трансформатором и подключенной ВЛ [1]. Для обеспечения безопасности экспериментов провода ВЛ на противоположном конце заземлены. Для исследований на ВЛ генерировался импульс напряжения (с помощью ГИН). Регистрации напряжений выполнялись на вводах силового трансформатора и в его нейтрали.

Для расчетов перенапряжений в нейтралях силовых трансформаторов частотным методом используются передаточные коэффициенты, т.е. амплитудно-фазочастотные характеристики этих коэффициентов [2]. Общий алгоритм решения включает следующие действия:

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

- разложение в ряд Фурье известного воздействия (напряжение на вводе трансформатора) и известной реакции (напряжения в нейтрали) с получением векторов гармоник;
- определение векторов передаточных коэффициентов в виде отношений векторов гармоник воздействия и реакции;
- разложение в ряд Фурье исходного воздействия, для которого определяется напряжение в нейтрали;
- определение спектра реакции путем перемножения векторов гармоник воздействия и векторов гармоник передаточного коэффициента;
- суммирование гармоник реакции (напряжения в нейтрали) с переводом в функцию времени.

Проверка эффективности частотного метода выполнена путем сопоставления экспериментально полученных реакций силового трансформатора на воздействия разной формы. Эксперименты выполнены на участке действующей сети 110 кВ, выведенной из работы. Участок включал воздушную ЛЭП (ВЛ) длиной 13.2 км, подключенную к части РУ 110 кВ с одним силовым трансформатором, коммутационными аппаратами, трансформаторами тока выключателей и трансформатора, а также трансформатор напряжения и ОПН. Генерирование импульсного напряжения осуществлено от ГИН напряжением до 30 кВ, подключенным к проводу фазы А ВЛ на удалении 2.1 км. Описание участка и характеристика экспериментов дана в [1].

При проведении экспериментов в действующей сети с помощью осциллографа «АКТАКОМ» получены цифровые осциллограммы напряжений на вводах силового трансформатора U_T (воздействия) и на изолированной нейтрали U_H (реакции).

Опыты проведены для вариантов отсутствия защитного аппарата (осциллограммы U_{T1} и U_{H1}) и с подключением модели ОПН-110 (осциллограммы U_{T2} и U_{H2}), по условию экспериментов получены импульсные воздействия различной формы. Соответствующие осциллограммы приведены на рис.1.

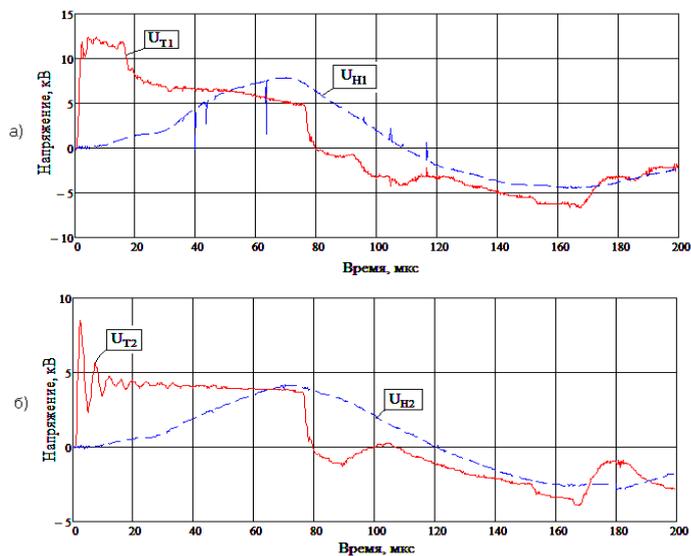


Рис.1. Осциллограммы напряжений на силовом трансформаторе Т-1 (U_{T1} , U_{T2}) и в нейтрали Т-1 (U_{H1} и U_{H2}) по результатам экспериментов в действующей сети: а – опыты без защитного аппарата (U_{T1} и U_{H1}); б – опыты с моделью ОПН (U_{T2} и U_{H2})

На осциллограмме напряжения на силовом трансформаторе U_{T1} (рис.1, а) явно видны отражения от точки подключения ГИН и от противоположного (заземленного) конца ВЛ. Время двойного распространения волны, отраженной от подстанции, до ГИН и обратно составляет около 15 мкс. Время появления на трансформаторе отражения от заземленного конца ВЛ составляет около 76 мкс. Это время соответствует времени распространения волны, отраженной от ГИН в сторону противоположного конца ВЛ, до точки заземления ВЛ и обратно до точки регистрации на трансформаторе. С учетом запаздывания появления волны от ГИН на трансформаторе это время соответствует двойному времени распространения волны от ГИН до противоположного конца ВЛ.

На осциллограмме U_{T2} в опыте с моделью ОПН отчетливо наблюдается только отражение от противоположного конца. Отражение от ГИН накладывается на колебательную составляющую напряжения, которая определяется волновыми процессами на участке от трансформатора до ОПН.

Из приведенных осциллограмм видно, что отражения от точки удара молнии в явном виде не наблюдаются. Соответствующие спектры напряжений в нейтрали трансформатора приведены на рис.2.

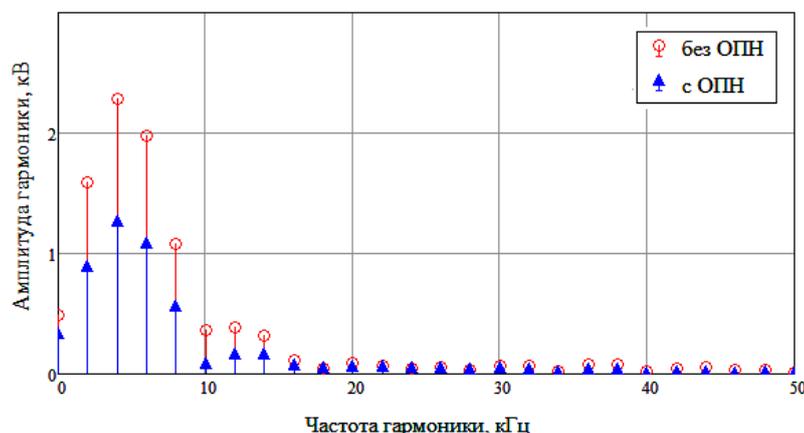


Рис.2. Спектры напряжений на изоляции нейтрали силового трансформатора в экспериментах с моделью ОПН 110 и без защитного аппарата

Из гармонического состава напряжений в нейтрали (рис.2) видно, что гармоники выше 16 кГц практически не влияют на величину напряжения. Расчеты с восстановлением осциллограмм напряжений $U_{H1}(t)$ и $U_{H2}(t)$ по гармоническому составу показали достаточность учета 20 гармоник (частотой до 40 кГц) и возможность ограничения гармоник частотой 30 кГц при оценке характеристик перенапряжений и выявления возможных проявлений отражений от места удара молнии.

По полученным спектрам напряжений (векторы гармоник U_{T1} , U_{H1} , U_{T2} и U_{H2}) определены векторы передаточных коэффициентов для опыта без защитного аппарата $K_{П1}$ и с моделью ОПН $K_{П2}$:

$$K_{П1} = \frac{U_{H1}}{U_{T1}}, \quad K_{П2} = \frac{U_{H2}}{U_{T2}}. \quad 1)$$

Полученные амплитудочастотные и фазочастотные характеристики передаточных коэффициентов $K_{П1}$ и $K_{П2}$ приведены на рис.3.

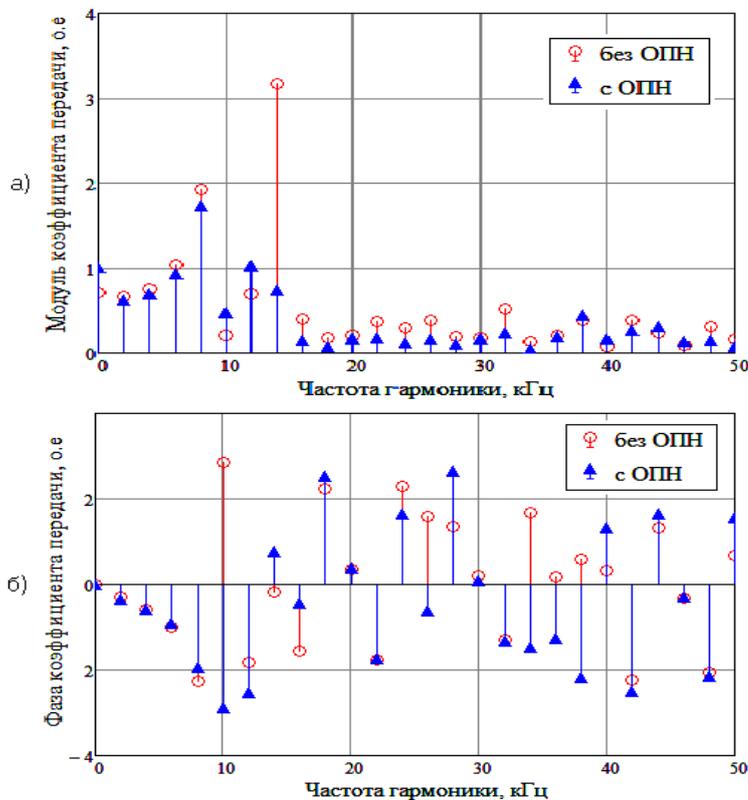


Рис.3. Амплитудочастотные (а) и фазочастотные (б) характеристики передаточных коэффициентов

Как видно из рис.3, гармоники до 8 кГц обоих передаточных коэффициентов имеют одинаковые фазы и примерно одинаковые модули. Начиная с 10 кГц гармоники $K_{П1}$ и $K_{П2}$ существенно различаются по величине и фазам.

Для иллюстрации зависимости спектра передаточных коэффициентов трансформатора на рис.4 приведен спектр отношения модулей $|K_{П1}|$ и $|K_{П2}|$.

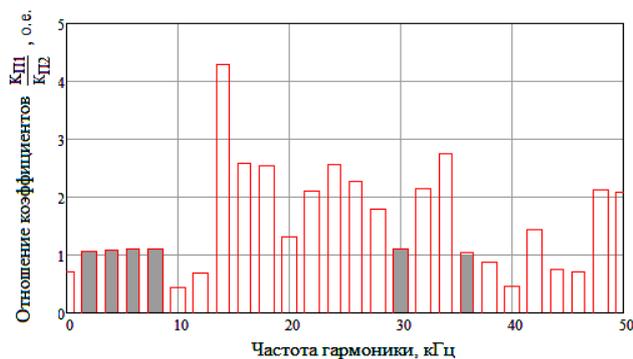


Рис.4. Сопоставление передаточных коэффициентов трансформатора (ввод – нейтраль) для двух вариантов импульсных воздействий (см. рис.1, а и б)

На рисунке 4 выделены гармоники, имеющие практически одинаковые значения для обоих передаточных коэффициентов.

Результат применения ограниченного числа гармоник передаточных коэффициентов до 10 кГц (рис.4) для определения (восстановления) напряжения в нейтрали иллюстрируется сопоставлением восстановленной осциллограммы напряжения в нейтрали с экспериментальной регистрацией для опыта без защитного аппарата. Восстановление гармоник $U_{Н1В}$ и осциллограммы $U_{Н1В}(t)$ выполнено по следующим формулам:

$$U_{Н1В} = U_{Т1} \cdot K_{П2}, \quad 2)$$

$$U_{Н1В}(t) = \sum_{i=0}^{ng} |U_{Н1Вi}| \cdot \cos[2\pi \cdot f_i \cdot t + \arg(U_{Н1Вi})] \quad 3)$$

Ограничение гармоник при восстановлении определяется условием равенства их для коэффициентов $K_{П1}$ и $K_{П2}$. Граница частот преобразований в (3) – $f_{ng} < 10$ кГц – определена из сопоставления спектров $K_{П1}$ и $K_{П2}$ (рис.4). Сопоставление осциллограмм приведено на рис.5.

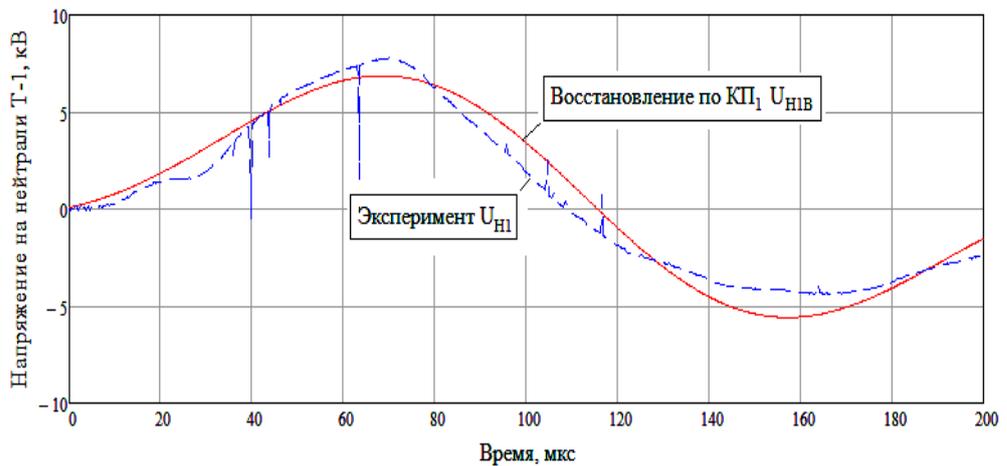


Рис.5. Сопоставление осциллограмм напряжений в нейтрали трансформатора – восстановленной частотным методом с ограничением спектра и экспериментальной в действующей сети

Таким образом, для импульсных воздействий на трансформатор его передаточные коэффициенты в направлении «ввод – нейтраль» существенно зависят от формы воздействий. При этом частотный метод определения реакции по заданному импульсному воздействию может привести к значительной погрешности. Этот факт можно объяснить проявлением волновых свойств обмоток трансформаторов.

Определение перенапряжений в нейтрали трансформаторов при ударах молнии в ВЛ на различном удалении от подстанции выполнено на модели участка сети, приведенной в докладе «Регистрация грозových перенапряжений на подстанции».

Формирование грозových волн, набегающих на подстанцию, выполнено с учетом перекрытий изоляции ВЛ на опорах по обеим сторонам от точки удара молнии в провод.

Расчет перенапряжений в нейтрали выполнен по спектрам перенапряжений на вводах силового трансформатора с учетом выше указанных особенностей частотного метода. Поэтому в расчетах использованы характеристики передаточного коэффициента трансформатора K_{12} , полученного по экспериментальным регистрациям в опытах с моделью ОПН (1). Результаты расчетов для вариантов ударов молнии амплитудой 30 и 60 кА на удалениях 2 и 12 км от подстанции сведены в таблице.

При варьировании условий формирования грозových волн рассмотрено влияние величины сопротивления заземления опор $R_{зи}$, на которых происходит перекрытие изоляции. Для проверки особенностей развития перенапряжений расчеты выполнены для двух типов подстанций: тупиковая с одним трансформатором и одним комплектом ОПН (1 блок), транзитная с двумя силовыми трансформаторами и двумя ВЛ (2 блока с автоматической перемычкой).

Таблица

Грозových перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов

Амплитуда тока молнии	Сопротивление заземления опор ВЛ	Напряжение на нейтрали трансформатора, кВ			
		расстояние до точки удара молнии 2 км		расстояние до точки удара молнии 12 км	
		1 блок	2 блока	1 блок	2 блока
$I_m = 30$ кА	$R_{зи} = 30$ Ом	217.0	209.2	203.0	197.0
	$R_{зи} = 60$ Ом	243.2	219.0	236.0	228.0
	$R_{зи} = 120$ Ом	245.0	227.0	291.0	280.0
$I_m = 60$ кА	$R_{зи} = 30$ Ом	239.7	223.0	244.0	235.0
	$R_{зи} = 60$ Ом	250.3	233.0	302.0	290.0
	$R_{зи} = 120$ Ом	267.0	240.0	357.0	345.5

По результатам расчетов перенапряжений в нейтралях силовых трансформаторов можно выделить следующие особенности:

- наибольшую величину перенапряжения в расчетных случаях достигают через 60-70 мкс после появления грозовой волны;
- перенапряжения превышают величину остающегося напряжения на ОПН, защищающих силовой трансформатор;
- отмечается эффект увеличения перенапряжений в нейтрали трансформатора при удалении точки удара молнии.

Проявление последней особенности усиливается при увеличении амплитуды тока молнии и при увеличении сопротивления заземления опор. Так при токе молнии 60 кА и сопротивлениях заземления опор $R_{зи}$, равных 60 и 12 Ом, амплитуда перенапряжений в нейтрали трансформатора тупиковой подстанции увеличивается до 302 и 357 кВ соответственно (при ударе молнии в ВЛ на удалении 12 км), т.е. на 52 и 90 кВ выше, чем при ударе молнии на удалении 2 км. Этот эффект можно объяснить увеличением тока, ответвляемого от точки удара молнии через провода ВЛ в ОПН подстанции.

Как видно, уменьшение перенапряжений при удалении точки удара молнии имеет неоднозначный характер. Это объясняется изменением скорости нарастания напряжения на изоляции ВЛ и, соответственно, изменением запаздывания ее перекрытий. Значительное увеличение перенапряжений наблюдается при ударах молнии в конце тросового подхода, что объясняется процессами стекания тока молнии через опоры, объединенные грозозащитным тросом. Таким образом, увеличение длины тросового подхода способствует снижению энергии грозовых волн, но не на фронте, а на спаде волны.

Выводы

1. При применении частотного метода для определения реакции трансформаторов на импульсное воздействие следует учитывать, что передаточные коэффициенты трансформатора в направлении «ввод – нейтраль» существенно зависят от формы воздействий. Это может существенно увеличить погрешность расчета формы и величины напряжений.

2. При оценке опасности перенапряжений на изолированных нейтралях силовых трансформаторов необходимо выполнять расчеты со значительным увеличением расчетного времени и учитывать удаление точки удара молнии, конструктивное исполнение участка ВЛ (наличие троса, соединений с другими опорами, с подстанцией и т.п.), а также сопротивление заземления опор и вероятность многократных перекрытий изоляции ВЛ.

Литература

1. Проблемы и перспективы регистрации грозовых перенапряжений в действующей сети / Д.И.Власко, А.О.Востриков, А.П.Домонов, Ю.М.Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.5: Энергетика. 2011. С. 54-64.
2. Перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов 6-220 кВ и методы их ограничения / Ф.Г.Алиев, А.К.Горюнов, А.Н.Евсеев, А.И.Таджибаев, Ф.Х.Халилов. СПб.: Изд. ПЭИПК, 2001. 120 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

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

В.В.Титков, А.В.Косоруков

ВЛИЯНИЕ КОНФИГУРАЦИИ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА НА УРОВЕНЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ВО ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЯХ ПРИ ПОСЛЕДУЮЩИХ УДАРАХ МОЛНИИ

Аннотация

Для обеспечения электромагнитной совместимости на объектах энергетики необходимо уметь оценивать перенапряжения во вторичных цепях, вызванные последующими ударами молнии. Задача расчета электромагнитного поля в этом случае может быть решена с помощью метода конечных разностей во временной области (FDTD-метод). Рассматривается влияние конфигурации заземляющего устройства на перенапряжения во вторичных цепях при последующих ударах молнии.

Ключевые слова:

последующий удар молнии, FDTD-метод, электромагнитная совместимость, заземляющее устройство.

V.V.Titkov, A.V.Kosorukov

EARTHING SYSTEM CONFIGURATION EFFECT ON SURGE IN THE CONTROL CIRCUITS DURING SUBSEQUENT LIGHTNING STRIKES

Abstract

To ensure the electromagnetic compatibility of electrical power facilities it is important to be able to calculate surges in the control circuits during subsequent lightning strikes. Using FDTD-method this problem can be solved. Earthing system configuration effect on surge in the control circuits during subsequent lightning strikes is discussed.

Keywords:

subsequent lightning strike, FDTD-method, electromagnetic compatibility, earthing system.

Удар молнии в систему молниезащиты подстанции может привести к ложной работе микропроцессорных устройств РЗА из-за возникновения перенапряжений во вторичных контрольных КЛ. Вследствие того, что источники данного рода помех (молниеотводы и токоотводы) находятся в непосредственной близости от трасс вторичных КЛ, разработка мер по ограничению импульсных перенапряжений при ударах молнии становится одной из важнейших задач при разработке тома проектной документации раздела «Электромагнитная совместимость».

Согласно стандартам МЭК [1], нашедшим отражение в отечественной нормативной документации [2], импульсы тока молнии описываются выражением (1), параметры которого, в зависимости от класса молниезащиты, приведены в табл.1.

$$i = \frac{I}{k} \cdot \frac{\left(\frac{t}{t_1}\right)^{10}}{1 + \frac{t^{10}}{t_1^{10}}} \cdot e^{-\frac{t}{t_2}} \quad (1)$$

Таблица 1

Нормируемые параметры импульсов тока молнии

Уровень защиты	Первый импульс			Последующий импульс		
	I	II	III-IV	I	II	III-IV
I , кА	200	150	100	50	37,5	25
k	0.93	0.93	0.93	0.993	0.993	0.993
t_1 , мкс	19	19	19	0.454	0.454	0.454
t_2 , мкс	485	485	485	143	143	143

Фронт последующего импульса значительно короче (0.25 мкс), чем у первого импульса (10 мкс). При этом расстояние, проходимое электромагнитной волной от источника за время фронта в воздухе, составит приблизительно 75 м (при скорости 300 м/мкс), а в грунте, для которого величины относительной диэлектрической проницаемости отличаются от единицы [3], оно будет в разы меньшим. Характерный размер ПС 110 кВ и выше с ОРУ – 50 и более метров. Таким образом, при данных параметрах последующего импульса заземляющие устройства указанных ПС будут представлять собой системы с распределенными параметрами, что значительно затрудняет анализ электромагнитных процессов, происходящих в них.

Помимо этого, ПС ЕНЭС представляют собой сложные инфраструктурные объекты, на которых между молниеотводом (источником) и КЛ (приемником) могут располагаться объемные проводящие тела (железобетонные стены и пр.), а грунт может иметь неоднородности как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном.

Указанные особенности делают невозможным применение методов теории цепей при анализе процессов при последующих ударах молнии в систему молниезащиты ПС. Одним из численных методов применяемых для решения уравнений Максвелла в характерных для объектов электроэнергетики условиях является FDTD-метод [4]. В работе этот метод применен для оценки влияния конфигурации заземляющего устройства на величину перенапряжений в КЛ, жилы которых не заземлены вблизи от молниеотвода.

Критерий оценки влияния конфигурации ЗУ на величину перенапряжений.

В качестве критерия оценки влияния конфигурации ЗУ на перенапряжения в КЛ выбрана максимальная за время расчета величина напряженности электрического поля вдоль трассы вторичных цепей, совпадающая с ней по направлению. Данная величина определяет ток помехи на участке КЛ длиной dl , т.е. коррелирует с уровнем перенапряжений. Одновременно, используя данный подход, при сохранении взаимного расположения молниеотвода и КЛ, исключается влияние на результат расчета параметров КЛ, а также характера нагрузки и т.п.

Методика расчета. Расчетная область поделена на кубические ячейки (ячейки Yee) с размером ребра Δ . В серединах граней и ребер ячейки расположены искомые составляющие векторов напряженности магнитного поля H и электрического поля E . Вид ячейки представлен на рис.1. Метод FDTD использует дискретный вид записи уравнений Максвелла:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_x|_{i,j+0,5,k+0,5}^{n+0,5} = C_a E_x|_{i,j+0,5,k+0,5}^{n-0,5} + C_b \left(H_z|_{i,j+1,k+0,5}^n - H_z|_{i,j,k+0,5}^n + H_y|_{i,j+0,5,k}^n - H_y|_{i,j+0,5,k+1}^n \right) \\ E_y|_{i-0,5,j+1,k+0,5}^{n+0,5} = C_a E_y|_{i-0,5,j+1,k+0,5}^{n-0,5} + C_b \left(H_x|_{i-0,5,j,k+1}^n - H_x|_{i-0,5,j,k}^n + H_z|_{i-1,j+1,k+0,5}^n - H_z|_{i,j+1,k+0,5}^n \right) \\ E_z|_{i-0,5,j+0,5,k+1}^{n+0,5} = C_a E_z|_{i-0,5,j+0,5,k+1}^{n-0,5} + C_b \left(H_y|_{i,j+0,5,k+1}^n - H_y|_{i-1,j+0,5,k+1}^n + H_x|_{i-0,5,j,k+1}^n - H_x|_{i-0,5,j+1,k+1}^n \right) \\ H_x|_{i-0,5,j+1,k+1}^{n+1} = H_x|_{i-0,5,j+1,k+1}^n + D_b \left(E_y|_{i-0,5,j+1,k+1,5}^{n+0,5} - E_y|_{i-0,5,j+1,k+0,5}^{n+0,5} + E_z|_{i-0,5,j+0,5,k+1}^{n+0,5} - E_z|_{i-0,5,j+1,5,k+1}^{n+0,5} \right) \\ H_y|_{i,j+0,5,k+1}^{n+1} = H_y|_{i,j+0,5,k+1}^n + D_b \left(E_z|_{i+0,5,j+0,5,k+1}^{n+0,5} - E_z|_{i-0,5,j+0,5,k+1}^{n+0,5} + E_x|_{i,j+0,5,k+0,5}^{n+0,5} - E_x|_{i,j+0,5,5,k+1,5}^{n+0,5} \right) \\ H_z|_{i,j+1,k+0,5}^{n+1} = H_z|_{i,j+1,k+0,5}^n + D_b \left(E_x|_{i,j+1,5,k+0,5}^{n+0,5} - E_x|_{i,j+0,5,k+0,5}^{n+0,5} + E_y|_{i-0,5,j+1,k+0,5}^{n+0,5} - E_y|_{i+0,5,j+1,k+0,5}^{n+0,5} \right) \end{array} \right. \quad (2)$$

В (2) верхний индекс указывает на момент времени в который происходит вычисление, а нижние – на положение вычисляемой величины в пространстве.

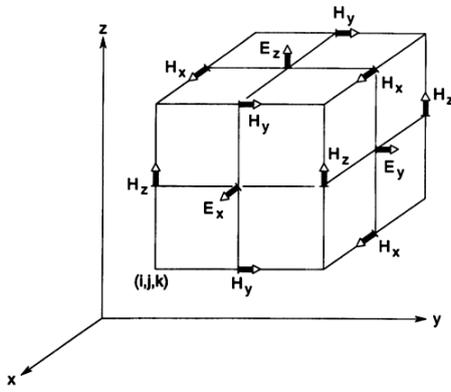


Рис.1. Ячейка Yee

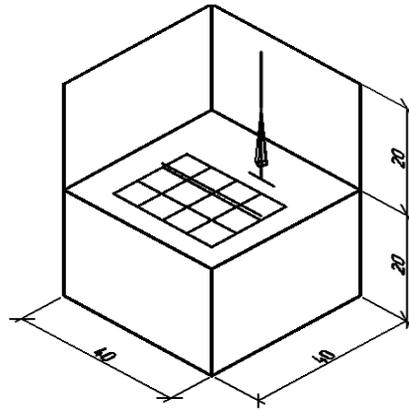


Рис.2. Расчетная область

Константы уравнений Максвелла C_a, C_b и D описывают параметры среды в соответствующей точке пространства:

$$C_a = \left(1 - \frac{\sigma \cdot dt}{2\varepsilon} \right) \left(1 + \frac{\sigma \cdot dt}{2\varepsilon} \right) ; \quad (3)$$

$$C_b = \left(\frac{dt}{\varepsilon\Delta} \right) \left(1 + \frac{\sigma \cdot dt}{2\varepsilon} \right) ; \quad (4)$$

$$D_b = \frac{dt}{\mu\Delta} . \quad (5)$$

Выбор длины ребра зависит от характерных размеров моделируемых объектов. В данном случае шаг расчета принят равным 0.25 м.

Шаг расчета по времени Δt вычислялся из условия устойчивости:

$$\frac{V \cdot dt}{\Delta} \leq \frac{1}{\sqrt{D}} \quad (6)$$

для случая трехмерного пространства ($D=3$) и скорости света V (наибольшая скорость распространения электромагнитной волны в расчетной области, соответствующая воздуху) и составил приблизительно 0.48 нс.

Параметры среды для векторов вокруг заземлителя (проницаемости и проводимости) пересчитывались [5] согласно:

$$\mu' = \mu/m; \quad (7)$$

$$\varepsilon' = \varepsilon \cdot m; \quad (8)$$

$$\sigma' = \sigma \cdot m; \quad (9)$$

$$m = \ln(0.23) / \ln(\Delta/a). \quad (10)$$

В выражении (10) a – эквивалентный радиус заземлителя.

В качестве условий поглощения излучения на границе расчетной области были использованы условия Мура [6], реализация которых хоть и дает большую, чем условия PML (идеально согласованные слои) погрешность, однако требует значительно меньших затрат времени на расчет.

Ток молнии вводится в задачу при помощи жесткого задания циркуляции вектора напряженности магнитного поля H на ребрах одной из ячеек.

Расчетные схемы. Характерный вид расчетной области представлен на рис.2. Мощность слоя грунта равна 20 м. Для упрощения анализа грунт был принят однородным. Относительная диэлектрическая проницаемость грунта была принята равной 3.5.

В расчетной области располагается молниеотвод, моделируемый вертикальной проводящей структурой с заданной плотностью тока, удовлетворяющей параметрам последующего импульса молнии. Источник тока молнии находился на высоте 17 м над уровнем грунта. В грунте на глубине 0.7 м располагается сеть горизонтального заземлителя. Над одним из ее заземлителей проходит трасса КЛ, находящаяся над поверхностью земли на высоте 0.2 м.

На рисунке 3 представлены зависимости величины максимальной напряженности электрического поля E вдоль трассы КЛ от удельного сопротивления грунта для различных схем ЗУ в случае обособленно заземленного молниеотвода. Обособленное заземление используют для молниеотводов на периферии подстанции, для них же характерно взаимное расположение трассы КЛ и молниеотвода, приведенное на рис.2. Минимальное расстояние между КЛ и молниеотводом в плане составляло 10 м. В зависимости от расчетного случая изменялась конфигурация заземлителей, взаимное расположение КЛ и молниеотвода оставалось постоянным. В таблице 2 описаны рассмотренные конфигурации заземляющего устройства.

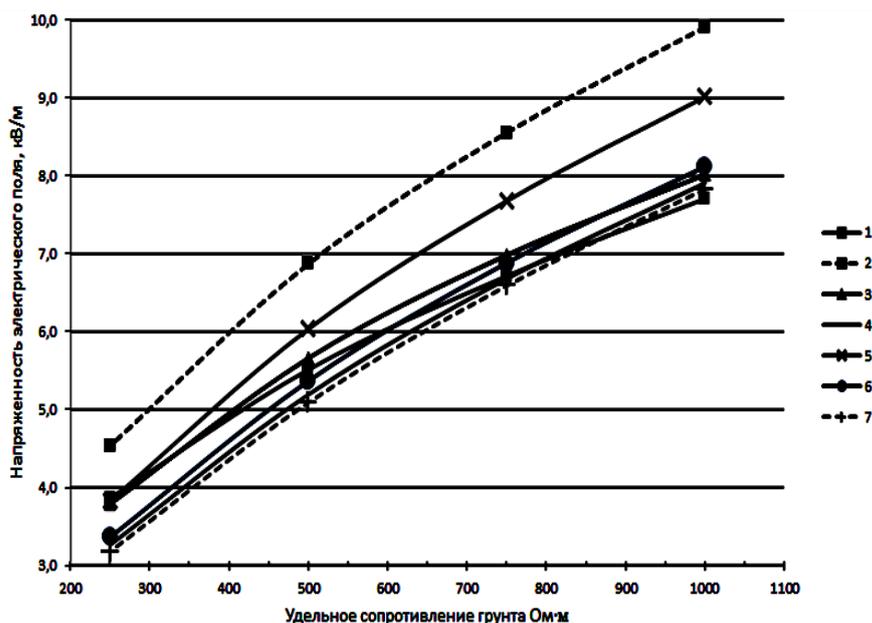


Рис.3. Зависимости величины максимальной напряженности электрического поля E от удельного сопротивления грунта

Таблица 2

Расчетные схемы

№	Описание схемы
1	Заземляющее устройство под КЛ отсутствует. В расчетной области находится молниеотвод и КЛ
2	Параллельно КЛ, под ней проложен горизонтальный заземлитель на глубине 0.2 м
3	В районе КЛ располагается сетка горизонтального заземлителя с шагом 5 м на глубине 0.7 м (аналогично схеме на рис.2)
4	В районе КЛ располагается сетка горизонтального заземлителя с шагом 5 м, с которой соединен дополнительный заземлитель, проложенный под КЛ, параллельно ей на глубине 0.2 м, который присоединен к сетке ЗУ в двух точках при расстоянии 30 м между ними
5	Аналогично случаю № 4, но дополнительных заземлителей, параллельных КЛ, два. Расстояние между ними – 1 м, КЛ располагается в плане посередине между ними (рис.4)
6	Аналогично схеме № 4, но дополнительный горизонтальный заземлитель присоединен к сетке ЗУ с шагом 5 м
7	Аналогично схеме №4, но дополнительный горизонтальный заземлитель присоединен к сетке ЗУ с шагом 5 м, а в месте присоединения установлен вертикальный заземлитель длиной 3 м

На рисунке 5 представлены результаты расчета для схем № 3 и 6 в случае присоединения молниеотвода к сетке горизонтального заземлителя.

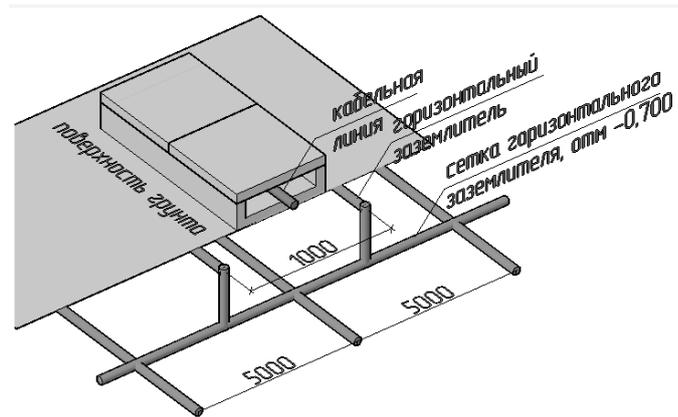


Рис.4. Конфигурация ЗУ для схемы № 5

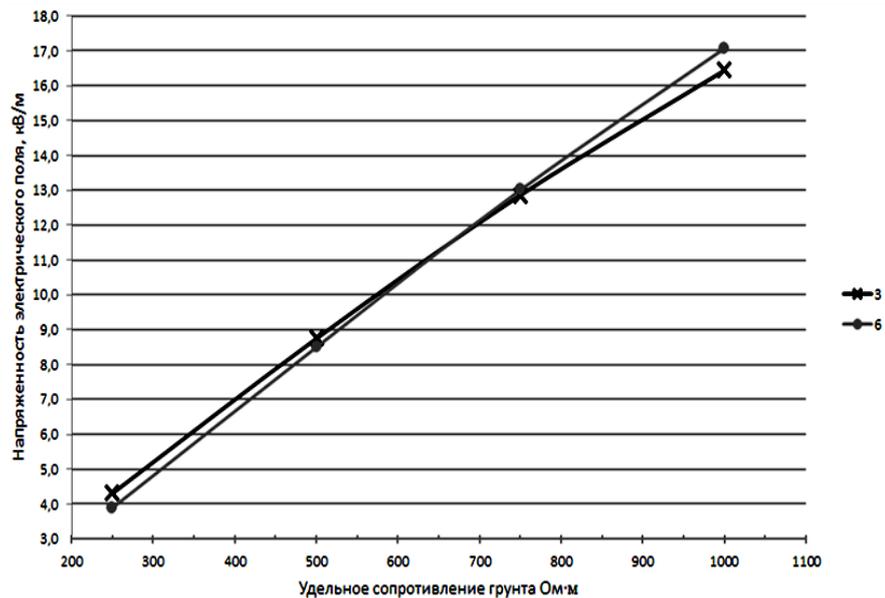


Рис.5. Зависимости величины максимальной напряженности электрического поля E от удельного сопротивления грунта для схем № 3 и 6 в случае присоединения молниеотвода к сетке горизонтального заземлителя

Анализ результатов расчетов

1. При высоком удельном сопротивлении грунта все схемы, кроме № 2 и 5, дают приблизительно одинаковые результаты. Таким образом, следует реализовывать ту, при которой объем работ и расход материалов наименьший (с учетом необходимости выполнения других требований к ЗУ).

2. При низком удельном сопротивлении грунта (менее 300 Ом·м), предпочтительнее схемы № 6 и 7.

3. Величина помехи определяется соотношением объема проводящего материала «вблизи от КЛ» и проводников ЗУ, обеспечивающих отвод тока молнии в грунт. Чем больше проводящего материала около КЛ по отношению к объему материала в грунте, тем выше оказалось напряжение помехи.

4. Применение двух «экранирующих» горизонтальных заземлителей, проложенных вдоль трассы КЛ с целью снижения импульсных помех, выглядит неудачным проектным решением для защиты от воздействий последующих ударов молнии. Тем не менее, необходимо отметить, что указанная методика не позволяет распространить данный вывод на проводники системы уравнивания потенциалов, расположенные непосредственно в кабельном сооружении, так как в этом случае необходимо проводить расчет с помощью методов конечных разностей с шагом сетки меньшим, чем диаметры проводников, что сделает невозможным моделирование всего ЗУ. Также исследования экранирующих свойств протяженных, заземленных проводящих конструкций внутри кабельного сооружения, целесообразно производить экспериментальными методами при помощи источников большой мощности.

5. В случае присоединения молниеотвода к ЗУ напряженность электрического поля вблизи от КЛ при удельном сопротивлении грунта, превышающем 500 Ом·м, оказывается значительно более высокой. Для выполнения условий ЭМС следует избегать присоединения молниеотводов к ЗУ.

Литература

1. IEC 62305-1 Protection against lightning. Part 1: General principles.
2. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. Введ. 2008-04-21.
3. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений РД 153-34.3-35.125-99 / под ред. Н.Н.Тиходеева. 2-е изд. СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
4. Куклин Д.В. Расчет переходного сопротивления заземлителей энергетических устройств // Труды Кольского научного центра РАН. Вып. 3: Энергетика. 2011.
5. An improved arbitrary-radius-wire representation for FDTD electromagnetic and surge calculations / Y.Taniguchi, Y.Baba, N.Nagaoka, A.Ametani // International Conference on Power Systems Transients (IPST2009). Kyoto, Japan.
6. Taflove A., Hagness S.C. Computational electrodynamics: The Finite-Difference Time-Domain Method. 2nd ed. Boston: Artech House Publishers, 2000. 852 p.

Сведения об авторах

Титков Василий Васильевич,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н.
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Косоруков Антон Владимирович,

аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Тел. +79052770528, эл. почта: kosorukov_anton@inbox.ru

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

СХЕМЫ И ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ТРЕМЯ ВЗАИМОСВЯЗАННЫМИ ТРЕХФАЗНЫМИ ПОДСИСТЕМАМИ

Аннотация

Предложены новые принципы построения систем электроснабжения с глубоким ограничением токов короткого замыкания на базе создания трехфазных подсистем для подключения электроприемников. Применение в этих схемах токоограничивающих устройств позволяет в установившихся режимах выравнять загрузки источников питания и обеспечивает высокое качество электроэнергии у потребителей.

Ключевые слова:

система электроснабжения, короткое замыкание, токоограничивающее устройство, обмотки трансформаторов, связанные подсистемы.

A.E.Veselov, V.V.Yaroshevich, E.A.Tokareva, G.P.Fastiy

SCHEMES AND THE BASIC PROPERTIES OF ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS WITH THREE INTERCONNECTED THREE-PHASE SUBSYSTEMS

Abstract

There have been proposed the new principles of power supply systems construction with a deep short-circuit current limitation based on three-phase subsystems to connect power consumers. Application of current-limiting device in these schemes allows to level the loading of power supplies in a steady state and provides high quality electric power for consumers.

Keywords:

power system, short circuit, current-limiting device, transformer windings, connected subsystems.

Новая идея построения систем электроснабжения (СЭ) с малыми уровнями токов короткого замыкания (КЗ) предложена в [1, 2]. Для ее реализации в энергосистеме следует выделить три находящихся в синхронизме источника питания, например, генераторы, трансформаторы или их отдельные группы, а для подключения трехфазных электроприемников образуются три трехфазные подсистемы, фазы которых принадлежат к различным источникам питания. При получающемся в данном случае «перепутывании» фаз в подсистемах возникающие КЗ либо не сопровождаются ростом токов (сети с изолированной нейтралью 6-10 и 35 кВ), либо имеют только характер менее опасных однофазных замыканий (сети 0,4, 110 кВ и выше).

Схема на рис.1 иллюстрирует принцип построения такой СЭ. Она содержит три источника питания (ИП) и три подсистемы (ПС) с соответствующими нагрузками S_H . Фазы «А₁», «В₁» и «С₁» в ПС₁ соединены соответственно с фазой «А₁» ИП₁, фазой «В₃» ИП₃ и фазой «С₂» ИП₂. По такому же принципу присоединяются шины ПС₂ и ПС₃. Условно показано соединение фаз ИП в звезду. При рассмотрении режимов сети с глухозаземленной нейтралью ключ К замыкается.

При одинаковых трехфазных нагрузках подсистем имеем симметричные режимы с одинаковыми токами фаз во всех ИП и ПС. Неравномерность нагрузок ($S_{H1} \neq S_{H2} \neq S_{H3}$) вызывает нежелательную несимметрию токов ИП и напряжений на шинах ПС. Для устранения указанных негативных явлений можно в нормальном режиме соединить соответствующие фазы шин трех подсистем ПС с помощью токоограничивающих устройств (ТОУ) (показаны на рис.1 пунктиром), проходная мощность которых рассчитана только на относительно небольшие уравнивательные токи.

Токоограничивающие устройства выравняют загрузки ИП и обеспечивают высокое качество напряжения за счет их параллельной работы.

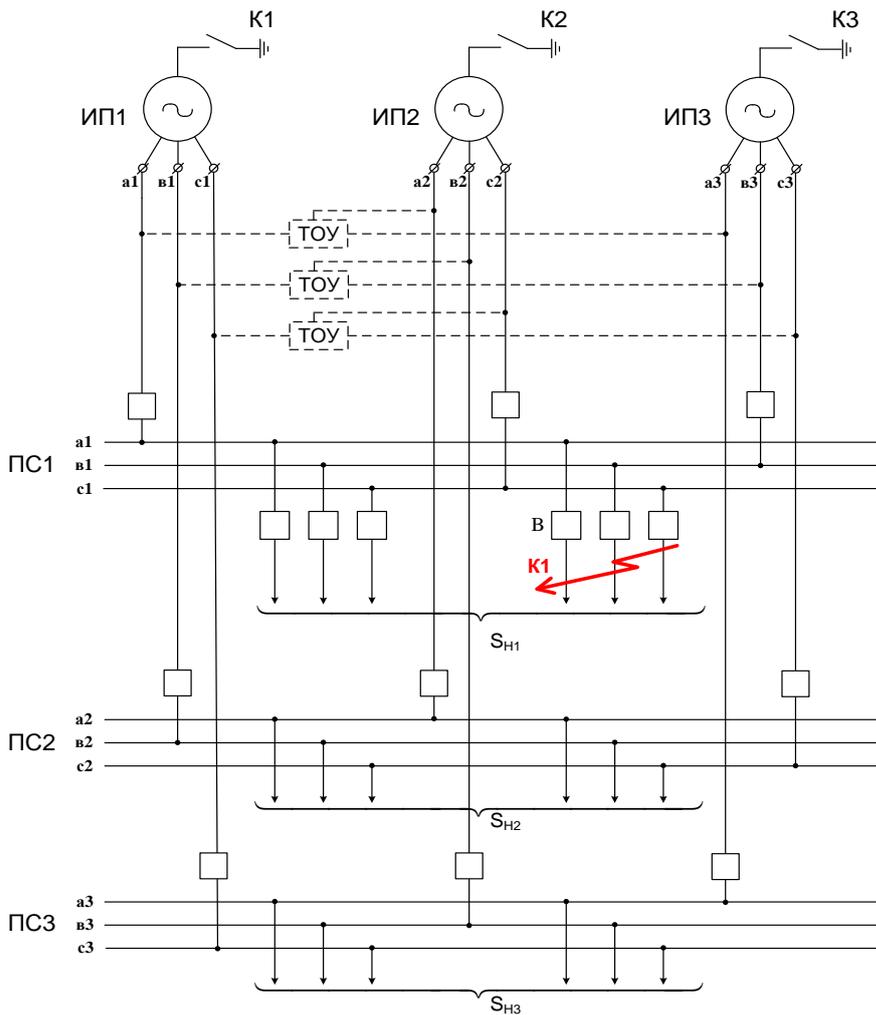


Рис.1. Принципы построения системы электроснабжения с подсистемами

Рассмотрим для сети с заземленной нейтралью аварийный режим трехфазного короткого замыкания на землю на присоединении к шинам ПС₁ за выключателем В. После срабатывания ТОУ и обесточивания тем самым всех связей шин ПС (при использовании ТОУ реакторно-тиристорного типа – РТУ[1] – это произойдет примерно через 0.01с после возникновения КЗ) величины аварийных токов резко изменяются. Для каждого из ИП трехфазное КЗ переходит в однофазное, когда токи обычно снижаются, и имеется набор относительно недорогих мероприятий по их дополнительному уменьшению за счет принудительного изменения сопротивления «нулевой» последовательности [3]. На шинах неаварийных подсистем ПС₂ и ПС₃ при этом сохраняется близкое к номинальному напряжение на всех фазах. После ликвидации аварии (отключен выключатель В) восстанавливается напряжение на шинах ПС₁, а после замыкания связей подсистем через ТОУ система возвращается в нормальное состояние.

В сети с изолированной нейтралью токи в месте КЗ после срабатывания ТОУ не превышают трехкратного номинального тока нагрузки одной подсистемы. Однако в аварийных режимах будет увеличиваться напряжение на шинах неаварийных ПС при сохранении его симметрии по фазам. Наибольшее повышение напряжения возникает при слабой загрузке подсистемы, когда его величина достигает в пределе $\sqrt{3}U_{ном}$. На рисунке 2 представлена диаграмма, показывающая векторы фазных и линейных напряжений ПС в нормальном режиме (сплошные линии) и в аварийном режиме при КЗ на шинах ПС (пунктирные линии).

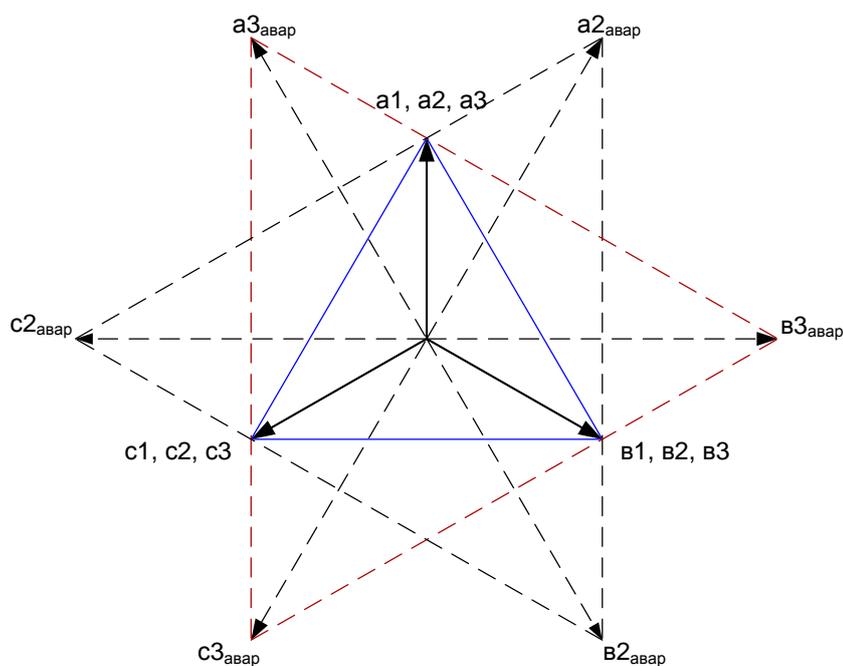


Рис.2. Векторная диаграмма напряжений в нормальном и аварийном режимах

Помимо роста напряжений наблюдается их сдвиг по фазе на (-30) электрических градусов в ПС₂ и на $(+30^\circ)$ в ПС₃. Нежелательность таких перенапряжений требует ограничения длительности КЗ, например, за счет применения в качестве коммутационной аппаратуры тиристорных или быстродействующих вакуумных выключателей. В [4, 5] также показана эффективность использования для этих целей ТОУ, полностью разрывающих связи шин подсистем в аварийном режиме, благодаря чему удается достичь компромисса между ростом напряжений и токов КЗ в аварийном режиме.

Таким образом, в СЭ по рис.1 с тремя взаимосвязанными подсистемами удается достичь сверхглубокого ограничения токов КЗ. Однако при наличии ТОУ в первый период существования КЗ до окончания процесса токоограничения наблюдаются повышенные уровни ударных токов КЗ из-за подпитки по цепям этих ТОУ. Это свойство, присущее всем типам СЭ с междушинными ТОУ, должно компенсироваться применением токоограничителей с улучшенными токоограничивающими характеристиками, например, на базе бесконтактной техники или быстродействующих предохранителей.

Приведем конкретные варианты реализации рассмотренной идеи построения системы распределения электрической энергии. Для этого необходимо иметь три примерно одинаковой мощности трехфазных источника, причем желательно, чтобы они представляли собой единый блок, поскольку при этом легче решаются вопросы обеспечения надежности и качества электроснабжения.

В СЭ с изолированной нейтралью, показанной на рис.3, реализован данный принцип построения путем специального подключения трех трансформаторов к трем секциям сборных шин. Здесь может быть использован и один понижающий четырехобмоточный трансформатор с тремя расщепленными обмотками НН. Возможный вариант конструкции данного трансформатора, обеспечивающего равенство взаимных индуктивных сопротивлений между обмотками НН и ВН, приведен в [4].

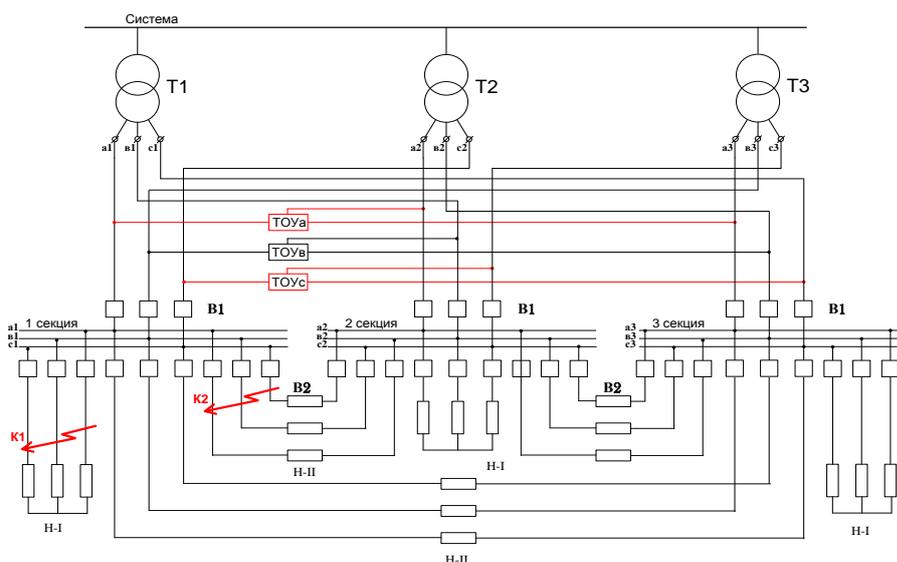


Рис.3. Схема СЭ со специальным подключением трансформаторов к секциям сборных шин

Обмотки НН трансформаторов могут быть соединены как в треугольник, так и в звезду, а ТОУ подключены непосредственно между секциями сборных шин, либо, как показано на рис.3, до выключателей в цепи питания секций. Последнее предпочтительнее, поскольку позволяет при отключении одной из секций сохранить параллельную работу оставшихся электроприемников. В качестве ТОУ на три присоединения может быть, например, использовано реакторно-тиристорное устройство.

Нагрузки в рассматриваемой СЭ могут подключаться, как обычно, к секциям сборных шин с возможно более точным распределением между ними с целью снижения перетока в нормальном режиме через ТОУ. Эти нагрузки на рис.3 обозначены как Н-1. В СЭ с одинаковыми нагрузками секций в использовании ТОУ нет необходимости. Может быть также применен принцип подключения некоторых трехфазных электроприемников (понижающих трансформаторов, двигателей) двумя трехфазными линиями непосредственно на линейное напряжение питающих трансформаторов (нагрузки Н-2). Нетрудно убедиться, что на этих нагрузках в течение всего процесса КЗ на любой из секций шин (точки К₁ и К₂) будет сохраняться практически номинальное напряжение.

Другим направлением реализации рассматриваемой идеи построения СЭ является выполнение пересоединения фазных обмоток трех трансформаторов так, чтобы фазные напряжения на каждом из трех трехфазных внешних выводов для присоединения к распределительным секциям шин создавались различными источниками питания. На рисунке 4 показана возможная схема переключения обмоток трансформатора, соединенных в треугольник. Схему конструктивно удобно выполнять на трансформаторах с тремя расщепленными обмотками НН, поскольку в этом случае все соединения между обмотками можно сделать внутри бака. Система электроснабжения по рис.4 обладает всеми рассмотренными выше характеристиками.

Для фазных обмоток НН трансформаторов, выполненных для соединения в звезду, требуемое их объединение в три трехфазные соединения может быть осуществлено путем образования трех нейтралей из обмоток, принадлежащих различным трансформаторам или различным трехфазным расщепленным обмоткам четырехобмоточного трансформатора (рис.5). Включение ТОУ на выводах источника питания здесь позволяет, с одной стороны, обеспечить равномерную загрузку всех обмоток трансформаторов в нормальном режиме и, с другой стороны, повышенную мощность системы за счет параллельной работы трансформаторов. Характеристики схем (рисунки 4 и 5) в нормальном и аварийном режимах при одинаковой мощности понижающих трансформаторов идентичны.

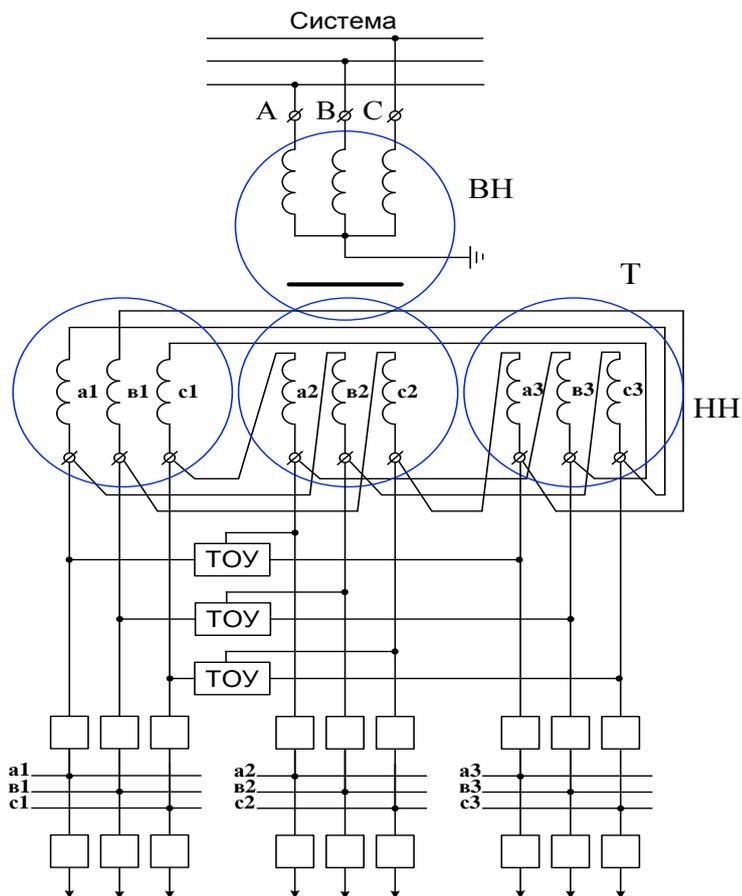


Рис.4. Схема реализации СЭ с тремя трехфазными подсистемами

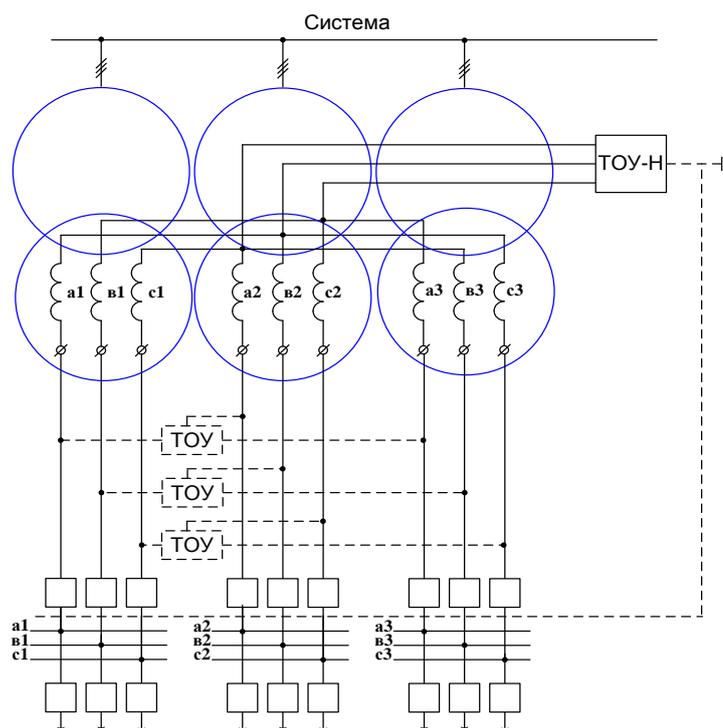


Рис.5. Вариант реализации соединения обмоток трансформаторов в звезду

Снижения затрат на ТОУ можно достичь при их установке со стороны нейтралей обмоток (см. ТОУ-Н на рис.5). В нормальном режиме нейтрали соединяются и образуется СЭ с раздельной работой трех секций сборных шин. Поэтому при большом значении коэффициента расщепления обмоток трансформатора (индуктивное сопротивление рассеяния трансформатора сосредоточено в обмотках низкого напряжения) в схеме с ТОУ-Н, по сравнению со случаем применения ТОУ на выводах, мощность КЗ на распределительных шинах снижается в пределе в 3 раза (увеличиваются колебания и отклонения напряжения при переменных графиках нагрузки). При равенстве нагрузок секций переток через ТОУ-Н отсутствует. При неравенстве нагрузок ТОУ-Н обеспечивает выравнивание токов в соответствующих обмотках. Номинальный ток, на который следует рассчитывать такое ТОУ, не превышает номинального тока одной секции.

Если применяется ТОУ-Н, обеспечивающее при КЗ в распределительной сети разрыв нейтралей источников питания (например, типа РТУ), то ЭДС в цепи КЗ увеличивается в $\sqrt{3}$ раз, но одновременно в цепь последовательно включаются нагрузки неаварийных секций – имеем рассматривавшийся режим глубокого ограничения аварийных токов и повышения напряжения на неаварийных нагрузках. Поэтому желательно применять ТОУ-Н, неполностью разрывающие нейтрали обмоток, и сокращать длительность аварии за счет быстрого отключения аварийной секции [6].

Схема СЭ в соответствии с рис.5 может быть осуществлена и для четырехпроводной сети 0.38 (0.66) кВ. Подключение нейтрального провода к РТУ-Н показано пунктиром.

Схемы на рисунках 3-5 иллюстрируют новый принцип построения СЭ промышленных предприятий, когда из-за неизбежной неравномерности распределения нагрузок по секциям необходимо применять ТОУ. Резкого упрощения и удешевления СЭ можно достичь в тех случаях, когда обеспечивается принципиально одинаковая загрузка трех источников питания без использования ТОУ. Это возможно, например, при построении схемы выдачи мощности от генераторов электрических станций через повышающие трансформаторы. На рисунке 6 изображена схема блока «генератор – трансформатор», содержащая генератор с тремя синфазными статорными обмотками, каждая из которых порознь соединена в звезду и подключена к трем одинаковым трансформаторам (одному трансформатору с тремя расщепленными обмотками НН), работающим на общие шины ВН.

Обмотки НН трансформатора соединены в соответствии со схемой на рис.4. В результате такого построения схемы блока достигается многократное уменьшение уровней токов КЗ на генераторном напряжении, которые при традиционном выполнении блока приводят к появлению предельно опасных аварийных токов в обмотках как трансформатора, так и генератора. Действительно, при КЗ в точке K_1 подпитка тока со стороны энергосистемы через трансформатор практически отсутствует, резко уменьшаются также токи КЗ генератора. Ликвидация такой аварии требует, как и обычно, отключения всего блока и гашения поля генератора.

Осуществление схем блоков в соответствии с рис.6 вполне реально, поскольку современные мощные генераторы выполняются с несколькими параллельными обмотками на статоре, в частности, и с числом, кратным трем.

Качественно новые свойства появляются в схеме блока, приведенной на рис.7. Соединение обмоток генератора и трансформатора выполнено так, что образованы три гальванически несвязанные трехфазные подсистемы.

Например, одну из таких подсистем образуют соединенные в треугольник фазы a_1, b_2, c_3 обмоток трансформатора и соединенные в звезду фазы a_1, b_2, c_3 обмоток генератора.

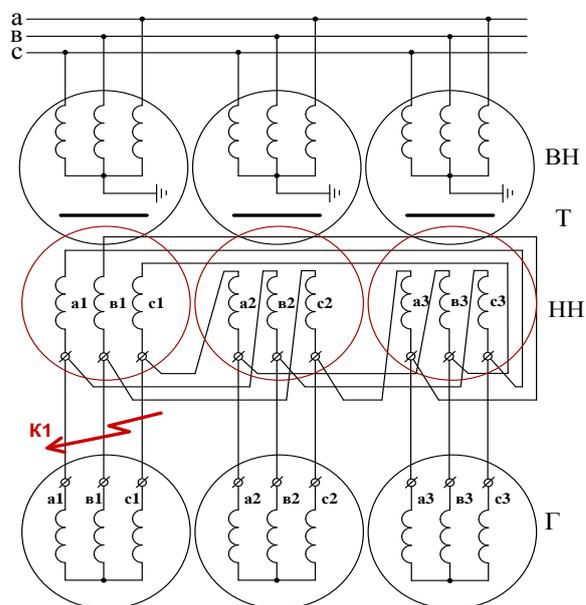


Рис.6. Схема блока «генератор – трансформатор» со специальным соединением обмоток трансформатора

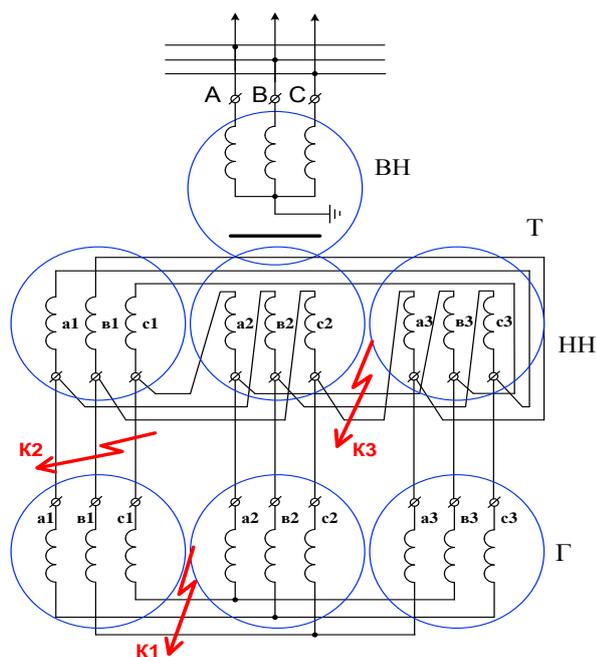


Рис.7. Схема блока «генератор – трансформатор» со специальным соединением обмоток генератора и трансформатора

В нормальном режиме здесь также наблюдается одинаковая нагрузка фазных обмоток трансформатора и генератора, присущая обычной схеме соединения обмоток генератора в звезду и обмоток НН трансформатора в треугольник. Выполненная перестановка обмоток на генераторе и трансформаторе позволяет в данном случае исключить появление токов КЗ на генераторном напряжении. При трехфазном КЗ, например в точках K_1 , K_2 и K_3 , возникает лишь режим с однофазным замыканием в каждой из изолированных друг от друга подсистем. Наблюдающееся при таких КЗ повышение в $\sqrt{3}$ раз потенциала на неаварийных обмотках генератора и трансформатора не опасно.

Представляется, что приведенные в настоящей статье примеры построения СЭ не исчерпывают всего возможного многообразия применений предложенной идеи глубокого ограничения токов КЗ. Она может быть использована в сложных схемах мощных преобразователей, двигателей, электроприводе и других объектах.

Литература

1. А. с. 920956 СССР, МКИ³ Н 02 j 3/00. Устройство для распределения электрической энергии переменным током / Л.А.Кучумов, А.И.Баташов (СССР). № 2913596/24-07; заявл. 21.04.80; опубл. 15.04.82, Бюл. № 14. 8 с.
2. А. с. 963124 СССР, МКИ³ Н 02 j 3/00. Устройство для электроснабжения / Л.А.Кучумов, А.И.Баташов (СССР). № 2951023/24-07, 2947373/24-07, 2951030/24-07; заявл. 30.06.80; опубл. 30.09.82, Бюл. № 36. 16 с.
3. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М.: Энергия, 1978. 152 с.
4. Баташов А.И. Исследование и разработка систем электроснабжения с глубоким ограничением токов короткого замыкания: автореф. канд. дис. Л., 1981. 16 с.

5. Кучумов Л.А., Баташов А.И. О возможности глубокого ограничения токов короткого замыкания в системах электроснабжения с тремя источниками питания / Ленингр. политех. ин-т, 1981. 14 с. Библиогр. 7 назв. Деп. в Информэнерго 29.06.81, № 914.
6. Кучумов Л.А., Баташов А.И. Эффективный способ ограничения токов короткого замыкания в системах электроснабжения с токоограничивающими устройствами в нейтральных источниках питания / Иркутский гос. ун-т, Вост.-Сиб. технол. ин-т. Иркутск; Улан-Удэ, 1984. 30 с. Библиогр. 6 назв. Деп. в Информэнерго 17.12.84, № 1673.

Сведения об авторах

Веселов Анатолий Евгеньевич,

доцент кафедры «Электроэнергетики и электротехники» КФ ПетрГУ, 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 621.311

В.Н.Селиванов, М.Б.Баранник, А.Н.Данилин, В.В.Колобов, Я.А.Сахаров

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМАГНИТНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ НА ГАРМОНИЧЕСКИЙ СОСТАВ ТОКОВ В НЕЙТРАЛЯХ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ*

Аннотация

Представлены результаты регистрации геоиндуцированных токов в нейтральных автотрансформаторов энергосистемы Северо-Запада. Анализ осциллограмм токов в нейтральных некоторых типов автотрансформаторов демонстрирует значительное повышение уровня гармоник при протекании по обмоткам квазипостоянных токов.

Ключевые слова:

магнитные бури, геоиндуцированные токи, трехфазный автотрансформатор, гармоники тока нейтрали.

* Работа выполнена при финансовой поддержке Европейского союза (проект 260330 в рамках программы FP7).

V.N.Selivanov, M.B.Barannik, A.N.Danilin, V.V.Kolobov, Ya.A.Sakharov

A STUDY OF AUTOTRANSFORMER NEUTRAL HARMONIC CURRENTS UNDER GEOMAGNETIC DISTURBANCE CONDITIONS

Abstract

The monitoring results to show the effects of GIC on neutral harmonic currents in the Northwest of Russia power system autotransformers are presented. The analysis of the neutral current waveforms in some types of autotransformers shows a significant increase in the harmonic levels when quasi-DC current flows in the windings.

Keywords:

geomagnetic storms, geomagnetically induced currents, three phase multi-legged autotransformer, neutral harmonic currents.

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

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

Для оценки вероятного ущерба в конкретной электрической сети важно знать, каков уровень гармоник, генерируемых установленным в сети трансформатором при насыщении ГИТ. Система мониторинга, развиваемая в энергосистеме Северо-Запада России сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН в течение 8 лет [2], позволяет проводить регистрацию квазипостоянных токов в нейтральных автотрансформаторов, а также контролировать содержание гармоник в сети. Записываются следующие составляющие

полного тока: квазипостоянная составляющая (диапазон частот 0-5 Гц), несущая информацию непосредственно о ГИТ, и амплитудные значения токов первой, второй и третьей гармоники сети, полученные интегрированием на временном интервале 0.1 с, которые позволяют оценить изменение гармонического состава полного тока в нейтрали при протекании ГИТ значительной амплитуды. Кроме того, регистрируются мгновенные значения токов, протекающих в нейтралях при различного рода переходных процессах, например, коммутациях, коротких замыканиях или грозовых воздействиях. Кривая тока содержит 256 точек при частоте дискретизации 14400 Гц, т.е. можно получить сигнал длительностью 18 мс (почти период промышленной частоты).

С 2007 г. Солнце демонстрировало крайне низкую активность. В настоящий момент идет второй год роста солнечной активности, начавшегося на стыке 2009 и 2010 гг. после очень длительного минимума. В 2011 и в начале 2012 г. произошло несколько значимых гелиомагнитных событий, вызвавших сильные геомагнитные бури на Земле. Анализ данных, полученных от систем регистрации ГИТ с пяти подстанций энергосистемы Северо-Запада, позволяет нам выявить степень влияния этих событий на трансформаторы и автотрансформаторы различной конструкции и мощности.

26 сентября 2011 г. на Земле начался магнитный шторм: амплитуда колебаний магнитного поля достигла девятого класса по 10-балльной шкале и держалась на этом уровне около 6 часов. По сочетанию амплитуды и продолжительности возмущений данное событие стало наиболее крупным из наблюдавшихся в предшествующие 5 лет. На рисунке 1 представлены суточные вариации магнитного поля Земли (МПЗ), зарегистрированные в этот день магнитной обсерваторией Ивало (Финляндия). В периоды слабозвозмущенного МПЗ вариации составляют несколько десятков нТл, а во время сильных магнитных бурь они достигают значений сотен и тысяч нТл.

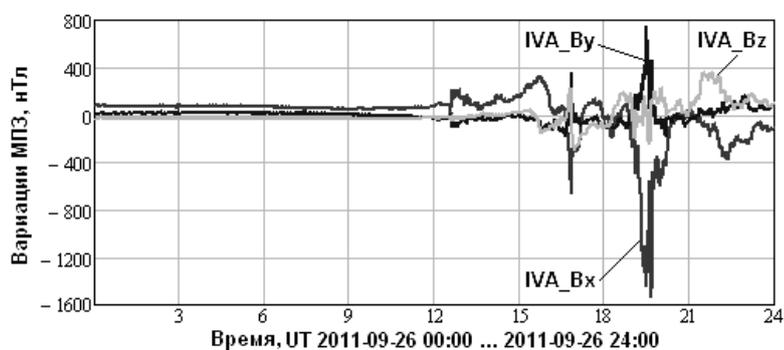


Рис.1. Вариации МПЗ во время бури 26.09.2011 г. по данным обсерватории Ивало

На величину ГИТ, индуцируемых в нейтралях силовых трансформаторов, влияют не сами вариации МПЗ, а, в соответствии с законом электромагнитной индукции, производные магнитного поля по времени, причем основной вклад вносят горизонтальные компоненты магнитного поля. На рисунке 2 показаны графики производных X-, Y- и Z-компонент МПЗ, построенные по вышеприведенным данным. По абсолютному значению производной МПЗ данная буря соответствует бурям конца 1990-х гг., которые вызвали серьезные нарушения в энергосистемах США и Канады [3], однако длительность ее значительно меньше, соответственно, кумулятивный эффект был, вероятно, незначительным.

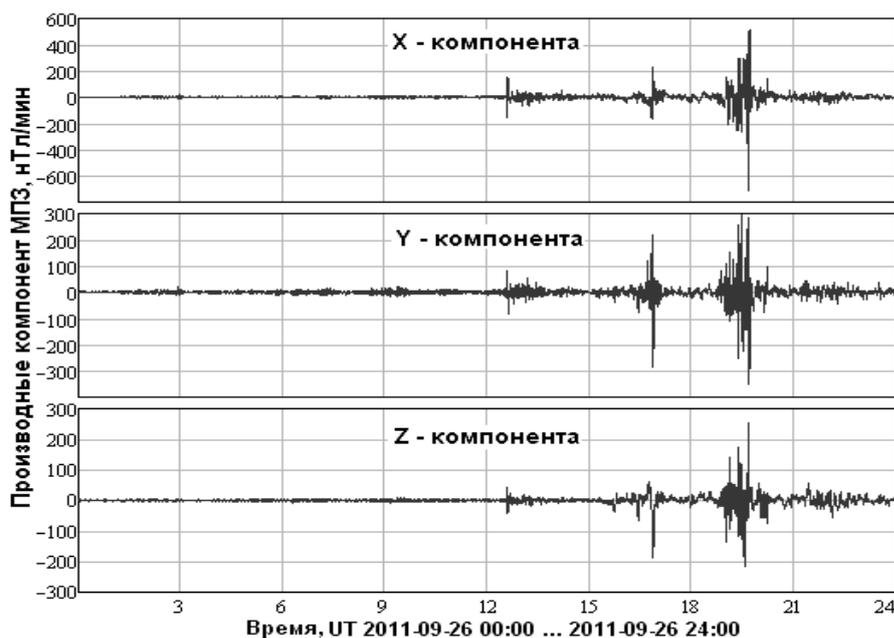


Рис.2. Производные компонент МПЗ во время бури 26.09.2011 г. по данным обсерватории Ивало

В этот день токи в нейтральных регистрировались на трех станциях: Ревда, Лоухи и Кондопога. В Ревде регистратор ГИТ установлен в нейтрали трансформатора типа ТДН 110/6 кВ мощностью 10 МВА, в Кондопоге – в нейтрали автотрансформатора типа АТДЦТН 330/220 кВ мощностью 240 МВА, в Лоухах – в нейтрали автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА производства французской фирмы Areva. У последнего автотрансформатора, по всей видимости, пятистержневой магнитопровод в отличие от трехстержневых трансформаторов отечественного производства. Это обстоятельство является определяющим при анализе полученных результатов.

На рисунке 3 показаны кривые ГИТ, зарегистрированных в течение суток в нейтральных трансформаторов указанных подстанций. Максимальные значения токов на разных станциях близки, а с учетом мощности трансформаторов можно было бы ожидать, что воздействие ГИТ будет максимальным для трансформатора в Ревде мощностью 10 МВА. Однако результаты измерений, приведенные в табл.1, показывают, что максимальные искажения формы тока нейтрали во время ГМБ возникают в пятистержневом трансформаторе, установленном на подстанции в Лоухах. В трехстержневых трансформаторах искажения практически отсутствуют. Как показали исследования [4-6], наиболее восприимчивы к воздействию ГИТ трехфазные группы однофазных трансформаторов (условный коэффициент – 1), затем следуют пятистержневые трехфазные трансформаторы (0.33), а трехфазные трансформаторы с трехстержневым магнитопроводом практически не подвержены воздействию ГИТ (коэффициент равен 0). На основе этих исследований, а также из опыта эксплуатации в работе [7], был даже сделан вывод о том, что в настоящий момент для энергосистемы Финляндии ГИТ не представляют существенной опасности, так как в системных связях установлены только трехстержневые трансформаторы.

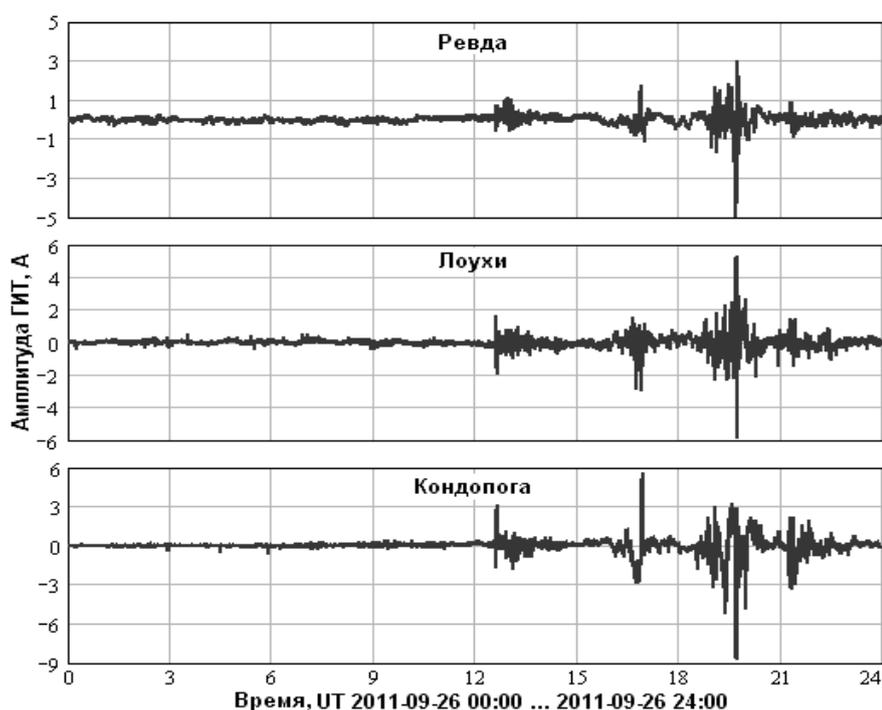


Рис.3. Геоиндуктированные токи, вызванные геомагнитной бурей 26.09.2011 г.

Таблица 1

Амплитуды гармоник тока нейтрали автотрансформаторов
(в числителе дроби – ток в периоды отсутствия геомагнитных возмущений,
в знаменателе – максимальный ток во время ГМБ 26 сентября 2011 г.)

Станция	ГИТ, А	Ток 1-й гарм., А	Ток 2-й гарм., А	Ток 3-й гарм., А
Ревда	5	0.8/0.8	0.05/0.1	0.05/0.05
Лоухи	6	5/5	0.05/1	0.5/9
Кондопога	9	0.8/0.8	0.02/0.2	0.3/0.3

На рисунке 4 представлены кривые гармоник тока в нейтрали автотрансформатора на подстанции Лоухи в течении часа, когда ГИТ достиг максимального значения. Ток первой гармоники, который обусловлен несимметрией нагрузок в сети, не изменился. Содержание второй гармоники выросло в 20 раз из-за смещения кривой намагничивания в результате насыщения сердечника постоянным током ГИТ. Третья гармоника, имеющая нулевую последовательность, также выросла почти в 20 раз и превысила по амплитуде ток первой гармоники. Естественно, в фазных токах содержание третьей гармоники не столь высоко, но, тем не менее, в течение нескольких минут эта величина составляла единицы процентов от первой гармоники фазного тока.

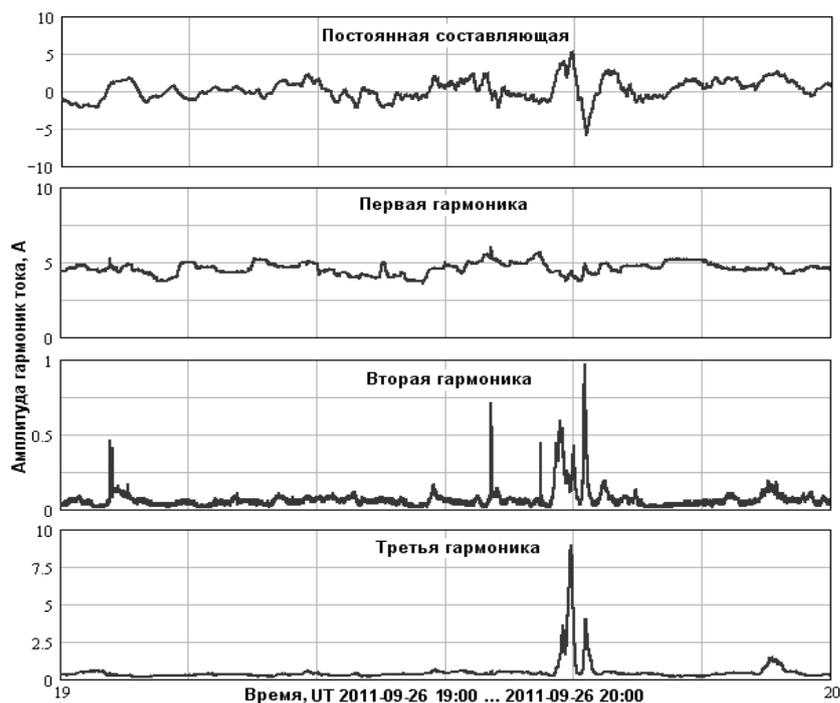


Рис.4. Амплитуды гармоник тока в нейтрали автотрансформатора на подстанции Лоухи

Значительный рост искажений в кривой тока нейтрали привел к запуску блока записи переходных процессов в устройстве регистрации ГИТ на подстанции Лоухи. Этот блок срабатывает по условию превышения некоторого порогового значения производной от тока нейтрали в данный момент времени. За все время регистрации (почти год) такое событие произошло только один раз – 26 сентября 2011 г. в 19:39:49 UT (± 1 с), т.е., судя по рис.4., в максимум ГИТ положительной полярности. На рисунке 5 показана кривая мгновенных значений полного тока в нейтрали автотрансформатора.

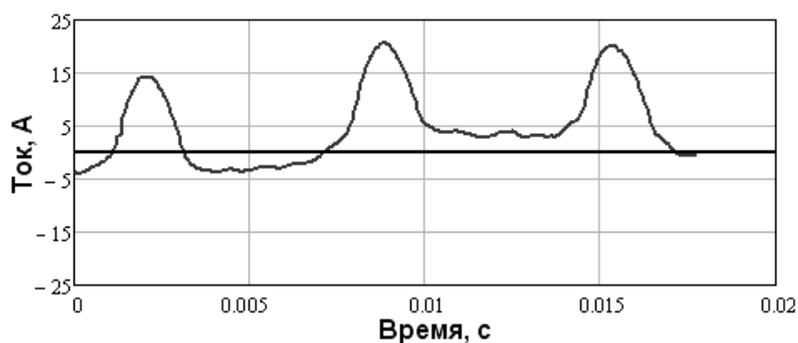


Рис.5. Кривая мгновенного значения тока в нейтрали автотрансформатора на подстанции Лоухи

Как упоминалось выше, промежуток времени записи составляет чуть меньше периода промышленной частоты (256 точек с частотой дискретизации 14400 Гц или около 18 мс), что позволяет провести разложение сигнала в ряд Фурье. На рисунках 6 и 7 представлены спектры зарегистрированного сигнала.

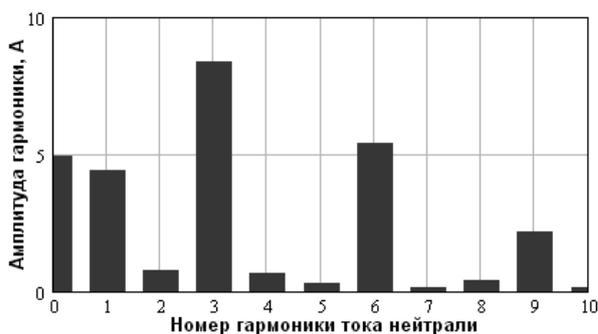


Рис.6. Амплитудочастотная характеристика тока в нейтрали

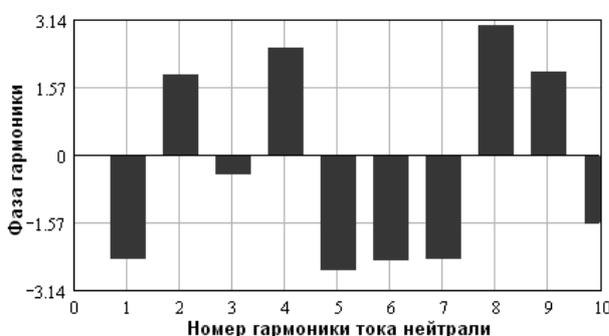


Рис.7. Фазочастотная характеристика тока в нейтрали

Соотношение гармоник мгновенного сигнала совпадает с соотношением интегральных значений в табл.2, однако теперь видно, что существенный вклад в полный ток нейтрали вносят также 6-я и 9-я гармоники (а также остальные кратные трем гармоники. Например, 12-я и 18-я гармоники по уровню сравнимы со 2-й).

Таблица 2

Амплитуды гармоник тока нейтрали автотрансформаторов
(в числителе дроби – ток в периоды отсутствия геомагнитных возмущений,
в знаменателе – максимальный ток во время ГМБ 25 октября 2011 г.)

Станция	ГИТ, А	Ток 1-й гарм., А	Ток 2-й гарм., А	Ток 3-й гарм., А
Выходной	21	4/4	0.05/0.05	0.3/0.3
Лоухи	9	5/5	0.05/1	0.5/5
Кондопога	35	0.8/1.3	0.02/0.2	0.3/0.8

Магнитная буря 26 сентября 2011 г. взята в качестве примера только по той причине, что вызванный ею ГИТ запустил процесс записи сигнала, представленного на рис. 5. Величина самого геоиндуцированного тока, зарегистрированного в этот день на станциях Кольского п-ва и Карелии, была умеренной. Впоследствии были бури, вызвавшие гораздо большие токи.

Например, 25 октября 2011 г. были зарегистрированы следующие максимальные значения ГИТ, А: на станции в Выходном – 21, в Лоухах – 9, в Кондопоге – 35. В таблице 2 приведены данные, аналогичные табл.1.

Из данных таблицы видно, что в Лоухах ситуация практически повторилась, резко выросло содержание второй и третьей гармоник. Автотрансформатор в Выходном никак не отреагировал на протекание постоянного тока по обмоткам (на самом деле, отмечено даже некоторое снижение уровней второй и третьей гармоник в пике ГИТ). В Кондопоге наблюдался самый высокий уровень ГИТ (видимо, авроральный овал был смещен к югу), уровень гармоник в токе нейтрали несколько повысился, причем в большей степени это касается первой и второй гармоники, т.е. в основном искажения вызваны смещением кривой намагничивания постоянным током. Тем не менее, абсолютные значения токов гармоник меньше, чем в Лоухах, и это на трансформаторе, в 2 раза более мощном. Во время экстремальных ГМБ в энергосистеме могут развиваться ГИТ в десятки ампер (в 1989 г. были зарегистрированы токи до 400 А). Необходимо заранее смоделировать, как будет развиваться в этом случае ситуация на подстанции в Лоухах, иначе есть вероятность возникновения аварии, которая приведет к разрыву транзита электроэнергии из Кольской энергосистемы.

Литература

1. Гершенгорн А.И. Воздействие геомагнитных токов на электрооборудование энергосистем // Электрические станции. 1993. № 6. С. 54-63.
2. Разработка системы измерения геоиндуцированных токов на Северо-Западе России для проекта EURISGIC / М.Б.Баранник, А.Вильянен, А.Н.Данилин, Ю.В.Катькалов, В.В.Колобов, П.И.Прокопчук, Я.А.Сахаров, В.Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.3: Энергетика. 2011. С. 120-125.
3. Larose D. The Hydro-Quebec system blackout of March 13, 1989 // IEEE Special Publication 90TH0291-5 PWR, Effects of Solar-Geomagnetic Disturbances on Power Systems, 1989. P. 10-13.
4. Ringlee R.J., Stewart J.R. Geomagnetic effects on power systems // IEEE Power Engineering Review. 1989. V.9, № 7. P. 6-9.
5. An experimental analysis of DC excitation of transformers by geomagnetically induced currents / N.Takasu, T.Oshi, F.Miyawaki, S.Saito, Y.Fujiwara // IEEE Trans on Power Delivery. 1994. V.9, № 2. P. 1173-1179.
6. Price P.R. Geomagnetically induced current effects on transformers // IEEE Trans on Power Delivery. 2002. V.17, № 4. P. 1002-1008.
7. Elovaara J. Finnish experiences with Grid effects of GIC's // Astrophysics and Space Science Library. 2007. V. 344. P. 311-326.

Сведения об авторах

Селиванов Василий Николаевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетике Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

Баранник Максим Борисович,

ведущий инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетике Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: maxbar@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

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

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

УДК 621.311

**Е.Д.Терещенко, М.Б.Баранник, В.Ф.Григорьев, В.В.Ивонин,
В.В.Колобов, А.Н.Миличенко, П.И.Прокопчук, В.Н.Селиванов**

РАЗРАБОТКА СОГЛАСУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА СТАЦИОНАРНОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ЭКСТРЕМАЛЬНО НИЗКОЧАСТОТНОГО ДИАПАЗОНА*

Аннотация

Представлены результаты работ по разработке и созданию согласующего устройства продольной компенсации для экспериментального образца мощного стационарного источника электромагнитного излучения экстремально низкочастотного диапазона, использующего в качестве излучающей антенны линию электропередач. Приведены расчетно-теоретические обоснования выбора схемотехнического решения и элементной базы согласующего устройства.

Ключевые слова:

КНЧ-генераторы, линии электропередачи, согласующее устройство, продольная компенсация.

**E.D.Tereshchenko, M.B.Barannik, V.F.Grigorjev, V.V.Ivonin, V.V.Kolobov,
A.N.Milichenko, P.I.Prokopchuk, V.N.Selivanov**

DEVELOPMENT OF MATCHING UNIT FOR STATIONARY EXTREMELY LOW FREQUENCY TRANSMITTER

Abstract

The results of development and construction of series capacitive compensation unit for stationary extremely low frequency transmitter for industrial power line, used as antenna, are presented. Aspects of electronic circuit design and selection of electronic components are given.

Keywords:

ultra low frequency transmitters, power lines, matching unit, series capacitive compensation.

* Работа выполнена в рамках государственного контракта Министерства образования и науки Российской Федерации № 16.515.12.5012 «Разработка метода электромагнитного картирования в высоких широтах с использованием мощного контролируемого источника экстремально низкочастотного диапазона».

При использовании в качестве излучающих антенн линий электропередачи (ЛЭП) для обеспечения необходимой величины тока в антенне на частотах выше единиц герц возникает проблема компенсации индуктивной составляющей ЛЭП. На рисунке 1 приведена упрощенная структурная схема мощного КНЧ-СНЧ-генератора для геофизических исследований. Согласующее устройство (СУ) предназначено для компенсации индуктивной составляющей $L_{лэп}$ полного сопротивления линии на частотах, когда реактивное сопротивление линии начинает ограничивать силу тока в антенне. Величина емкости СУ при переходе на другую частоту генерации должна изменяться так, чтобы всегда сохранялся резонанс напряжений в индуктивной нагрузке. При работе на частотах, когда подключается СУ, высоковольтный инвертор (ВИ) формирует на выходе меандр, так как синусоидальность тока в линии обеспечивается резонансом.

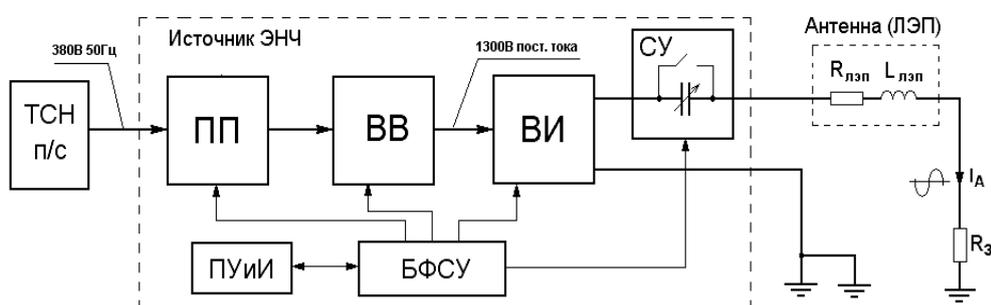


Рис.1. Обобщенная структурная схема генератора КНЧ:

ТСН п/с – питающий трансформатор собственных нужд электрической подстанции; $R_{лэп}$ – активное сопротивление проводов ЛЭП; $L_{лэп}$ – индуктивность проводов ЛЭП; R_z – сопротивление заземления удаленной подстанции; ПП – повышающий преобразователь; ВВ – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор; СУ – согласующее устройство (батарея компенсирующих емкостей); БФСУ – блок формирования сигналов управления; ПУИИ – пульт управления и индикации

В большинстве известных мощных генераторов КНЧ-СНЧ-диапазона (передатчик центра дальней связи с подводными лодками «Зевс» [1], генератор низких частот для исследования земной коры разработки НИИПТ Санкт-Петербург [2], КНЧ-СНЧ-генератор «Энергия-2» [3]) в качестве СУ применяют устройства продольной компенсации емкостного типа, представляющее собой дискретно-перестраиваемый конденсатор. Схема согласующего устройства выполняется в виде последовательно-параллельного соединения силовых конденсаторных батарей, и с помощью ключей, имеющих внешнее управление, изменяет свою структуру таким образом, что емкостное сопротивление согласующего устройства на каждой рабочей частоте будет равным индуктивному сопротивлению антенны. При этом последовательный колебательный контур, образованный антенной и согласующим устройством, оказывается настроенным в резонанс. Коммутация ключей может производиться как дистанционно устройствами автоматики [1], так и вручную персоналом [2, 3].

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 согласующего устройства. 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.2. Эквивалентный радиус расщепленной фазы определяется по формуле $r_{\dot{y}} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, где r – радиус составляющей расщепленного провода, т.е. радиус фазного провода ЛЭП; R – радиус расщепления; $n = 3$ – число фаз. Для промежуточных опор П220-3 и ПМ220-5 радиус расщепления получается примерно одинаковым (5.3 и 5.2 м соответственно), эквивалентный радиус $r_{\dot{y}} = 0.95$ м, а средняя высота подвеса эквивалентного провода $H_{\dot{y}} = H + dH = 13$ м (с учетом длины гирлянды и стрелы провеса для ненаселенной местности).

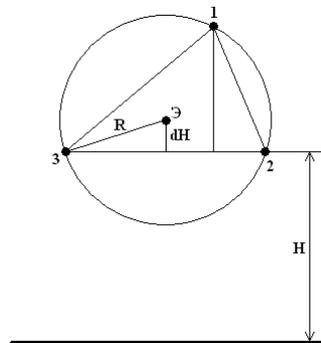


Рис.2. К расчету параметров эквивалентного провода

Продольное комплексное сопротивление $Z_{\dot{y}}$ эквивалентного провода с учетом проникновения магнитного поля в провода фаз и грунт вычисляются как сумма трех составляющих – собственного индуктивного сопротивления эквивалентного провода $j\omega L$, внутреннего активного сопротивления проводов с учетом взаимного влияния токов $Z_{\dot{\lambda}}$ и сопротивления Z_C , учитывающего потерю мощности в земле от протекающего в ней обратного тока (все слагаемые являются погонными):

$$Z_{\dot{y}} = j\omega L + Z_{\dot{\lambda}} + Z_C. \quad (1)$$

Индуктивность линии без потерь определяется по формуле:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2H_{\dot{y}}}{r_{\dot{y}}}, \quad (2)$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.

При осесимметричном распределении плотности тока внутри проводов внутреннее сопротивление трех параллельных фазных проводов:

$$Z_A = \frac{k_1 \rho_1 \cdot I_0(k_1 r) \cdot s_1}{2\pi \cdot I_1(k_1 r) \cdot 3}, \quad (3)$$

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;

ρ_1 – удельное сопротивление материала провода; I_0, I_1 – функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Сопротивление Z_C по формуле Карсона имеет вид:

$$Z_3 = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-2\lambda H_3}}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho}}} \cdot d\lambda, \quad (4)$$

где ρ – 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:

$$x = x_0 - \frac{x_{i\delta}^2}{x_T}, \quad (5)$$

где x – сопротивление нулевой последовательности ВЛ с тросом; x_0 – сопротивление нулевой последовательности ВЛ без троса; $x_{i\delta}$ – сопротивление взаимоиндукции провод – трос; x_δ – сопротивление собственно троса в нулевой последовательности.

На рисунке 3 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 рисунке 4 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. Компенсация по условию резонанса позволит более чем в 6 раз увеличить ток в линии на высоких частотах, как показано на рис.4.

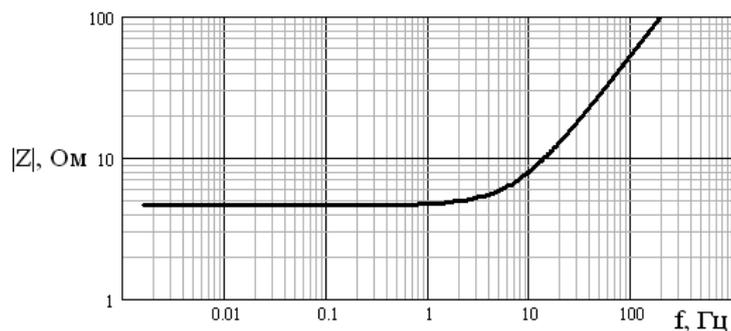


Рис.3. Частотная зависимость полного сопротивления ЛЭП

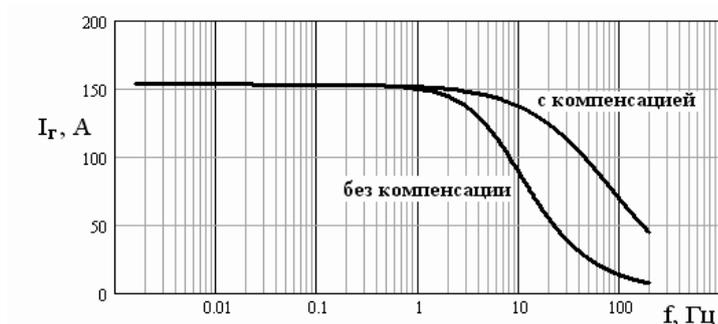


Рис.4. Частотная зависимость действующего значения тока генератора

Введем понятие эффективности согласующего устройства $K_e = \frac{I_{\text{согл}}}{I_{\text{не согл}}}$,

где $I_{\text{согл}}$ – ток при полном согласовании (реактивная составляющая сопротивления линии равна нулю), $I_{\text{несогл}}$ – ток без использования компенсации. На рисунке 5 приведена зависимость эффективности СУ от частоты. Видно, что использование согласующего устройства оправдано для частот выше 5 Гц. На более низких частотах индуктивная составляющая падения напряжения незначительна.

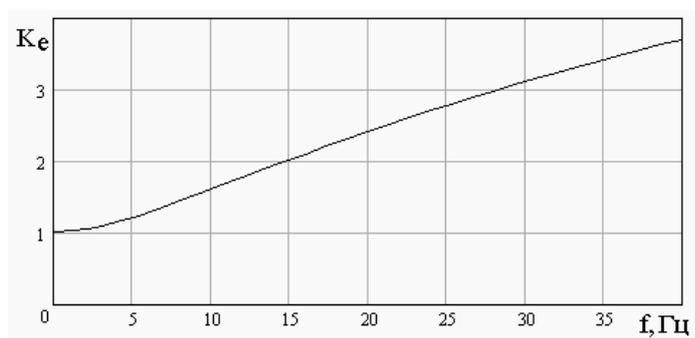


Рис.5. Частотная зависимость эффективности согласующего устройства

На рисунке 6 приведена зависимость расчетной эффективности согласующего устройства от частоты при различной дискретности установки емкости согласующего устройства для ЛЭП с индуктивностью 0.1-0.17 Гн. Под дискретностью понимается минимальный шаг изменения емкости СУ.

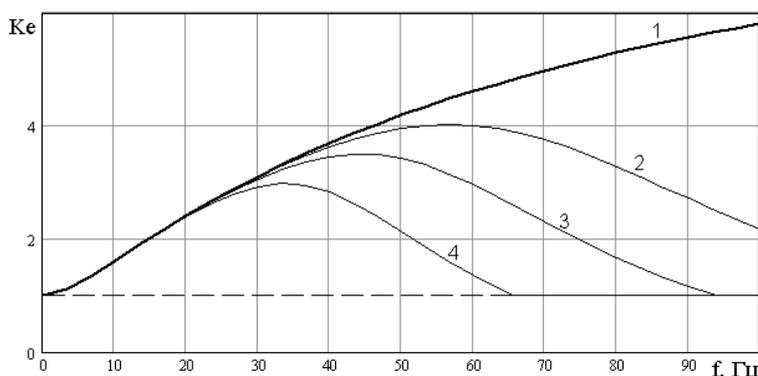


Рис.6. Частотная зависимость эффективности согласующего устройства:
 1 – при идеальном согласовании, 2, 3, 4 – при дискретности установки емкости согласующего устройства 16, 30 и 60 мкФ соответственно

В идеальном случае согласующее устройство должно иметь электрическую схему, приведенную на рис.7, и состоять из n конденсаторов C_1-C_n , емкость которых определяется следующим выражением: $C_1 = C, C_2 = C \cdot 2, C_3 = C \cdot 2^2, \dots, C_n = C \cdot 2^{n-1}$. Суммарная емкость СУ определяется параллельным соединением конденсаторов в необходимой конфигурации с помощью ключей K_1-K_n . При этом емкость согласующего устройства изменяется в диапазоне $C_{СУ} \in [C, C^n - C]$ с шагом дискретности установки емкости согласующего устройства $\Delta C_{СУ} = C$.

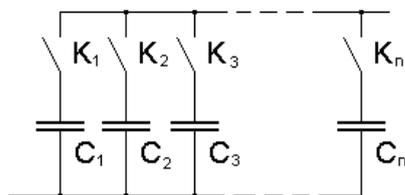


Рис.7. Электрическая схема идеального согласующего устройства

Практическая реализация такого идеального СУ сложна, а при определенных требованиях к диапазону частот и степени согласования – невозможна. Поэтому целесообразным является создание СУ из ограниченного набора емкостей.

В ходе работ по созданию экспериментального образца мощного стационарного источника электромагнитного излучения экстремально низкочастотного диапазона (далее источник ЭНЧ), выполняемых ЦФТПЭС КНЦ РАН, была предложена схема согласующего устройства, состоящая из 9 конденсаторов и 11 коммутаторов. Значение минимальной емкости конденсатора C_1 , определяющая дискретность установки емкости СУ, составляет 16 мкФ. Как видно из рис.6 (кривая 2), на частотах генерации менее 50 Гц эффективность полученного СУ близка к идеальной.

Необходимо отметить критерии выбора типов конденсаторов для СУ. Большие значения емкости согласующего устройства требуются для согласования на нижней границе частот генерации. В этом случае конденсаторы большой емкости будут задействованы только на низких частотах (менее 50 Гц), что позволит применить типы конденсаторов, не предназначенные для работы в компенсирующих устройствах промышленной частоты.

Из всей номенклатуры конденсаторов, выпускаемых современной отечественной промышленностью, для применения в разрабатываемом СУ можно выделить следующие типы:

- косинусные конденсаторы. Без ограничений подходят для применения в СУ при работе на частотах генерации 50 Гц и ниже. На частотах выше 50 Гц следует учитывать, что допустимое рабочее напряжение определяется формулой:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ном}} \cdot \frac{50}{f_{\text{макс}}};$$

- накопительные конденсаторы. Такие конденсаторы обладают большими удельными энергиями и могут быть использованы в согласующем устройстве, но с определенными ограничениями. Амплитудное значение напряжения на выводах согласующего устройства должно быть меньше номинального для данного типа конденсаторов. Так, для конденсаторов серии К78-42 производства фирмы «ЭЛКОД» (Санкт-Петербург) такое соотношение должно быть не менее чем двукратным. Действующее значение токов, протекающих через выводы конденсаторов, не должны превышать значений, устанавливаемых заводом-изготовителем. Мощность потерь, определяемая тангенсом угла потерь и активным сопротивлением выводов с обкладками, не должна превышать установленных значений. Таким образом, эти ограничения позволяют применять конденсаторы такого типа только на низких частотах генерации.

Функциональная схема согласующего устройства источника ЭНЧ приведена на рис.8. Выходной сигнал инвертора поступает на согласующее устройство продольной компенсации СУ. В состав СУ входит 9 высоковольтных конденсаторов (С1-С9) с различными номиналами емкости и 11 магнитных контакторов (КМ1-КМ11), с помощью которых конденсаторы коммутируются таким образом, чтобы обеспечить необходимую емкость СУ для компенсации индуктивности ЛЭП во всем диапазоне дискретных частот генерации. Необходимая конфигурация схемы коммутации контакторов собирается автоматически при смене частоты генерации при отключенном ВИ. Логические сигналы управления контакторами формируются в блоке формирования сигналов управления (БФСУ) и далее поступают на плату управления согласующим устройством (ПУСУ), где преобразуются в аналоговые сигналы, подаваемые непосредственно на магнитные контакторы.

При конфигурировании схемы СУ для формирования необходимой суммарной емкости одновременно должны включаться несколько магнитных контакторов, что приводит к возникновению в этот момент больших пусковых токов по шине питания втягивающих обмоток. Для ограничения этих токов в микропрограмму контроллера БФСУ заложен оригинальный алгоритм включения нужных контакторов с некоторой задержкой (последовательно). Такой алгоритм также обеспечивает снижение механической вибрации и акустического шума в момент конфигурирования емкости СУ.

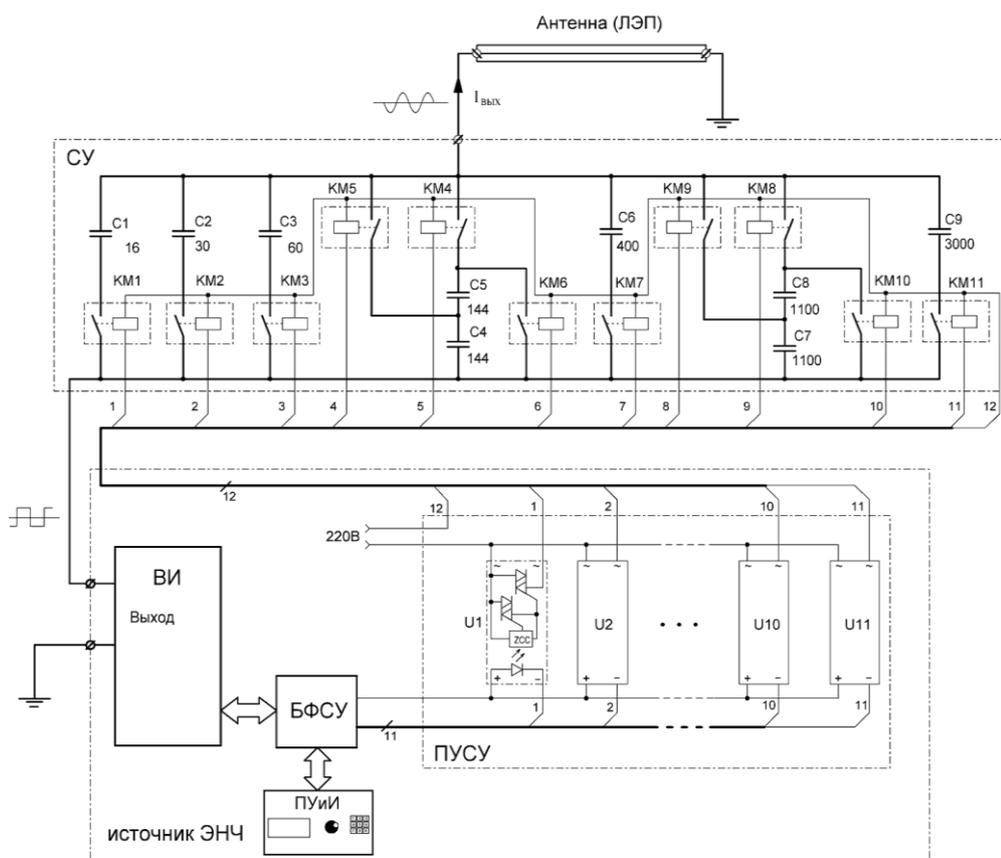


Рис. 8. Функциональная схема согласующего устройства источника ЭНЧ: ЛЭП – линия электропередачи; СУ – согласующее устройство; ВИ – высоковольтный инвертор; БФСУ – блок формирования сигналов управления источником ЭНЧ; ПУСУ – плата управления согласующего устройства; ПУиИ – пульт управления и индикации; КМ1-КМ11 – контакторы магнитные; С1-С9 – конденсаторы согласующего устройства; U1-U11 – твердотельные реле управления контакторами СУ; ZCS – zero crossing circuit (схема, обеспечивающая включение твердотельного реле при переходе коммутируемого напряжения через ноль)

В качестве коммутаторов КМ1-КМ11 используются трехполюсные магнитные контакторы типа КТИ-5115/115А/230В/АС3. Входные и выходные контакты коммутаторов объединены параллельно для обеспечения необходимой пропускной способности по току. Подача переменного напряжения 220 В на втягивающие обмотки контакторов осуществляется через твердотельные реле U1-U11. В схеме применены твердотельные реле KSD203AC2 фирмы Cosmo на номинальное коммутируемое напряжение 250 В и выходной ток до 7 А. Внутренняя структура такого реле приведена на рис. 8. Использование твердотельных реле вместо электромеханических обусловлено рядом достоинств первых [4], а именно:

- отсутствием электромагнитных помех в момент переключения;
- высоким быстродействием (время срабатывания – 8.3 мс);
- отсутствием акустического шума;
- отсутствием дребезга контактов реле;
- высоким сопротивлением изоляции между входом и выходом (напряжение пробоя между входом и выходом – 4000 В, сопротивление изоляции – 10^{10} Ом).
- большим количеством гарантированных переключений (не менее 10^9);
- малым энергопотреблением.

В согласующем устройстве применены следующие типы конденсаторов:

C1 – КЭПФ-6.3-200-2УХЛ1 – 16.47 (16.54) * мкФ;

C2 – КЭПФ-4,0-300-2УХЛ1 – 30 (30.2) мкФ;

C3 – КЭПФ-4,0-150-2УХЛ1 – 60 (59.75) мкФ;

C4, C5 – КЭП2-2,1-200-2У1 – 144(146.5, 145.9) мкФ;

C6 – К78-42-5000В – 400 (401.6) мкФ;

C7, C8 – К78-42-2500В – 1100 (1092, 1102) мкФ;

C9 – К78-42-2500В – 3000 (3290) мкФ.

Таким образом, разработанное согласующее устройство продольной компенсации для источника ЭНЧ состоит из достаточно ограниченного набора типономиналов конденсаторов, но обеспечивает высокую эффективность компенсации реактивной составляющей излучающей антенны (ЛЭП) в диапазоне частот генерации до 50 Гц. Исполнение СУ в виде отдельного законченного блока, полностью автоматизированное управление процессом перекоммутации конденсаторов, алгоритм последовательного включения нескольких контакторов, применение современной элементной базы обеспечивают требования по электробезопасности персонала, необходимую оперативность (скорость) конфигурирования емкости СУ при смене частоты генерации, надежность работы устройства, исключают ошибки коммутации ключей, вызванные человеческим фактором.

Литература

1. Как выглядят антенны сверхдлинных волн [Электронный ресурс]. URL: <http://www.radioscanner.ru/forum/topic12739-2.html>.
2. Мощный генератор низких частот для исследования земной коры / М.К.Гуревич, Л.А.Иванова, М.А.Козлова, А.В.Лобанов, А.В.Репин, Ю.А.Шершнев // Приборы и техника эксперимента. 2010. № 3. С. 61-67.
3. Повышающий преобразователь и система энергопередачи генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений / Е.Д.Терещенко, В.Ф.Григорьев, М.Б.Баранник, А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, В.В.Колобов, П.И.Прокопчук, В.Н.Селиванов, Ю.А.Копытченко, А.А.Жамалетдинов // Сейсмические приборы. 2008. Т.44, № 4. С. 43-66.
4. Скрипников А.С. Cosmo: в борьбе за развивающийся рынок // Компоненты и технологии. 2001. № 8. С. 22-24.

* Перед скобками приведены номинальные значения емкостей, заявленные производителем, а в скобках даны реальные значения, измеренные с помощью LC-метра. Реальные значения емкости конденсаторов нужны для более точного расчета необходимой суммарной компенсирующей емкости на конкретной частоте генерации и тем самым обеспечения лучшей компенсации индуктивности линии и, соответственно, увеличения величины тока в антенне.

Сведения об авторах

Терещенко Евгений Дмитриевич,

директор Полярного геофизического института КНЦ РАН, д.ф.-м.н., проф.
Россия, 183010, г.Мурманск, ул.Халтурина, д.15
Эл. почта: general@pgi.ru

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

Григорьев Валерий Федосеевич,

помощник директора Полярного геофизического института КНЦ РАН.
Россия, 183010, г.Мурманск, ул.Халтурина, д.15
Эл. почта: valgri@pgi.ru

Ивонин Виктор Владимирович,

студент КФ ПетрГУ,
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: ivoninviktor@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

Миличенко Александр Николаевич,

заместитель директора по общим вопросам Полярного геофизического института КНЦ РАН,
Россия, 183010, г.Мурманск, ул.Халтурина, д.15
Эл. почта: alexander@pgi.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
Эл. почта: finsoft@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

УДК 621.311

Ю.Н.Бочаров, В.В.Жук

К ВОПРОСУ О КОМПОЗИТНЫХ ОПОРАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Аннотация

В последнее время для строительства и ремонта ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения предлагаются решения на базе опор из композитных материалов. Применение композитных опор может оказать влияние на грозоупорность линии и другие параметры. При их разработке необходимо учитывать отсутствие опыта эксплуатации и отличие электрических параметров композитных опор от параметров традиционных электропроводящих конструкций. Нельзя исключать возможности использования электрофизических преимуществ композитных материалов для получения более эффективных и нетрадиционных решений в линейном строительстве.

Ключевые слова:

воздушные линии, композитные опоры, грозозащита.

Y.N.Bocharov, V.V.Zhuk

TO THE QUESTION OF COMPOSITE TOWERS FOR OVERHEAD TRANSMISSION LINES

Abstract

Recent solutions of high voltage overhead transmission lines construction and maintenance are mostly based on composite material towers. Construction of composite towers can affect lightning-proof of transmission lines and other parameters. In their design, it is important to take into account the lack of service experience and the difference between the electrical parameters of composite poles and traditional conductive structures. However, electro-physical advantages of composite materials can favour more effective and innovative solutions development in linear construction.

Keywords:

overhead transmission lines, composite towers, lightning protection.

Зарубежный опыт использования композитных опор. За рубежом композитные опоры применяются для сетей наружного освещения, а также распределительных сетей низкого, среднего и высокого напряжения. Опоры, как правило, выполнены из стеклопластика. Технология производства обеспечивает конструкциям определенную прочность и стойкость к внешним воздействиям [1]. На линиях высокого напряжения композитные опоры еще не нашли широкого применения и используются достаточно ограничено.

В Норвегии на ВЛ 132 кВ использованы композитные опоры канадского производства, основой которых являются стеклопластиковые стойки RStandard. Легкие, быстромонтируемые композитные конструкции позволили норвежской электросетевой компании в короткие сроки заменить несколько деревянных изношенных опор. Реконструкции подвергнуто около 2 километров воздушной линии. В итоге было смонтировано 6 композитных и 3 металлических опоры. В сумме это на 25% меньше, чем в исходном варианте. По результатам проекта сделаны выводы об эффективности использования опор на напряжение 132 кВ и рассмотрена возможность их применения в труднодоступной горной местности с суровыми климатическими условиями.

Высокая скорость монтажа во многом обеспечена модульной конструкцией стоек и их малым весом. Для установки композитной опоры RStandard не требуется сложная техника. Помимо всего прочего упрощается логистика и способы транспортировки.

Грозозащита и заземление на линии 132 кВ организованы по аналогии с ВЛ на деревянных опорах. Имеющиеся тросы заземляются спусками, выполненными из медного многопроволочного проводника. Высота опор составляет в среднем до 18 м. На отремонтированном участке в Норвегии установлены как порталные, так и одностоечные опоры. Грозоупорность таких линий можно анализировать, опираясь на опыт проектирования и эксплуатации деревянных опор. Согласно [2], производитель дает долгосрочную гарантию от повреждения композитных модулей разрядами молнии, а опоры разработаны для сетей до 330 кВ.

На одностоечных опорах в Норвегии используются изоляционные траверсы консольного типа. На порталных опорах в качестве траверс применяются композитные балки, к которым прикрепляются подвесные полимерные изоляторы, снабженные арматурой, защищающей от электрических воздействий.

В США композитные опоры RStandard удается эффективно использовать в сетях среднего напряжения 7.2 кВ. Авторы [2] указывают на достаточность чередования деревянных и композитных опор в определенной пропорции, что уже повышает эксплуатационные характеристики линий. Такие ограничения объясняются высокой стоимостью композитных стоек. Эксплуатирующая организация считает, что стоимость опор компенсируется низкими затратами на монтаж и обслуживание, а также высокой надежностью конструкций и снижением аварийности.

Рассмотренный опыт является наиболее показательным, а опоры RStandard наиболее подходящими для реализации проектов ВЛ высокого напряжения. Другие производители предлагают решения в основном для сетей среднего и низкого напряжения. Электросетевые компании различных стран мира заинтересованы в подобной продукции. В частности, рассматриваются решения по замене деревянных опор на стеклопластиковые в классах напряжения до 220 кВ. Активно опоры RStandard используются и на территории Канады, где сосредоточено их производство.

Композитные опоры ВЛ 110-500 кВ в России и вопросы грозоупорности.

Канадские модульные стойки применены для опор напряжением 110-220 кВ, а также 330 и 500 кВ, разработанных для России (рис.1) [3, 4]. Адаптацией зарубежных решений занимались специалисты ОАО «ПРОМЭК». Новые конструкции имеют в основе стойки RStandard и типовые металлические траверсы. Портальные двухстоечные опоры имеют внутренние металлические связи, придающие конструкциям необходимую жесткость. Через эти же связи организовано заземление троса и траверс. В отличие от аналогичных железобетонной конструкции, каждая внутренняя связь композитной опоры представлена парой канатов. Опора ППРС 330-1 в 2011 г. была представлена ОАО «ФСК ЕЭС» на международном железнодорожном салоне «ЭКСПО 1520» и прошла механические испытания на полигоне.

На сегодняшний день опыт эксплуатации предлагаемых опор отсутствует. Применять зарубежный опыт было бы некорректно, учитывая его объемы и отличия в исполнении конструкций. Возникает очевидный вопрос о влиянии изоляционных стоек на грозоупорность линий и другие параметры. Существующая нормативная база и учебно-методические пособия опираются на опыт применения железобетонных, стальных и деревянных опор. Композитные опоры можно сравнивать с деревянными – для стоек применяются изоляционные материалы, а тросы заземлены тонкими проводниками. Наличие деревянных траверс существенно повышает импульсную прочность изоляции, что позволяет линиям с деревянными опорами иметь приемлемую грозоупорность при высокой индуктивности пути трос – земля. Очевидно, что индуктивность композитных опор типа RS будет не ниже, чем у порталных деревянных опор.

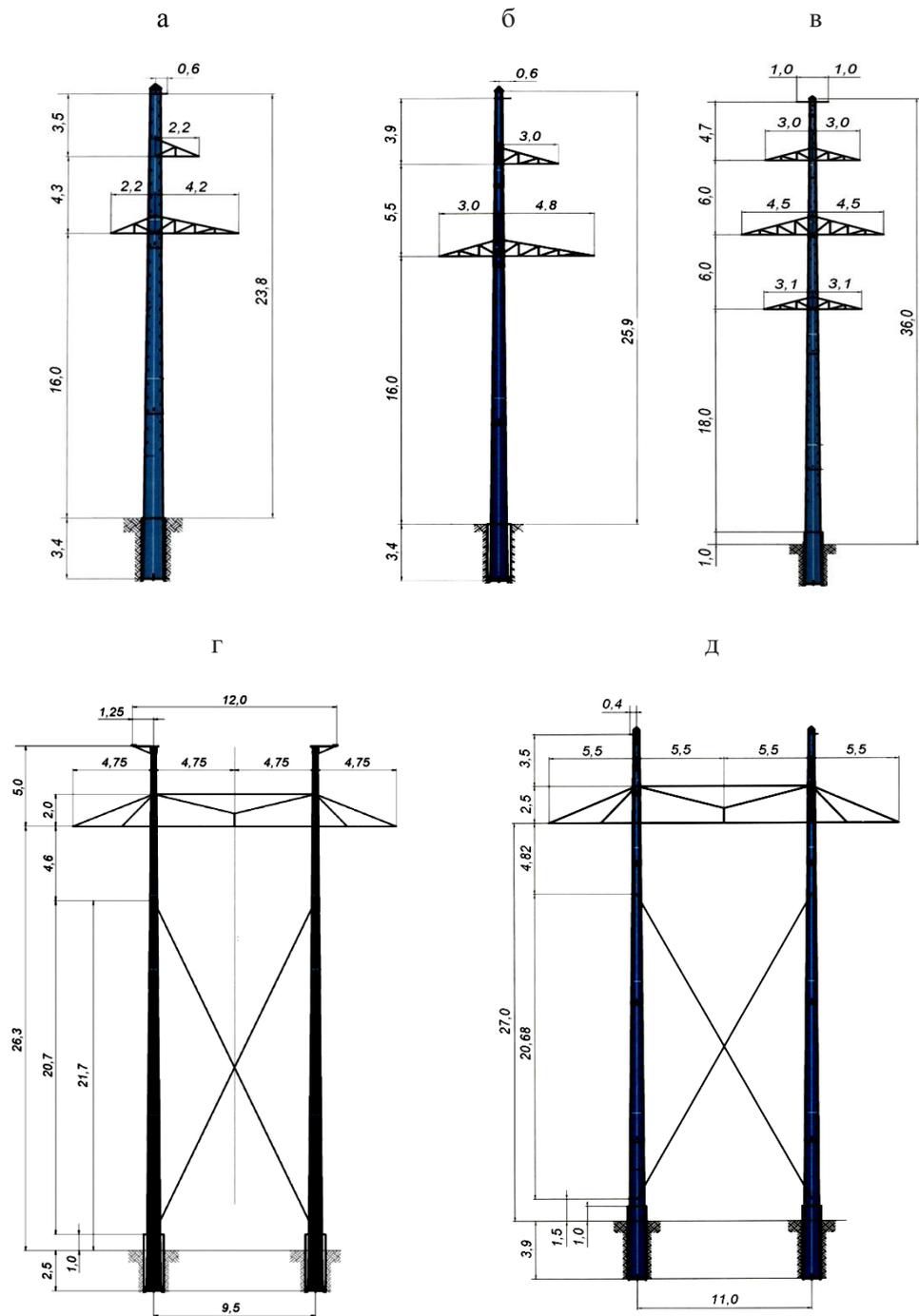


Рис.1. Опоры 110-500 кВ на стеклопластиковых модульных стойках RStandard:
а – для ВЛ 110 кВ типа ПРС 110-1.170-275-071; б – для ВЛ 220 кВ типа ПРС 220-1.160-292-0409;
в – для ВЛ 220 кВ типа ПРС 220-2.190-392-0311; г – для ВЛ 330 кВ типа ППРС 330-1.263-338-0309;
д – для ВЛ 500 кВ типа ППРС 500-1.270-372-0411

Изоляционные свойства стеклопластика никак не использованы в новых конструкциях. В случае проводящих траверс и регламентированном ПУЭ числе изоляторов в гирлянде можно ожидать снижение грозоупорности ВЛ с опорами типа RS по сравнению с ВЛ на традиционных опорах.

В рамках предварительного изучения грозоупорности ВЛ с новыми опорами выполнены расчеты, отражающие разницу в числе отключений по сравнению с ВЛ на традиционных опорах. Проанализированы случаи поражения молнией опоры и троса в середине пролета. С целью более точного анализа переходных процессов модель участка линии выполнялась в программном комплексе ATP (*Alternative Transient Program*). Модель опоры, на которой отслеживалось перекрытие, выполнялась набором индуктивностей. Вероятность наступления опасных параметров молнии определена по методике [5], где кривая опасных токов описывается функцией с коэффициентами, определяемыми по характерным точкам. Полученные результаты несколько отличаются от справочных кривых [6] в сторону уменьшения числа отключений, но для сравнительного анализа данная методика вполне подходит.

Результаты расчетов представлены на графиках в виде зависимости числа отключений на 100 километров и 100 грозовых часов (рис.2). При низких сопротивлениях заземления опор число отключений возрастает в среднем до 2 раз для линий с композитными опорами типа RS. Наибольший интерес вызывает грозоупорность линий 220 кВ при использовании двухцепных композитных опор PIRS 220-2. Аналогичных железобетонных конструкций в унифицированной серии нет. Расчет проводился в сравнении с металлическими опорами П 220-2т. Наличие двух траверс для крепления троса на опорах PIRS 220-2 никак не аргументировано разработчиками [4]. Два троса могут быть необходимы для обеспечения требуемого защитного угла или снижения числа отключений при ударах молнии в опору. Расчет показал, что наличие второго троса на 45% уменьшает число отключений. Несмотря на это, общее число отключений линий с опорами PIRS 220-2 возрастает почти в 8 раз по сравнению с металлическими опорами при сопротивлении заземления в 10 Ом. Для линий 330 кВ с опорами ППРС 330-1 число отключений возрастает почти в 2 раза при всех нормируемых сопротивлениях заземления по сравнению с опорами ПБ 330-7Н. Уже при сопротивлении заземления опор 10 Ом появляется вероятность обратных перекрытий на линиях с композитными опорами 330 кВ, чего не наблюдается для опор унифицированной серии.

Резкое снижение амплитуды опасного тока наблюдается в диапазоне фронтов 0.5...2 мкс. При длительности фронта 10 мкс индуктивность опоры мало влияет на результат поражения. Например, для опоры PIRS 110-1 с сопротивлением заземления 10 Ом амплитуда опасного тока при временах фронта 0.5...2 мкс составляет 27-50 кА, а в случае железобетонной опоры 43-70 кА. В случае сопротивления заземления 20 Ом для композитной опоры эти же величины составляют 25-38 кА, а для железобетонной 36-46 кА. При сопротивлении заземления опор 30 Ом и выше влияние индуктивности опоры незначительно и наблюдается только при токах молнии с очень крутым фронтом.

Увеличение числа изоляторов в гирлянде на композитных опорах может оказаться малоэффективной мерой повышения грозоупорности. По результатам описанных выше расчетов для ВЛ 110 кВ на опорах PIRS 110-1 необходимо применить 11-14 изоляторов для достижения того же уровня грозоупорности, что у ВЛ с опорами ПБ 110-1 при стандартном числе изоляторов. Для ВЛ 220 кВ с композитными опорами может потребоваться в среднем 20 изоляторов.

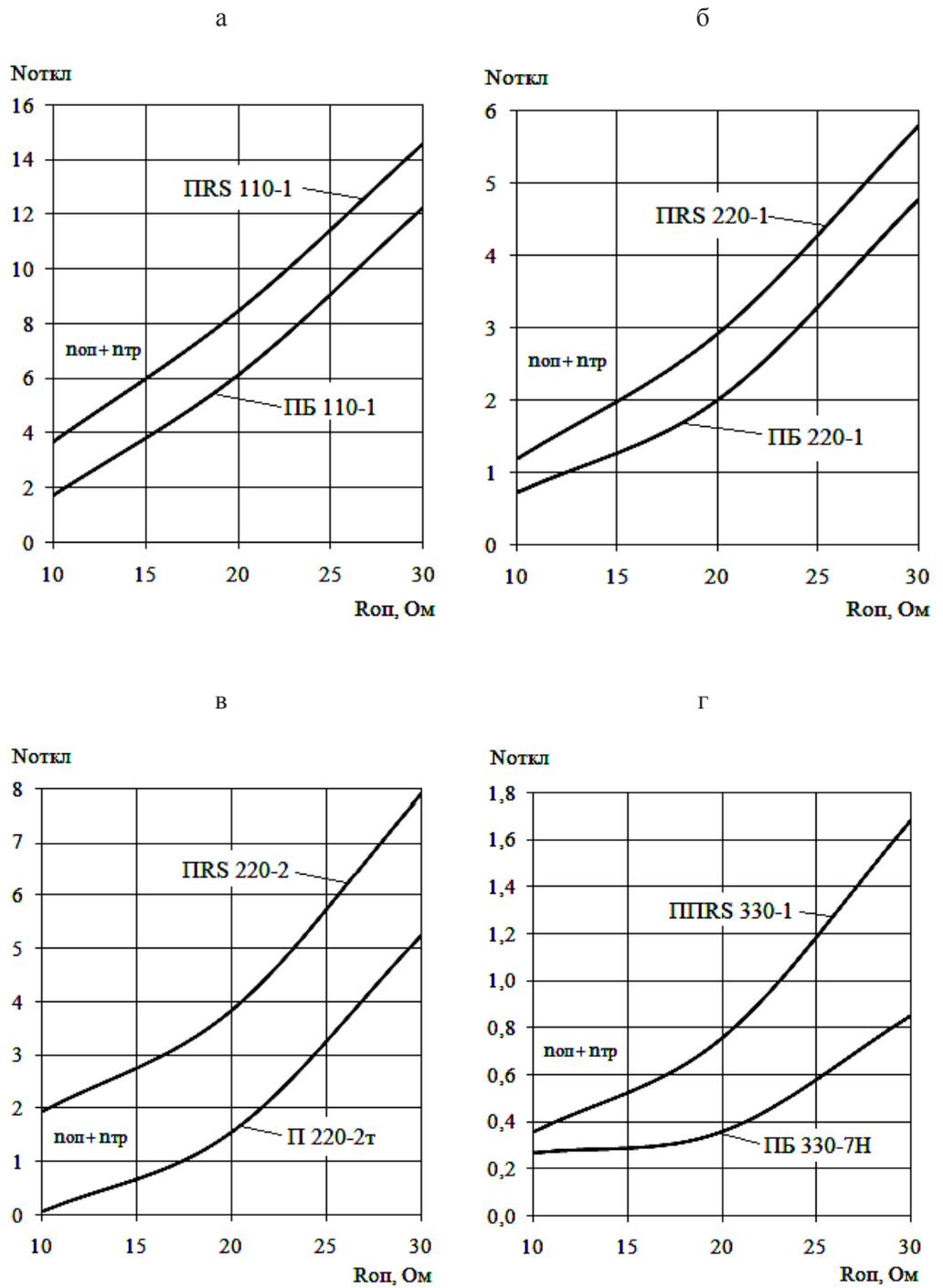


Рис.2. Данные сравнительного расчета числа отключений на 100 км и 100 гр.ч для линий с композитными опорами и опорами унифицированной серии: а – 110 кВ; б – 220 кВ на одноцепных опорах; в – 220 кВ на двухцепных опорах; г – 330 кВ

Последние тенденции в строительстве и реконструкции ВЛ предполагают снижение числа отключений по грозовым причинам или удержание их на приемлемом уровне. Данные расчеты показывают общее снижение грозоупорности линий с новыми опорами и актуализируют необходимость изучения этого вопроса в дальнейшем. Кроме грозозащиты, есть и другие вопросы в части применения опор 110-500 кВ типа RS. На первоначальном этапе они нуждаются в опытной эксплуатации по типу того, как это сделано в Норвегии на ВЛ 132 кВ.

Следует искать новые решения с максимальным использованием преимуществ композитных материалов и повышать эффективность от их применения. Нельзя исключать принципиально новых решений по разработке изоляционных опор на высокие и сверхвысокие напряжения.

Перспективы применения композитных опор на ВЛ 110-750 кВ.

В настоящий момент рентабельность сооружения ВЛ высокого и тем более сверхвысокого напряжения на композитных опорах остается под вопросом. Наиболее рациональным шагом стало бы создание ремонтных опор аварийного резерва из композитных материалов. В рамках такой работы можно будет изучить особенности линий с композитными опорами и найти новые способы оптимизации конструкций. Работа по данному направлению имеет научную новизну и практическую значимость.

Традиционно все расчеты опор выполняются, исходя из условия использования электропроводящих материалов, что определяет требования к габаритам, ограничению механических и электрических воздействий. Для эффективного применения композитных опор на ВЛ 110-750 кВ нельзя ограничиваться существующими решениями. Вероятно, удастся использовать не только массогабаритные, но и электрофизические преимущества композитных конструкций.

Новым материалом для опор может послужить базальтовый композит, который является главным конкурентом стеклопластика по механической прочности, химической стойкости и долговечности при схожей стоимости. Немаловажно, что в России существуют заводы, способные производить базальтовые изделия различной конфигурации. Определение области применения базальта для создания опор возможно после уточнения механических, электрофизических, химических и других свойств конструкций на его основе.

Базальт может послужить материалом для сопутствующих изделий ВЛ, например, изоляторов, сочетающих в себе электрофизические преимущества стеклянных и массогабаритные полимерных.

Изоляционные свойства материала могут позволить применять новые решения по грозозащите линий, в том числе и более простые, основанные на увеличении электрической прочности фазной изоляции. Оптимизация конструкции может заключаться в снижении габаритов опоры. Это потребует учета изменения электрических параметров участков линии – волнового сопротивления, емкости и индуктивности, что повлияет на уровни допустимых перенапряжений, напряженность электрического и магнитного полей и другие характеристики. Для ремонтных опор, устанавливаемых на существующих ВЛ, необходимо определить возможность разземления троса с целью оптимизации конструкции.

Для линий с изоляционными опорами важно обеспечить корректную работу систем РЗиА. Вынос потенциала земли на стойку может потребоваться для снижения числа междуфазных замыканий на опоре. Если на стойке между соседними фазами есть заземленные элементы, то изменение вероятности однофазных КЗ зависит только от электрофизических свойств нового материала, а вероятность междуфазных КЗ остается на том же уровне. В случае полностью изоляционных конструкций возможно резкое снижение вероятности однофазных КЗ и повышение вероятности междуфазных КЗ.

Количество металлических элементов на композитных опорах должно быть минимальным, необходимо исключить их применение для конструктивных целей. В идеале металлические элементы на опорах должны применяться только для обеспечения требуемого уровня грозоупорности и корректной работы изоляции, если это потребуется. Траверы опор должны быть изоляционными. Это могут быть как траверы консольного типа, так и нетрадиционные решения, где в качестве изоляции выступают элементы опоры. Например, провод может быть прикреплен непосредственно к композитной стойке.

Одна из особенностей конструкций на основе композитных материалов – их высокая эластичность. При учете опыта использования стеклопластиковых стоек RStandard можно заметить, что эластичность конструкций позволяет избежать каких-либо остаточных деформаций, однако для высоких опор данная особенность может быть расценена как негативная.

Сложным вопросом является обустройство фундаментов. Решения по фундаментам и закреплению опор в грунте должны быть максимально унифицированными, позволяющими выполнить монтаж в заболоченной, горной и других типах местности. При быстромонтируемой ремонтной опоре фундамент может быть элементарным, а для восстановления линии с упавшими опорами могут быть использованы старые фундаменты и оттяжки.

Выводы

Сравнительные расчеты грозоупорности линий 110 – 330 кВ с опорами PRS и ПPRS, выполненными по аналогии с традиционными, показывают ощутимое влияние параметров композитной опоры на увеличение числа отключений. Данное обстоятельство указывает на необходимость учета электрических параметров опор. Новые конструкции должны пройти опытную эксплуатацию в ограниченном количестве на действующих или проектируемых ВЛ.

Сегодня для ВЛ напряжением 110 кВ и выше композитные материалы целесообразно применять для быстромонтируемых ремонтных опор аварийного резерва. Это позволит выявить особенности проектирования и эксплуатации композитных опор и определить перспективы их применения для строительства новых ВЛ. Необходимо изучить возможность использования электрофизических преимуществ композитных материалов для целей создания изоляционных опор. Это позволит оптимизировать конструкции и применять более простые решения по грозозащите.

Следует оценить возможность создания опор из базальтового композита, являющегося конкурентом стеклопластику по прочности, долговечности и химической стойкости при полном паритете остальных свойств. Изучение характеристик конструкций из базальтового композита определит перспективы его применения для изготовления изоляторов, траверс и прочих сопутствующих изделий ВЛ. Существование в России производств, способных выполнять практически любые конструкции из данного материала, придает поставленной задаче еще большую актуальность.

Литература

1. Sarmiento M., Lacoursiere B. A state of the art overview composite utility poles for distribution and transmission applications // Transmission and Distribution Conference and Exposition. Venezuela, 2006. P. 1-4.
2. Колтарп С., Вайд Т. Стоя в полный рост наперекор погоде. Суровая погода подтверждает решение сетевой компании установить стеклопластиковые опоры // Воздушные линии. 2010. № 1. С. 60-64.

3. Готвянский В.В. Типовые технологические карты на установку свободностоящих порталньных промежуточных опор типа ПБ 330-7Н, ПБ 500-5Н и ПБ 500-7Н и модификации базовой конструкции // Воздушные линии. 2011. № 3 (4). С. 16-18.
4. Дубина А.А. Новые конструкции полимерных стоек для опор ВЛ в РФ и Украине // Воздушные линии. 2011. № 3 (4). С. 27-31.
5. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / И.М.Богатенков, Ю.Н.Бочаров, Н.И.Гумерова, Г.М.Иманов и др.; под ред. Г.С.Кучинского. Спб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд-ние, 2003.
6. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / РД 153-34.3-35.125-99. СПб.: Изд. ПЭИПК, 1999.

Сведения об авторах

Бочаров Юрий Николаевич,

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н.
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Жук Владислав Викторович,

студент 6-го курса Санкт-Петербургского государственного политехнического университета
Россия, 194251, г.Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29
Тел. +7 (905) 218-43-32, эл. почта: keep1988@gmail.com

УДК 621.365

Н.Н.Клочкова, А.В.Обухова, А.Н.Проценко

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХЧАСТОТНОЙ ПРОХОДНОЙ ИНДУКЦИОННОЙ НАГРЕВАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ELCUT

Аннотация

Описана численная модель индукционной установки непрерывного действия и методика расчета процесса двухчастотного нагрева стальных цилиндрических заготовок средствами конечно-элементной программы ELCUT. Представлены некоторые результаты численного моделирования.

Ключевые слова:

индукционный нагрев, двухчастотный, численное моделирование, перемещение, специальная методика, температурное распределение, программный продукт.

N.N.Klochkova, A.V.Obukhova, A.N.Protsenko

MODELING DUAL INDUCTION HEATING UNITS PASS BY MEANS OF THE SOFTWARE PRODUCT ELCUT

Abstract

The numerical model of an induction installation of continuous process and method of calculating the two-frequency heating of a cylindrical steel billets-ray by means of finite element programs ELCUT are discussed. Some results of numerical modeling are presented.

Keywords:

induction heating, dual frequency, numerical simulation, displacementation, special technique, temperature distribution, software.

Введение. Проектирование современных сложных технических систем невозможно без использования средств вычислительной техники. Индукционные нагревательные установки (ИНУ), несомненно, относятся к сложным техническим системам, во-первых, из-за сложности конструкции и, во-вторых, из-за сложности взаимосвязанных процессов, протекающих в установке во время нагрева.

Электромагнитные и тепловые взаимосвязанные процессы, протекающие в индукционной нагревательной установке во время нагрева, описываются нелинейными дифференциальными уравнениями. Исследование таких систем возможно только численными методами, и это еще одна причина необходимости использования вычислительной техники при проектировании ИНУ. При исследовании индукционного нагрева традиционно используется метод конечных элементов (МКЭ) [1]. Можно смело утверждать, что все современные программные продукты, такие, например, как ANSYS, Cedrat Flux, Maxwell, Femlab, ELCUT, предоставляют возможность реализации МКЭ для расчета полей различной природы. Окончательный выбор программного продукта определяется наличием или доступностью самой программы и наличием вычислительной техники, достаточной для использования выбранной программы мощности. Ограничения обусловлены высокой стоимостью программ (ANSYS, Cedrat Flux), а так же повышенными требованиями к производительности компьютера со стороны конечно-элементных пакетов программ.

Численное моделирование ИНУ в программе ELCUT. Как известно, при нагреве стали выше точки Кюри (около 800°C) она теряет магнитные свойства. По этой причине резко снижается эффективность нагрева индукционным способом. Для поддержания эффективности нагрева на прежнем уровне необходимо повысить частоту питающего тока. Для этой цели индуктор изготавливается из двух секций, работающих на разных частотах. Нагрев до точки Кюри происходит на низкой частоте. Чаще всего это промышленная частота 50Гц. Дальнейший нагрев происходит на повышенной частоте. В нашем случае это 100Гц. В настоящей работе исследована возможность моделирования процесса индукционного нагрева на двух частотах.

Исследования проводились с помощью программного продукта ELCUT – одной из наиболее доступных программ для расчета электромагнитных тепловых полей в сочетании с ЭВМ средней мощности, широко распространенной среди аспирантов и молодых ученых.

Исследовалась проходная ИНУ для нагрева цилиндрических стальных заготовок.

Основные параметры:

диаметр заготовки 120 мм;

длина заготовки 300 мм;

производительность 2000 кг/час;

теплофизические свойства стали:

- теплоемкость c , Дж/(кг°C) 650,
- теплопроводность λ , Вт/м°C 30,
- плотность ρ_0 , кг/м³ $7.8 \cdot 10^3$;
- удельное сопротивление ρ_0 , Ом·м (при $t = 650^\circ\text{C}$) $6 \cdot 10^{-7}$;

мощность установки до 1000 кВт.

температурный режим нагрева:

- нагрев от 20 до 860°C на частоте 50 Гц,
- нагрев от 860 до 1180°C на частоте 1000 Гц.

Электрическим расчетом определены следующие параметры ИНУ [2]:

темп выдачи 48 с;

время нагрева 528 с:

- на частоте 50 Гц – 144 с,
- на частоте 1000 Гц – 384 с;

число заготовок в индукторе 11;

длина столба заготовок 3.3 м;

число заготовок на первом этапе нагрева 3 шт.;

число заготовок на втором этапе нагрева 8 шт.;

внутренний диаметр индуктора 16 см;

длина первой секции (50 Гц) 112 мм;

число витков первой секции 43;

размер трубки индуктирующего провода 2 см;

длина второй секции (1000 Гц) 262 мм;

число витков второй секции 63;

размер трубки индуктирующего провода 3.5 см.

В программе ELCUT была построена геометрическая модель для двухмерной осесимметричной задачи. Часть геометрической модели и сетка конечных элементов изображена на рис.1.

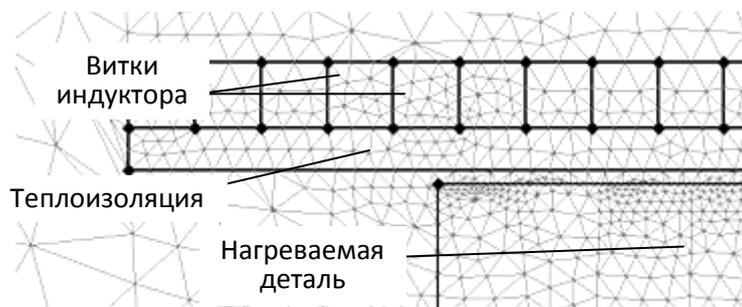


Рис.1. Геометрическая модель задачи с сеткой конечных элементов

Параметры сетки – 221 блок, 35537 узлов. В качестве граничных приняты следующие условия.

Для электромагнитной задачи:

- граница расчетной области – нулевой магнитный потенциал $A=0$;
- ось симметрии – нулевой нормальный магнитный поток $B_n=0$,

условие симметрии.

Для тепловой задачи:

- граница расчетной области $T_0 = 293\text{K}$;
- ось симметрии – нулевой нормальный тепловой поток $F_n=0$,

условие симметрии;

- теплообмен на цилиндрической поверхности заготовки

$$F=\alpha(T-T_0)=5(T-293) \text{ Вт/Км}^2.$$

Программа ELCUT позволяет решать задачи нескольких разных типов:

- магнитное поле переменных токов,
- нестационарное магнитное поле,
- температурное поле,
- нестационарная теплопередача.

Задачу нестационарной теплопередачи, в принципе, необходимо рассматривать как нелинейную, так как теплоемкость и теплопроводность металла зависят от температуры. При решении электромагнитной задачи также следует учитывать нелинейную зависимость магнитных свойств металла от напряженности магнитного поля и температуры [3].

В программном пакете ELCUT зависимости физических свойств стали от температуры задавались в виде таблиц (рисунки 2, 3).

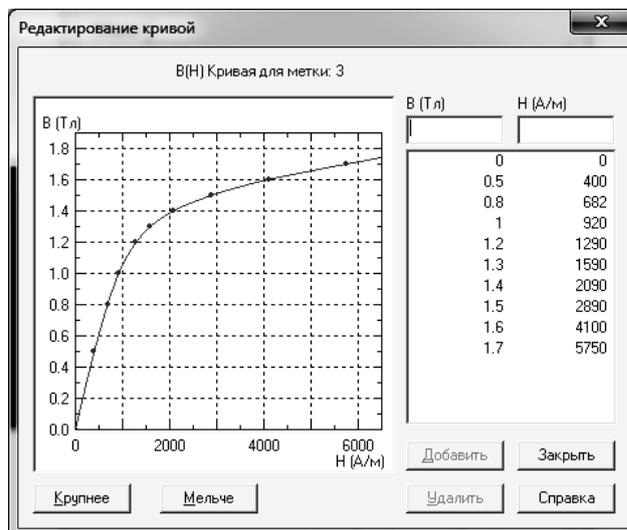


Рис.2. Кривая намагничивания литьевой стали

а

б

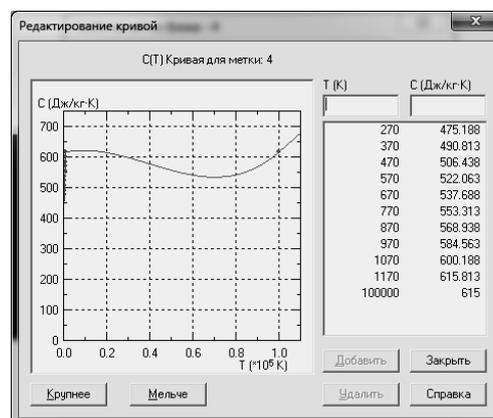
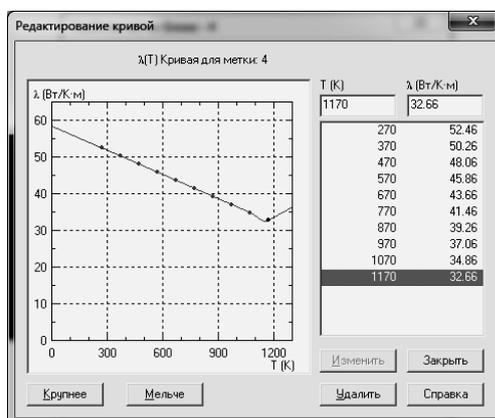


Рис.3. Зависимость теплофизических свойств стали от температуры:
а – теплопроводность λ – линейная функция от $T(K)$; б – теплоемкость;
с – линейная функция от $T(K)$

Моделирование проходной ИНУ предполагает совместное решение электромагнитной и тепловой задач. Для таких случаев в программе ELCUT предусмотрена связь задач. Полученная таким образом модель не учитывает нелинейность электромагнитных свойств нагреваемого металла. Программа ELCUT не позволяет также моделировать перемещение заготовок в процессе нагрева. Для преодоления этой проблемы была использована специальная методика (рис.4).

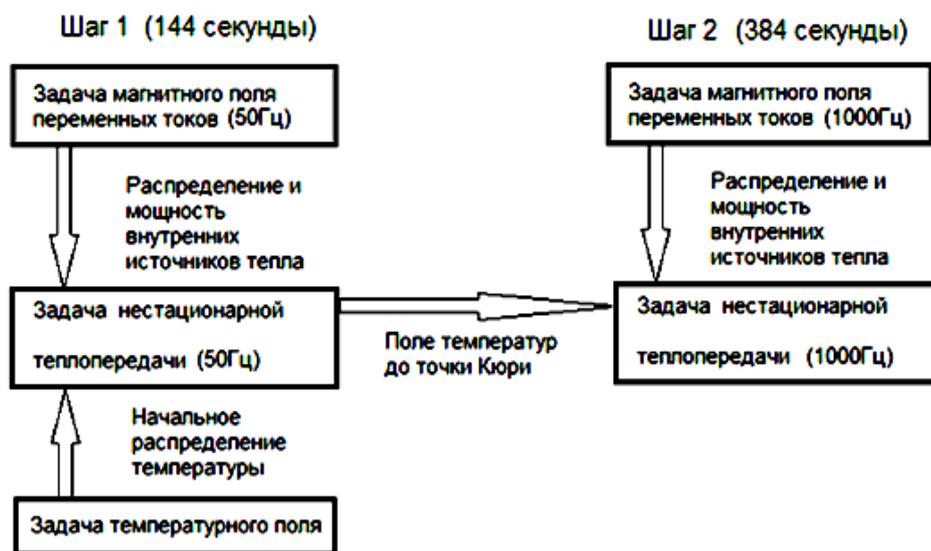


Рис.4. Схема выполнения связанных расчетов

Последовательно решались две связанные задачи. Первая задача – нагрев до точки Кюри на частоте 50 Гц. Вторая задача – нагрев выше точки Кюри на частоте 1000 Гц. Такой подход позволяет приближенно моделировать перемещение в высокочастотную секцию заготовки, нагретой до точки Кюри в секции с частотой тока 50 Гц.

Такая последовательность решения продиктована следующими соображениями. Продолжительность нагрева на низкочастотном этапе составляет 144 с (число заготовок на первом этапе нагрева * темп выдачи), соответственно второй – высокочастотный – этап нагрева длится 384 с. Движение или неподвижность заготовки в течение этого времени не оказывает никакого влияния на конечное распределение температуры по объему заготовки, так как, пока заготовка находится в пределах одной секции, условия нагрева не меняются. Изменение условий нагрева происходит только в момент перехода заготовки в высокочастотную секцию. Таким образом, окончательно сформированное в конце нагрева температурное поле не зависит от того, каким способом оно формировалось в процессе движения заготовки из низкочастотной секции в высокочастотную или в процессе нагрева неподвижной заготовки с переключением индуктора с низкой частоты на высокую. В настоящей работе представлена модель переключения индуктора с низкой частоты на высокую.

Результаты численного моделирования представлены на рисунках 5-7 для заготовок, расположенных в зоне соседства секций с разными частотами.

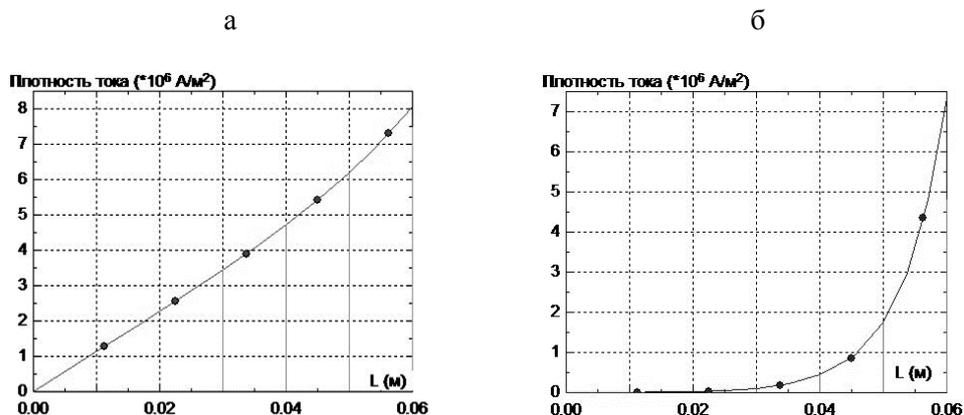


Рис.5. Распределение плотности тока по радиусу заготовки:
а – на частоте 50 Гц; б – на частоте 1000 Гц

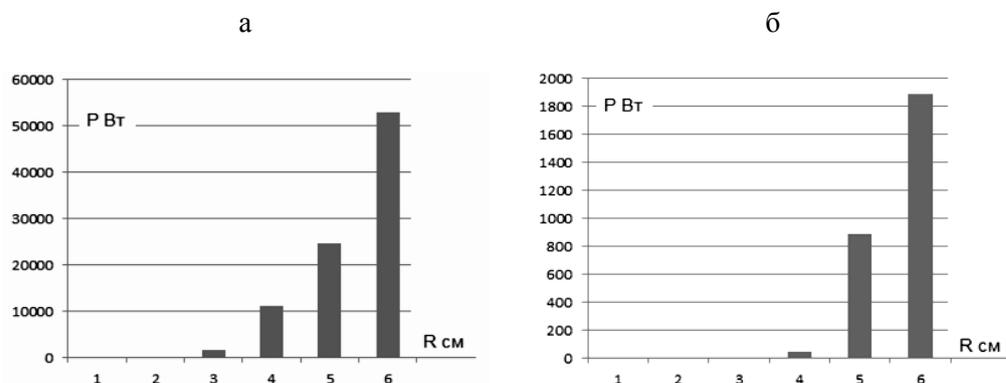


Рис.6. Мощность тепловыделения в слоях заготовки, толщина слоев 1 см:
а – на частоте 50 Гц; б – на частоте 1000 Гц

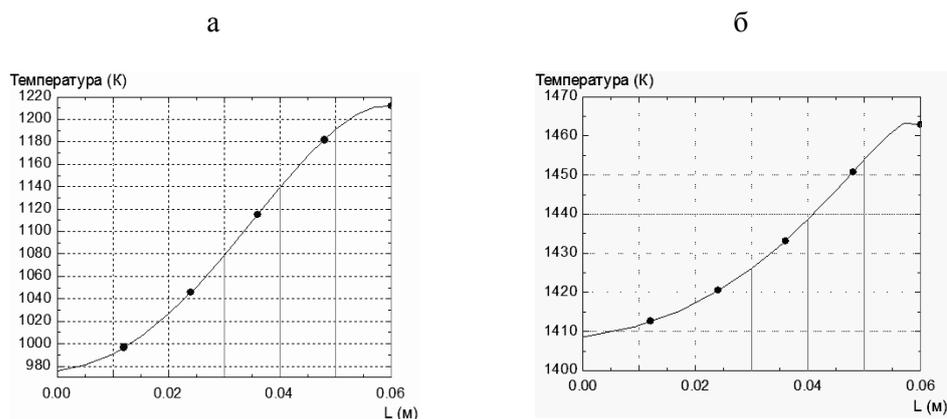


Рис.7. Распределение температуры по радиусу заготовки в конце нагрева:
а – на частоте 50 Гц; б – на частоте 1000 Гц

Выводы

1. Получена численная модель проходной индукционной нагревательной установки методического действия для нагрева стальных цилиндрических заготовок.
2. Разработана специальная методика, основанная на методе конечных элементов для расчета двухчастотного режима нагрева.
3. Представлены результаты численного эксперимента.
4. Продемонстрирована возможность использования предлагаемой методики для решения задач проектирования сложных индукционных нагревательных установок.

Литература

1. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. М.: Мир, 1979. 270 с.
2. Слухоцкий А.Е. Индуктор / под ред. А.Н.Шамова. 5-е изд., перераб. и доп. Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1989. 69 с.
3. Немков В.С., Демидович В.Б. Теория и расчет устройств индукционного нагрева. Л.: Энергоатомиздат, 1988. 280 с.

Сведения об авторах

Клочкова Наталья Николаевна,

доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический университет, к.т.н.
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244, Главный корпус.
Факс: 278-44-00, эл. почта: epp@samgtu.ru

Обухова Алла Васильевна,

доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический университет, к.т.н.
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244, Главный корпус.
Факс: 278-44-00, эл. почта: epp@samgtu.ru

Проценко Александр Николаевич,

доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический университет, к.т.н.
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244, Главный корпус.
Факс: 278-44-00, эл. почта: epp@samgtu.ru

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 332.146:620.9 (470.21)

В.В.Победоносцева

МЕХАНИЗМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ СУБЪЕКТОВ КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Аннотация

Рассмотрены основные аспекты финансирования инвестиционных программ субъектов коммунальной энергетики на примере системы теплоснабжения г.Апатиты Мурманской области.

Ключевые слова:

инвестиции, финансирование, программы комплексного развития системы коммунальной энергетики, плата за подключение, доходность инвестируемого капитала, инвестиционная составляющая, энергосервисный контракт.

V.V.Pobedonostseva

MECHANISMS FOR FINANCING OF INVESTMENT PROGRAMS OF MUNICIPAL POWER INDUSTRY PLAYERS

Abstract

The main aspects of financing of investment programs of municipal power industry players at the example of heating system of Apatity (Murmansk Region) are touched upon.

Keyword:

investment, financing, comprehensive program of municipal power industry, connection fees, yield of the invested capital, the investment component, the energy service contract

Нормативной правовой базой финансирования инвестиционных программ субъектов коммунальной энергетики являются Градостроительный кодекс Российской Федерации, федеральные законы [1-5], постановления Правительства Российской Федерации [6], приказы Министерства регионального развития Российской Федерации [7-9], устав и генеральный план муниципального образования.

Показано [10], что различные по техническим и технологическим характеристикам энергетические проекты могут финансироваться по одинаковым схемам и из одних и тех же источников и, наоборот, идентичные проекты – по разным схемам и из разных источников. Несмотря на кажущуюся тривиальность этого тезиса, здесь имеет место так называемое условие «безразличия», т.е. существование альтернативных методов достижения одного и того же результата, который является уже типичной задачей оптимизации с соответствующим алгоритмом действий. Критериями оптимальности для предприятия могут быть максимизация прибыли или его стоимости, а для потребителей – сбалансированность спроса и предложения. Рассмотрим эту задачу применительно к системе теплоснабжения г.Апатиты Мурманской области.

Экономическая сущность энергосервисного контракта [4, 6] как одного из возможных механизмов финансирования инвестиционных проектов рассмотрена в работе [11].

Федеральным законом [3] предусмотрена возможность финансирования инвестиционных проектов организаций коммунального комплекса (ОКК) с использованием утвержденной представительным органом местного самоуправления программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры (ПКР) следующими методами: доходностью инвестированного капитала – RAB (*Regulatory Asset Base* – регулируемая база активов), включением инвестиционной составляющей в тариф (или надбавка к тарифу) и платой за подключение (рис.1).

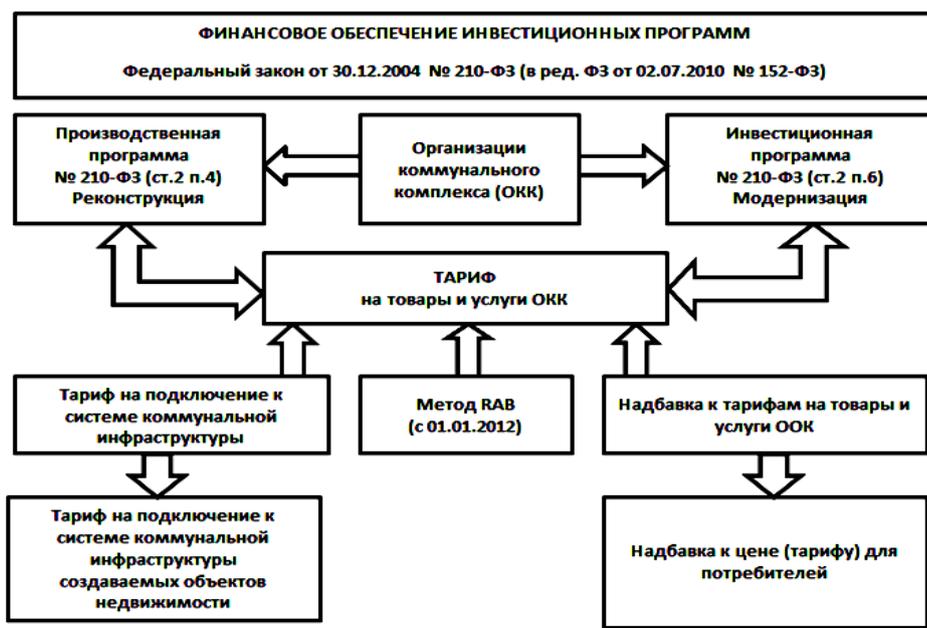


Рис.1. Финансирование инвестиционных программ организаций коммунального комплекса

Исходя из того, что энергетическое предприятие, например, Апатитская ТЭЦ (АТЭЦ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» является естественной монополией, т.е. характеризуется убывающей кривой средних издержек по мере роста объемов предоставления товара (обусловлено избыточностью мощности), потребители не имеют доступа к иному источнику тепла, при росте тарифов они не могут быстро переключиться на альтернативные товары, следовательно, теоретически они должны ограничить потребление. Однако тепло необходимо для обеспечения жизнедеятельности, поэтому снижение потребления в случае роста тарифов будет незначительным.

В настоящее время в соответствии с законодательством Российской Федерации тарифы для поставщиков теплоэнергии в Мурманской области формируются по методу экономической обоснованности расходов. Ежегодно в соответствии с нормативными актами поставщики теплоэнергии направляют на оптовый рынок в регулирующие органы государственной власти (управления по тарифному регулированию (УТР)) информацию об основных экономических показателях деятельности, а также заявку, в которой предлагается пересмотреть тариф в соответствии с предполагаемыми затратами компании на производство теплоэнергии, уровнем цен на топливо и другие материальные ресурсы, необходимыми затратами на оплату труда, со стоимостью основных фондов (рис.2).

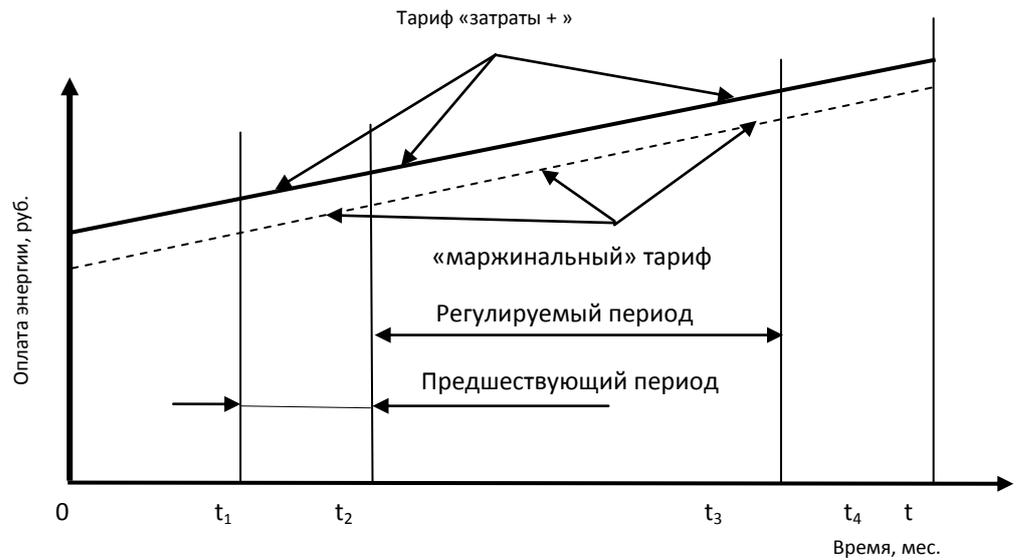


Рис.2. Принцип метода экономически обоснованных расходов («затраты+»)

Стремясь минимизировать тариф, УТР пытается установить его на уровне издержек (точка E_c на рис.3) [12]. Установление цены на уровне маржинальных издержек может привести к возникновению убытков у монополиста, в связи с чем УТР устанавливает цену на уровне: $P_0 = AC_0$. При такой цене точка равновесия находится в E_0 и потребление составляет Q_0 Гкал.

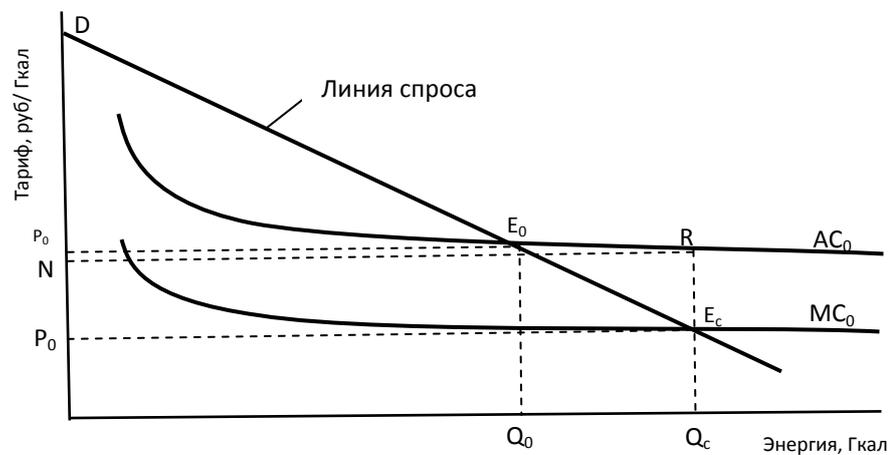


Рис.3. Экономическая сущность метода «затраты+»

Суть метода RAB: инвестор вкладывает в бизнес, а потребитель возмещает в тарифе RAB через доход (процент возврата) на вложенный капитал, рассчитываемый как фиксированный процент от RAB, соответствующий средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Приказом Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 г. утверждены Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала [13], разработанного специально для повышения экономической эффективности деятельности субъектов электроэнергетики, к которым были отнесены предприятия производства и передачи тепловой энергии. При использовании метода RAB необходимая валовая выручка (НВВ) в целях установления тарифа рассчитывается как сумма производственных расходов компании, дохода на инвестированный капитал и возврата инвестированного капитала. Инвестору в конце года вернется инвестированный капитал, сниженный на величину годовой потери, поэтому в течение года инвестор не только должен получить приемлемый доход на инвестированный в начале этого года капитал, но и возратить указанную годовую потерю инвестированного капитала. Возвращенный капитал может быть вновь reinvestирован в начале нового года, и весь инвестиционный процесс повторится с той лишь разницей, что доход на инвестированный капитал по абсолютной величине снизится в соответствии со снижением величины reinvestированного капитала (рис.4 [14]).

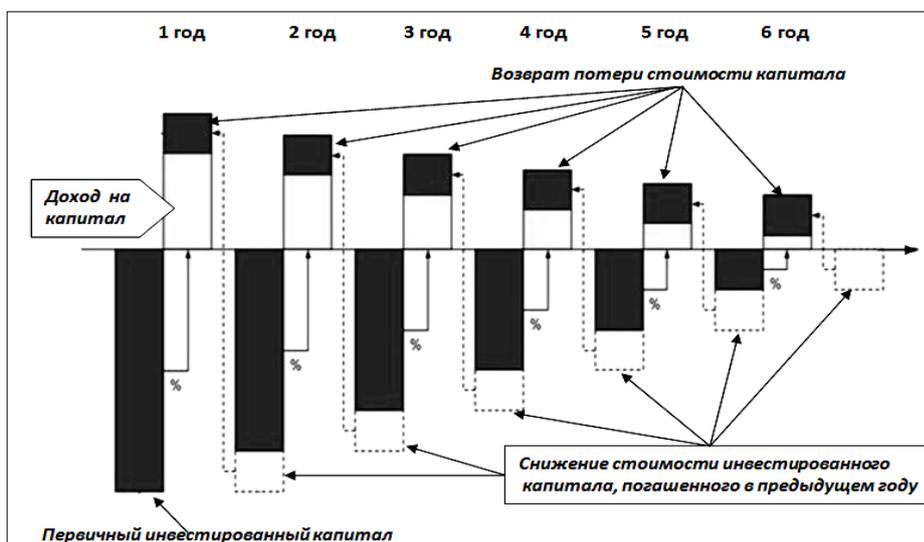


Рис.4. Принцип формирования дохода методом RAB (для упрощения возврат в конце каждого года reinvestируемого на следующий год капитала не показан)

Базовая формула метода RAB:

$$НВВ_i^д = P_i + ВК + ДК_i,$$

где $НВВ_i^д$ – необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов на год i ; P_i – расходы, связанные с производством и реализацией услуг по регулируемым видам деятельности, определяемые на год i ; $ВК$ – ежегодный возврат инвестированного капитала; $ДК_i$ – доход на инвестированный капитал, определяемый на год i .

При применении модели финансирования инфраструктуры, основанной на методе RAB, в краткосрочном периоде (пока идет строительство систем коммунальной инфраструктуры) тарифы не изменяются, поскольку для финансирования развития инфраструктуры предприятие привлекает средства инвесторов.

Имея гарантии органа регулирования, что возврат инвесторам будет осуществляться через тарифы в будущем, энергетическое предприятие предлагает подключение по стоимости, стремящейся к нулю.

Финансирование развития коммунальной инфраструктуры за счет включения в тарифы инвестиционной составляющей приводит к росту тарифа для существующих потребителей (рис.5).

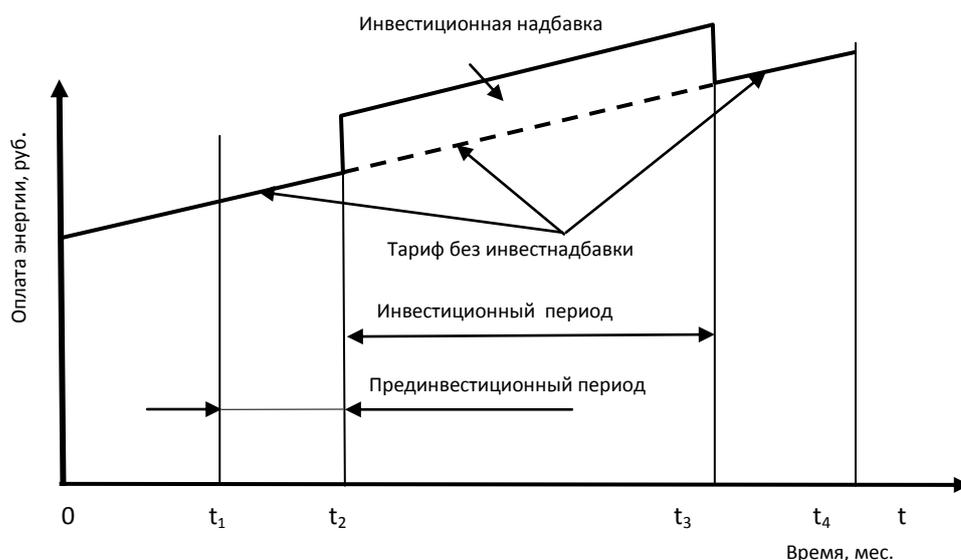


Рис. 5. Инвестиционная составляющая

Новая цена P_1 устанавливается выше P_0 и, следовательно, выше AC_0 : $P_1 > P_0 > AC_0$. Инвестиционная составляющая ведет к росту тарифа для существующих потребителей (потребление должно было снизиться до уровня Q_1 , если бы тепло не было жизнеобеспечивающим товаром). Введение инвестиционной составляющей можно интерпретировать как введение налога на существующих потребителей (рис.6 [12]).

Если появятся будущие потребители, кривая спроса (D) сдвинется вправо и в долгосрочном периоде рост производства до Q_2 приведет к снижению средних издержек энергетического предприятия, надбавка будет исключена из тарифа, тариф в долгосрочном периоде (P_2) будет удовлетворять условию: $P_2 < P_0 < P_1$ (рис.7 [12]).

Установив плату за подключение (рис. 8), УТР обеспечивает подключение новых объектов к системам коммунальной инфраструктуры и, как следствие, увеличение объемов продаж в долгосрочном периоде. Это в свою очередь приведет к снижению средних издержек в расчете на единицу продукции производства, и, следовательно, к снижению регулируемой цены. В краткосрочном периоде тарифы для существующих потребителей не изменяются, а в долгосрочном существующие потребители выигрывают от роста объемов производства, который обеспечивает снижение средних издержек и, следовательно, снижение тарифов (рис.9 [12]).

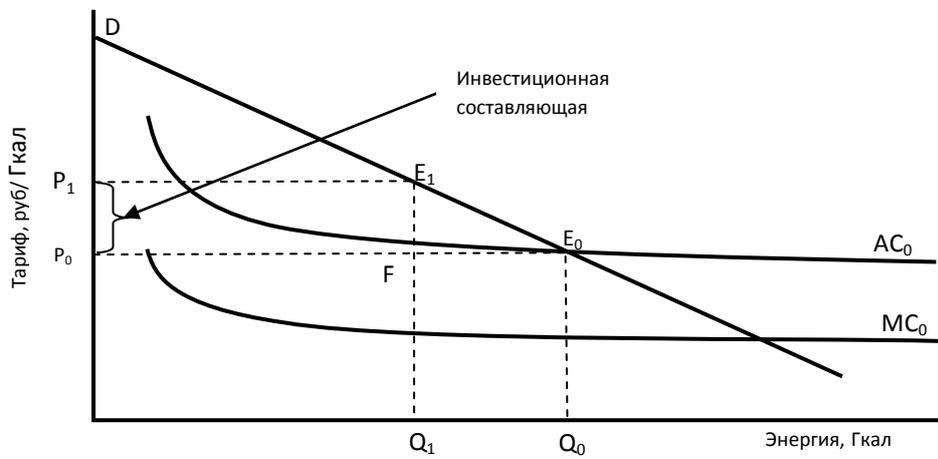


Рис.6. Экономическая сущность инвестиционной составляющей в краткосрочном периоде

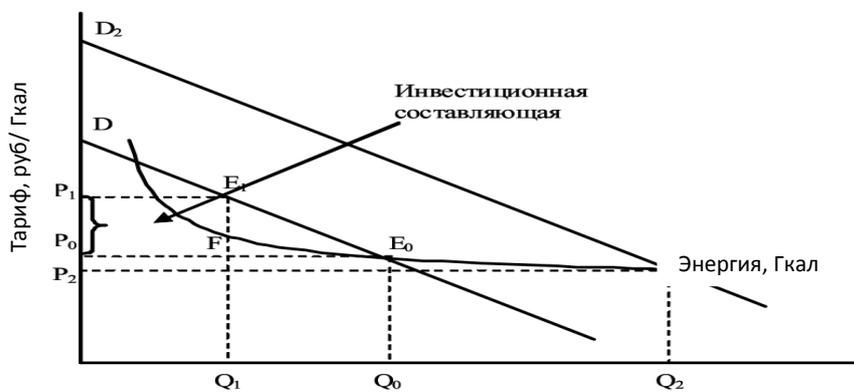


Рис.7. Экономическая сущность инвестиционной составляющей в долгосрочном периоде (появление новых потребителей)

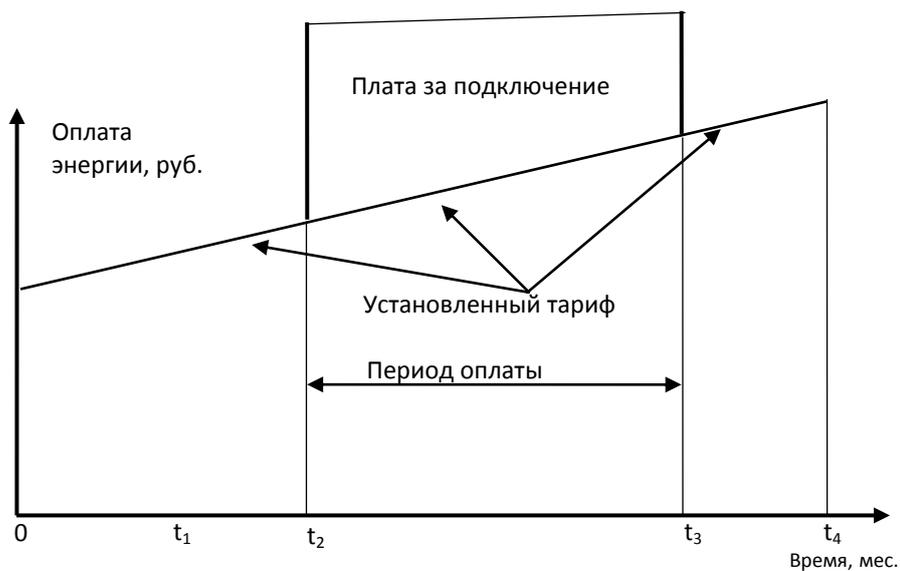


Рис.8. Плата за подключение

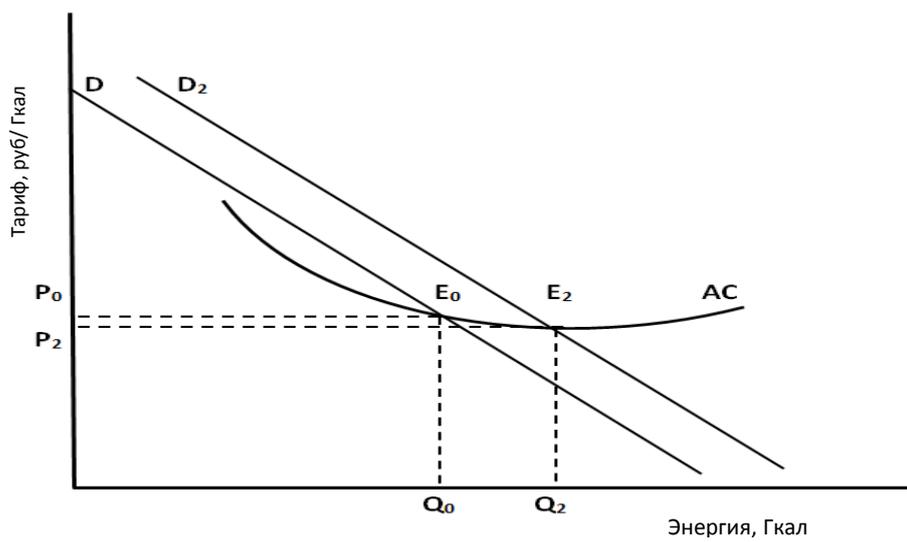


Рис.9. Экономическая сущность платы за подключение

В 2010 году ОАО «ТГК-1» и ОАО «Апатит» приняли решение о реализации по схеме SPV (*Special Purpose Vehicle*) проекта «Хибинская тепловая компания» (ХТК). Его суть – реконструкция АТЭЦ и прокладка теплотрассы протяженностью 17 км до г.Кировска с целью удвоения загрузки станции (расширение рынка сбыта продукции) как по теплу, так и по электроэнергии, а также изменение типа топлива (мазута на уголь) для потребителей Кировска. Построив теплотрассу, ОАО «ХТК» сможет возместить свои расходы на строительство только за счет потребителей. Будущие потребители создают спрос на развитие коммунальной инфраструктуры, поэтому логично предположить, что именно они как основные выгодоприобретатели (снижение тарифа почти в 2 раза за счет изменения типа топлива) должны оплатить соответствующее развитие инфраструктуры. Если такие действия приводят к улучшению положения существующих потребителей (снижение тарифа на 7-9% за счет «эффекта масштаба»), то и они должны нести часть расходов на развитие. Исходя из анализа экономической сущности возможных механизмов инвестирования этого проекта, представляется целесообразным для потребителей Кировска при формировании тарифа на энергию выбрать метод RAB, инвестиционной надбавки к тарифу по транспортировке теплоэнергии или плату за подключение, а с потребителями Апатитов и Кировска заключить энергосервисный контракт на модернизацию АТЭЦ и тепловых сетей, обеспечивающую снижение тарифа на производство теплоэнергии за счет «эффекта масштаба», (пропорционально размеру выгодоприобретения потребителей) и снижения теплопотерь (рис.10).

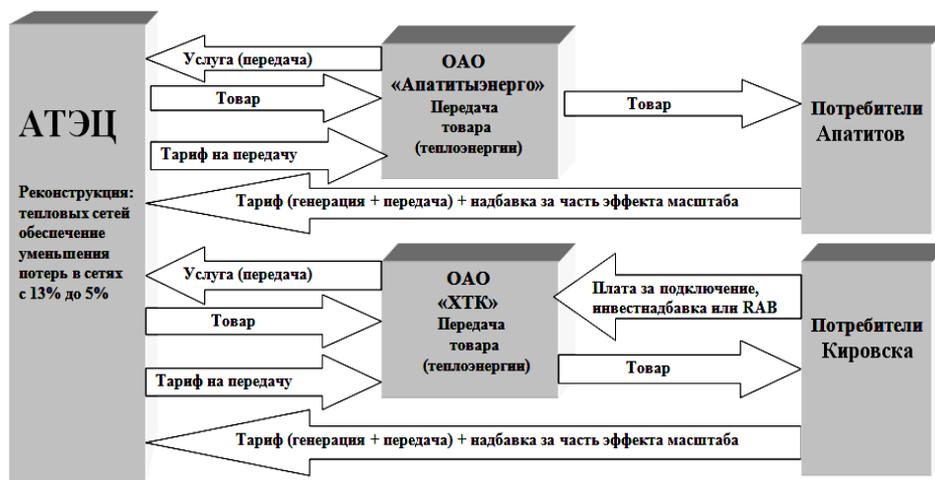


Рис.10. Схема взаимодействия потребителей и предприятий теплоэнергетики

Совет депутатов г.Апатиты своим решением утвердил Программу комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования г.Апатиты с подведомственной территорией на период 2011-2013 гг. и на перспективу до 2020 г. [15].

Самым крупным инвестиционным проектом теплоснабжения является проект «Новое строительство и реконструкция тепловых сетей», который состоит из трех частей: строительство тепломagистралей Апатитская ТЭЦ – г.Кировск d720 мм (реализует ОАО «ХТК»), сумма финансирования 2 995 000 тыс. руб.; реконструкция тепловых сетей АТЭЦ (магистралей I, II и III очередей, магистраль на АНОФ-2), сумма

финансирования 85000 тыс. руб.; замена и реконструкция тепловых сетей ОАО «Апатитыэнерго», сумма 1054529 тыс. руб. Для возмещения затрат, связанных с реализацией первой части проекта, предполагается применение метода доходности инвестированного капитала (RAB) [16]. В качестве источника финансирования второй и третьей части проекта Совет депутатов г.Апатиты выбрал метод инвестиционной составляющей в тарифе (надбавки к тарифу для потребителей Апатитов). Обоснованность такого решения вызывает сомнение. Из рисунка 11 видно, что это типичная задача для применения энергосервисного контракта.

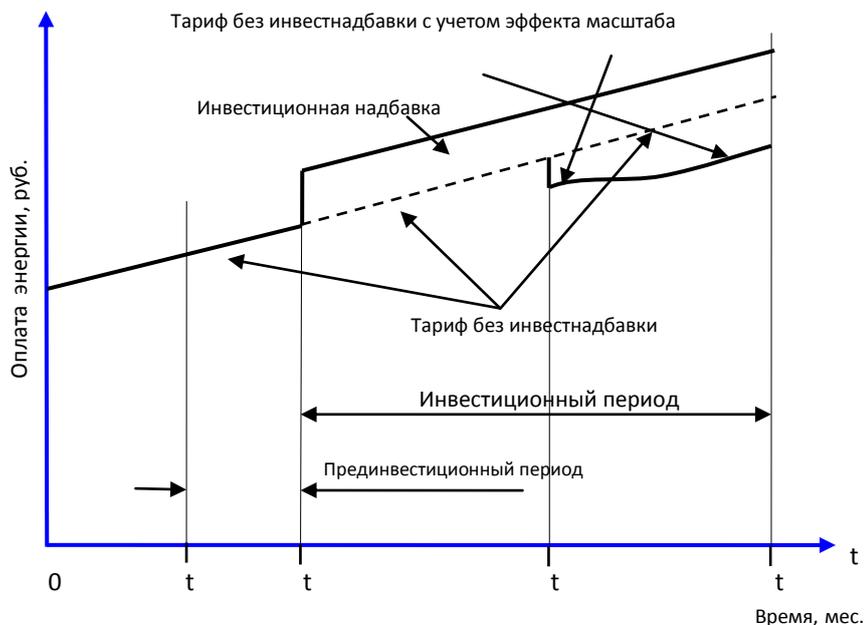


Рис.11. Влияние способов финансирования инвестиционных проектов на изменение тарифа

Выводы

1. Уровень противоречий между потенциальными выгодоприобретателями-интересантами (производителем и потребителем, заказчиком и инвестором) определяется выбором метода финансирования инвестиционных программ.
2. Оптимальность принимаемого инвестиционного решения обуславливается имущественными отношениями, обоснованностью тарифа и задолженностью потребителей.

Литература

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Российская газета. Федеральный выпуск № 3174. 2003. 1 апреля.
2. Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» // Российская газета. Дополнительный выпуск № 3316. 2003. 8 октября.
3. Федеральный закон от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса» // Российская газета. Федеральный выпуск № 3669. 2004. 31 декабря.

4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета. Федеральный выпуск № 5050. 2009. 27 ноября.
5. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» // Российская газета. Федеральный выпуск № 5247. 2010. 30 июля.
6. О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис: постановление Правительства РФ от 18.08.2010 № 636 г.Москва // Собрание законодательства РФ, 23.08.2010. № 34, ст.4488.
7. Об утверждении Методических рекомендаций по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса: приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 10.10.2007 № 99 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/2207421/>
8. Об утверждении Методических рекомендаций по подготовке технических заданий по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса: приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 10.10.2007 № 100 [Электронный ресурс]. URL: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1212
9. О разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований: приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 06.05.2011 № 204 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.referent.ru/1/179076>
10. Победоносцева В.В. Механизм инвестирования в региональном энергетическом комплексе: автореф. дис. ... канд. экон. наук (08.00.05). Апатиты, 2011. С. 12.
11. Победоносцева В.В. Организационный механизм реализации энергосервисного контракта // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.3: Энергетика. 2011. № 2(5). С.188-193.
12. Аскеров Э.Н. Кто должен платить за рост городов? Механизмы финансирования развития коммунальной инфраструктуры // Российский экономический интернет-журнал [Электронный ресурс]: Интернет-журнал АТиСО. М.: АТиСО, 2009, № гос. регистрации 0420900008. URL: <http://www.e-rej.ru/Articles/2009/Askerov.pdf>. свободный
13. Приказ Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 года № 231-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» // Российская газета. Федеральный выпуск № 4705. 2008. 11 июля.
14. Зеленский Ю.В., Коровко П.А., Кириченко Е.В. Метод RAB в теплоснабжении – сюрпризы и задачи [Электронный ресурс] // URL: <http://www.rosteplo.ru/>
15. Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования город Апатиты с подведомственной территорией на период 2011-2013 гг. и на перспективу до 2020 года. Утверждена решением Совета депутатов города Апатиты от 27.03.2012 № 548 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.apatity-city.ru/>
16. Антипов А.Г. Проблемы и перспективы развития теплоснабжения Мурманской области: доклад в Мурманской областной Думе заместителя Генерального директора ОАО «ТГК-1», Генерального директора ОАО «Мурманская ТЭЦ», г.Мурманск, 30.11.2010 [Электронный ресурс]. Презентация. ICD-ROM.

Сведения об авторе

Победоносцева Вероника Валерьевна,

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.э.н.

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

Эл. почта: pobedonosceva@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

А.Ю.Рыгалов, Ю.П.Кубарьков

ПРИМЕНЕНИЕ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Аннотация

Рассмотрена сущность мультиагентных систем, возможность и общие принципы построения мультиагентных моделей в сфере электроэнергетики, их использование для построения Smart Grid.

Ключевые слова:

мультиагентная система, умные сети, ИТ-системы, моделирование.

A.Yu.Rygalov, Y.P.Koubarkov

APPLICATION OF MULTI-AGENT SYSTEMS IN POWER INDUSTRY

Abstract

The essence of multi-agent systems, ability and general principles of multi-agent models in power industry sector, their using for building Smart Grid are discussed.

Keywords:

multi-agent systems, Smart Grid, IT, modeling.

В последние десятилетия в сфере электроэнергетики активно применяются информационные технологии. Они помогают при проектировании, эксплуатации и прогнозировании. При нынешнем объеме информации, сопутствующей производству, передаче и потреблению электроэнергии, не только невозможен отказ от использования компьютеров, но постоянно рассматриваются перспективы применения все новых и новых средств передачи, обработки и вывода информации. На смену простейшим примитивным программам стали приходить информационно-аналитические комплексы и экспертные системы, ведутся активные разработки нейронных сетей. Начало разработок специализированных экспертных систем и искусственных нейронных сетей стало обращением электроэнергетики к области искусственного интеллекта.

Следующим шагом в этом направлении могут стать мультиагентные (или многоагентные) системы (МАС). От перехода к интеллектуальным сетям (Smart Grid) ожидают потока информации, следующего за потоком энергии. Этот поток необходимо обработать, интерпретировать и выполнить адекватные действия (по мере необходимости). Решить эти задачи при помощи программного обеспечения, действующего сегодня, можно. Однако исследования в области искусственных нейронных сетей доказали эффективность и целесообразность обучения программ (причем без участия человека).

Мультиагентные системы могут помочь в решении многих задач. Любой агент представляет собой открытую систему, помещенную в некоторую среду, причем эта система обладает собственным поведением, соответствующим некоторым экстремальным принципам. Таким образом, агент считается способным воспринимать информацию из внешней среды с ограниченным разрешением, обрабатывать ее на основе собственных ресурсов, взаимодействовать с другими агентами и действовать на среду в течение некоторого времени, преследуя свои собственные цели.

Это значит, что при построении искусственного агента минимальный набор базовых характеристик включает такие свойства как:

- активность – способность к организации и реализации действий;
- реактивность – способность воспринимать состояние среды;
- автономность – относительная независимость от окружающей среды или наличие некоторой «свободы воли», обуславливающей собственное поведение, которое должно иметь хорошее ресурсное обеспечение;
- общительность, вытекающая из необходимости решать свои задачи совместно с другими агентами и обеспечиваемая развитыми протоколами коммуникации;
- целенаправленность, предполагающая наличие собственных источников мотивации.

Необходимыми условиями реализации искусственным агентом определенного поведения выступают специальные устройства, непосредственно воспринимающие воздействия внешней среды (рецепторы) и исполнительные органы, воздействующие на среду (эффекторы), а также процессор – блок переработки информации и память. Под памятью здесь понимается способность агента хранить информацию о своем состоянии и состоянии среды. В теории МАС считается, что один агент владеет всего лишь частичным представлением о глобальной проблеме, а значит, он может решить лишь некоторую часть общей задачи. В связи с этим для решения сложной задачи необходимо создать некоторое множество агентов и организовать между ними эффективное взаимодействие, что позволит построить единую многоагентную систему. В многоагентных системах весь спектр задач по определенным правилам распределяется между всеми агентами, каждый из которых считается членом организации или группы. Распределение заданий означает присвоение каждому агенту некоторой роли, сложность которой определяется исходя из возможностей агента.

Агентная платформа (далее АП) реализует основные механизмы, обеспечивающие работу МАС, и таким образом облегчает построение агентных систем. МАС работает «поверх» агентной платформы и использует ее сервисы. Основные функции АП:

- реализация взаимодействия агентов;
- передача сообщений между агентами внутри платформы (на различных уровнях: на уровне сетевых пакетов, сообщений какого-либо языка общения, протоколов общения);
- передача сообщений между агентами разных платформ;
- поддержка онтологий;
- управление агентами;
- поиск агентов и данных о них внутри системы;
- управление жизненными циклами агентов;
- обеспечение безопасности.

Рецепторами агентов, таким образом, будут датчики энергосистемы, памятью – базы данных, эффекторами – средства визуализации и автоматика, процессором – группа центров обработки данных (ЦОД). Для работы этой системы потребуются модели как энергосистемы, так и каждого агента. Минимальный набор агентов:

- агент прогнозирования (прототипом может служить прогнозная модель на базе искусственной нейронной сети);
- агент оптимизации генерации;
- агент эксплуатации энергосистемы;
- агент логистики;
- агент рынка энергии.

Таким образом, целью работы МАС станет оптимизация функционирования энергосистемы, а каждый агент будет заниматься реализацией своей задачи (задач):

- задача агента прогнозирования – осуществлять прогнозы энергопотребления и потерь электроэнергии в краткосрочной и долгосрочной перспективах;
- агента оптимизации генерации – выбрать оптимальные набор и загрузки генерирующих станций;
- агента эксплуатации – вести режимы работы энергосистемы, планировать обслуживание, ремонт и замену оборудования;
- агента логистики – оптимизировать передачу и распределение энергии;
- агента рынка энергии – участвовать в формировании тарифа на энергию, отслеживать сделки на рынке, корректировать в связи с ними прогнозы.

Одним из принципов Smart Grid является прозрачность. Реализовать его удобно через так называемые «облачные» технологии. То есть доступ к информации будет осуществляться через различные интернет-сервисы, позволяющие как получить необходимую информацию, так и произвести ряд операций с ней. Поставщиком «облачных» услуг целесообразно быть отделу или организации при министерстве энергетики или системном операторе.

Этот отдел (организация) мог бы также предоставлять услуги IT-аутсорсинга для предприятий в сфере энергетики. Фирмы-аутсортеры гарантируют предоставление своих услуг в любое время, указанное в договоре.

Работники специализированных организаций обычно обладают высоким уровнем профессионализма, необходимым для работы с оборудованием, не нуждаются в обустройстве для них специального рабочего места. Оплата их услуг может осуществляться как в зависимости от фактического объема выполненных работ, так и почасовым способом, а может быть и фиксированной (по принципу абонентской платы). В любом случае при отсутствии необходимости в постоянном присутствии в организации компьютерного специалиста это потребует меньших затрат, чем введение в штат дополнительных должностей. С введением контроля министерства (или системного оператора) отпадут опасения за информационную безопасность предприятия-клиента.

Выводы

Для IT-поддержки Smart Grid необходимо эффективное использование мультиагентных систем со следующим минимальным набором агентов:

- агент прогнозирования;
- агент оптимизации генерации;
- агент эксплуатации энергосистемы;
- агент логистики;
- агент рынка энергии.

Для обеспечения «прозрачности» и возможности предоставления квалифицированного IT-аутсорсинга целесообразно рассмотреть создание отдела (организации) при министерстве энергетики или системном операторе, который предоставлял бы «облачные» услуги.

Литература

1. Wooldridge M.J. An introduction to multi-agent systems. Wiley, 1996.
2. Тарасов В.Б. От многоагентных систем к интеллектуальным организациям. Философия, психология, информатика. М., Эдиториал. 2002.
3. Ghallab M., Nau D., Traverso P. Automated planning: Theory & Practice. Morgan Kaufmann, 2004.
4. Портал искусственного интеллекта. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.aiportal.ru> (18.04.2012)

Сведения об авторах

Кубарьков Юрий Петрович,

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н.
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244
Тел. 8-(846)-242-37-89, эл. почта: tsara.cuba@yandex.ru

Рыгалов Алексей Юрьевич,

аспирант Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244
Тел. 8-(846)-242-37-89

УДК 621.311

Ю.П.Кубарьков, В.В.Степанов, П.В.Копырюлин, А.Ю.Рыгалов

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДАННЫХ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПРИ НОРМИРОВАНИИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Аннотация

Рассмотрена система помощи для контроля данных при принятии решения о параметрах нормирования потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Приведены основные критерии возможности нормирования, способы их проверки и методы реализации.

Ключевые слова:

контроль данных, RAB-регулирование, TCO, нормирование, потери электроэнергии.

Y.P.Koubarkov, V.V.Stepanov, P.V.Kopyrulin, A.Yu.Rygalov

DATA CONTROL SYSTEM FOR DECISION-MAKING AT RATING OF ELECTRIC POWER LOSSES

Abstract

The help system for data control at decision-making on the possibility of rationing electricity losses during transmission of electrical networks is discussed. The main criteria for the possibility of rationing, the methods of their testing and implementation methods are given.

Keywords:

data control, RAB-regulation, TGO, regulation, electricity losses.

Российские сетевые компании переходят на новый метод формирования тарифа – на RAB-регулирование. Цель введения нового метода – привлечь деньги в развитие электроэнергетики. В связи с этим переходом возникает вопрос об изменении методики тарификации потерь электроэнергии. Одним из вариантов для оценки и прогнозирования потерь электроэнергии может быть рассмотрена регрессионная модель.

Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях – это экономически обоснованный и документально подтвержденный технологический расход электроэнергии при ее транспортировке, относящийся к налогооблагаемым материальным ресурсам и направленный на получение дохода энергоснабжающей организации. На сегодняшний момент нормирование происходит примерно по такой схеме:

1. Территориальная сетевая компания (ТСО) производит расчет потерь электроэнергии при ее передаче.

2. Отчет подвергается экспертизе.

3. Отчет вместе с заключением экспертизы передается в министерство энергетики для утверждения.

Отчет содержит следующие таблицы:

- Таблица 1. Показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям ТСО.

- Таблица 2. Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в базовом году.

- Таблица 2А. Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в регулируемом году.

- Таблица 3. Структура перетоков электроэнергии в базовом году.

- Таблица 4. Структура технологических потерь электроэнергии в базовом году.

- Таблица 4А. Структура технологических потерь электроэнергии в регулируемом году.

- Таблица 5. Программа снижения потерь электроэнергии.

- Таблица 6. Сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения в базовом и регулируемом годах.

- Таблица 7. Количество и установленная мощность трансформаторов.

- Таблица 8. Количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности.

- Таблица 9. Протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи и шинопроводов.

Кроме того, в отчетах содержатся:

предложение на утверждение,
динамика основных показателей,
индикация ошибок.

Таким образом, в период подачи отчетов специалисты министерства оказываются перегружены. Большое количество таблиц в каждом отчете, множество таблиц от разных ТСО со своими особенностями – все это притупляет внимание, снижает эффективность работы и увеличивает вероятность ошибок.

Чтобы снять необходимость обязательного полного просмотра каждой таблицы отчета, необходимо подобрать критерии возможности нормирования и визуализировать выполнение этих критериев. Выбрано 8 критериев возможности нормирования:

изменение потерь электроэнергии по годам;
изменение суммарной длины линий электропередач по годам;
изменение установленной мощности трансформаторов по годам;
корректность заполнения таблицы 2А;
сравнение результатов таблиц 2 и 4;
сравнение результатов таблиц 2А и 4А;
полнота и корректность заполнения таблицы 7;
полнота и корректность заполнения таблицы 9.

Выбранные критерии отображают динамику изменения основных показателей ТСО, полноту и корректность предоставленных данных, т.е. являются достаточными для определения возможности нормирования потерь электроэнергии при ее передаче по сетям данной ТСО.

Рассмотрим подробнее реализацию проверки каждого критерия.

Изменение потерь электроэнергии по годам. При помощи этого критерия отслеживается динамика изменения потерь электроэнергии (в процентах от отпуска в сеть) для регулируемого периода и последующих четырех лет. Имеет три состояния:

- 1) потери растут (красный индикатор);
- 2) потери растут при неизменном отпуске электроэнергии в сеть и увеличении числа оборудования (желтый индикатор);
- 3) потери снижаются (зеленый индикатор).

Состояние 1 говорит о необходимости предоставления дополнительной документации для подтверждения возможности нормирования.

Состояние 2 говорит о вероятностной ошибке заполнения исходных данных, т.к. рост числа оборудования без роста отдачи электроэнергии в сеть не имеет смысла.

Состояние 3 говорит в пользу нормирования.

Изменения суммарной длины линий электропередач и установленной мощности трансформаторов по годам. Эти критерии необходимы для отслеживания изменения названных параметров по отношению к предыдущему году. Имеют по три состояния:

- 1) изменения в пределах от 0 до 10 % (зеленый индикатор);
- 2) изменения в пределах от 10 до 20 % (желтый индикатор);
- 3) изменения более 20 % (красный индикатор).

Большие и не характерные для данной ТСО изменения подтверждаются дополнительной документацией.

Корректность заполнения таблицы 2А. Этот критерий служит для правильности расчета технических потерь электроэнергии в регулируемом году на том основании, что они не должны превышать общих потерь. Имеет два состояния:

- 1) расчет предположительно верен;
- 2) расчет не верен.

Сравнение результатов таблиц 2 и 4 и таблиц 2А и 4А. Сравняются результаты расчета потерь электроэнергии в разных таблицах для базового и регулируемого годов. Результаты расчета в таблицах 2 и 4 должны совпадать (также и для таблиц 2А и 4А). Эти критерии имеют по два состояния:

- 1) результаты совпадают (зеленый индикатор);
- 2) результаты не совпадают, вероятно ошибка заполнения (красный индикатор).

Полнота и корректность заполнения таблиц 7 и 9. Проверяется полнота и корректность данных о линиях электропередач и трансформаторах. Имеют по три состояния:

- 1) данные введены и корректны (зеленый индикатор);
- 2) данные введены, но, возможно, не корректны (желтый индикатор);
- 3) данные не введены.

Состояние 2 говорит о том, что данные в столбцах предшествующего базовому и текущего годов совпадают с данными столбцов базового и регулируемого годов соответственно при наличии изменений суммарной длины линий электропередач (установленной мощности трансформаторов) между базовым и регулируемым годами. Чаще всего это указывает на халатное отношение ТСО к заполнению таблиц данных.

Помимо индикации, по вышеуказанным критериям к каждой таблице (где это необходимо) построен один или несколько графиков с линией тренда (степенного вида).

Также учтено, что при хранении, передаче, перезаписи и считывании информации возможны сбои, которые могут привести к повреждению связей между таблицами или данных в самих таблицах. Для отслеживания этого введена ячейка самоконтроля индикации. Ячейка имеет два состояния:

- 1) «индикация в норме» (светло-зеленый индикатор);
- 2) «индикация повреждена» (красный индикатор).

Ячейка самоконтроля может не работать, что будет соответствовать состоянию 2.

Состояние 1 указывает на полную исправность таблицы индикации. Состояние 2 – на частичную или полную неисправность индикации. Найти поврежденную(ые) ячейку(и) достаточно просто. В работоспособной ячейке должно содержаться число от 1 до 3 и должен присутствовать цветовой индикатор (зеленый, желтый или красный). В противном случае ячейка(и) неисправна. Таблица индикации связана почти со всеми таблицами, поэтому по ней можно отследить наличие нарушений связей или потери данных других таблиц.

Выводы

Создана визуализированная система для помощи в принятии решения о возможности согласования нормативов потерь электроэнергии при ее передаче по сетям ТСО, система опирается на 8 критериев:

- изменение потерь электроэнергии по годам;
- изменение суммарной длины линий электропередач по годам;
- изменение установленной мощности трансформаторов по годам;
- корректность заполнения таблицы 2А;
- сравнение результатов таблиц 2 и 4;
- сравнение результатов таблиц 2А и 4А;
- полнота и корректность заполнения таблицы 7;
- полнота и корректность заполнения таблицы 9.

Система имеет самоконтроль.

Литература

1. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: утв. Постановлением ФЭК РФ от 31.07.2002 № 49-Э/8. Перечень изменений и дополнений: утв. Постановлением ФЭК России от 14 мая 2003 г. № 37-Э/1.
2. Об электроэнергетике: федер. закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 06.12.2011; с изм. и доп., вступающими в силу с 06.01.2012).
3. Mathematical foundations of scientific visualization, computer graphics, and massive data exploration / ed. by T.Möller, B.Hamann, R.D.Russell.

Сведения об авторах

Кубарьков Юрий Петрович,

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н.
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244
Тел. 8-(846)-242-37-89; эл. почта: tsara.cuba@yandex.ru

Степанов Василий Викторович,

ведущий специалист, Министерство энергетики РФ,
107996, г.Москва, ул.Щепкина, д.42

Копырюлин Петр Викторович,

аспирант Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244
Тел. 8-(846)-242-37-89;

Рыгалов Алексей Юрьевич,

аспирант Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, д.244
Тел. 8-(846)-242-37-89

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 629.9 (470.21)

В.А.Минин

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЗОНАХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Рассмотрено состояние энергоснабжения децентрализованных потребителей Мурманской области. Отмечены высокие значения топливной составляющей в себестоимости энергии, вырабатываемой на местных дизельных электростанциях и котельных. Оценен потенциал возобновляемых источников энергии, показаны перспективы использования энергии ветра и гидроэнергии малых рек. Приведены результаты технико-экономической оценки возможного участия ВЭУ и малых ГЭС в энергообеспечении удаленных потребителей.

Ключевые слова:

возобновляемые источники энергии, автономные потребители энергии.

V.A.Minin

PROSPECTS FOR DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY ZONES OF THE MURMANSK DECENTRALIZED ENERGY SUPPLY

Abstract

The state of decentralized energy consumers of the Murmansk region is touched upon. High values of the fuel component in the cost of energy generated at the local diesel power stations and boilers are noted. The potential of renewable energy, the prospects for wind energy and hydropower of small rivers are evaluated. The results of the technical and economic assessment of the possible involvement of wind turbines and small hydropower plants in the energy supply of remote users are given.

Keywords:

renewable energy sources, autonomous energy consumers.

Энергетика Мурманской области в значительной мере базируется на привозном топливе. Внутри области в особую категорию можно выделить удаленные децентрализованные потребители, расположенные в приграничных, прибрежных и глубинных районах Кольского полуострова, куда доставка топлива сопряжена с большими трудностями. Из-за удорожания топлива в ходе использования распределительного морского, автомобильного, бездорожного транспорта, а порой и авиации себестоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на местных дизельных электростанциях и котельных, оказывается в несколько раз выше, чем у потребителей, охваченных централизованным энергоснабжением. Именно применительно к децентрализованным потребителям заслуживает наибольшего внимания изучение вопроса об использовании местных источников энергии, в том числе нетрадиционных возобновляемых. Активное использование последних может стать одним из главных направлений энергосбережения и повышения экономической эффективности децентрализованных систем энергоснабжения потребителей.

Состояние энергоснабжения удаленных потребителей Мурманской области

Характеристика дорожно-транспортной сети. В Мурманской области получили развитие железнодорожный, автомобильный, водный морской, а также воздушный виды транспорта (рис.1). Сеть железных дорог представлена в первую очередь магистралью С.-Петербург-Мурманск с ответвлениями на Алакуртти, Ковдор, Кировск и Никель. Сетью автомобильных дорог в основном охвачены только крупные города и поселки области. В крайних восточных и западных районах автомобильный транспорт не получил пока должного развития по причине значительной удаленности (на 150-300 км) и рассредоточенности мелких населенных пунктов.

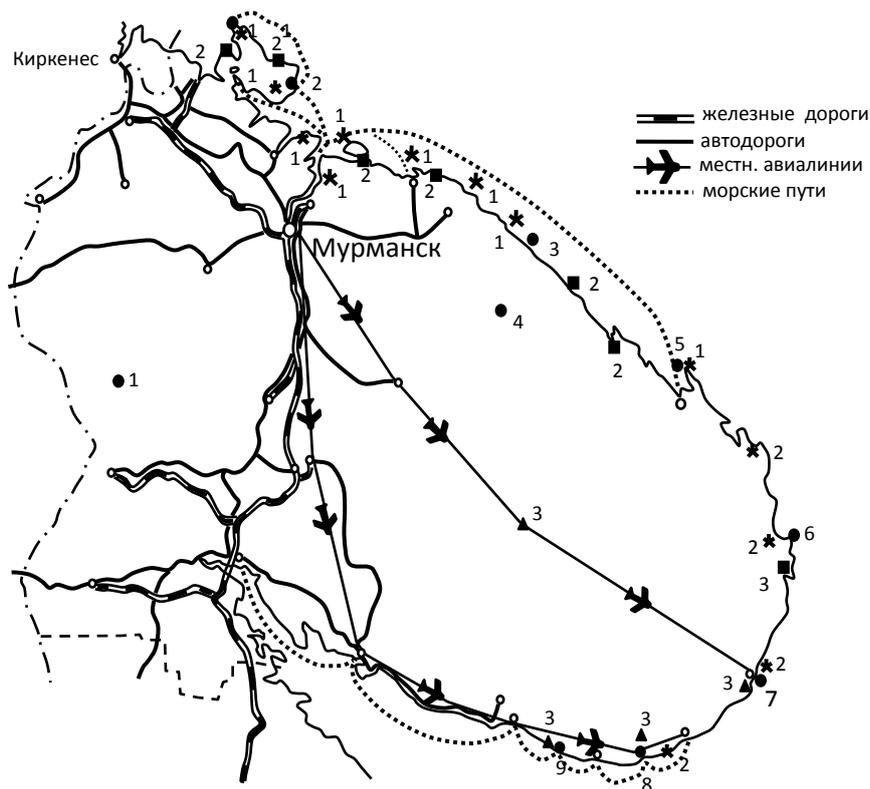


Рис.1. Дорожно-транспортная сеть Мурманской области и расположение удаленных потребителей энергии:

метеостанции: 1 – Вайда-Губа, 2 – Цып-Наволок, 3 – о.Харламов, 4 – Колмъявр, 5 – Святой Нос, 6 – Терско-Орловский, 7 – о.Сосновец, 8 – Пялица, 9 – Чаваньга, 10 – Ниванкюль; маяки: 11 – Вайдагубский, 12 – Цып-Наволок, 13 – Сеть-Наволок, 14 – Тювагубский, 15 – Кильдинский Северный, 16 – Териберский, 17 –Русский, 18 – Харловский, 19 – Святоносский, 20 – Городецкий, 21 – Терско-Орловский, 22 – Сосновецкий, 23 – Никодимский; пограничные заставы: 24 – Пумманки, 25 – Цып-Наволок, 26 – Кильдин, 27 – Гаврилово, 28 – Восточная Лица, 29 – Дроздовка, 30 – Поной; рыболовецкие и оленеводческие хозяйства: 31 – Сосновка, 32 – Чалома, 33 – Чаваньга, 34 – Краснощелье

Значительный вес в объеме грузоперевозок занимает морской транспорт. Мурманск является крупным незамерзающим портом, работающим круглый год. Отсюда берут начало маршруты местных грузоперевозок в прибрежные населенные пункты Кольского полуострова. Вторым морским портом области является Кандалакша, через который проходит большой объем грузов, перевозимых по Белому морю.

Воздушный транспорт области замыкается, в основном, на аэропорты Мурманск и Кировск. Местные воздушные линии связывают центральные районы (а/п Ловозеро, Умба) с удаленными населенными пунктами, в которых авиация в зимнее время является практически единственным видом транспортной связи.

Краткая характеристика типовых удаленных потребителей. В зависимости от местоположения, направления хозяйственной деятельности и объемов энергопотребления в Мурманской области можно выделить следующих характерных децентрализованных потребителей (рис.1.).

1. *Метеорологические станции и маяки.* Электрическая энергия у этих потребителей расходуется на питание специальных приборов, освещение помещений и территории, привод бытовой техники. Значительную долю (до 60-80%) в энергопотреблении занимает отопление производственных и жилых помещений. В настоящее время для электроснабжения указанных потребителей используются бензиновые и дизельные агрегаты мощностью 8-20 кВт, а для теплоснабжения – котлы мощностью до 20 тыс. ккал/ч или простые огневые печи. Суммарная электрическая и тепловая нагрузка каждого потребителя этого класса составляет 20-50 кВт.

2. *Прибрежные пограничные заставы.* Электроснабжение этих объектов осуществляется от небольших дизельных электростанций установленной мощностью до 60 кВт (2-3 дизель-генератора по 15-20 кВт). Для отопления служебных и жилых помещений используются котельные установки мощностью около 0.1-0.2 Гкал/ч на угле или жидком топливе. Широкое применение находят обычные огневые печи, работающие на дровах и угле. Суммарная электрическая и тепловая нагрузка каждого потребителя этого класса составляет 100-150 кВт.

3. *Прибрежные объекты Северного флота.* Они обеспечивают жизнедеятельность разных служб флота и различаются по назначению и объемам потребляемой энергии. Среди них имеются объекты, оснащенные дизельными электростанциями мощностью около 100-150 кВт, укомплектованными 2-3 дизель-генераторами мощностью 30-50 кВт. Отопительная нагрузка таких объектов достигает 0.3-0.5 Гкал/ч и обеспечивается котельными установками, работающими на угле или жидком топливе.

4. *Рыболовецкие колхозы, крупные оленеводческие хозяйства, отдельные поселки.* В их числе рыболовецкие колхозы «Беломорский рыбак» (с.Чаваньга) и «Чапома» (с.Чапома) в Терском районе, а также совхоз «Гундра» (с.Краснощелье) и населенный пункт Сосновка в Ловозерском районе. Эти потребители обеспечиваются электроэнергией от местных дизельных электростанций мощностью от 200 до 500 кВт. Для теплоснабжения в перспективе могут использоваться котельные установки на органическом топливе мощностью до 2-3 Гкал/ч.

Затраты на доставку топлива потребителям. Способы доставки топлива малым изолированным потребителям Мурманской области весьма разнообразны. Они зависят от специализации потребителей, удаленности от ближайших пунктов топливоснабжения, состояния дорожно-транспортной сети. Доставка топлива в прибрежные районы Белого и Баренцева морей осуществляется водным морским транспортом. Перевозки осуществляются

в период летней навигации. Нефтеналивные суда, следуя вдоль побережья, производят поочередную отгрузку топлива всем населенным пунктам. Дальнейшая доставка топлива от побережья в глубинные пункты производится с использованием автомобильного или гусеничного транспорта, санно-тракторных поездов, иногда – воздушного транспорта.

Сбор, обобщение и анализ информации о затратах на перевозку топлива различными видами транспорта позволили установить, что из-за повышенных расходов на местные перевозки цены на топливо существенно возрастают. При перевозках автомобилями – в 1.2-1.5 раза, морскими судами – в 1.3-1.8, бездорожным транспортом – в 1.5-2.5, а при использовании авиации – в 3 раза и более по отношению к отпускной цене на опорных базах топливоснабжения.

Себестоимость электроэнергии на дизельных электростанциях (ДЭС).

Составляющими годовых эксплуатационных расходов на дизельной электростанции являются затраты на топливо, заработную плату, амортизацию, текущий ремонт и прочие расходы. В таблице 1 приведены удельный расход топлива, численность обслуживающего персонала, норма амортизационных отчислений и удельные капиталовложения, которые были использованы при выполнении расчетов себестоимости энергии. Число часов использования в году установленной мощности ДЭС принято равным 3000. Затраты на дизельное топливо с учетом расходов на местный распределительный транспорт приняты в пределах 24-28 тыс. руб/т у.т. (34-40 тыс. руб/т). Результаты расчета себестоимости электроэнергии при указанных исходных данных представлены на рис.2. Из него видно, что при мощности ДЭС от 50 до 500 кВт себестоимость энергии составляет 13-20 руб/кВт·ч. Основным мероприятием, направленным на снижение стоимости вырабатываемой электрической энергии, может служить экономия дорогостоящего топлива, в том числе за счет использования местных возобновляемых источников энергии (ветра, солнца, малых рек, приливов и др.).

Таблица 1

Показатели работы дизельных электростанций [1]

Число жителей в населенном пункте, чел.	Мощность ДЭС, кВт	Удельный расход топлива, г у.т./ кВт·ч	Числен. персонала, чел.	Норма амортиз. отчисл., %	Удельные капиталовложения тыс. руб/кВт
20	20	460	2	20	23
50	50	428	3	17	17
100	100	410	5	15	13
200	200	395	7	13	10
500	500	383	14	10	7.5

Себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на котельных установках. Тепловая нагрузка малых населенных пунктов с числом жителей до 500 чел. не превышает 2.5 Гкал/ч. В связи с этим рассмотрение вариантов теплоснабжения таких потребителей в данной работе было проведено на примере следующего мощностного ряда котельных установок: 0.05, 0.10, 0.25, 0.5, 1.0, 2.5 Гкал/ч.

Составляющими годовых эксплуатационных расходов котельных установок являются затраты на топливо, заработную плату, амортизацию и текущий ремонт и прочие расходы. Затраты на привозное топливо зависят от удаленности потребителей и состояния дорожно-транспортной сети. В 2012 г. оптовая цена на дизельное топливо достигла 26-27 тыс. руб. за тонну, на мазут 12-14 тыс. руб/т, на уголь 1800-2100 руб/т. С учетом расходов на местный распределительный транспорт стоимость топлива существенно возрастает.

Число часов использования в году установленной мощности котельной определяется ее назначением и природно-климатическими условиями в районе эксплуатации. При использовании котельной для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения этот параметр может быть принят равным 3000-3500 ч.

Данные о КПД котлов, численности обслуживающего персонала, удельных капиталовложениях представлены в табл.2. При рассмотрении работы котельных на угле и дровах удельные капиталовложения увеличивались, соответственно, в 1.3 и 1.8 раза по сравнению с котельными на жидком топливе.

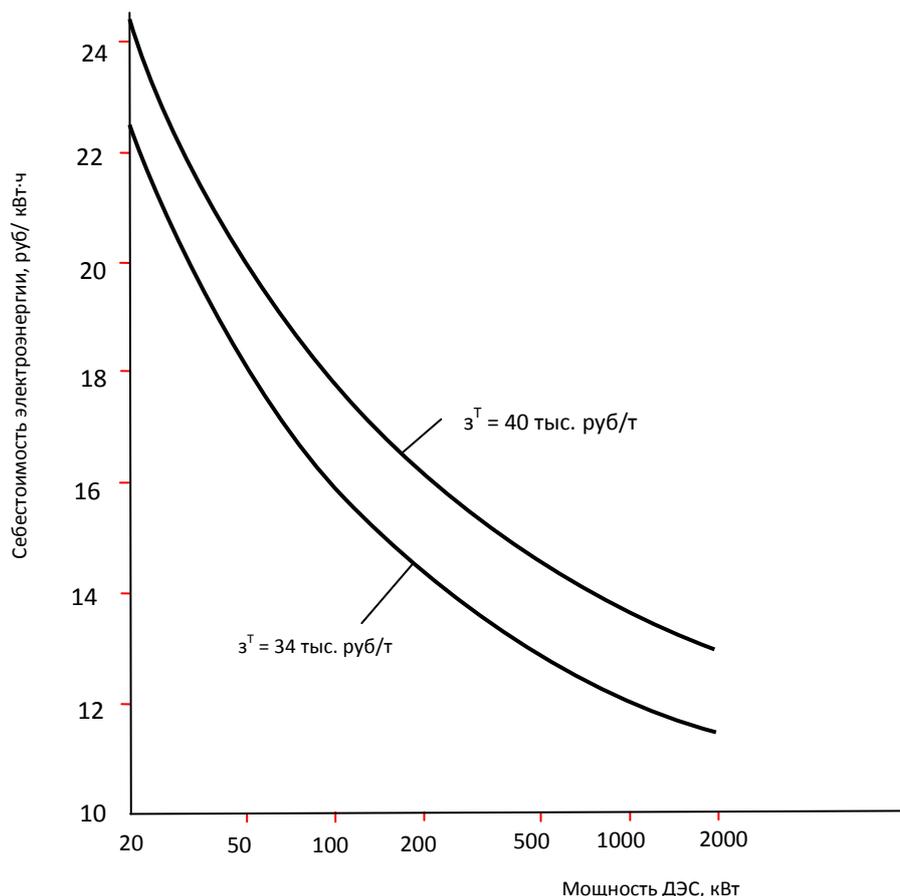


Рис.2. Зависимость себестоимости электроэнергии от мощности ДЭС и стоимости дизельного топлива

Таблица 2

Показатели котельных, работающих на разных видах топлива [2]

Мощность котельной, Гкал/ч	КПД при работе на			Численность персонала котельной (чел.), работающей на			Удельные капиталовложения в котельную на жидк. топл., млн руб/Гкал/ч
	жидк. топливе	угле	дровах	жидк. топливе	угле	дровах	
0.05	0.60	0.50	0.40	4	4	5	2.50
0.10	0.60	0.50	0.45	4	5	7	2.35
0.25	0.60	0.50	0.45	5	6	8	2.20
0.50	0.65	0.55	0.50	6	7	9	2.10
1.00	0.65	0.55	0.50	7	8	10	2.05
2.50	0.70	0.60	0.55	8	9	12	1.65

Годовая заработная плата одного работника котельной на угле или дровах в условиях Мурманской области принималась равной 180 тыс. руб. (15 тыс. руб/мес.), а работника котельной на жидком топливе – 240 тыс. руб. (20 тыс. руб/мес.). Норма амортизационных отчислений принята равной 10%.

На рисунке 3 представлены результаты расчета себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой котельными в удаленных прибрежных населенных пунктах. В выполненных расчетах учтен рост стоимости различных видов топлива в ходе местных перевозок. Оказалось, что при использовании угля, мазута или дистиллятного топлива на котельных мощностью 0.2-2.0 Гкал/ч себестоимость тепловой энергии оказывается в пределах 4-8 тыс. руб/Гкал. На более мелких котельных она достигает 10-15 тыс. руб/Гкал. Очевидно, что требуется принятие мер по экономии дорогого привозного топлива, например, за счет вовлечения местных возобновляемых источников энергии (энергии ветра, гидроэнергии малых рек и др.).

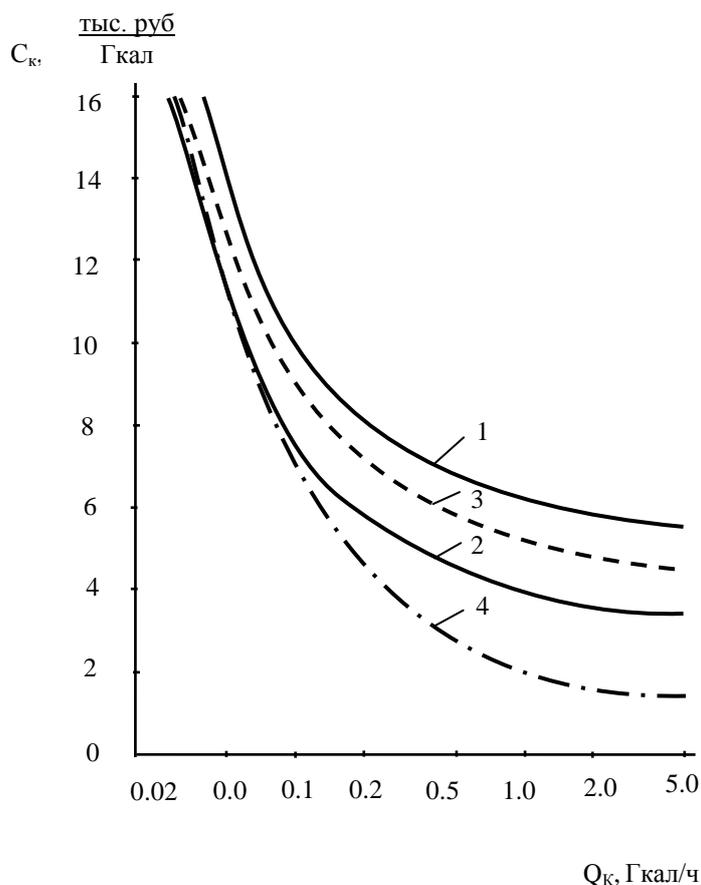


Рис.3. Зависимость себестоимости тепловой энергии на котельных, расположенных в удаленных населенных пунктах (учтены затраты на местный распределительный транспорт топлива), от мощности котельной и вида используемого топлива:

привозное топливо: 1 – дистиллянтное (24 тыс. руб/т у.т.), 2 – мазут (14 тыс. руб/т у.т.), 3 – уголь (15 тыс. руб/т у.т.); местное топливо: 4 – дрова (2.8 тыс. руб/т у.т.)

Потенциал возобновляемых источников энергии Мурманской области

Энергия ветра. В работе [3] представлены результаты обработки 20-летних рядов наблюдений за скоростью ветра по 37 метеорологическим станциям Кольского полуострова. Показано, что наибольшие скорости ветра имеют место в прибрежных районах Баренцева моря. Здесь на высоте 10 м от поверхности земли они составляют 7-9 м/с. Установлено, что скорости ветра заметно снижаются по мере удаления от береговой линии. Зато с высотой они наоборот, существенно увеличиваются. При переходе от высоты 10 м к высотам 20, 50 и 70 м скорости возрастают соответственно на 0.6, 1.7 и 2.1 м/с.

На Кольском полуострове имеет место существенная сезонная неравномерность интенсивности ветра. Она наиболее ярко проявляется на северном побережье, где разница между зимним максимумом и летним минимумом скоростей ветра достигает 5-6 м/с. Такая неравномерность является благоприятной предпосылкой для эффективного использования энергии ветра, так как максимум скоростей ветра приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии.

Гидроэнергия малых рек. Сооружение малых ГЭС на Кольском полуострове не является новым направлением. Несколько малых ГЭС было построено еще в середине прошлого века. Они эксплуатировались при напорах до 5-7 метров. При строительстве плотин широко использовалась древесина. После 25-30-летней эксплуатации плотины пришли в негодность и гидроэлектростанции были выведены из эксплуатации.

В настоящее время перспективы развития малой гидроэнергетики на Кольском полуострове увязываются с наличием подходящих створов для малых ГЭС вблизи существующих потребителей. К числу последних относятся прибрежные населенные пункты, расположенные вблизи устья рек, и ряд объектов в центральных и западных районах области, также расположенных вблизи речных водотоков.

Солнечная энергия. Согласно работе [4], в Мурманской области при реальных условиях облачности годовой приход суммарной солнечной радиации составляет около 650-850 кВт·ч/м². Это в 1.3-1.7 раза ниже, чем в районах средней полосы и юга России. Для практического использования солнечной энергии требуются большие капиталовложения. Солнечные энергетические установки (СЭУ) пока еще дороги. – до 8 тыс. евро/кВт. Поэтому применение СЭУ в районах Севера может быть оправдано лишь в исключительных случаях, когда альтернативные способы получения энергии оказываются еще дороже.

Энергия морских приливов и волн. Ресурсы приливной энергии Кольского полуострова сосредоточены вдоль всей его 1000-километровой береговой линии. Но использование этого вида энергии возможно далеко не повсеместно, а лишь там, где имеются подходящие акватории (губы, заливы), позволяющие получить повышенное значение приливной волны (4-5 м и более). В этом плане заслуживает внимания Лумбовский залив на востоке Кольского полуострова, где может быть построена ПЭС мощностью в несколько сотен мегаватт. Но это уже объект не малой, а большой системной энергетики.

На Кольском полуострове имеются ресурсы волновой энергии. Морские волны накапливают в себе энергию ветра на значительном пространстве и являются природным концентратом энергии. Использование волновой энергии в условиях Заполярья представляет большие трудности в первую очередь из-за того, что максимум морского волнения приходится на холодное время года, когда все металлические конструкции подвергаются оледенению. Обслуживание волновых установок в этих условиях, а также из-за короткого светового дня (полярной ночи) затруднено.

Представленный обзор достоинств и недостатков возобновляемых источников энергии региона позволил расставить приоритеты их возможного практического использования и выдвинуть на передний план энергию ветра и гидроэнергию малых рек.

Технико-экономическая оценка перспектив использования энергии ветра и гидроэнергии малых рек

Ветроэнергетические установки в прибрежных районах Кольского полуострова. В таблице 3 представлены расчетные технико-экономические показатели работы ДЭС в шести характерных удаленных населенных пунктах. Среди них метеостанции и маяки в населенных пунктах Цып-Наволоок, о.Харлов и Терско-Орловский, пограничные заставы Пумманки и Кильдин, рыболовецкий колхоз «Чапома». Все они находятся на побережье Баренцева и Белого морей в зоне повышенного потенциала энергии ветра. Мощности ДЭС в перечисленных населенных пунктах составляют от 35 до 300 кВт. В таблице представлены составляющие эксплуатационных расходов и себестоимость вырабатываемой электроэнергии, которая составляет 14-20 руб/кВт.ч.

Таблица 3

Технико-экономические показатели дизельных электростанций и рекомендуемая мощность ВЭУ

Населенный пункт	Мощн. ДЭС, кВт	Годовая выработка, тыс. кВт·ч	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.					Себестоимость эл. эн., руб/кВт·ч	Рекоменд. мощн. ВЭУ, кВт
			топл.	зарпл.	аморт.	проч.	всего		
Терско-Орловский	35	105	1294	554	120	135	2103	20.0	20
о.Харлов	50	150	1806	684	136	164	2790	18.6	30
Цып-Наволоок	80	240	2789	922	168	218	4097	17.1	50
Пумманки	120	360	4082	1210	202	282	5776	16.0	80
Кильдин	170	510	5712	1550	221	354	7837	15.4	100
с.Чапома	300	900	9702	2304	297	520	12823	14.2	150

Дизельные электростанции обычно комплектуются из 2-3 дизель-генераторов, из которых основной дизель имеет мощность порядка 50-60% мощности всей ДЭС. Исходя из этого, мощность ветроэнергетических установок для совместной работы с ДЭС в перечисленных населенных пунктах была рекомендована в размере около 60% от мощности ДЭС.

Заводская стоимость ветроустановок европейского производства может быть позаимствована из работ [5-7]. С учетом транспортных расходов, стоимости сооружения фундамента, проведения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ конечная установленная стоимость ВЭУ может достигать 80-90 тыс. руб/кВт (табл.4).

Участие ВЭУ в работе ДЭС способствует уменьшению топливной составляющей эксплуатационных расходов и снижению себестоимости вырабатываемой энергии. Как следует из табл.4, в рассматриваемых населенных пунктах себестоимость энергии за счет применения ВЭУ снизилась на 11-25%.

Таблица 4

Показатели совместной работы ДЭС и ВЭУ

Населенный пункт	Ср. год. скорость ветра (высота 10 м), м/с	Мощность, кВт		Выработка, тыс. кВт·ч		Удельн. капвлож. в ВЭУ, тыс. руб/кВт	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.					Себестоимость эл. эн., руб/ кВт·ч	Снижение себестоимости, %
		ДЭС	ВЭУ	ДЭС	ВЭУ		топл.	зарпл.	аморт.	проч.	всего		
Терско-Орловский о.Харлов	7.3	35	20	55.9 (53%)	49.1 (47%)	90	689	554	246	160	1649	15.7	21.5
Цып-Наволоки Пумманки	9.2	50	30	73.5 (49%)	76.5 (51%)	85	885	684	315	200	2084	13.9	25.3
Кильдин	7.1	80	50	160.8 (67%)	79.2 (33%)	80	1868	922	448	274	3512	14.6	14.6
с. Чапома	7.0	120	80	244.8 (68%)	115.2 (32%)	78	2776	1210	639	370	4995	13.9	13.1
	7.5	170	100	331.5 (65%)	178.5 (35%)	78	3712	1550	767	463	6492	12.7	17.5
	5.5	300	150	675 (75%)	225 (25%)	74	7277	2304	1074	676	11331	12.6	11.3

Малая ГЭС на Ельреке вблизи с.Краснощелье. Село Краснощелье располагается на р.Поной в центре Кольского полуострова. Оно удалено более чем на 150 км от ближайшего источника централизованного электроснабжения. Кроме воздушного сообщения и санной дороги по зимнику, село не связано никакими другими видами транспорта. Обеспечение села централизованным электроснабжением в ближайшем будущем не планируется. В настоящее время основным источником электроэнергии здесь служит дизельная электростанция мощностью около 500 кВт.

При выборе створа малой ГЭС в районе с.Краснощелье были рассмотрены четыре близлежащих притока реки Поной. Выбор был остановлен на Ельреке. Створ для сооружения малой ГЭС находится в 12 км по прямой от с.Краснощелье (рис.4), что и предопределило его выбор для малой ГЭС.

Предлагается русловая малая ГЭС установленной мощностью 500 кВт. Она состоит из двух гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса 1 м. Предполагаемый расчетный напор 6 м. Годовая выработка электроэнергии 2.7 млн кВт·ч. Дизельную электростанцию намечается сохранить и ориентировать на покрытие части нагрузки в маловодные периоды года, а также на выполнение функций нагрузочного и аварийного резерва.

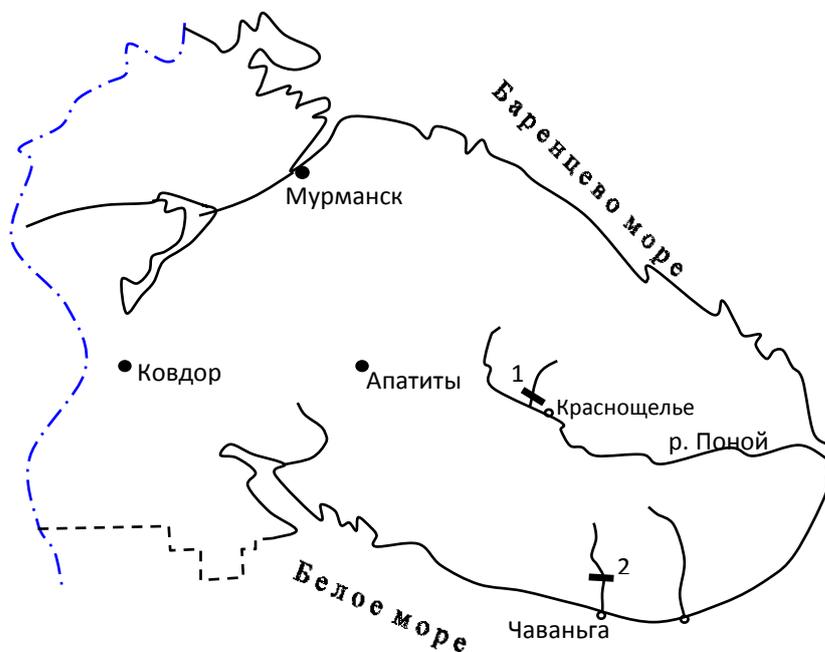


Рис.4. Перспективные малые ГЭС:

1 – на Ельреке, 2 – на р. Чаваньга

Полные капиталовложения в малую ГЭС на Ельреке могут составить около 90 млн руб. При численности персонала 5 человек, средней зарплате 20 тыс. руб/чел·мес., норме амортизационных отчислений 7% себестоимость электроэнергии составит около 3.4 руб/кВт·ч. На сегодняшний день себестоимость электроэнергии на действующей дизельной электростанции составляет около 14-15 руб/кВт·ч.

Малая ГЭС на р. Чаваньга. Створ этой ГЭС выбран в 8.5 км выше устья реки, в 7.5 км от одноименного с. Чаваньга (рис.4). Оптимальная мощность ГЭС составляет 1250 кВт, что позволит обеспечить электроэнергией не только с. Чаваньга, но и соседние села – Тетрино, Стрельну, Чапому и Пялицу и послужить надежной основой для их развития. Предложенная приплотинная малая ГЭС имеет два гидроагрегата. Расчетный напор станции 10 м, средний расход 15 м³/с. Полные капиталовложения в ГЭС составят около 200 млн руб., себестоимость вырабатываемой электроэнергии около 3.2 руб/кВт·ч. Это существенно ниже себестоимости энергии, производимой в 2011 г. на действующей дизельной электростанции (около 14-15 руб/кВт·ч).

Предпосылки участия ВЭУ в теплоснабжении удаленных потребителей.

В Мурманской области существует ряд факторов, благоприятствующих использованию энергии ветра на нужды отопления.

1. Высокий потенциал ветра, особенно в прибрежных районах.
2. Продолжительный отопительный сезон, составляющий 9 мес. и более.
3. Зимний максимум скоростей ветра, совпадающий с сезонным максимумом потребления тепловой энергии.
4. Некритичность непостоянства ветра при его использовании на нужды теплоснабжения. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ могут сглаживаться за счет аккумулирующей способности системы теплоснабжения. Более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравниваться за счет аккумулирующей способности отапливаемых зданий или за счет работы дублирующих источников тепла на органическом топливе.

Технико-экономические показатели теплоснабжения с участием ВЭУ можно проследить на примере населенных пунктов Цып-Наволоок и Кильдин. Исходя из числа жителей, проживающих в этих населенных пунктах (43 и 80 чел.), для удовлетворения производственных и коммунально-бытовых нужд потребуются котельные мощностью соответственно 0.2 и 0.4 Гкал/ч. В таблице 5 представлены результаты расчета технико-экономических показателей этих котельных. Они получены при КПД, штатном коэффициенте, норме амортизационных отчислений, удельных капиталовложениях, заимствованных из работы [8]. Число часов использования установленной мощности котельных принято равным 3500, а стоимость печного бытового топлива с учетом местных транспортных расходов – 24 тыс. руб/т у.т. В таблице приведены составляющие эксплуатационных расходов и себестоимость вырабатываемой тепловой энергии. Последняя составляет 6.5-7.7 тыс. руб/Гкал.

Таблица 5

Расчетные технико-экономические показатели теплоснабжения населенных пунктов Цып-Наволоок и Кильдин

Населенный пункт	Мощн. котельной, Гкал/ч	Годовая выработка, Гкал	КПД котельной	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.					Себестоимость тепл. эн., тыс. руб/Гкал	Рекомендуемая мощность ВЭУ, кВт
				топл.	зарпл.	аморт.	проч.	всего		
Цып-Наволоок	0.2	700	0.60	4003	1104	45	230	5382	7.69	150
Кильдин	0.4	1400	0.65	7392	1344	85	286	9107	6.51	300

Котельные установки обычно комплектуются 3-4 котлами, которые последовательно включаются в работу по мере возрастания нагрузки. Исследованиями установлено, что оптимальная мощность ветроустановок, включаемых для совместной работы с котельной, может составлять 0.6-0.8 от мощности котельной. Для населенных пунктов Цып-Наволоок и Кильдин рекомендованы ВЭУ мощностью 150 и 300 кВт (65% от мощности котельной).

Расчеты показали, что при совместной работе котельной и ВЭУ структура эксплуатационных расходов изменяется в сторону уменьшения топливной составляющей и снижения себестоимости тепловой энергии. В рассмотренных населенных пунктах, как следует из табл.6, себестоимость тепловой энергии за счет применения ВЭУ может быть снижена на 29-33%.

Таблица 6

Расчетные показатели совместной работы котельной и ветроэнергетических установок в населенных пунктах Цып-Наволоок и Кильдин

Населенный пункт	Мощность, кВт		Выработка, Гкал		Удельн. капвлж. в ВЭУ, тыс. руб/кВт	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.					Себестоимость тепл. эн., тыс. руб/Гкал	Снижение себестоимости, %
	кот., Гкал/ч	ВЭУ, кВт	котельная	ВЭУ		топл.	зарпл.	аморт.	проч.	всего		
Цып-Наволоок	0.2	150	224 (32%)	476 (68%)	74	1281	1104	822	385	3592	5.13	33.3
Кильдин	0.4	300	406 (29%)	994 (71%)	67	2144	1344	1492	567	6492	4.64	28.7

Выводы

1. На Кольском полуострове насчитывается несколько десятков населенных пунктов (метеорологических станций, маяков, пограничных застав, рыболовецких колхозов, оленеводческих хозяйств и др.), которые из-за значительной удаленности и малых объемов электропотребления не охвачены централизованным электроснабжением и получают энергию от небольших дизельных электростанций и котельных установок.

2. Доставка топлива в эти населенные пункты зависит от состояния дорожно-транспортной системы, имеет ярко выраженную сезонную зависимость и характеризуется значительным удорожанием топлива в точке конечного потребления (в 1.5-2.0 раза и более).

3. Техническое состояние существующих источников энергоснабжения удаленных потребителей не удовлетворяет современным требованиям, так как характеризуется высоким уровнем износа, низкой экономичностью, значительными эксплуатационными затратами.

4. Кольский полуостров располагает значительными ресурсами местных возобновляемых источников энергии, из которых наибольшего внимания для энергообеспечения автономных поселений заслуживают энергия ветра и гидроэнергия малых рек.

5. Энергия ветра может быть направлена как на нужды электроснабжения (параллельная работа с ДЭС), так и теплоснабжения (совместная работа с теплогенерирующими установками). Применение ВЭУ по первому направлению может позволить сократить на 30-50% расход топлива на дизельных электростанциях и снизить себестоимость энергии на 10-25%. Применение ВЭУ по второму направлению может сэкономить на котельных 60-70% привозного топлива и снизить себестоимость тепловой энергии на 29-33%.

6. Наиболее перспективными населенными пунктами, вблизи которых может быть рекомендовано сооружение малых ГЭС, являются села Краснощелье и Чаваньга. Мощность гидроэлектростанций составляет соответственно 500 и 1250 кВт. Себестоимость энергии – до 3.5 руб/кВт·ч.

7. Внедрение возобновляемых источников энергии в сферу энергоснабжения децентрализованных потребителей Мурманской области позволит снизить эксплуатационные затраты на их энергообеспечение, улучшить экологическую обстановку и социально-бытовые условия жизни местного населения.

Литература

1. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии / В.И.Виссарионов, С.В.Белкина, Г.В.Дерюгина, В.А.Кузнецова, Н.К.Малинин. М.: ООО «Фирма «ВИЭН»», 2004. 448 с.
2. Барабанер Х.З. Теплоснабжение сельских населенных пунктов. Таллинн: Валгус, 1976. 196 с.
3. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области: препринт / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев, Е.А.Иванова и др. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2006. 73 с.
4. Справочник по климату СССР. Вып.2, ч.1. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. Л.: Гидрометеиздат, 1966. 62 с.
5. Безруких П.П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. 2009. № 5. С. 5-11.
6. European Wind Turbine Catalogue. Copenhagen: Energy Centre Denmark, 1994. 63 p.
7. Wind Energy – 2004. Osnabrueck: Bundesverband WindEnergie Service GmbH, 2004. 196 p.
8. Минин В.А. Экономические аспекты развития возобновляемой энергетики малой мощности в удаленных поселениях на Кольском полуострове. Мурманск: Объединение Bellona, 2012. 44 с.

Сведения об авторе

Минин Валерий Андреевич,

зам. директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: minin@ien.kolasc.net.ru

УДК 628.81+621.548.9 (470.21)

А.В.Бежан

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА, СОСТОЯЩЕГО ИЗ КОТЕЛЬНОЙ, ВЕТРОУСТАНОВКИ И ТЕПЛООВОГО АККУМУЛЯТОРА

Аннотация

Получена математическая модель комплекса «котельная + ВЭУ + ТА», позволяющая проводить вычислительный эксперимент. Приведены результаты, определяющие положительный энергетический эффект от внедрения ВЭУ и теплового аккумулятора.

Ключевые слова:

котельная, ветроэнергетическая установка, тепловой аккумулятор.

A.V.Bezhan

MATHEMATICAL MODELING OF COMPLEX CONSISTING OF BOILER, WIND TURBINE AND HEAT STORAGE

Abstract

The mathematical model of the complex boiler + WT + HS for computer experiment is developed. The results of determining a positive energy effect from the introduction of WT and heat storage are given.

Keywords:

boiler room, wind turbine, heat storage.

Ранее [1, 2] уже рассматривался вариант теплоснабжения потребителя от системы, состоящей из котельной, ветроэнергетической установки (ВЭУ) и теплового аккумулятора (ТА). Также в работе [2] была предложена математическая модель ТА, позволяющая проводить вычислительный эксперимент и моделировать процессы зарядки, разрядки и хранения тепловой энергии. В данной статье представлены результаты математического моделирования всего комплекса «котельная+ВЭУ+ТА», входящего в состав рассматриваемой системы теплоснабжения.

В общем случае уравнение теплового баланса для котельной установки, являющейся традиционным источником тепловой энергии, можно записать в виде:

$$Q_1 = Q_{\text{кот}}^{(0)} + Q_0, \quad (1)$$

где $Q_1 = \nu_1 C_p T_1$ и $Q_{\text{кот}}^{(0)} = \nu_1 C_p T_2$ – количество тепловой энергии, соответственно поступающей в единицу времени от котельной в элеватор в виде горячей воды и поступающей от разделителя к котельной (рис.1); Q_0 – тепло, необходимое для нагрева обратной воды до нормативного значения (оно восполняет тепловые потери здания в процессе отопления) и последующей ее подачи в тепловую сеть; ν_1 , T_1 и T_2 – соответственно расчетный расход и нормативные значения температуры теплоносителя, приходящего в котельную (с индексом 2) и уходящего из нее (с индексом 1). T_1 и T_2 определяются в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с температурным графиком качественного регулирования отопительной нагрузки.

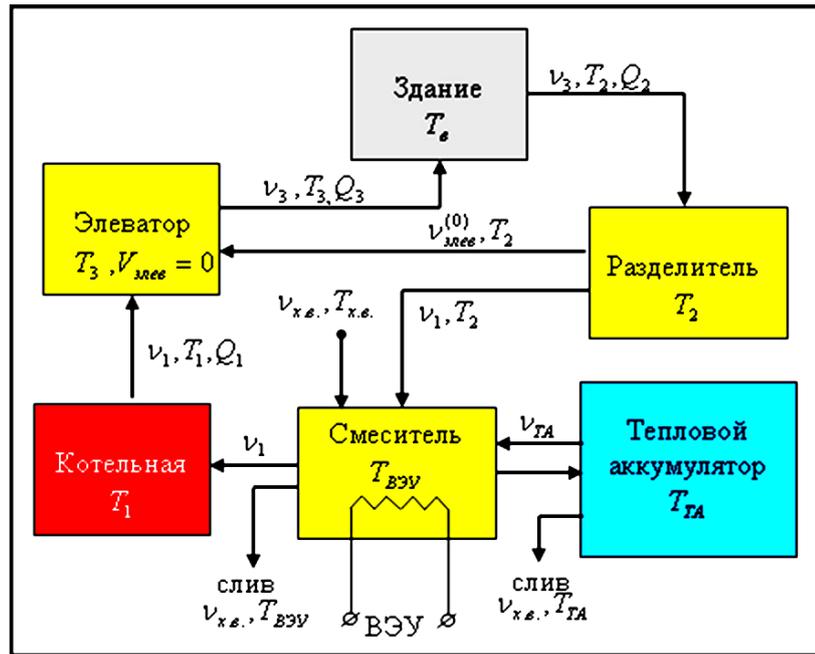


Рис.1. Обобщенная структурная схема системы теплоснабжения с участием комплекса «ВЭУ + ТА» (параллельное соединение ВЭУ и ТА): цифры 1, 2 и 3 означают, что теплоноситель циркулирует соответственно по подающему трубопроводу тепловой сети, а также по обратному и подающему трубопроводам системы отопления

Расчетный расход теплоносителя v_1 , поступающего от котельной на отопление, можно определить, исходя из теплового баланса котельной в соответствии с максимальной расчетной отопительной нагрузкой по формуле:

$$v_1' = \frac{qV_{30}k_v(T_г - T_{p,0})}{C_p \cdot (T_1' - T_2')} = const, \quad (2)$$

где $qV_{30}k_v(T_г - T_{p,0})$ – тепло, необходимое для нагрева обратной воды, и последующей ее подачи в тепловую сеть при расчетной температуре наружного воздуха $T_{p,0}$ (табл.1); C_p – теплоемкость воды, кВт·ч/м³·град; T_1' и T_2' – температуры теплоносителя при расчетной температуре наружного воздуха $T_{p,0}$.

Если в систему теплоснабжения наряду с традиционным источником тепловой энергии включить дополнительный источник – ветроэнергетическую установку и тепловой аккумулятор (рис.1), то уравнение теплового баланса для котельной можно представить в виде:

$$Q_1 = Q_{BZU} + Q_{кот}, \quad (3)$$

где $Q_{кот}$ – тепло, которое необходимо затратить котельной для нагрева обратной воды перед ее подачей в тепловую сеть.

Таблица 1

Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки $T_{p,0}$, °С
(обеспеченностью 0.98 и 0.92) для некоторых населенных пунктов Мурманской области

Населенный пункт	Обеспеченность	
	0.98	0.92
Кандалакша	-35	-30
Ковдор	-41	-34
Краснощелье	-35	-32
Ловозеро	-33	-31
Мончегорск	-34	-30
Мурманск	-29	-27
Териберка	-23	-21
Умба	-34	-29

Далее, приравнивая уравнения (1) и (3), можно определить энергетический эффект от применения комплекса «ВЭУ + ТА»:

$$Q_{кот}^{экон} = Q_0 - Q_{кот} = Q_{ВЭУ} - Q_{кот}^{(0)} \quad (4)$$

Путем дифференцирования данного выражения получим:

$$\frac{dQ_{кот}^{экон}}{dt} = \frac{dQ_{ВЭУ}}{dt} - \frac{dQ_{кот}^{(0)}}{dt} \quad (5)$$

Уравнения (4) и (5) определяют положительный энергетический эффект, который может быть получен от применения ВЭУ и теплового аккумулятора.

Таким образом, математическая модель комплекса «котельная+ВЭУ+ТА» будет выглядеть следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dT_{ТА}}{dt} = \frac{Q_{носм}}{V_{ТА}C_p} - \frac{Q_{удал}}{V_{ТА}C_p} - \frac{K_{ТА}F_{ТА}(T_{ТА} - T_г)}{V_{ТА}C_p} \\ \frac{dQ_1}{dt} = C_p \left(\frac{dv_1}{dt} T_1 + v_1 \frac{dT_1}{dt} \right) \\ \frac{dQ_{кот}^{(0)}}{dt} = C_p \left(\frac{dv_1}{dt} T_2 + v_1 \frac{dT_2}{dt} \right) \\ \frac{dQ_{кот}^{экон}}{dt} = \frac{dQ_{ВЭУ}}{dt} - \frac{dQ_{кот}^{(0)}}{dt} \end{array} \right. \quad (6)$$

где первое уравнение описывает изменение температуры воды ТА, которое было рассмотрено в работе [2].

Режим работы комплекса «котельная + ВЭУ + ТА» представлен на рис.2.

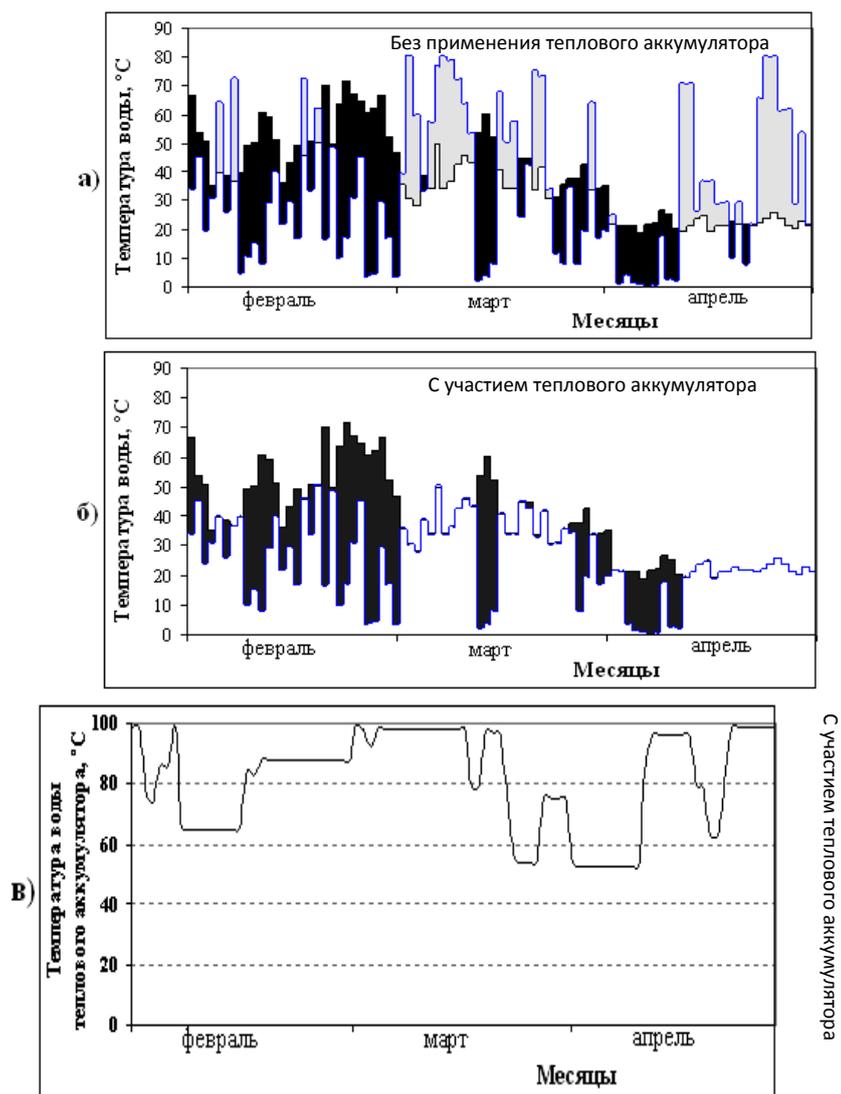


Рис.2. Графики совместной работы котельной, ВЭУ и ТА (а, б) и диаграмма работы теплового аккумулятора (в)

На рисунке 2, а, б области белого и черного цвета – соответственно вклад ВЭУ и котельной в покрытие отопительной нагрузки. Область серого цвета – избыточная энергия ВЭУ. На рисунке 2, в участки возрастания и убывания – соответственно режимы зарядки и разрядки аккумулятора. Интервалы с равными значениями температуры – режимы ожидания аккумулятора.

В моменты времени, когда мощности ВЭУ достаточно для покрытия отопительной нагрузки, ВЭУ полностью может обеспечить потребность в тепле, а иногда даже создать избыток энергии (рис.2, а, область серого цвета), которая может полностью или частично запасаться в ТА в виде горячей воды (рис.2, в, промежутки возрастания) или сбрасываться вхолостую в случае, когда ТА заряжен полностью. Зарядке соответствует такое состояние ТА, при котором температура воды ТА находится на уровне 95-99°C (рис.2, в, горизонтальные промежутки).

В периоды холодной маловетренной погоды, когда мощности ВЭУ не хватает, в работу вступает ТА, дополняющий ВЭУ, при этом ТА находится в состоянии разрядки (рис.2, в, промежутки убывания). В случае, когда ни ВЭУ, ни ТА не могут обеспечить всю потребность в тепловой энергии, то нагрузка в значительной мере или полностью ложится на котельную (рис.2, б, область черного цвета), при этом ТА может находиться как в состоянии разрядки, так и в состоянии ожидания.

Разрядка аккумулятора продолжается до тех пор, пока мощности ВЭУ не будет достаточно для того, чтобы нагреть воду, поступающую в смеситель с температурой T_2 (для последующей ее подачи в котельную) (см. рис.1), до значения, превышающего температуру воды теплового аккумулятора $T_{ТА}$. После этого аккумулятор переходит в состояние ожидания (рис.2, в, горизонтальные промежутки), через некоторое время в зависимости от соотношения мощностей ВЭУ и котельной ТА может снова находиться в режиме зарядки или разрядки.

Таким образом, получен математический инструмент для последующего его использования при расчетах и моделировании систем теплоснабжения.

Результаты расчета работы комплекса «котельная+ВЭУ+ТА» для здания объемом 1000 м^3 представлены на рис.3, демонстрирующем тот положительный энергетический эффект, который может быть получен от участия ВЭУ (область серого цвета) в результате нагрева обратной сетевой воды от температуры T_2 до температуры T_1 и ее подачи в тепловую сеть.

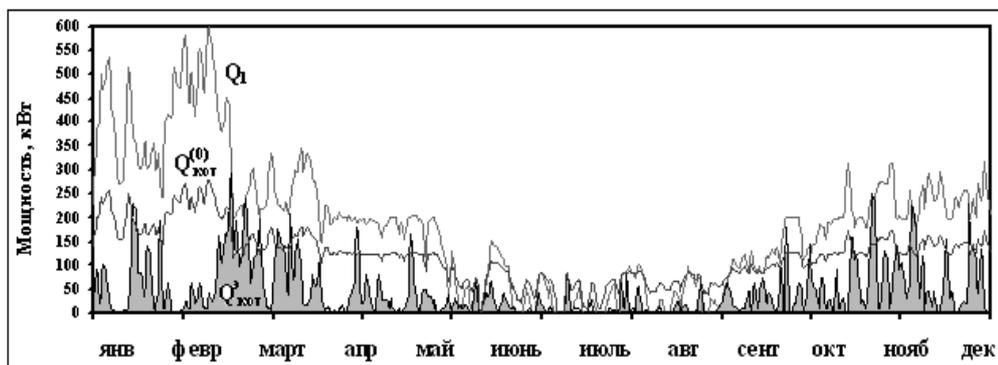


Рис.3. Годовой график изменения мощности

В качестве исходных расчетных данных использовались среднесуточные значения скорости ветра и наружной температуры воздуха за период с 01.01.2011 по 31.12.2011 г. для г.Мурманск.

Используя систему дифференциальных уравнений (6), можно отслеживать различные режимы работы котельной совместно с ВЭУ в зависимости от исходных климатических данных (скорости ветра, температуры наружного воздуха), наличия различных источников тепловой энергии, вида отопительной нагрузки. Можно также оценивать возможное участие «ВЭУ+ТА» в нагреве обратной сетевой воды, отслеживать реакцию системы отопления в случае возникновения аварийных ситуаций.

Если, например, котельная по какой-то причине вышла из строя, то в этом случае поддерживать необходимую температуру внутреннего воздуха и восполнять тепловые потери можно за счет резервных источников (дизель – генераторы, тепловые пушки, электрообогревательные приборы). В свою очередь, остановка котельной в зимнее время может привести к замерзанию отдельных узлов системы теплоснабжения. Представляет интерес оценить, как в этом случае работа ВЭУ может повысить надежность системы теплоснабжения и способствовать исключению критических ситуаций.

На рисунке 4 представлены результаты такого расчета. Видно, что за счет применения ВЭУ (кривая 1) удается не только поддерживать температурный режим воды в системе теплоснабжения на уровне не ниже нормативного расчетного значения обратной сетевой воды T_2 (кривая 2), а иногда и превышать его. Дополнительно появляется возможность на время ликвидации аварии использовать разницу между расчетной температурой воды T_2 и температурой, получаемой от использования ВЭУ для обеспечения потребностей в тепле, и соответственно уменьшать нагрузку на резервные источники.

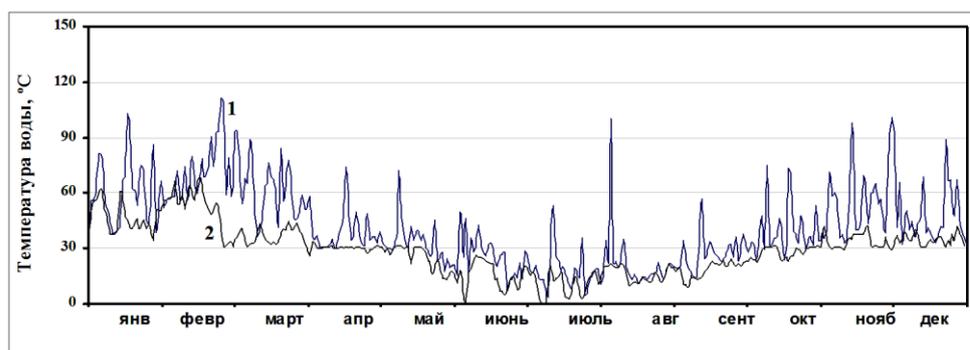


Рис.4. Суточные колебания температуры сетевой воды, нагреваемой только за счет ВЭУ (1) и в обратном трубопроводе (2)

Выводы

1. Получен математический инструмент, позволяющий отслеживать различные режимы работы котельной совместно с ВЭУ в зависимости от различных исходных климатических данных.

2. Выведены уравнения, определяющие положительный энергетический эффект от применения комплекса «котельная+ВЭУ+ТА».

3. Установлено, что наличие в системе теплоснабжения ветроустановки и теплового аккумулятора способствует повышению надежности системы и облегчению прохождения аварийных ситуаций.

Литература

1. Бежан А.В., Минин В.А. Оценка перспектив использования энергии ветра для теплоснабжения поселка Териберка // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.3: Серия Энергетика. 2011. № 5. С. 205-213.
2. Бежан А.В., Минин В.А. Математическое моделирование работы теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с участием ВЭУ // Труды Кольского научного центра РАН. Вып.1: Серия Энергетика. 2010. № 1. С. 158-165.

Сведения об авторе

Бежан Алексей Владимирович,

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