



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

3/2014(22)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 8

**Апатиты
2014**

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

3/2014(22)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISSN 2307-5252

ISBN 978-5-91137-274-3

Кольского научного центра РАН

Главный редактор - академик В.Т. Калинин

Заместители главного редактора
д.г.-м.н. В.П. Петров

Редакционный совет

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

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 8

Редколлегия серии "Энергетика"

д.т.н. Б.В. Ефимов, (отв.редактор, 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)

184209, Мурманская область, г.Апатиты, ул.Ферсмана, д.14.
Кольский научный центр РАН
Тел.(81555)79226. Факс (81555)76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

- © Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Кольского научного центра Российской академии наук, 2013
- © Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Кольский научный центр Российской академии наук, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	
Гумерова Н.И., Ефимов Б.В., Малочка М.В.	5
Еремич Я.Э., Назарычев А.Н., Халилов Ф.Х., Ефимов Б.В.	11
Невретдинов Ю.М., Бурцев А.В., Фастий Г.П.	20
Данилин А.Н., Ивонин В.В.	27
Колобов В.В., Баранник М.Б., Селиванов В.Н.	33
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Куклин Д.В., Селиванов В.Н.	46
Ярошевич В.В., Карпов А.С.	54
Залесова О.В., Якубович М.В.	62
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Минин В.А.	68
Победоносцева В.В.	77
Бабарыгина Е.С., Веселов А.Е., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	87
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	
Коновалова О.Е.	94
Рожкова А.А., Бежан А.В.	98

TRANSACTIONS OF KOLA SCIENCE CENTRE
OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES

№ 5/2014 (....)

ENERGY TECHNOLOGY

Transactions of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences
№ / 2014 ()

Energy Technology

Series 8

UDC 621.314
ISBN

Transactions of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences

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

Editorial Council

Academicians of RAS:
G.G.Matishov, N.N.Melnikov, F.P.Mitrofanov

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

Doctors of Sciences:
Yu.L.Voitekhevskiy (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 Energy Technology Series

B.V.Efimov, Dr.Sc. (Eng.), Executive Editor, Power Industry
A.A.Zhamaletdinov, Dr.Sc. (Eng.), Electrophysics
N.V.Korovkin, Dr.Sc. (Eng.), Theoretical Electrotechnology
F.Ch.Khalilov, Dr.Sc. (Eng.), Power Engineering
B.G.Barannik, PhD (Eng.), Power Industry
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

Apatity
2014

CONTENTS

	Pages
PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Gumerova N.I., Efimov B.V., Malochka M.V.	Update recommendations for protection of high voltage equipment from lightning waves..... 5
Eremich, V.E., Nazarychev A.N., Halilov F.H., Efimiv B.V.	Issues of overvoltage at low power hydroelectric plants generator's networks..... 11
Nevretdinov Y.M., Burtsev A.V., Fastiy G.P.	Neutral mode influence and inclusion schemes of the power transformer windings on its pulse characteristics..... 20
Danilin A.N., Ivonin V.V.	Experimental investigation of the impulse responses of concentrated grounds..... 27
Kolobov V.V., Barannik M.B., Selivanov V.N.	Development of an instrument for measuring impulse response of grounding in the Arctic region..... 33
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Kuklin D.V., Selivanov V.N.	Numerical analysis on the influence of transmission line tower parameter on overvoltages caused by direct lightning strokes..... 46
Yaroshevich V.V., Karpov A.S.	Influence of nonstationary electromagnetic influence on power transformers..... 54
Zalesova O.V., Yakubovich M.V.	Rails shielding effect research on the one-track railway section in the high-resistance soil area..... 62
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Minin V.A.	Heat supply of the cities of the Murmansk region..... 68
Pobedonostseva V.V.	About influence of the market of energy carriers at improving regional energy efficiency in the Arctic zone of the Russian Federation..... 77
Babarigina E.C., Veselov A.E., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	Characteristic of North-Western Phosphorous Company «NWPC» power supply system..... 87
RENEWABLE ENERGY	
Konovalova O.E.	Perspectives of integrated renewable energy in Murmansk region 94
Rozhkova A.A., Bezhan A.V.	Preliminary reasons for perspective of use of wind turbines for the heat supply of Lodeynoye village..... 98

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.315.17

Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов, М.В.Малочка

УТОЧНЕНИЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЗАЩИТЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ГРОЗОВЫХ ВОЛН

Аннотация

Получены рекомендации по применению ОПН в наиболее используемых схемах стандартных подстанций для классов напряжения 110-750 кВ для защиты от грозовых перенапряжений. Расчеты выполнены для наибольшего допустимого рабочего напряжения и сопротивлений заземления опор 20 Ом.

Ключевые слова:

подстанции, грозоупорность, ОПН.

N.I.Gumerova, B.V.Efimov, M.V.Malochka

UPDATE RECOMMENDATIONS FOR PROTECTION OF HIGH VOLTAGE EQUIPMENT FROM LIGHTNING WAVES

Abstract

Recommendations on the use of surge arresters in the most commonly used standard schemes substations for voltage classes 110-750 kV for protection against lightning surges are presented. The calculations are performed for the largest supply voltage and towers grounding resistance 20 ohms.

Keywords:

substation, lightning-proof, surge arresters.

При выборе систем грозозащиты оборудования подстанций используются рекомендации Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [1]. Для решения проблемы грозозащитных мероприятий, т.е. создания схемы, устойчивой к грозовым воздействиям, в ПУЭ регламентируются 4 параметра:

тип защитных аппаратов,
количество защитных аппаратов,

l_{30-3A} – расстояние между защищаемым объектом и защитным аппаратом, м (не больше),

L_{11} – длина защитного тросового подхода с повышенным уровнем изоляции, км (не меньше).

Рекомендации ПУЭ для классов напряжения от 330 кВ до 750 кВ даны для типовых схем подстанций при использовании основных типов опор (портальных и одностоечных). Для классов напряжения 35-200 кВ схемы не конкретизированы, заданы только соотношения числа входящих ВЛ и количества защитных аппаратов. Причем для класса 150 кВ рекомендации даются такие же, как и для 220 кВ.

Предлагаемые рекомендации по расстояниям между защищаемым объектом и защитным аппаратом являются предельно допустимыми, т.е. это наибольшие допустимые расстояния от защитного аппарата (ЗА) до защищаемого объекта (ЗО). На практике в большинстве случаев эти расстояния, в первую очередь для силовых трансформаторов, значительно меньше. Длины защитных подходов должны быть не меньше, чем предложено в ПУЭ.

Рекомендации ПУЭ подразумевают, что каждому силовому трансформатору (автотрансформатору) должен соответствовать один защитный аппарат. Для открытых распределительных устройств (ОРУ) с числом входящих ВЛ более пяти говорится о возможности организовать удовлетворительную грозозащиту без каких-либо рекомендаций по установке защитных аппаратов. Косвенно учитывается конструкция ВЛ через очень грубый учет типа опоры – портал, башенная, железобетонная, стальная, одноцепная ВЛ, двухцепная ВЛ.

Все данные, приведенные в ПУЭ, были получены для 30 грозовых часов и сопротивления заземления опор 10 Ом на подходах к подстанциям (вернее даже при нулевом сопротивлении). Величина 10 Ом нормируется в ПУЭ для удельного сопротивления грунта не более 100 Ом·м. Все рекомендации по защите от грозовых перенапряжений, возникающих при ударах молнии в подходы ВЛ, ориентированы на использование вентильных разрядников (РВ).

Переход от вентильных разрядников к нелинейным ограничителям перенапряжений требует изменения рекомендаций как по выбору параметров ОПН, так и установке их в ОРУ подстанций.

В ПУЭ для схем с ОПН предлагается формула простого пропорционального пересчета:

$$\ell_{\text{ОПН}} = \ell_{\text{РВ}} (U_{\text{ИСП}} - U_{\text{ОПН}}) / (U_{\text{ИСП}} - U_{\text{РВ}})$$

где $\ell_{\text{ОПН}}$ – расстояние от ОПН до защищаемого оборудования, м; $\ell_{\text{РВ}}$ – расстояние от разрядника до защищаемого оборудования, м; $U_{\text{ИСП}}$ – испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе, кВ; $U_{\text{ОПН}}$, $U_{\text{РВ}}$ – остающееся напряжение на ОПН (РВ) при номинальном грозовом токе (5 кА для классов напряжения 110-220 кВ).

Использование простой пропорции для схем с нелинейными параметрами является некорректным. Это и другие ранее перечисленные факторы требуют существенной переработки рекомендаций ПУЭ. Необходимо проанализировать схемы стандартных подстанций с точки зрения удовлетворения показателей надежности грозозащиты основного высоковольтного оборудования требованиям руководящих документов (РД) [2]. При этом необходимо использовать в качестве защитных аппаратов нелинейные ограничители перенапряжений. Решение такой задачи возможно с помощью авторской компьютерной программы МИНСК. Данная программа позволяет с заданной степенью точности получить зависимость показателя надежности от многих параметров подстанции. Программа производит расчет по определенному алгоритму при заданных начальных условиях (сопротивление заземления опор, количество и тип защитных аппаратов, ВАХ и ВСХ защитных аппаратов, конструкция линии в зависимости от класса напряжения, вид воздействия и т.д.). По итогам расчета программа строит кривые опасных волн, пришедших на подстанцию для конкретных условий при варьировании расстояний от мест удара молнии до входа подстанции. Также в программе учитывается интенсивность грозовой деятельности, и в конечном итоге выполняется расчет показателя надежности грозозащиты. Показатель надежности грозозащиты рассчитывается отдельно для каждого типа воздействий: ориентации молний на фазные провода – прорывы, ударов молнии в трос и опоры с перекрытием линейной изоляции (обратные перекрытия). Расчеты выполняются для каждой ВЛ, входящей на подстанцию. Полученные результаты суммируются. Программа протестирована и рекомендована к применению в РД [2].

В отличие от выбора вентиляльных разрядников, прежде чем выбрать ОПН с определенными характеристиками, необходимо уточнить такие его параметры, как наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, что предотвратит возможность взрыва аппаратов, а затем определить требования к ОПН по энергоемкости. В результате будет получена конкретная вольтамперная характеристика (ВАХ) ограничителя, которая определяет способность снижать грозовые перенапряжения на высоковольтных аппаратах подстанций. В общем случае для каждого класса напряжения имеют место не меньше 6 вариантов параметров ОПН (3 уровня рабочего напряжения и два варианта энергоемкости). Соответственно, для каждого класса напряжения имеется 6 вариантов ВАХ, которые отличаются друг от друга в диапазоне 15-20%. ОПН с самой высокой ВАХ характеризуется наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением и наименьшей энергоемкостью, ОПН с самой низкой ВАХ – наоборот рассчитан на самое низкое рабочее напряжение и максимальную энергоемкость. Чем ниже проходит ВАХ, тем меньше остающееся напряжение при одинаковых токах, протекающих через ОПН, и, соответственно, имеет место наибольшее ограничение грозовых перенапряжений.

Следующим фактором, влияющим на степень снижения грозовых перенапряжений, является организация подхода. В настоящей работе рассматривается ситуация, когда ВЛ на подходе защищены грозозащитными тросами, которые снижают вероятность непосредственного поражения молниями фазных проводов, что представляет собой наиболее опасное воздействие (прорывы мимо тросовой защиты). При наличии грозозащитных тросов грозоупорность подстанций 110-330 кВ в первую очередь зависит от ударов молний в опоры и тросы с последующими перекрытиями линейной изоляции. Возможность прорывов молний определяется углами тросовой защиты. Вероятность перекрытий определяется линейной изоляцией (количеством изоляторов в гирляндах) и сопротивлениями заземления опор. Правилами ПУЭ разрешаются сопротивления заземления опор на подходах в зависимости от удельного сопротивления грунта не выше 20 Ом.

Если учитывать все возможные вариации параметров, то для каждой схемы подстанции будет необходимо рассматривать до нескольких десятков вариантов. Простой пересчет по параметрам является некорректным, поскольку процесс развития грозовых перенапряжений зависит от множества нелинейных параметров и процессов, таких как характеристики ОПН, перекрытие гирлянд изоляторов, наличие импульсной короны на проводах и многое другое [3-5].

В настоящей работе были приняты следующие ограничения:

- весь комплекс расчетов выполнен для ограничителей перенапряжений с наихудшими защитными характеристиками с точки зрения грозовых воздействий, а именно с самыми высокими ВАХ, что отвечает наибольшему длительному повышению рабочего напряжения и наименьшей энергоемкости. Использование ОПН с другими ВАХ представляется более успешным для ограничения грозовых перенапряжений, однако степень их снижения сложно описать простой формулой;

- сопротивление заземления принято равным максимально допустимому по рекомендациям ПУЭ – 20 Ом;

- число грозовых часов принято равным среднему по России – 30 грозовых часов;

- линейная изоляция принята стандартной;

- допустимые напряжения для высоковольтного оборудования приняты в соответствии с ГОСТ1516.3-96, т.е. для аппаратов 330-750 кВ используются более низкие испытательные грозовые воздействия по сравнению со схемами с использованием вентиляльных разрядников.

Критерием эффективности ограничения грозовых перенапряжений является соответствие расчетных показателей надежности грозозащиты оборудования величинам, рекомендуемым в РД (таблица 1).

Таблица 1

Рекомендуемые показатели надежности грозозащиты

$U_{нз}$, кВ	35	110	220	330	500	750	1150
$T_{н.в.}$, годы	200-300	300-400	400-600	600-800	800-1000	1000-1200	1200-1500

Для такого ряда ограничений получены рекомендации по использованию ОПН, которые приведены в таблицах 2-4. В таблице 5 приведены рекомендации по наибольшему допустимым длинам подходов ВЛ к подстанциям.

Таблица 2

Рекомендуемые расстояния между высоковольтными аппаратами и защитными аппаратами для ПС 110-330 кВ

Схема	Количество ОПН, места установки	$l_{зо-за}$, м		
		До силовых трансформаторов	До трансформаторов напряжения	До трансформаторов тока
110 кВ				
Тупиковая по схеме блока трансформатор – линия	Один комплект ОПН у силового трансформатора	25	60	40
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «мостик»	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	130	140	40
С секциями (системой) шин с тремя ВЛ и двумя трансформаторами	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	150	150	140
220 кВ				
Тупиковая по схеме блока трансформатор – линия	Один комплект ОПН у силового трансформатора	10	95	-
То же	Два комплекта ОПН: один у силового трансформатора, второй – в линейной ячейке	20	200	-
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «мостик»	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	20	200	150
С секциями (системой) шин с тремя ВЛ и двумя трансформаторами	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	40	490	210

Таблица 3

Рекомендуемые расстояния между высоковольтными аппаратами и защитными аппаратами для ПС 330 кВ

Схема	Количество ОПН, места установки	$l_{зо-за}$, м		
		До силовых трансформаторов	До трансформаторов напряжения	До трансформаторов тока
Тупиковая по схеме блока трансформатор – линия	Один комплект ОПН у силового трансформатора	10	50	50
То же	Два комплекта ОПН: один у силового трансформатора, второй – в линейной ячейке	15	50	50
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «четырёхугольник»	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	25	110	110
То же	Четыре комплекта ОПН: два у силовых трансформаторов, два – в линейных ячейках	55	360	360

Таблица 4

Рекомендуемые расстояния между высоковольтными аппаратами
и защитными аппаратами для ПС 500-750 кВ

Схема	Количество ОПН, место установки	ℓ _{ЭЗЗМ}		
		До силовых трансфор- маторов	До измерительных трансформаторов на шинах	До измерительных трансформаторов в линейных ячейках
500 кВ				
Тупиковая по схеме блока трансформатор – линия	Один комплект ОПН у силового трансформатора	20	105	90
То же	Два комплекта ОПН: один у силового трансформатора, второй – в линейной ячейке	25	360	360
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «четырёхугольник»	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	65	325	460
То же	Четыре комплекта ОПН: два у силовых трансформаторов, два – в линейных ячейках	180	500	500
750 кВ			До измерительных трансформаторов	
Тупиковая по схеме блока трансформатор – линия	Два комплекта ОПН: один у силового трансформатора, второй – в линейной ячейке	135	500	
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «четырёхугольник»	Четыре комплекта ОПН: два у силовых трансформаторов, два – в линейных ячейках	220	500	

Таблица 5

Длины защищенных подходов (км)

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	ПУЭ	Расчет	Примечания
110	1-3	0.95	Тупиковая схема (1 ВЛ, 1 ОПН)
		1.25	Мостик (2 ВЛ, 2 ОПН)
220	2-3	1.1	Тупиковая схема (1 ВЛ, 1 ОПН)
		0.75	Мостик (2 ВЛ, 2 ОПН)
330	2-4	1.3	Тупиковая схема (1 ВЛ, 1 ОПН), Четырёхугольник (2 ВЛ, 2-4 ОПН)
500	3-4	1.8	Тупиковая схема (1 ВЛ, 1 ОПН)
		1.5	Тупиковая схема (1 ВЛ, 2 ОПН), Четырёхугольник (2 ВЛ, 2-4 ОПН)
750	4-5	2.9	Тупиковая схема (1 ВЛ, 2 ОПН)
		2.4	Четырёхугольник (2 ВЛ, 4 ОПН)

Данными рекомендациями можно пользоваться в ситуациях, когда в рассмотренных подстанциях при 30 грозových часах и 20 Ом сопротивлений заземления опор используются ОПН данного класса. Если при прочих равных условиях число грозových часов ниже 30 или сопротивление заземления опор меньше 20 Ом, данные рекомендации также могут быть использованы, однако они не дают информации, насколько могут быть изменены рекомендуемые параметры, т.е. насколько могут быть увеличены расстояния между защитным аппаратом и защищаемым объектом, или насколько могут быть уменьшены длины подходов. При использовании ограничителей с более низкими ВАХ, т.е. с лучшими защитными характеристиками, чем в рассмотренном случае, рекомендации также могут

быть использованы, но в случае необходимости увеличения величин ℓ_{30-3A} следует выполнить дополнительные расчеты.

В прочих случаях необходимо проводить уточняющие расчеты, даже если проектные расстояния ℓ_{30-3A} меньше рекомендуемых.

Для регионов с высокоомными грунтами необходимо учитывать то, что реальные сопротивления заземления опор могут быть больше 20 Ом. Кроме этого необходимо учитывать возможность локального повышения сопротивления контура заземления, в первую очередь для ОПН, т.к. при грозовых воздействиях через них будет протекать большая часть тока молнии с возможностью повышения его вследствие отражения волны тока с тем же знаком. Сопротивления заземления опор на подходах и локальные сопротивления заземления контура подстанции должны быть рассчитаны или измерены с учетом импульсного характера воздействия. Приемлемых показателей надежности защиты высоковольтного оборудования подстанции можно добиться в любом конкретном случае установкой дополнительных ОПН или изменением их характеристик. Немалое значение имеют также сопротивления заземления опор [6].

Использование ОПН на подходах к подстанциям при установке их параллельно гирляндам изоляторов, как это делается при грозозащите линий, не рекомендуется, т.к. приводит к увеличению доли грозовых волн, которые могут попасть на ошиновку РУ. Допустима установка их между фазными проводами и землей. Однако более успешного результата можно добиться устанавливая ОПН на входах ВЛ непосредственно на ОРУ подстанции.

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 науч. ред. Н.Н.Тиходеева. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
3. Костенко М.В., Ефимов Б.В., Зархи И.М., Гумерова Н.И. Анализ надежности грозозащиты подстанций. Л. Наука, 1981 г. – 128 с.
4. Костенко М.В., Гумерова Н.И., Смирнов А.А. Новые тенденции в анализе надежности грозозащиты подстанций Научно-технические ведомости СПбГТУ, СПб., 1999. № 2, С. 86-92.
5. Гумерова Н.И., Колычев А.В., Халилов Ф.Х. Молниезащита электрических сетей среднего, высокого и сверхвысокого напряжения. Учебное пособие, СПб. Изд-во Политехнического ун-та, 2011 г. 369 с.
6. Гумерова Н.И., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Невретдинов Ю.М., Селиванов В.Н., Халилов Ф.Х. Влияние локальных импульсных сопротивлений заземлений основного и защитного оборудования на надежность грозозащиты подстанций. Первая Российская конференция по молниезащите. Сборник докладов. Новосибирск, 2007 г. С. 383-392.

Сведения об авторах

Гумерова Натэлла Идрисовна,
к.т.н., доцент СПбГПУ, Санкт-Петербург, nigumerova@mail.ru

Ефимов Борис Васильевич,
директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, д.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
эл.почта: efimov@ien.kolasc.net.ru

Малочка Максим Владимирович,
инженер ООО «НПФ ЭЛНАП»

УДК 621.313

Я.Э.Еремич, А.Н.Назарычев, Ф.Х.Халилов, Б.В.Ефимов

ВОПРОСЫ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТЯХ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Аннотация

На ГЭС малой мощности в сетях генераторного напряжения изучены перенапряжения: молниевые, приходящие со стороны 110 кВ; феррорезонансные; дуговые и коммутационные. Выявлены степени опасности перенапряжений, разработаны меры защиты.

Ключевые слова:

гидроэлектростанция, перенапряжения, феррорезонанс, изоляция, нелинейный ограничитель перенапряжения.

V.E.Eremich, A.N.Nazarychev, F.H.Halilov, B.V.Efimiv

ISSUES OF OVERVOLTAGE AT LOW POWER HYDROELECTRIC PLANTS GENERATOR'S NETWORKS

Abstract

Overvoltages were explored in a low power hydroelectric plants generator's networks. Detriment of lightning overvoltages, ferroresonance, switch overvoltages and arcing ground fault are researched and protective measures are developed.

Keywords:

hydroelectric plant, overvoltage, ferroresonance, insulation, nonlinear surge arrester.

К гидроэлектростанциям малой мощности относятся электростанции мощностью порядка 100 МВт и ниже. К таким гидроэлектростанциям относятся Аушигерская ГЭС и Кашхатау ГЭС Кабардино-Балкарского филиала ОАО «Русгидро».

Упрощенные принципиальные схемы упомянутых ГЭС приведены на рис.1 и 2. На обеих гидроэлектростанциях установлены по три гидрогенератора (ГГ): на Аушигерской ГЭС мощностью по 20 МВт, на Кашхатау ГЭС – 21.7 МВт.

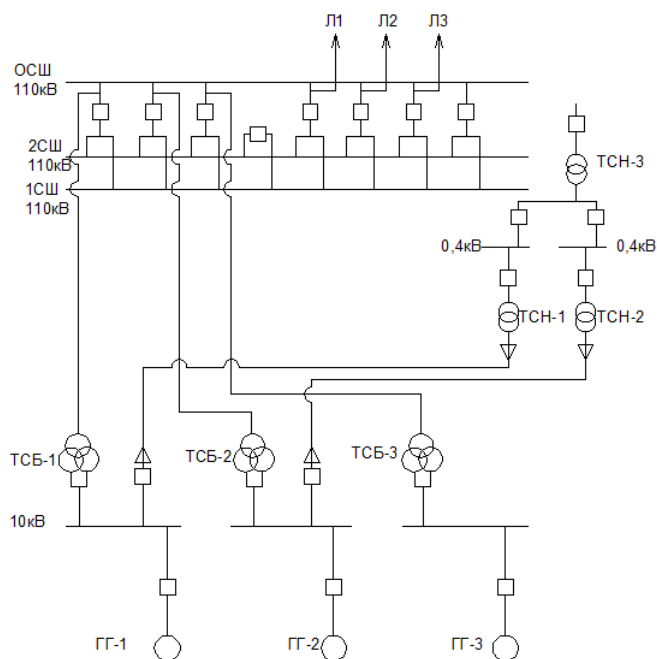


Рис.1. Упрощенная принципиальная электрическая схема Аушигерской ГЭС

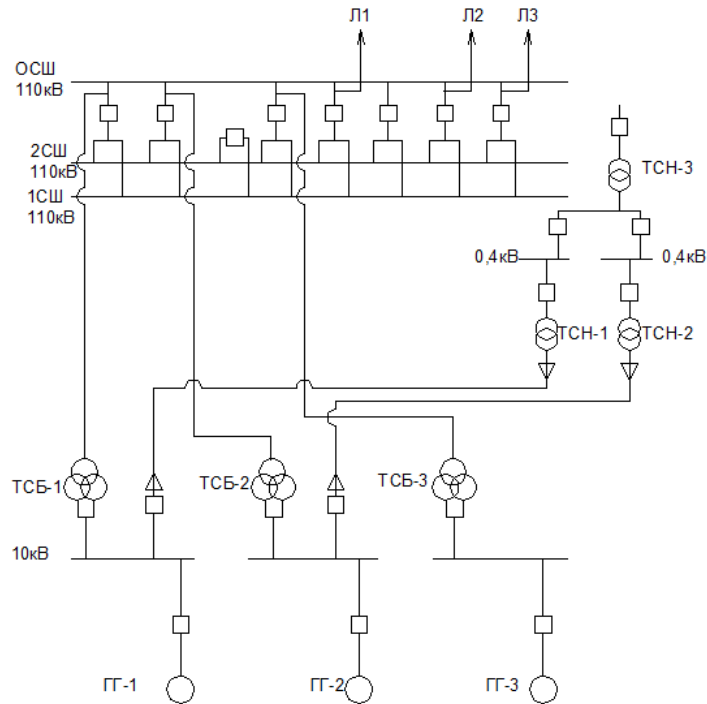


Рис.2. Упрощенная принципиальная электрическая схема Кашхатау ГЭС

Генераторы работают по блочной схеме через трансформаторы 10,5/110 кВ, 25 МВА. Каждое генераторное распределительное устройство содержит: трансформаторы напряжения (ТН), по два трансформатора собственных нужд (ТСН-1 и ТСН-2 через кабели), вентильный разрядник РВП-10, генераторные выключатели типа ВВЭ-10-31, 5/1600УЗ, генераторы СВ/375-120-14УХЛ1 и СВ/375-130-14УХЛ1. Для защиты электрооборудования генераторного напряжения на Аушигерской ГЭС установлены вентильные разрядники типа РВП-10, на Кашхатау ГЭС – нелинейные ограничители перенапряжений. Ток трехфазного короткого замыкания на системах шин (I СШ, II СШ, III СШ) принимаем равным 40кА.

Анализ опыта эксплуатации ГЭС показывает, что практически все элементы СН (выключатели, разъединители, электрические машины, трансформаторы, кабели и др.) имеют аварийность. Однако основная часть аварийности приходится на электрические машины. Это вызвано тем, что технология выработки электроэнергии обуславливает ряд негативных факторов, которые воздействуют на изоляцию машин в процессе эксплуатации. К таким факторам можно отнести: высокую температуру, влажность, загрязненность, повышенные механические напряжения при пусках и остановках и т.д. Все это неблагоприятно отражается на электрической прочности изоляции и выражается в старении, то есть неспособности выдерживать как длительно приложенное напряжение, так и кратковременные воздействия перенапряжений. Иными словами, в таких условиях велика вероятность появления в обмотках машин и в их клеммных коробках мест с ослабленной изоляцией. Это может привести к повреждению электрической машины при повышении напряжения в сети, к которой она подключена. Такие повышения напряжения могут носить разнообразный характер и быть вызваны различными причинами: коммутации, различные замыкания на землю и короткие замыкания [1-3].

Электрические машины мощностью до 50 МВт испытываются, согласно ПУЭ, напряжением $U_{исп} = 1.7 \cdot U_{ном} = 2.9 \cdot U_{ф.ном}$. Начальная электрическая прочность изоляции таких машин составляет $(4.7-4.9) \cdot U_{ном}$. Однако уже в процессе производства машин в их изоляции могут появиться такие дефекты, как воздушные включения, недопропитка компаундом, инородные частицы, проколы, рассечения и т.д., которые могут привести к повреждению машин в процессе их эксплуатации. Дефекты изоляции могут появиться и при эксплуатации машин в результате перечисленных ранее негативных процессов. При этом наиболее характерными дефектами являются: трещина и микротрещина, возникающие при действии изгибающих нагрузок; полости в изоляции, возникающие в результате расслоения изоляции при ее старении; расслоение изоляции в результате тепловых воздействий на нее; истирание изоляции; местные перегревы, вызванные дефектами в стали проводниках обмотки.

Уровень электрической прочности электрических машин, согласно [4] характеризуется коэффициентом импульса. Он составляет 1.2-2.0 для новой изоляции и снижается до 0.9-1.0 для состарившейся, при наличии дефектов. Это означает, что уровень воздействующих на изоляцию машин импульсов перенапряжения не должен превысить 0.9-1.0 испытательного напряжения промышленной частоты.

Что же касается другого генераторного оборудования, то здесь аварийность значительно ниже, кроме генераторных выключателей. При неудачном выборе этих коммутационных аппаратов, по различным причинам (неправильный выбор отключающих токов, неучет переходных останавливающихся напряжений, неучет апериодической составляющей в отключаемых токах), выключатели могут разрушаться.

Таким образом, анализ принципиальных электрических схем сетей генераторного напряжения 10 кВ Аушигерской ГЭС и Кашхатау ГЭС, а также особенностей гидроэлектростанций позволяет констатировать следующие факты:

- в сетях 10 кВ имеются потенциальные «очаги» возбуждения феррорезонансных сверхтоков в цепях с трансформаторами напряжения;
- частые коммутации гидрогенераторов по режимным соображениям требуют выбора специальных выключателей, которые с той или иной вероятностью могут служить «генератором» коммутационных перенапряжений с достаточно большой кратностью;
- в сетях 10 кВ могут иметь место дуговые перенапряжения, опасные для изоляции электрических машин, поэтому следует изыскать иные способы заземления нейтрали этих сетей;
- возможны феррорезонансные перенапряжения в присоединениях трансформаторов 10/0.4 кВ собственных нужд;
- велика вероятность перехода импульсов молниевых перенапряжений со стороны ВН в сторону 10 кВ блочных трансформаторов; амплитуда этих импульсов при определенных условиях может превосходить амплитуду испытательного напряжения гидрогенераторов;
- в сетях 10 кВ ГЭС защищаемое электрооборудование установлено более десятка лет тому назад, поэтому их изоляция, по-видимому, снизилась и требует более совершенной защиты от электромагнитных возмущений в виде молниевых и внутренних перенапряжений.

Далее приводятся результаты исследования перенапряжений в сетях генераторного напряжения двух упомянутых ГЭС и даются рекомендации по их глубокому ограничению.

Молниевые волны в сети генераторного напряжения могут проникать через блочные трансформаторы 110/10 кВ. При этом в этих сетях наиболее слабым (с точки зрения электрической прочности изоляции) являются гидрогенераторы. Испытательное напряжение остальных элементов сетей генераторного напряжения, в том числе трансформаторов СН, значительно выше, чем испытательное напряжение гидрогенераторов.

Таким образом, в сети генераторного напряжения 10 кВ импульсные перенапряжения могут воздействовать через одинарную трансформацию 110 кВ.

Интегрально названные трансформации могут быть учтены с помощью долей (коэффициентов) δ . Эти коэффициенты естественно не могут быть определены для работающих блоков ГЭС. Поэтому они нами получены на различных гидроэлектростанциях бывшего СССР после завершения капитального ремонта (ДнепроГЭС, на электростанциях Свирского каскада) или на заводах по ремонту и производству трансформаторов с имитацией токопроводов и генераторов (Донбассэнерго, Ленэнерго, ЗТЗ, ВИТ). Результаты определения δ сведены в таблицу 1, где δ_1 – доля волны, переданной со стороны 110 кВ в сторону 10 кВ на Аушигерской ГЭС; δ_2 – то же самое на Кашхатау ГЭС.

Таблица 1

Характеристики δ для блочных трансформаторов

Наименование	δ_1	δ_2
Величина δ в холостом ходу, %	8.0	8.5
Величина δ при согласованной нагрузке, %	3.0	3.2

В таблице 1 режиму «холостого хода» соответствует режим при отключенных генераторных выключателях, а режиму «при согласованной нагрузке» – режим, при котором к блочным трансформаторам подключен хотя бы один гидрогенератор.

Оценим опасность молниевых импульсов для электрооборудования сетей генераторного напряжения 10 кВ, из которого наиболее слабым элементом является гидрогенератор. Это электрическая машина в эксплуатации, как отмечалось ранее, испытывается напряжением $1.7 \cdot U_{ном}$, амплитуда которого равна: $U_{(доп.г)} = \sqrt{2} \cdot 1.7 \cdot 10 \approx 24$ кВ.

Исходной волной является волна перенапряжений на вводах 110 кВ блочных трансформаторов Аушигерской ГЭС и Кашхатау ГЭС. Ее амплитуда равна амплитуде допустимых фазовых перенапряжений $U_{(доп.)}$ и определяется по формуле:

$$U_{(доп.)} = 1.1 \cdot (U_{ПВ} - 0.5 \cdot U_{ном}),$$

где $U_{ПВ}$ – испытательное напряжение трансформаторов полной волной в соответствии с ГОСТ 1516.3-96; $U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки (действующее значение).

В таблице 2 приведены значения $U_{ном}$, $U_{ПВ}$, $U_{(доп.)}$, а также приблизительные значения импульсов молниевых волн на стороне 10 кВ тех же блочных трансформаторов в холостом ходу и при нагрузке. По сути, первые воздействуют на обмотку 10 кВ и электрооборудование на разомкнутых генераторных выключателях, а вторые – на гидрогенераторы и другое оборудование при включенных выключателях.

Для сопоставления переданных в сторону 10 кВ импульсов с уровнем изоляции в таблице 2 также приведены значения $U_{(доп.)}$ для обмотки 10 кВ блочных трансформаторов ($U_{(доп.г10)}$) и для электрооборудования сетей генераторного напряжения, наиболее слабым элементом которых являются гидрогенераторы ($U_{(доп.г)}$).

Анализ данных таблицы 2 позволяет сделать следующие основные выводы:

- при возникновении предельных (допустимых) молниевых перенапряжений на вводах блочных трансформаторов 110 кВ переходящие в сторону 10 кВ импульсы, при наличии в работе гидрогенераторов, не представляют опасности для изоляции обмотки 10 кВ трансформатора;

- в режиме холостого хода тех же блочных трансформаторов, когда отключены генераторные выключатели, перенапряжения не могут быть опасными для изоляции обмотки 10 кВ трансформаторов.

Таблица 2

Оценка амплитуды грозовых волн на стороне генераторного напряжения

Наименование	Блочные трансформаторы	
	Аушигерская ГЭС	Кашхатау ГЭС
$U_{ном}$, кВдейств	110	110
$U_{ЛВ}$, кВ	480	480
$U_{доп.}$, кВmax	468	468
δ_{max} , %	Холостой ход	8.0
	Под нагрузкой	3.0
U_{10} , кВmax	Холостой ход	37.5
	Под нагрузкой	14.0
$U_{доп.2}$, кВmax	24.0	24
$U_{доп.м10}$, кВmax	77	77

Перейдем к вопросам защиты сетей 10 кВ генераторного напряжения от внутренних перенапряжений.

В этих сетях могут иметь место дуговые, коммутационные и феррорезонансные перенапряжения. Дуговые перенапряжения возникают в сетях, где нейтраль изолирована или заземлена через большое сопротивление электромагнитного трансформатора напряжения (ТН). На Аушигерской ГЭС и Кашхатау ГЭС нейтрали гидрогенераторов заземлены через ТН, что в первом приближении соответствует их изолированию от земли.

Дуговые перенапряжения возникают в сетях, где нейтраль изолирована или заземлена через большое сопротивление ТН. В рассматриваемых ГЭС они актуальны только для сетей генераторного напряжения 10 кВ.

Дуговые замыкания на землю приводят к перенапряжениям, опасным для изоляции оборудования генераторного напряжения в случае повторных зажиганий дуги. При этом, как правило, возникают множественные перенапряжения из-за перекрытий изоляции здоровых фаз, влекущие за собой переход однофазного замыкания в двухфазное и, как следствие, снижение надежности работы блока. Возможность повторного зажигания дуги и его опасность зависят от характера горения дуги и процессов, протекающих в генераторных сетях после первого погасания дуги. Наибольшие перенапряжения возникают в случае, если дуга горит неустойчиво, т.е. характеризуются относительно небольшими токами при наличии ее естественного охлаждения. Но даже при таком характере горения дуги опасные перенапряжения могут не возникнуть, если к моменту возможного повторного зажигания дуги напряжения на нейтральных генератора и трансформатора имеют относительно небольшие значения. Очевидно, что процессы в генераторных сетях после погасания дуги, определяющие смещение напряжения нейтралей, существенным образом зависят от способа заземления нейтрали генератора. Рассмотрим последовательно процессы, возникающие при первичном зажигании дуги, процессы, возникающие после ее погасания, и процессы, сопровождающие повторные зажигания дуги.

Время воздействия дуговых перенапряжений на изоляцию электрооборудования генераторного напряжения двух исследованных ГЭС малой мощности определяется временем защиты от замыкания на землю и, как правило, не превосходящим нескольких секунд.

Авторами настоящего доклада исследованы кратности перенапряжения при металлических и дуговых замыканиях на землю через контактное сопротивление.

На рисунке 3 приведена кривая распределения кратности перенапряжений. Она дает вероятность перенапряжений с кратностью больше заданной величины P ($K > K_x$). Как видно из этого рисунка, изоляция генераторов подвергается воздействию дуговых перенапряжений сравнительно высокой кратности. Около 11% дуговых перенапряжений имеют кратность $K \geq 3.5$, около 2% – кратность $K \geq 4.5$.

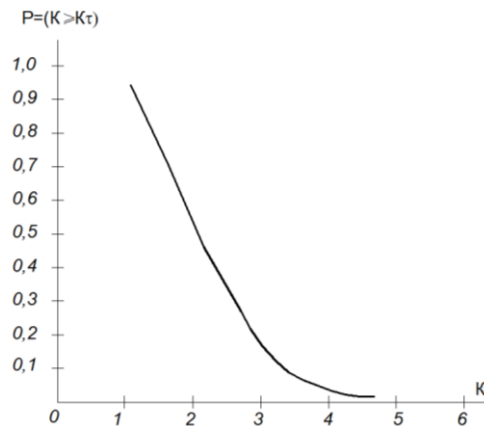


Рис.3. Распределение кратности внутренних перенапряжений в генераторных сетях

Для изоляции, работающей в сетях с изолированной нейтралью, перенапряжения с кратностью $K < 1.75$ не имеют реальной опасности. Поэтому статистической обработке подвергались ряды кратностей перенапряжений при величине $K > 1.75$.

Результаты проверки на однородность статистических рядов кратности перенапряжений, левой границей которых является $K = 1.75$, показали, что во всех проверяемых случаях гипотезы об однородности рядов K для различных генераторов, независимо от их мощности и номинального напряжения, опытными материалами не отвергаются. Поэтому фактические ряды для всех генераторов были объединены в одну генеральную совокупность и определены $N_{кг}$ – годовые числа перенапряжений с кратностью, равной или выше заданной.

Проверка показала, что ряды $N_{кг}$ для сетей генераторного напряжения не аппроксимируются ни одной из простых функций, удобных для расчета. Поэтому для расчета $N_{кг}$ методом наименьших квадратов были подобраны соответствующие законы, справедливые только в заданных пределах.

Таким образом, получено: в интервале $1.75 < K < 2.35$ $N_{кг} = 38 \cdot \exp[-5.6(K - 1.75)]$; при $K > 2.35$ $N_{кг} = 1.8 \cdot \exp[-6.5(K - 2.35)]$.

Из этих формул для экстраполяции в область больших кратностей существенна последняя формула.

На рисунке 4 приведена зависимость $Kτ = f(τ)$ для дуговых перенапряжений, возникающих на изоляции электрооборудования, в том числе генераторов. Сравнение этой зависимости с $K_{доп}$ для генераторов показывает, что дуговые перенапряжения представляют опасность для изоляции и поэтому генераторы должны быть защищены от этих перенапряжений.

С помощью полевых исследований и расчетов получено распределение кратности перенапряжений при коммутациях отключения и включения гидрогенераторных блоков. Обработка показала, что годовое число коммутационных перенапряжений при отключении гидрогенераторов, обладающих кратностью, равной или выше заданной, равно:

$$N_{кг} = 5.8 \cdot \exp[-0.38(K - 1.1)] \text{ при } 1.1 \leq K < 1.8; \quad (1)$$

$$N_{кг} = 1.0 \cdot \exp[-5.65(K - 1.8)] \text{ при } K > 1.8. \quad (2)$$

Аналогично при включении гидрогенераторов:

$$N_{кг} = 5.8 \cdot \exp[-0.4(K - 1.1)] \text{ при } 1.1 \leq K < 1.8; \quad (3)$$

$$N_{кг} = 4.0 \cdot \exp[-3.1(K - 1.7)] \text{ при } K > 1.8. \quad (4)$$

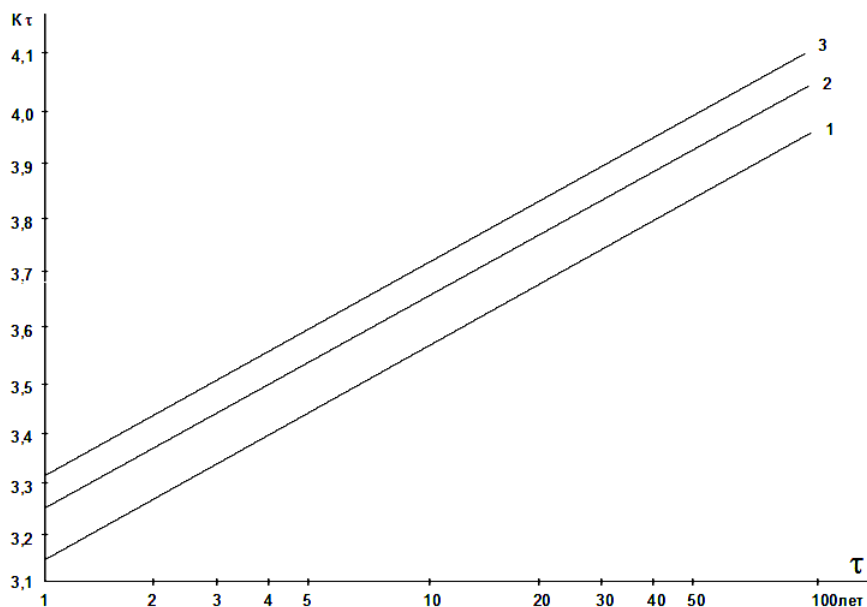


Рис.4. Зависимость $K\tau=f(\tau)$ для гидрогенераторов (1) и верхняя граница 90%-го (2) и 96%-го (3) доверительного интервала

Для экстраполяции в область больших кратностей из этих формул важное значение имеют формулы (2) и (4). Вычисленные зависимости $K\tau=f(\tau)$ для коммутаций гидрогенераторов приведены на рис.5, из которого видно, что коммутационные перенапряжения могут представлять опасность для изоляции двух рассматриваемых ГЭС. Должны быть предусмотрены мероприятия по защите гидрогенераторов от перенапряжений.

Сопоставление зависимости $K\tau=f(\tau)$ из рис.5 с уровнем изоляции гидрогенераторов показывает, что и по экспериментальным данным коммутационные перенапряжения представляют опасность для упомянутых электрических машин.

Коммутации выключателями гидрогенераторов ГГ-1, ГГ-2, ГГ-3 рассмотренных ГЭС при определенных условиях могут привести к феррорезонансным перенапряжениям, как на основной частоте, так и на высших гармониках. Для этого должны быть выполнены следующие условия:

- 1) на каждый блочный трансформатор должен работать только один гидрогенератор;
- 2) блок один Г – один Т, через соответствующее ОРУ, должен работать на одну (выделенную) линию 110 кВ;
- 3) линия из п.2 должна иметь определенную длину (определенное входное сопротивление) и находиться в режиме холостого хода;
- 4) на одной из гармоник должны быть условия, необходимые для возникновения феррорезонансных явлений (интегральное индуктивное сопротивление питающей цепи должно приближаться к емкостному сопротивлению ненагруженной линии на определенной гармонике, например, на гармониках 2ω или 5ω , где ω – угловая частота $\omega=314$ 1/с).

Вероятность совпадения таких условий настолько мала, что в принципе опасаться возникновения феррорезонансных перенапряжений в цепях генераторов 10 кВ не следует.

Феррорезонансные перенапряжения в сети 10 кВ наиболее часто могут иметь место в присоединениях трансформаторов собственных нужд (ТСН), которые получают питание по кабелям от шин генераторного напряжения.

Феррорезонанс обычно возникает при невключении одной или двух фаз, при этом создается неполнофазный режим. Феррорезонансные явления обостряются в режиме замыкания одной фазы на землю в питающей сети.

Обработка показала, что во всех исследованных схемах питания трансформаторов собственных нужд 10/0.4 кВ могут возникать феррорезонансные перенапряжения, причем они могут иметь место даже при трехфазных коммутациях при наличии со стороны питания (шин) замыкания одной фазы на землю. Поскольку при исследованиях был охвачен большой диапазон длин кабелей и мощностей трансформаторов, то можно считать, что в действующих сетях 10 кВ СН ГЭС феррорезонансные перенапряжения могут иметь место с большой вероятностью.

Специальная проверка показала, что статистические характеристики перенапряжений при одинаковых коммутациях и числе коммутируемых фаз достаточно однородны.

На рисунке 6 приведены зависимости $K_{\tau}=f(\tau)$. Как видно, феррорезонансные перенапряжения представляют опасность не только для облегченной изоляции, но и для нормальной изоляции сетей 10 кВ. Поэтому должны быть разработаны средства защиты от феррорезонансных перенапряжений в этих сетях.

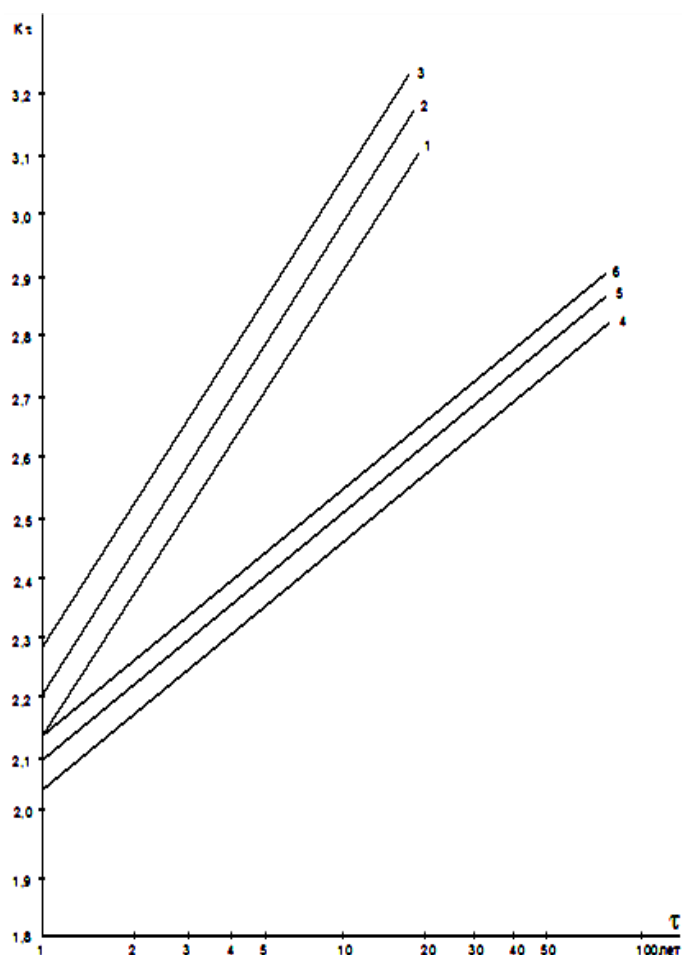


Рис.5. Зависимость $K_{\tau}=f(\tau)$ для включения (1, 2, 3) и отключения (4, 5, 6) гидрогенераторов

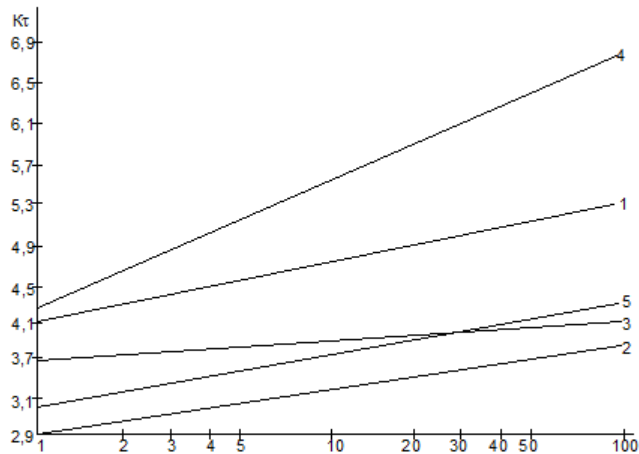


Рис.6. Зависимость $K_t=f(\tau)$ для ФРП: при включении (1) и отключении (2) трансформаторов с кабелем при однофазных и двухфазных режимах, отключениях (3) и включениях (4) трансформаторов с кабелем при однофазных и двухфазных режимах при наличии однофазного замыкания на землю питающей сети и при отключениях и включениях трансформаторов при наличии однофазных замыканий в питающей сети (5)

Выводы

1. Импульсные перенапряжения, переходящие из обмотки 110 кВ блочных трансформаторов в обмотку 10 кВ генераторного напряжения, не представляют опасности ни для обмотки 10 кВ блочных трансформаторов, ни для электрооборудования 10 кВ генераторного напряжения.

2. Дуговые и коммутационные напряжения опасны для изоляции гидрогенераторов. Для их глубокого ограничения на Кашхатау ГЭС ограничители перенапряжений (ОПН) с ячеек ТН должны быть перенесены в присоединение ГГ-1, ГГ-2 и ГГ-3. Не исключается вариант, когда ОПН остаются в ячейках ТН, но дополнительно ОПН устанавливаются в присоединении гидрогенераторов.

3. Следовало бы на Аушигерской ГЭС вентильные разрядники РВП-10, не обеспечивающие координацию изоляции (защиты) гидрогенераторов, заменить на ОПН с учетом п.2 выводов.

4. Для защиты от феррорезонансных перенапряжений трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 10/0,4 кВ обеих гидроэлектростанций в их присоединении следовало бы предусмотреть ОПН-10.

Литература

1. Лихачев Ф.А. Перенапряжения в сетях собственных нужд. Электрические станции, 1983 г., № 10.
2. Вольпов К.Д., Белый Ю.В. О повреждаемости изоляции электродвигателей собственных нужд электростанций. Электрические станции, 1977г., № 11.
3. Анализ надежности крупных электродвигателей (США). Электроэнергетика и электрофизика. Электрические сети и системы за рубежом. ЗИ/Информэнерго, 1987 г., № 10.
4. Техника высоких напряжений. Под редакцией Г.С.Кучинского. Энергоатомиздат, 2003 г.
5. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. Под редакцией Н.Н. Тиходеева, 2-е издание, Санкт-Петербург: Изд. ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 г.

Сведения об авторах

Еремич Яна Эдвардовна,

аспирант кафедры «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника»
Санкт-Петербургского Государственного Политехнического Университета
Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29
эл.почта: yana.eremich@gmail.com

Назарычев Александр Николаевич,

ректор Федерального государственного автономного образовательного учреждения дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации»,
д.т.н., профессор
Россия, 96135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23
эл.почта: rector@peipk.spb.ru

Халилов Фрудин Халилович,

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

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

УДК 621.311

Ю.М.Невретдинов, А.В.Бурцев, Г.П.Фастий

ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ И СХЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ ОБМОТОК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА ЕГО ИМПУЛЬСНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных исследований влияния режима нейтрали обмотки силового трансформатора и схем включения обмоток вторичной стороны на входные параметры трансформатора для грозовых воздействий. Показана недостаточность учета силовых трансформаторов входной емкостью при моделировании грозовых перенапряжений на подстанциях.

Ключевые слова:

силовой трансформатор, нейтраль трансформатора, грозовые волны.

Y.M.Nevretdinov, A.V.Burtsev, G.P.Fastiy

NEUTRAL MODE INFLUENCE AND INCLUSION SCHEMES OF THE POWER TRANSFORMER WINDINGS ON ITS PULSE CHARACTERISTICS

Abstract

Pilot research results of the neutral mode influence of the power transformer winding and influence of secondary windings inclusion schemes on transformer input parameters for storm influences are given. Insufficiency of the accounting of power transformers by input capacitance when lightning overvoltage modeling on substations is shown.

Keywords:

power transformer, transformer neutral, lightning waves.

Организация молниезащиты подстанций предусматривает защиту от прямых ударов молнии и от грозových волн, набегающих по линиям. Развитие перенапряжений от набегающих грозových волн имеет сложный характер, обусловленный переходными и волновыми процессами в распределительном устройстве (РУ) [1]. Мгновенные значения напряжения в разных точках схемы РУ различаются и для их определения необходимо рассчитывать движение волн, их преломления и отражения в узлах разветвления ошиновки и в узлах подключения аппаратов, линий, а также защитных аппаратов с нелинейными характеристиками. Сложность и многообразие указанных процессов исключает аналитический расчет перенапряжений от грозových волн, приходящих по ЛЭП, поэтому определение параметров грозových перенапряжений, а также исследования эффективности грозозащиты подстанций и отдельных мероприятий могут быть выполнены с помощью физического моделирования (на АПП) [2] (с ограничениями учета влияющих факторов и точности определения) и в настоящее время (при более точном учете влияющих факторов) – с помощью численного эксперимента на математических моделях [3].

В основе моделирования процессов развития грозových перенапряжений в РУ с подключенными ЛЭП учитывалось следующее:

- повышение точности учета волновых процессов с помощью включения участков ошиновки и проводов ЛЭП линиями с распределенными параметрами с заданными волновыми сопротивлениями (как в однопроводном, так и в многопроводном исполнении);
- наиболее точный учет схемы и конструктивного исполнения ОРУ и подключенных ЛЭП, т.е. волновой длины каждого отрезка шин, узлов разветвления ошиновки и узлов подключения электрических аппаратов;
- учет нелинейных характеристик защитных аппаратов и изоляции;
- учет отражения и преломлений в узлах подключения электрических аппаратов с помощью замены их входными емкостями, в том числе силовых трансформаторов.

При этом в публикациях, посвященных исследованиям грозозащиты подстанций и методам моделирования, не рассматривается вопрос влияния режимов нейтрали трансформаторов или режимов работы вторичных обмоток трансформатора.

Экспериментальные исследования в действующей сети показали неоднозначность интерпретации входных параметров силовых трансформаторов и характеристик каналов распространения грозových воздействий в трансформаторе [4]. При этом отмечалась зависимость частотных характеристик входного сопротивления и коэффициентов передачи в нейтраль или вторичную обмотку от формы импульса напряжения на вводе трансформатора. Наличие у трансформатора свойств сосредоточенного элемента и волновых свойств затрудняет аналитическое описание этих параметров.

В статье представлены результаты экспериментальных исследований влияния режимов нейтрали и схем включения вторичной обмотки на примере крупногабаритного трансформатора. Задачами экспериментов являлись также разработка и апробация методики проведения указанных экспериментов на действующих высоковольтных силовых трансформаторах.

В экспериментах использован крупногабаритный трехфазный воздушный трансформатор 380/220 В мощностью 15 кВА, обмотка высокого напряжения (ВН) которого соединена в «звезду», а фазные обмотки низкого напряжения (НН) не связаны гальванически, что позволяет менять схему включения этой обмотки.

Схема импульсных измерений приведена на рис.1.

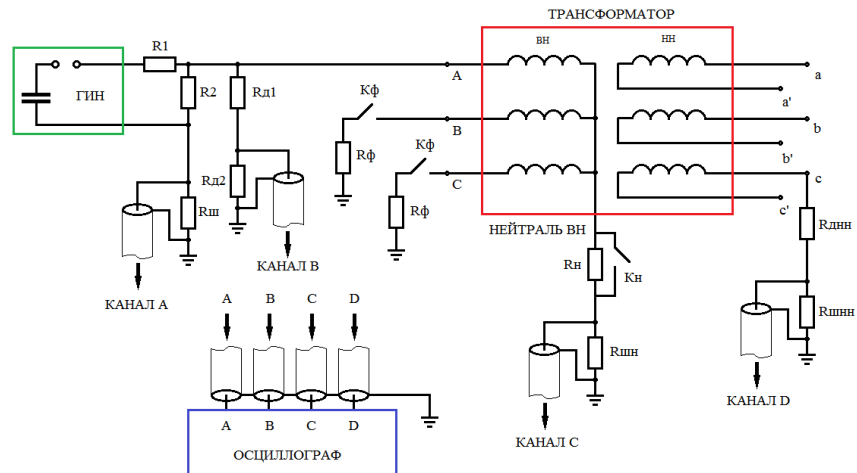


Рис.1. Схема импульсных испытаний входных параметров силового трансформатора

Здесь делитель напряжения $R_{д1}$ и $R_{д2}$ позволяет контролировать импульсное напряжение, подаваемое на ввод фазы А обмотки ВН силового трансформатора. В нейтраль обмотки ВН включен делитель напряжения $R_{н}$ $R_{шн}$. В опытах с изолированной нейтралью (ключ $K_{н}$ разомкнут) на вход канала С осциллографа подается напряжение, пропорциональное напряжению в нейтрали. В опытах с заземленной нейтралью (ключ $K_{н}$ замкнут) канал С осциллографа регистрирует напряжение на шунте $R_{шн}$, пропорциональное току в заземленной нейтрали. Ключи КФ используются для проведения контрольных опытов, в которых выводы фаз В и С обмотки ВН изолированы.

Полученные осциллограммы систематизированы и согласованы в разных опытах по напряжению на вводе фазы А обмотки ВН трансформатора.

На рисунках 2 и 3 приведено сопоставление осциллограмм на вводе фазы А для выявления влияния режима нейтрали при разных схемах включения обмоток НН.

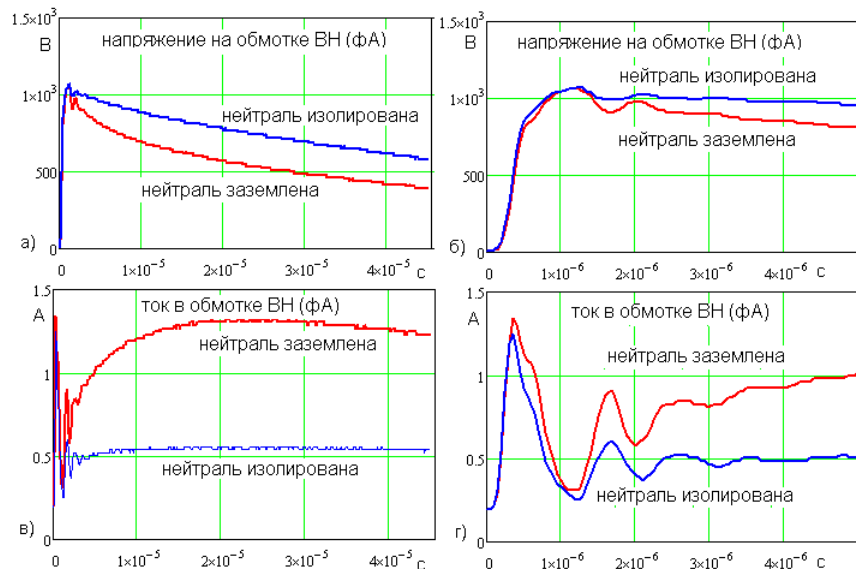


Рис.2. Влияние режима нейтрали обмотки ВН трансформатора на напряжение (а и б) и ток (в и г) фазы А трансформатора. Обмотка НН включена по схеме «звезда». (Развертка 10 мкс/дел. – а и в, 1 мкс/дел. – б и г)

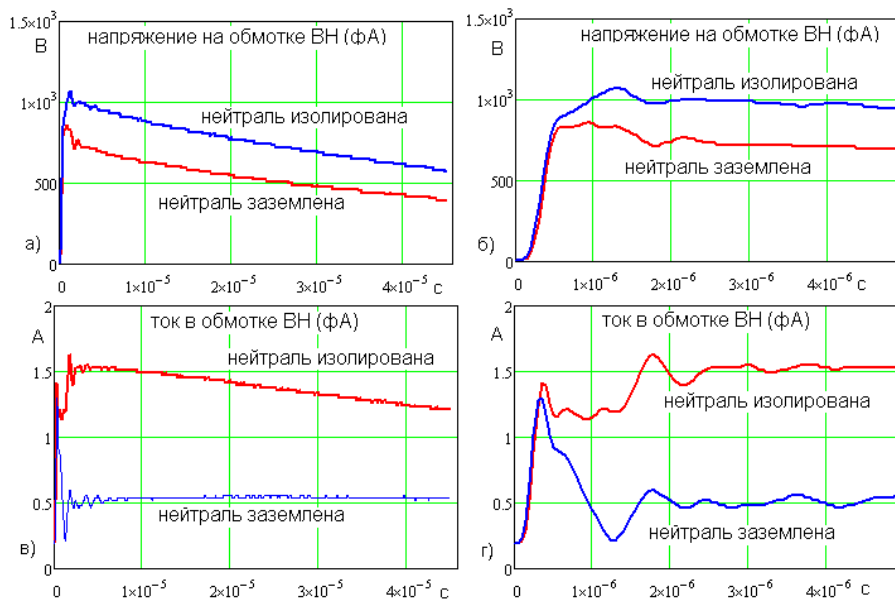


Рис.3. Влияние режима нейтрали обмотки ВН трансформатора на напряжение (а и б) и ток (в и г) фазы А трансформатора. Обмотка НН включена по схеме «треугольник». (Развертка 10 мкс/дел. – а и в, 1 мкс/дел. – б и г)

Из сопоставления осциллограмм напряжений и токов для выявления влияния режима нейтрали обмотки ВН трансформатора можно отметить следующие принципиальные особенности:

1. При изменении режима нейтрали обмотки ВН формы напряжений практически полностью совпадают в начальной стадии до времени около 0.5 мкс. Аналогично совпадают формы токов в начальной стадии, однако время совпадения меньше – примерно 0.4 мкс. Следовательно, для времени до 0.4 мкс эквивалентное входное сопротивление фазы ВН трансформатора «не чувствует» изменение режима нейтрали, что является признаком наличия волновых процессов.

2. На рисунке 2б в режиме включения обмотки НН по схеме «звезда» при времени 0.5 мкс не наблюдается увеличения напряжения на фазе А, которое может быть объяснено влиянием отражения от изолированной нейтрали. Явное увеличение напряжения отмечается при времени более 1.4 мкс.

Для иллюстрации влияния схемы включения обмотки НН сопоставление осциллограмм напряжений и токов дано на рис.4. с разверткой 1 мкс/дел. Здесь же показано изменение осциллограмм тока в заземленной нейтрали обмотки ВН и напряжение на изолированной нейтрали при изменении схемы включения обмотки НН.

Как видно из рис.4а, в, д, в режиме заземления нейтрали обмотки ВН размагничивающее действие тока в обмотке НН при ее включении в «треугольник» приводит к уменьшению входного сопротивления обмотки ВН нейтрали при времени более 0.5 мкс. Одновременно происходит некоторое запаздывание тока в нейтрали в начальной стадии – до 0.5 мкс.

В режиме с изолированной нейтралью ВН (рис.4б, г, д) такого эффекта смещения напряжения в нейтрали в начальной стадии не наблюдается. Напротив, с запаздыванием 0.5 мкс видно значительное изменение формы напряжения в нейтрали.

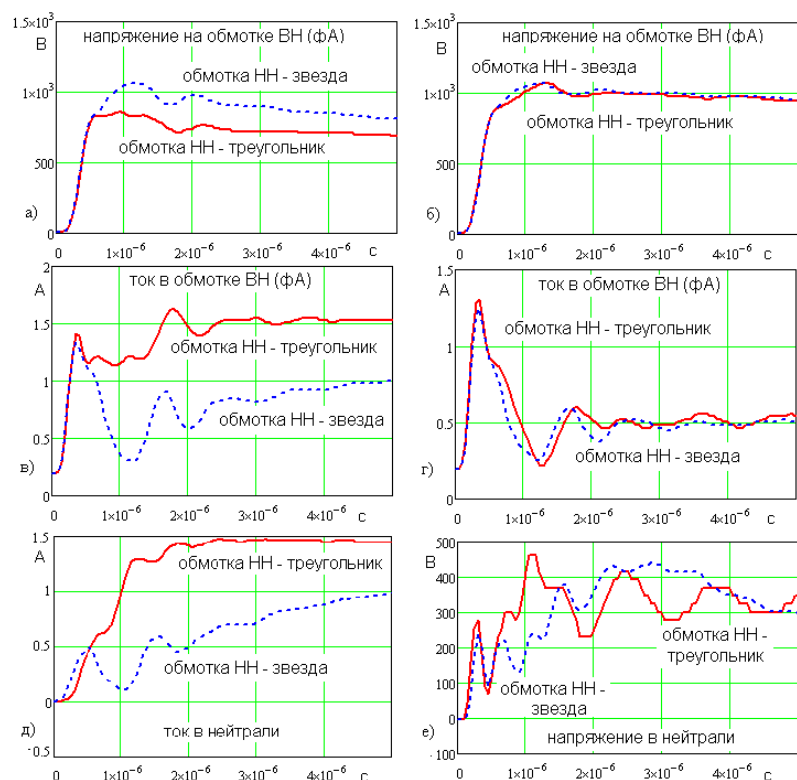


Рис.4. Влияние изменения схемы обмотки НН трансформатора на напряжение (а и б) и ток (в и з) фазы А трансформатора, а также на ток (д) и напряжение (е) в нейтрали. Варианты заземленной (а, в, д) и изолированной нейтрали (б, з, е)

Рассмотрим влияние режима нейтрали обмотки ВН и схемы включения обмотки НН на входные параметры обмотки ВН трансформатора. Для этого принято допущение, что силовой трансформатор может быть рассмотрен как элемент с сосредоточенными параметрами [5]. При указанном предположении для эквивалентного входного сопротивления можно применить частотный метод, т.е. для напряжений на фазе ВН и токов в этой фазе получены соответствующие спектры и амплитудно-частотные характеристики (АЧХ). После чего для каждой из гармоник получено сопротивление (АЧХ) и фазо-частотные (ФЧХ) характеристики эквивалентного входного сопротивления обмотки ВН.

Сопоставления АЧХ и ФЧХ входного сопротивления обмотки ВН приведены на рис.5. для иллюстрации влияния режима нейтрали и на рис.6. для оценки влияния схемы включения обмотки НН.

Из приведенных частотных характеристик эквивалентного входного напряжения обмотки ВН следует, что в режиме изолированной нейтрали указанное сопротивление имеет на частоте более 0.5 МГц емкостно-омический характер в обоих вариантах схемы включения обмотки НН.

В режиме заземленной нейтрали характер эквивалентного входного сопротивления неоднократно меняется и наблюдается несколько резонансных явлений. Отметим, что при включении вторичной обмотки в «треугольник» входное сопротивление не принимает чисто емкостной характер (рис.5в). При включении обмотки НН в «звезду» частотный диапазон, в которой трансформатор может быть замещен одной емкостью, весьма ограничен (рис.5г).

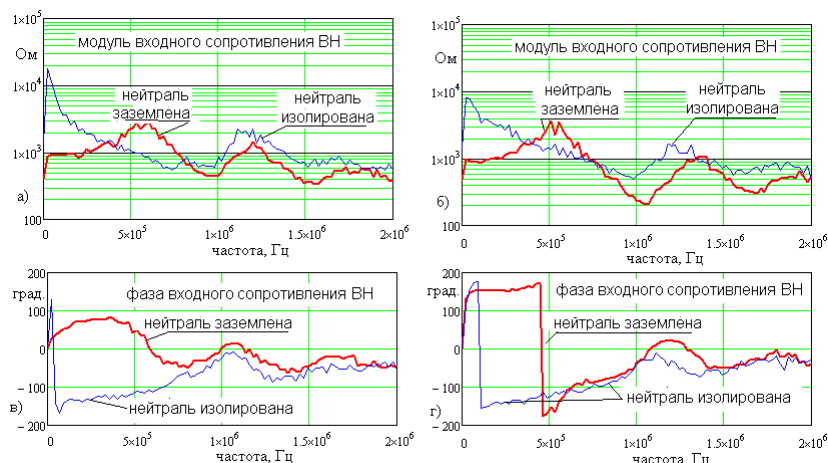


Рис.5. Влияние режима нейтрали на частотные характеристики эквивалентного входного сопротивления обмотки ВН трансформатора в вариантах включения обмотки НН по схеме «треугольник» (а и в) или по схеме «звезда» (б и г). АЧХ на рис. а и б, ФЧХ на рис. в и г

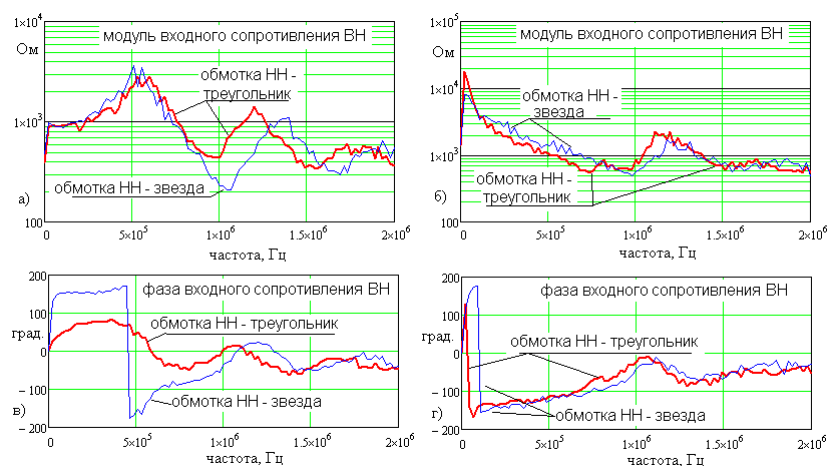


Рис.6. Влияние схемы включения обмотки НН на частотные характеристики эквивалентного входного сопротивления обмотки ВН трансформатора в вариантах заземления нейтрали обмотки ВН (а и в) или изолированной нейтрали обмотки ВН (б и г). АЧХ на рис. а и б, ФЧХ на рис. в и г

Как видно из полученных частотных характеристик, эквивалентное входное сопротивление имеет сложный характер, существенно меняющийся при изменении режима нейтрали и влияния вторичной обмотки. Из рис.6б и 6г видно, что наименьшее влияние схема включения обмотки НН трансформатора проявляется в режиме изолированной нейтрали. Однако и в этом режиме значения гармоник не позволяют получить чисто емкостную интерпретацию входного сопротивления трансформатора. Более того, в области 1-1.2 МГц наблюдается приближение частотозависимого входного сопротивления к резонансу.

Наиболее понятной является характер эквивалентного входного сопротивления трансформатора с заземленной нейтралью обмотки ВН и включением вторичной обмотки в «треугольник». В этом режиме трансформатор является пассивным элементом, имеющим

активно-индуктивный или активно-емкостной характер. В остальных режимах наблюдается увеличение фазы сопротивления более 90° или менее 270° , что не может быть объяснено резонансными явлениями. Возможно, указанное изменение фазы входного сопротивления может являться признаком активного проявления волновых свойств.

Выводы

1. Эксперименты импульсного обследования силового трансформатора выявили значительную зависимость формы напряжения на вводе трансформатора и входных параметров от режима заземления нейтрали обмотки ВН и схемы включения вторичной обмотки.

2. Разземление нейтрали обмотки ВН силового трансформатора может привести к увеличению перенапряжения почти на 20%.

3. Частотное представление эквивалентного входного сопротивления силового трансформатора имеет сложный характер и не объясняет появления отрицательной активной составляющей, несвойственной для пассивных элементов.

4. Полученные экспериментальные данные показывают недостатки интерпретации входного сопротивления силовых трансформаторов емкостью.

Литература

1. Костенко М.В. Грозозащита подстанций и электрических машин высокого напряжения / М.В.Костенко, И.М.Богатенков, Ю.А.Михайлов, Ф.Х.Халилов // Серия «Электрические станции и сети» (Итоги науки и техники). ВИНТИ. М.: 1987. 13. 112 с.
2. Костенко М.В. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта / М.В.Костенко, Ю.М.Невретдинов, Ф.Х.Халилов // Ленинград «Наука» ленинградское отделение – 1984, 112 с.
3. Ефимов Б.В. Моделирование деформации грозовых волн в воздушных линиях с учетом совместного влияния конструкции опор, короны на проводах и потерь в земле / Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2013. Вып.7. – Апатиты, – С. 13-32.
4. Власко Д.И. Грозовые перенапряжения на изоляции нейтрали трансформаторов / Д.И.Власко, А.О.Востриков, Ю.М.Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2012. Вып.4. – Апатиты, – С. 38-44.
5. Результаты измерения входной емкости электрооборудования 6-750 кВ / К.Д.Вольпов, А.В.Созинов, Ф.Х.Халилов // Электрические станции. – 1982. № 2, – С. 1-3.

Сведения об авторах

Невретдинов Юрий Масумович,

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
эл.почта: ymnevrt@mail.ru

Бурцев Антон Владимирович,

старший инженер лаборатории высоковольтной энергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д.21А
эл. почта: tonyburt@ Rambler.ru

Фастий Галина Прохоровна

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

УДК 621.311

А.Н.Данилин, В.В.Ивонин

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СОСРЕДОТОЧЕННЫХ ЗАЕМЛИТЕЛЕЙ

Аннотация

В статье описан высоковольтный полигон, созданный для исследования импульсных характеристик заземлителей. Приведены результаты экспериментальных исследований процессов искрообразования в грунте и распределения потенциалов вокруг сосредоточенных заземлителей.

Ключевые слова:

высоковольтный полигон, ионизация грунта, искрообразование в грунте, импульсное сопротивление заземлителя.

A.N.Danilin, V.V.Ivonin

EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THE IMPULSE RESPONSES OF CONCENTRATED GROUNDS

Abstract

The high-voltage polygon created to study the impulse responses of grounding is described. The results of experimental research of potential distribution around concentrated grounds are presented.

Keywords:

high-voltage polygon, soil ionization, sparking in soil, impulse grounding impedance.

Грунт представляет собой совокупность различных веществ, таких как гравий, песок, глина, минеральные и органические соединения, в которых содержится вода и воздух. Все эти вещества влияют на электрические свойства грунта и характер растекания тока с заземлителей в стационарных и импульсных режимах. Характеристики пробоя жидких, твердых и газообразных диэлектриков хорошо изучены [1]. Однако физическая модель пробоя составного грунта окончательно не разработана. Поэтому изучению электромагнитных процессов, протекающих в заземлителях и прилегающих к ним грунтах, уделяют большое внимание, особенно в районах с высоким удельным сопротивлением грунта, к которым относится Кольский полуостров.

Известно, что электрическое поле, созданное большими токами, приводит к появлению искровых каналов в комбинированном грунте, окружающем электрод [2]. Так как удельное сопротивление плазмы в этих каналах ниже, чем удельное сопротивление окружающего грунта, происходит существенное уменьшение сопротивления заземляющего электрода. Это явление называют ионизацией грунта.

Первая статья, посвященная изучению процессов ионизации и искрообразования в грунте, датирована 1929 годом [3]. В ней автор впервые объясняет отличие между стационарным и импульсным сопротивлением заземлителей.

Последующие эксперименты, проведенные Bellaschi [4], подтвердили это наблюдения для разных типов грунта и конфигурации электрода. С тех пор многие ученые разрабатывали модели, описывающие данные процессы в заземлителях (Chisholm и Janischewsky [5], Geri [6], Korsuntcev [7], Liew и Darveniza [8], Oettle [2], Nixon [9], Рябкова [10], Wang [11], Cooray [12]). Опыты проводились как в ограниченных объемах грунта, так и в открытых грунтах.

Данная тема в настоящее время становится более актуальной из-за использования в энергосистемах цифрового электронного оборудования, чувствительного к переходным процессам, вызванных разрядами молнии.

Ранее нами были проведены исследования импульсных характеристик заземлителей в лабораторных условиях в малых объемах грунта [13, 14, 15, 16]. Изучалось импульсное сопротивление заземлителей в зависимости от удельного сопротивления грунта, его электрической прочности и зависимости удельного сопротивления грунта ρ от напряженности электрического поля.

В данной статье приводятся результаты исследований импульсных сопротивлений сосредоточенных заземлителей на открытом полигоне при напряжениях, на порядок превышающих лабораторные значения.

Полигон представляет собой участок земли площадью 8×16 м вблизи здания высоковольтной лаборатории. По контуру участка на глубине примерно 250 мм проложен замкнутый заземляющий контур, выполненный из стальной полосы 35 мм. Для снижения сопротивления заземляющего контура через каждые 2 метра по контуру заземления в землю забиты электроды диаметром 20 мм и длиной 400 мм, которые приварены к полосе контура. Электрическая схема полигона приведена на рис.1.

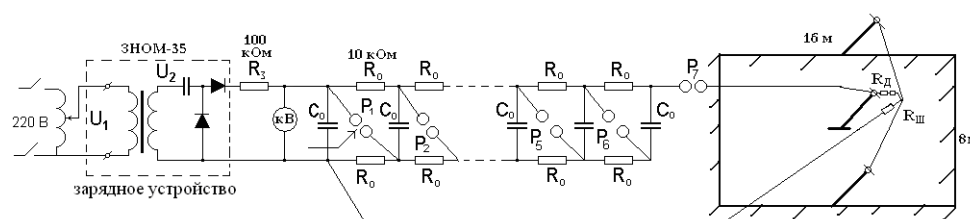


Рис.1. Электрическая схема высоковольтного полигона

Грунт полигона двухслойный: сверху морена глубиной до 0.5 м (смесь песка с галькой), ниже дробленые скальные грунты. В центре полигона для удобства размещения в грунте электродов вырыта канава глубиной 0.4 м и шириной 0.4 м, которая заполнена песком. Нагрузка, представляющая собой заземлители различной конфигурации, помещалась в песчаной канаве на глубинах от 0 до 300 мм.

Генератор импульсных напряжений (ГИН) выполнен на основе импульсных конденсаторов ИК-100/0.4 и состоит из 7 ступеней. Возможно регулирование уровня выходных импульсных напряжений от 150 кВ до 450 кВ. Для получения меньших напряжений (10 кВ-150 кВ) уменьшается число ступеней ГИН.

Коммутация ГИН принудительная. После заряда ГИН от зарядного устройства, последнее отключается от сети 220 В и производится механическая коммутация первого разрядника ГИН. Этим обеспечена развязка сети от источника импульсных напряжений.

В качестве измерительных устройств используются киловольтметр, осциллограф АКИП – 4113/2, делитель напряжения и токовый шунт. Удельное сопротивление грунта ρ измерялось прибором ИСЗ-2016. Среднее значение ρ полигона составило 1200 Ом·м.

Исследование процессов искрообразования в грунте на сосредоточенных заземлителях

Целью данных экспериментов было изучение процессов искрообразования в грунте при напряженностях поля, выше критического на сосредоточенных заземлителях. Конструктивные параметры заземлителей приведены на рис.2.

Осциллограммы импульсных сопротивлений сосредоточенных заземлителей, размещенных в центре площадки полигона, при подаче высоковольтных импульсов на них приведены на рис.3. Осциллограммы и зависимости сопротивлений представлены для импульсных напряжений 150 кВ и 300 кВ.

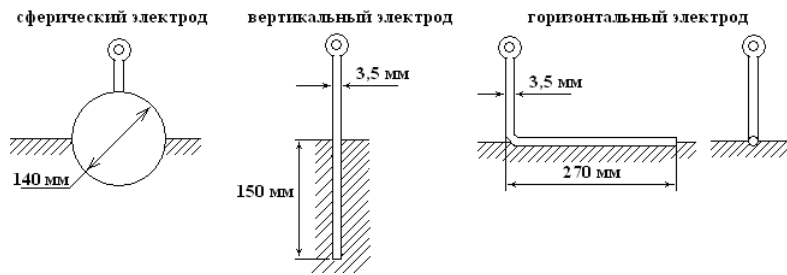


Рис.2. Конструктивные параметры сосредоточенных заземлителей

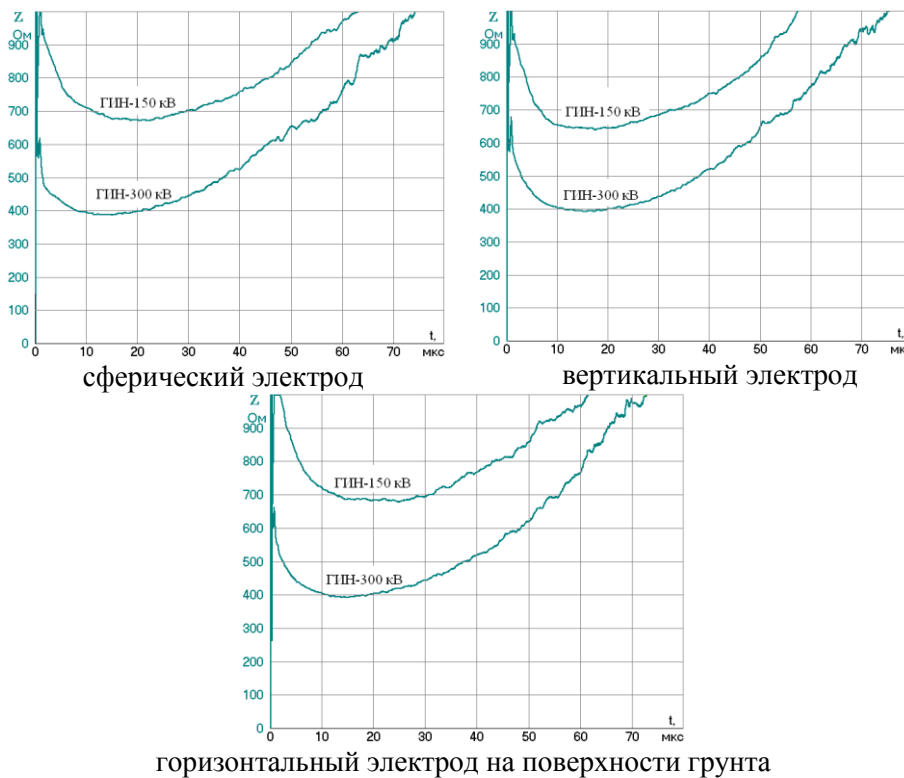


Рис.3. Импульсные сопротивления электродов разных конструкций при разных напряжениях ГИИ

Сравнительные зависимости сопротивлений, приведенные на рис.3, показывают, что у сосредоточенных заземлителей различной конструкции радиусы зоны искрообразования при высоких напряжениях практически одинаковы. Даже в случае если электрод не заглублен в грунт, а просто лежит на поверхности земли, образующаяся в грунте искровая зона приобретает сферическую форму и сопротивление становится таким же, как у шарообразного электрода. Таким образом, при напряженностях поля, превышающих критические значения начала искрообразования, форма сосредоточенного электрода практически не влияет на его сопротивление.

На рисунке 4 приведены осциллограммы импульсного сопротивления полусферического электрода при разных значениях приложенного напряжения. Показано, что напряженность начала искрообразования в опытах на открытых грунтах более $E_{н}=5.5$ кВ/см. По мере снижения импульсного напряжения искровая зона в грунте вокруг электрода уменьшается, и электрическая прочность грунта восстанавливается.

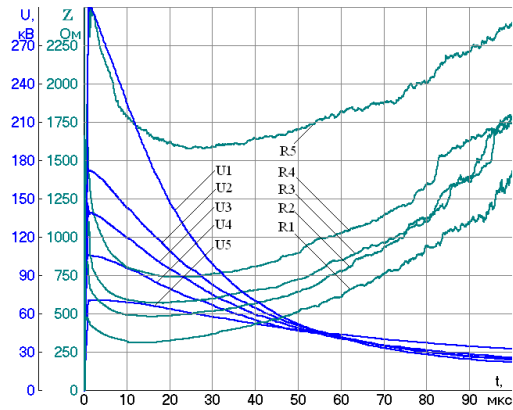


Рис.4. Импульсное сопротивление полусферического электрода при разных значениях приложенного импульса

Измерения импульсных потенциалов вокруг сосредоточенных заземлителей в открытом грунте

Целью данной серии опытов было исследование потенциалов вокруг сосредоточенных электродов в открытом грунте. Приведенные в литературе сведения по таким исследованиям базируются на опытах в грунтах, помещенных в металлические емкости, имитирующие удаленную землю [10].

В качестве сосредоточенного заземлителя использовался полусферический электрод диаметром 140 мм. Генератор импульсов имеет емкость в ударе $C=0.057$ мкФ. Измерения выполнены при генерировании импульсов напряжением в амплитуде 160 кВ. Схема измерений и параметры зонда приведены на рис.5. На рис.6 приведена типичная осциллограмма импульса, генерируемого на сферический электрод.

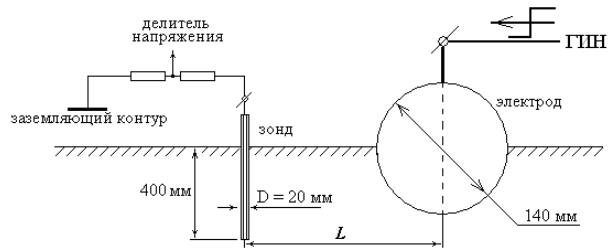


Рис.5. Измерения потенциалов вокруг сосредоточенных заземлителей в открытом грунте

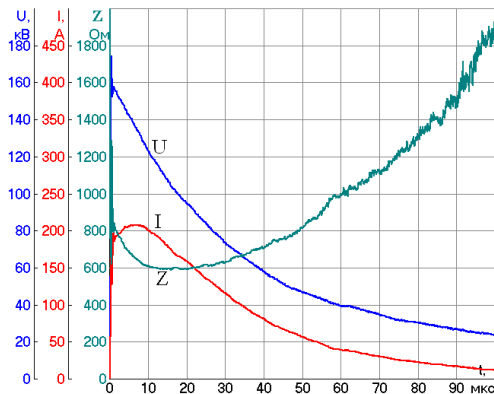


Рис.6. Осциллограмма импульса на сферическом электроде

На рисунке 7. представлены совмещенные осциллограммы потенциалов грунта в зависимости от расстояния до электрода L . Можно отметить, что при расстоянии до электрода 0.2 м через 0.5 мкс после подачи на него напряжения наблюдается резкий излом кривой потенциала из-за пробоя грунта до исследуемой точки. Искровой канал с малым сопротивлением закорачивает слой грунта, и потенциал этой точки начинает возрастать в соответствии с потенциалом канала разряда. При расстоянии до электрода менее 0.2 м пробой грунта происходит на фронте импульса, а при $L \geq 0.2$ м – на спаде импульса напряжения. При расстоянии до электрода более 0.4 м потенциал поля изменяется плавно, так как эти точки поля находятся уже вне зоны искровых каналов в грунте.

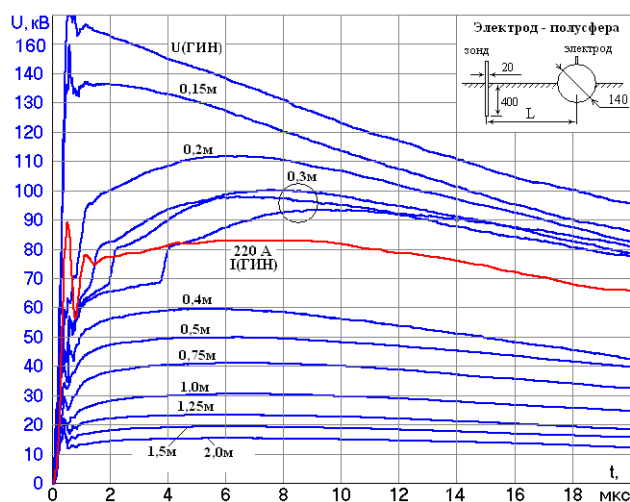


Рис.7. Совмещенные осциллограммы измеренных потенциалов грунта в зависимости от расстояния до полусферического электрода

На рисунке 8 приведены кривые распределения максимального значения потенциала грунта вокруг заземлителя в зависимости от расстояния до него.

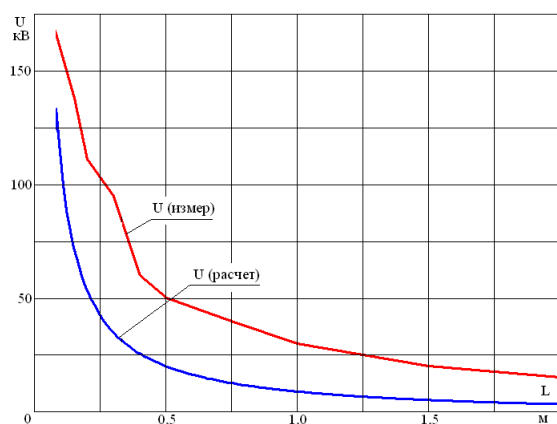


Рис.8. Распределение потенциала в грунте

Предполагается, что процесс искрообразования в грунте происходит следующим образом. При увеличении амплитуды импульса тока из-за неоднородности грунта или поверхности электрода плотность тока в одном или нескольких местах электрода может оказаться больше, чем в других. При достаточном ее значении это приводит к возникновению искровых каналов с сопротивлением, значительно меньшим,

чем сопротивление грунта. Эти каналы при росте тока будут распространяться и ветвиться, пока напряженность на их конце не станет меньше электрической прочности грунта. Отдельные каналы могут оказаться нагруженными различными токами, из-за чего их развитие происходит с различной интенсивностью.

В зоне пробоев характерным является пологое изменение импульсного поля с резким изломом на ее границе и последующим плавным уменьшением до нуля.

На этом же рисунке приведено расчетное распределение потенциалов. Для расчета использовалась программа FEMM, основанная на методе конечных элементов. Из рисунка видно, что расчетные значения потенциалов значительно ниже, чем экспериментальные. Это объясняется тем, что при расчетах не учитывались процессы ионизации и искрообразования в грунте.

Выводы

1. Сравнительные зависимости импульсных сопротивлений заземлителей показали, что у заземлителей различной конструкции радиусы зоны искрообразования при больших напряжениях практически одинаковы. При напряжениях поля, превышающих критические значения начала искрообразования, форма электрода практически не влияет на его сопротивление.

2. Осциллографические наблюдения распределения потенциалов в грунте вокруг сосредоточенных заземлителей показали, что могут быть зарегистрированы отдельные зоны с резко отличающимися значениями удельного сопротивления грунта вокруг электрода охваченного искровыми процессами.

Литература

1. Костенко М.В. Техника высоких напряжений / под ред. М.В.Костенко. М.: Высш. шк., 1973. 528 с.
2. Oettle, E.E. (1988), 'A new general estimation curve for predicting the impulse impedance of concentrated earth electrodes', IEEE Transactions Power Delivery, vol.3, pp. 2020-2029.
3. Towne, H.M. (1929), 'Impulse characteristics of driven grounds', General Electric Review, pp. 605-609.
4. Bellaschi, P.L., Armington, R.E. & Snowden, A.E. (1942), 'Impulse and 60-cycle characteristics of driven grounds – part II', AIEE Transactions, vol.61, pp. 349-363.
5. Chisholm, W. A. & Janischewskyj, W. (1989), 'Lightning surge response of ground electrodes', IEEE Transactions Power Delivery, vol.4, no. 2, pp. 1329-1337.
6. Geri, A. (1999), 'Behaviour of grounding systems excited by high impulse currents: the model and its validation', IEEE Transactions Power Delivery, vol.14, no. 3, pp. 1008-1017.
7. Корсунцев А.В. Применение теории подобия к расчету импульсных характеристик сосредоточенных заземлителей. – «Электричество», 1958, № 5, с. 31-35.
8. Liew, A.C. & Darveniza, M. (1974), 'Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths', Proceedings of the IEE, vol.121, no. 2, pp. 123-135.
9. Nixon, K.J. (2006), 'The lightning transient behaviour of a driven rod earth electrode in multi-layer soil', PhD dissertation, University of Witwatersand, South Africa.
10. Рябкова Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения. М.: Энергия, 1978 г. 224 с.
11. Wang, J., Liew, A.C. (2005), 'Extension of Dynamic Model of Impulse Behavior of Concentrated Grounds at High Currents', IEEE Transactions on Power Delivery, vol.20, no. 3, pp. 2160-2165.
12. Cooray, V., Zitnik, M., Manyahi, M., Montano, R., Rahman, M., Liu, Y. (1993), 'Physical model of surge-current characteristics of buried vertical rods in the presence of soil ionization', Journal of electrostatics, no. 30, pp. 17-28.

13. 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. Энергетика. – 2011. – № 2(5). – С. 39-54.
14. Экспериментальное моделирование импульсных процессов в элементах заземляющих устройств / А.Н.Данилин, В.Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. – 2012. – № 1(8). – С. 25-38.
15. Лабораторные исследования процессов искрообразования в увлажненном грунте в зависимости от амплитуды и длительности импульсного напряжения на заземленном устройстве / А.Н.Данилин, В.В.Ивонин, Д.В.Куклин // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. – 2013. – № 4(7). – С. 38-56.
16. Моделирование процессов искрообразования в грунте при импульсных воздействиях / А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, В.Н.Селиванов // Труды третьей Российской конференции по молниезащите.

Сведения об авторах

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

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

УДК 621.311

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

РАЗРАБОТКА ПРИБОРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

Аннотация

В статье описан прибор для измерения импульсных характеристик заземляющих устройств электроустановок. Прибор позволяет проводить измерения в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением, характерных для Арктического региона. Приведены структурная схема, описание принципа работы и технические характеристики прибора.

Ключевые слова:

импульсное сопротивление, заземляющее устройство, схема замещения, генератор импульсов тока, индуктивный накопитель энергии, измерительный прибор, Арктический регион.

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

DEVELOPMENT OF AN INSTRUMENT FOR MEASURING IMPULSE RESPONSE OF GROUNDING IN THE ARCTIC REGION

Abstract

An instrument for measuring impulse response of power equipment grounding is described. The instrument allows measurements in the Arctic region with high soils resistivity. The aspects of electronic circuit design and characteristics of the unit are presented.

Keywords:

Impulse impedance, grounding, equivalent circuit, current pulse generator, inductive energy storage, measuring instrument, Arctic region.

Величина импульсных сопротивлений заземляющих устройств (ЗУ) подстанций и опор линий электропередачи является важным фактором, влияющим на надежность защиты электроустановок. Под локальным импульсным сопротивлением заземления понимается расчетная величина, равная отношению мгновенных значений импульсного напряжения на заземлителе и импульсного тока через него, при временах, не превышающих первых единиц микросекунд, когда растекание происходит лишь с ближней зоны заземляющего устройства аппарата и не охватывает все заземляющие устройства электроустановки [1]. Импульсное сопротивление заземлителя – величина комплексная, поэтому в схему замещения ЗУ входят также реактивные элементы. Простейшая схема замещения заземлителя при импульсном воздействии показана на рис. 1а.

Так как при импульсных воздействиях не существует такой общепринятой характеристики заземляющих устройств, как понятие стационарного сопротивления R при низкочастотных воздействиях, то для определения импульсных характеристик заземляющих устройств необходимо иметь кривые тока и напряжения на ЗУ, которые затем могут обрабатываться с помощью различных алгоритмов. Примеры экспериментальных кривых тока и напряжения на ЗУ и расчетного мгновенного сопротивления приведены на рис. 1б.

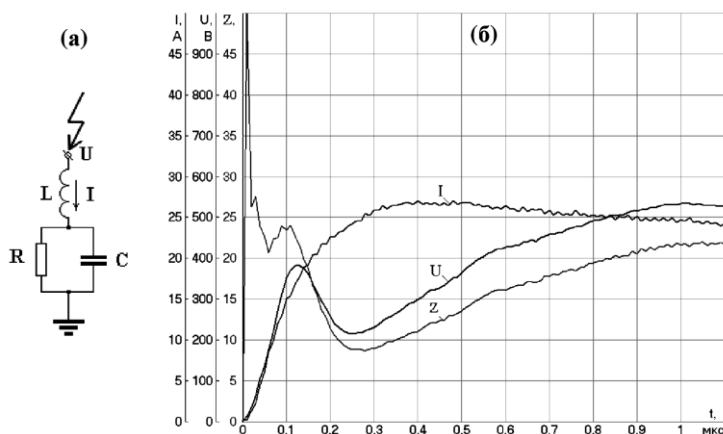


Рис. 1. К определению импульсного сопротивления ЗУ:

а – простейшая схема замещения сосредоточенного заземлителя при импульсном воздействии; б – экспериментальные кривые тока через ЗУ, падения напряжения на ЗУ, расчетного мгновенного сопротивления

Такой подход к решению задач грозозащиты, когда от существующей резистивной модели ЗУ, описываемой стационарным сопротивлением, переходят к RLC моделям, а также моделям, включающим элементы с распределенными параметрами, учитывающим реальный активно-реактивный характер сопротивления ЗУ на частотах грозового импульса, требует развития новых средств измерения. На рынке уже сейчас представлены зарубежные коммерческие разработки, в большей или меньшей степени отвечающие задаче измерения импульсных характеристик ЗУ. Методика экспериментального определения импульсных характеристик заземляющих устройств, используемая в таких приборах, основана на способе измерения сопротивлений методом трех электродов [1]. В состав устройства для измерения импульсных характеристик ЗУ в общем случае входят генератор импульсных токов (ГИТ), два протяженных проводника, которые в случае импульсных измерений образуют токовую и потенциальную линии, первичные датчики тока и напряжения, аналого-цифровой преобразователь (АЦП), блок, осуществляющий цифровую обработку импульсов тока и напряжения и вычисление импульсных характеристик ЗУ (рис.2).

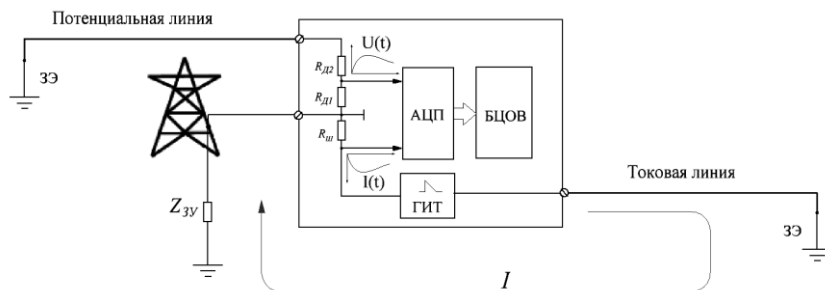


Рис.2.Обобщенная структурная схема устройства для измерения импульсных характеристик ЗУ:

ЗЭ – заземляющий электрод; ГИТ – генератор импульсных токов; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; БЦОВ – блок цифровой обработки и вычисления

Подробный обзор приборов для измерения импульсных характеристик ЗУ, информация о которых имеется в свободном доступе, представлен в [1]. Здесь лишь приведем фотографии внешнего вида и основные технические характеристики устройств.

Тестер импульсных импедансов (Surge Impedance Tester) PET-7 (рис.3) [2] разработан компанией Hokkei Industries (Япония) для измерения полного сопротивления ЗУ опор ЛЭП. В комплект поставки PET-7 кроме генераторно-измерительного блока весом 6 кг входит набор принадлежностей весом 13 кг: десять заземляющих электродов длиной 440 мм, две катушки провода длиной по 65 м, соединительные провода и кабели.

Прибор формирует импульс тока амплитудой 0.4 А, временем нарастания 1 мкс и длительностью 256 мкс. Напряжение на нагрузке не превышает 1500 В. Диапазон измеряемых сопротивлений составляет от 1 до 999 Ом. Результатом процесса измерения является отношение среднего значения напряжения, достигнутого в течение выборки длительностью 1 мкс, к значению тока (оно задается источником тока). Как отмечается в [1], прибор PET-7 следует, скорее всего, отнести к разновидности измерителей импульсного сопротивления (equivalent earth resistance), определяемого как отношение максимальных значений падения напряжения на ЗУ и тока через ЗУ, причем эти величины могут достигаться в различные моменты времени [3].

На рис. 4 приведен внешний вид измерителя импульсных сопротивлений (Earthing Impulse Meter) WG-407, выпускаемого польской компанией «ATMOR s.c.» [4]. Генераторно-измерительный блок имеет размеры 100×195×40 мм и вес 0.4 кг. Встроенный аккумулятор обеспечивает выполнение до 1000 измерений. В комплектацию прибора входят также две катушки с проводом длиной 40 и 30 м для создания токового и потенциального контуров, два заземляющих электрода длиной 0.6 м. Сопротивление потенциального и токового электродов не должно превышать 1000 Ом, в противном случае измеритель выдает ошибку. Импульс тока, формируемый устройством, имеет амплитуду до 1 А и длительность фронта порядка 4 мкс. Максимальное значение напряжения на ЗУ не превышает 1000 В, при этом диапазон измеряемых сопротивлений лежит в пределах 0-200 Ом. Частота следования – 5 импульсов в секунду. Результатом измерения, как и в PET-7, является импульсное сопротивление ЗУ соответствующее определению, данному в [3].

В описании прибора указано, что область его применения является, в том числе, измерение сопротивления опор без отсоединения грозотроса. Однако при фронте 4 мкс и скорости пробега волны 300 м/мкс отраженные волны от соседних опор вернутся еще на фронте импульса тока, что исказит результат измерения. Информация об опыте эксплуатации прибора отсутствует, поэтому трудно оценить эффективность использования данного метода измерения.

Разработка программно-измерительного комплекса ZED-meter [5] ведется в Институте электроэнергетических исследований EPRI с 2004 года. Разработка до сих пор поддерживается, но в эксплуатацию прибор еще не внедрен и в свободной продаже отсутствует. В свободном доступе информации по комплексу мало, в основном она касается результатов выполненных измерений. Внешний вид прибора приведен на рис.5.

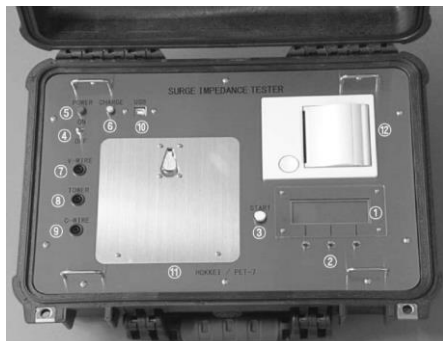


Рис.3. Общий вид тестера импульсных импедансов PET-7



Рис.4. Общий вид комплекта поставки измерителя импульсных сопротивлений WG-407



Рис.5. Внешний вид комплекта ZED-meter

В состав комплекса входят: выполненный в виде кейса генераторно-измерительный блок (генератор импульсов, датчики тока и напряжения, аналого-цифровой преобразователь), персональный компьютер со специализированным программным обеспечением, коаксиальные кабели для создания токового и потенциального контуров.

На выходе генератора на холостом ходу формируется прямоугольный импульс напряжения амплитудой до 200 В и длительностью 1.4 мкс. Так как проблема измерения импульсных характеристик ЗУ состоит не столько в получении мгновенных зависимостей тока и напряжения на ЗУ, сколько в последующей обработке этих сигналов и получении значимых для эксплуатации результатов, то в проекте ZED-meter наибольшее внимание уделяется именно разработке алгоритмов цифровой обработки сигналов. Входящий в состав программно-измерительного комплекса компьютер используется как для управления генератором, так и для обработки входных данных и визуализации ее результатов. В отличие от приборов PET-7 и WG-407, ZED-meter позволяет получить не только значение импульсного сопротивления ЗУ, но и увидеть кривую мгновенного сопротивления и оценить по ней импульсные характеристики ЗУ. Однако нет информации о том, можно ли с помощью ZED-meter получить какие-либо количественные оценки параметров схемы замещения заземлителей.

Подытоживая краткий обзор, можно заключить, что предлагаемые в настоящее время приборы, принцип действия которых основан на импульсном воздействии на ЗУ, в реальности предназначены для получения единственной импульсной характеристики: либо эквивалентного сопротивления (PET-7, WG-407), либо значения стационарного сопротивления сосредоточенных заземлителей, таких например, как опоры ЛЭП без отсоединения грозозащитного троса (ZED-meter) [1]. При этом получить временную зависимость мгновенного сопротивления ЗУ (для визуальной оценки и дальнейшей обработки) позволяет только комплекс ZED-meter.

Кроме того, эксплуатация такого оборудования в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением, характерных для регионов Крайнего Севера Арктики, имеет свои особенности. Высокое активное сопротивление токового контура приводит к тому, что в начале импульсов возникают продолжительные переходные процессы, длительность которых может превысить промежуток времени до прихода отраженной волны от конца токовой линии. В этом случае результаты измерений будут некорректными. С другой стороны в грунтах с высоким удельным сопротивлением сложно обеспечить допустимое сопротивление заземляющих электродов. Так, например, прибор WG-407 выдает ошибку при сопротивлении заземляющих электродов превышающем величину 1 кОм. Таким образом, разработка генераторно-измерительного комплекса в виде функционально законченного устройства, обеспечивающего получение набора импульсных характеристик, адекватно отражающих поведение ЗУ при грозовом воздействии (в том числе ЗУ расположенных в плохопроводящих грунтах), и позволяющего синтезировать простейшие схемы замещения для использования их при анализе молниезащиты электроустановок по-прежнему является актуальной задачей.

В ЦФТПЭС КНЦ РАН долгое время проводятся исследования в этом направлении. Предложен новый подход к решению всего комплекса задач грозозащиты, основанный на повышении адекватности расчетных моделей ЗУ, применении нового экспериментального оборудования и современного математического и программного обеспечения. Предлагается перейти от существующей резистивной модели ЗУ, описываемой стационарным сопротивлением, к RLC моделям, а также моделям, включающим элементы с распределенными параметрами, учитывающим реальный активно-реактивный характер сопротивления ЗУ на частотах грозового импульса. Одновременно ведется разработка автономного аппаратно-измерительного комплекса, предназначенного для экспериментального определения и исследования стационарного сопротивления и импульсных характеристик ЗУ опор линий электропередач (с грозозащитным тросом и без него) и распределительных устройств. Методика и результаты измерений локальных импульсных сопротивлений ЗУ представлены в ряде работ [6-8].

В 2014 г. закончена разработка прибора для измерения импульсных характеристик заземляющих устройств. Устройство предназначено для экспериментального определения и исследования:

- стационарного сопротивления и импульсных характеристик ЗУ опор линий электропередач с грозозащитным тросом и без него;
- импульсных характеристик ЗУ распределительных устройств и защитных аппаратов.

Прибор обеспечивает получение импульсных характеристик, адекватно отражающих поведение заземляющего устройства при грозовом воздействии, и определяет параметры элементов простейшей схемы замещения ЗУ при импульсном воздействии (рис.1а). Устройство также определяет величину условного импеданса заземления (conventional earthing impedance),

соответствующую определению, приведенному в ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 [9]: «отношение пикового значения напряжения в контуре заземления к пиковому значению тока в контуре заземления, которые в общем случае наблюдаются не одновременно».

Общая структура прибора соответствует схеме, приведенной на рис.2. Более подробно остановимся на генераторе импульсных токов (ГИТ), формирующем импульсы тока через ЗУ с необходимыми амплитудными и временными характеристиками. Традиционно в подобных устройствах в качестве ГИТ используется импульсный источник тока на основе емкостного накопителя. В таком источнике формирование импульса тока происходит при срабатывании искрового разрядника с последующим разрядом накопительной емкости на нагрузку. Опыт применения устройств с ГИТ на основе емкостного накопителя показал, что существует ряд факторов, которые приводят к искажению формы анализируемых импульсов тока и напряжения и затрудняют достоверное определение импульсного сопротивления заземления. Одним из таких факторов является неравномерное распределение волнового сопротивления вдоль токовой линии. Другим фактором, искажающим форму импульса тока, является наличие отражения волны от конца токовой линии при отсутствии согласования. Отсутствие согласования может быть вызвано как разомкнутой на конце линией (режим холостого хода), так и неравенством величины сопротивления заземления на конце линии и волнового сопротивления токовой линии, составляющего величину порядка 400 Ом. Кроме того, в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением в начале импульсов напряжения возникают длительные переходные процессы (фронты регистрируемых импульсов напряжения затягиваются) [10].

Чтобы избежать описанных выше искажений, необходимо обеспечить постоянство формы импульса в токовой линии независимо от ее согласования и распределения волнового сопротивления вдоль нее. Такое постоянство формы импульса тока может быть обеспечено применением в качестве генератора источника тока с индуктивным накопителем энергии.

Схемотехника и преимущества применения источника импульсного тока на основе индуктивного накопителя при исследовании импульсных сопротивлений ЗУ подробно рассмотрены авторами в [10]. Здесь лишь приведем сравнительные осциллограммы тока (рис.6) и кривые напряжения и расчетного мгновенного сопротивления (рис.7), полученные для одного и того же ЗУ при использовании ГИТ различного типа. Перегиб кривой тока (1 на рис.6а) в районе 0.3 мкс вызван значительным изменением волнового сопротивления токовой линии. На рис.6б кривая тока 1 при времени 0.9 мкс имеет резкий перегиб, вызванный отражением волны тока из-за отсутствия согласования на конце линии. Применение импульсного источника тока на основе индуктивного накопителя энергии позволяет получить практически неискаженную форму импульса тока в линии (кривая 2 на рис.6) и, тем самым, обеспечить измерение импульсной характеристики ЗУ с высокой степенью точности (рис.7б).

Кроме того, как мы уже отмечали в [10], импульсный источник тока на основе индуктивного накопителя энергии обладает другими достоинствами – имеет внешнее управление, позволяет с точностью до единиц наносекунд синхронизировать момент запуска, обеспечивает регулировку энергетических параметров выходного импульса тока, что дает возможность использовать его в качестве ГИТ в автоматизированных устройствах экспериментального определения импульсных характеристик заземляющих устройств (рис.2).

Структурная схема прибора для измерения импульсных характеристик ЗУ приведена на рис.8.

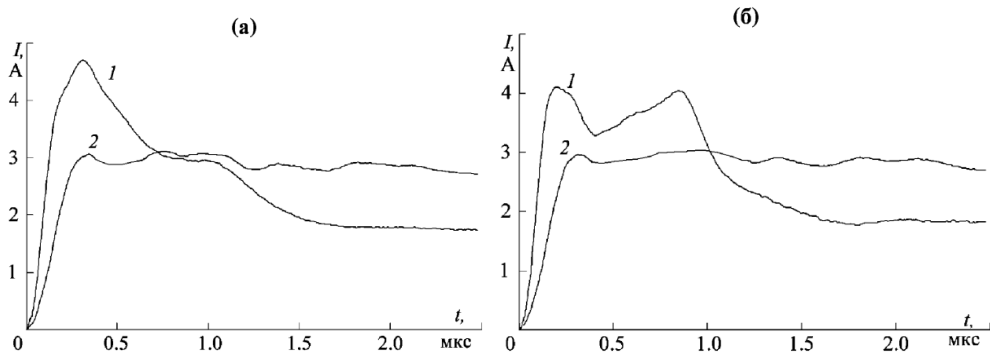


Рис.6. Сравнительные осциллограммы импульсов тока через заземляющее устройство при использовании генератора на основе емкостного (кривая 1) и индуктивного накопителей (кривая 2):

а – случай неравномерного распределения волнового сопротивления вдоль токовой линии; б – случай плохого согласования токовой линии и наличия отраженной волны

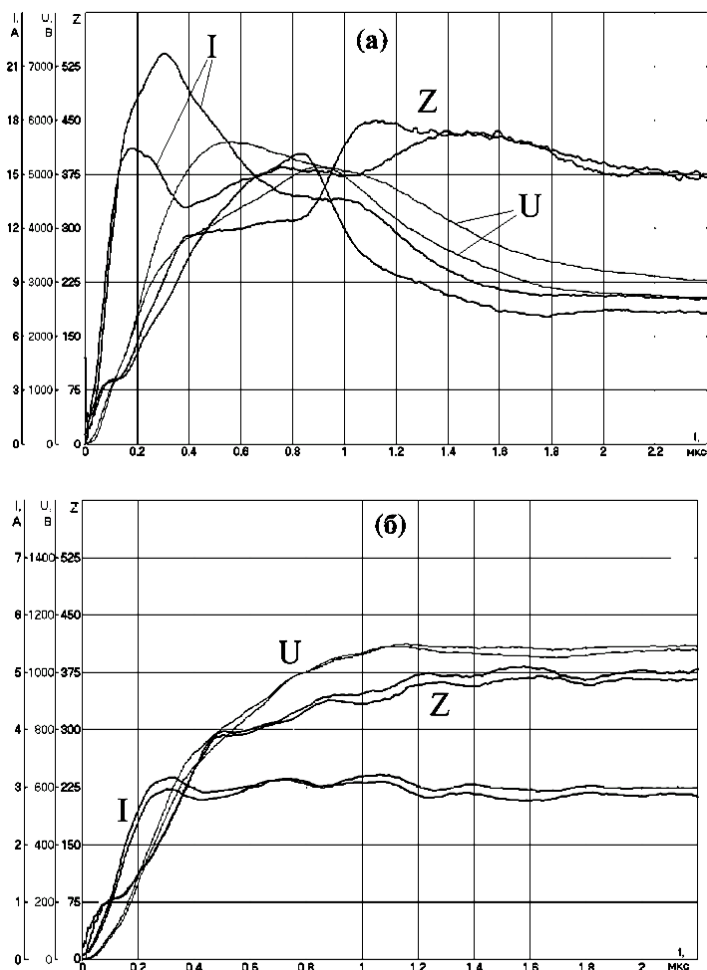


Рис.7. Пример экспериментальных кривых тока через ЗУ, напряжения на ЗУ и расчетной кривой мгновенного сопротивления при использовании ГИТ на основе емкостного (а) и индуктивного (б) накопителя

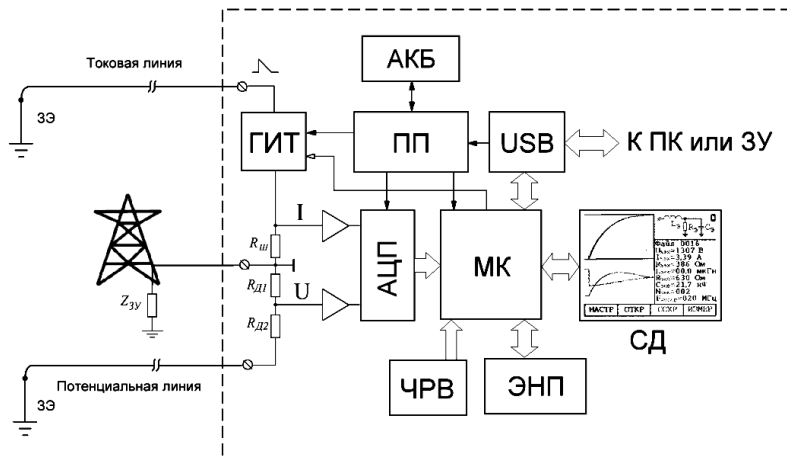


Рис.8. Структурная схема измерителя импульсных характеристик заземляющих устройств:

ГИТ – генератор импульсов тока; АКБ – аккумуляторная батарея; ПП – преобразователь питания; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер; ЧРВ – часы реального времени; ЭНП – энергонезависимая память; СД – сенсорный дисплей; ПК – персональный компьютер; ЗУ – зарядное устройство; ЗЭ – заземляющий электрод

ГИТ на основе индуктивного накопителя по команде от микроконтроллера формирует импульс тока в токовом контуре. Аналоговые сигналы, пропорциональные току через ЗУ и напряжению на ЗУ, снимаются с шунта $R_{ш}$ и делителя напряжения $R_{д1}$ - $R_{д2}$. Далее эти сигналы поступают на регулируемые масштабирующие преобразователи, приводящие амплитудный диапазон входных сигналов тока и напряжения к входному диапазону АЦП. Первичным результатом измерений являются переведенные в цифровой вид экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ: $I_{ЗУ}(t)$, $U_{ЗУ}(t)$, сохраненные в памяти микроконтроллера. На основе этих данных микроконтроллер по определенным алгоритмам вычисляет:

- кривую мгновенного сопротивления $Z(t)$;
- максимальные значения импульсов тока и напряжения (U_{max} , I_{max}), а также величину R_{max} , равную отношению максимальных значений напряжения и тока;
- расчетные величины элементов простейшей схемы замещения ЗУ: $L_{ЭКВ}$, $C_{ЭКВ}$, $R_{ЭКВ}$.

Для увеличения точности определения расчетных величин в ходе одного измерения могут обрабатываться усредненные данные, накопленные при воздействии на ЗУ нескольких импульсов тока. Число импульсов в одном измерении $N_{имп}$ лежит в диапазоне от 1 до 100 и задается через меню настроек прибора.

Длительность переходного процесса в ЗУ под воздействием импульса тока зависит от геометрической протяженности ЗУ. Чтобы обрабатываемые экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ содержали информацию о полном переходном процессе необходимо изменять длительность интервала обработки экспериментальных кривых $I_{ЗУ}(t)$ и $U_{ЗУ}(t)$. При фиксированном числе точек дискретизации сигнала по времени интервал обработки, выраженный в реальном времени, можно изменять, меняя частоту дискретизации АЦП. В разработанном приборе частота дискретизации $F_{дискр}$ лежит в диапазоне 20-200 МГц и выбирается в меню настроек прибора. При коротких переходных процессах используются большие значения частоты дискретизации.

Экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ и рассчитанные величины – кривая мгновенного сопротивления, электрические параметры импульса, значения элементов схемы замещения ЗУ, количество импульсов тока в одном измерении и частота дискретизации АЦП – отображаются на дисплее прибора сразу после проведения измерений (рис.9).

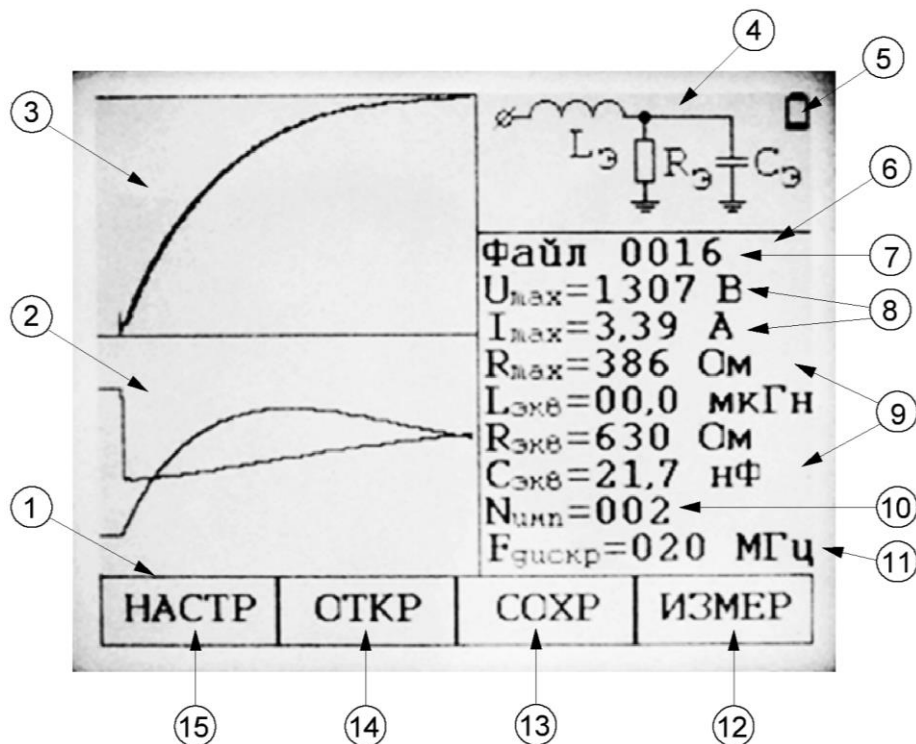


Рис.9. Сенсорный экран прибора с отображаемой измерительной информацией и строкой меню:

1 – область виртуальной клавиатуры: запуск процесса измерения (12), сохранение файла (13), открытие файла (14), вход в меню настроек прибора (15); 2 – экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ; 3 - кривая расчетного мгновенного сопротивления заземляющего устройства; 4 - простейшая схема замещения сосредоточенного заземлителя при импульсном воздействии; 5 – пиктограмма уровня заряда аккумулятора; 6 – поле отображения измерительной информации: номер файла (7), максимальные значения тока через ЗУ и напряжения на ЗУ (8), расчетные величины элементов схемы замещения ($L_{экв}$, $C_{экв}$, $R_{экв}$) и значение R_{max} , соответствующее определению «условный импеданс заземления» по ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 (9), число импульсов тока $N_{имп}$ по которым проводилось определение параметров ЗУ (10); частота дискретизации входных сигналов тока и напряжения(11)

Экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ ($I_{зв}(t)$ и $U_{зв}(t)$) в цифровом виде могут быть сохранены в энергонезависимой памяти (ЭНП на рис.8) в виде файла. В файл автоматически добавляется информация о времени и дате проведения измерений, поступающая в МК из часов реального времени (ЧРВ на рис.8). При необходимости можно сохранить в файле словесный комментарий (например, место проведения измерения), который вводится с виртуальной клавиатуры, отображаемой на дисплее. В памяти прибора можно сохранить до 2000 файлов.

При открытии ранее сохраненного файла экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ заново обрабатываются микроконтроллером, и измерительная информация выводится на экран, при этом можно использовать два разных метода расчета значений элементов схемы замещения ЗУ и задавать параметры фильтрации первичных данных тока и напряжения на ЗУ.

Информация из файлов, хранящихся в ЭНП прибора, может быть перенесена на персональный компьютер через интерфейс USB. Для передачи информации по этому протоколу используется специализированный приемо-передающий модуль (USB на рис.8).

Для вывода измерительной информации и управления прибором используется сенсорный дисплей (СД на рис.8) резистивного типа (Resistive touchscreen). Такой тип дисплея не подвержен ложным срабатываниям при контакте с влагой. Все элементы управления (кнопки, виртуальная клавиатура, ползунки и полосы прокрутки), отображаемые на дисплее, имеют достаточные размеры для комфортного управления пальцами руки без использования стилуса.

Питание прибора осуществляется от встроенного литий-ионного (Li-Ion) аккумулятора (АКБ на рис.8) напряжением 3/7 В. Для формирования необходимых питающих напряжений всех блоков прибора (ГИТ, масштабирующих преобразователей, АЦП, МК, СД, ЧРВ, USB) служит преобразователь питания (ПП). Основу ПП составляет многоканальный импульсный преобразователь. В состав ПП также входит схема контроля заряда АКБ. Заряд аккумулятора прибора можно проводить от сети 220 В с помощью зарядного устройства с выходным напряжением 5 В или от USB порта персонального компьютера.

Внешний вид прибора для измерения импульсных характеристик ЗУ приведен на рис.10. На рис.11 приведена схема внешних подключений прибора. Для подключения проводников токовой и потенциальной линии и проводника подключения к ЗУ используются приборные гнезда, расположенные на верхней стороне корпуса прибора. Там же размещен разъем mini-USB для подключения прибора к сетевому зарядному устройству или персональному компьютеру.



Рис.10. Внешний вид прибора для измерения импульсных характеристик ЗУ

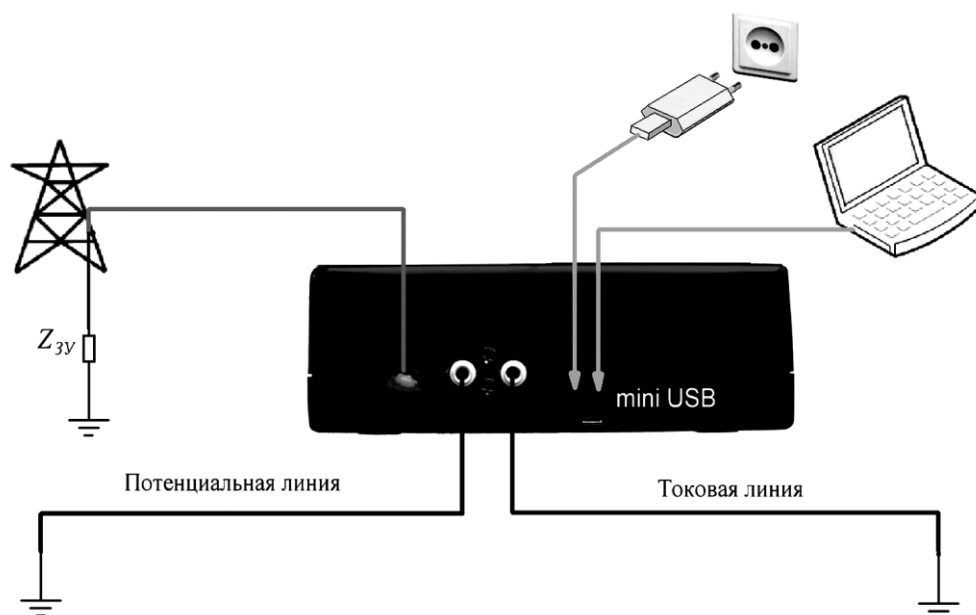


Рис.11. Схема внешних подключений прибора для измерения импульсных характеристик ЗУ

Ниже приведем основные технические характеристики прибора для измерения импульсных характеристик ЗУ.

1. Параметры импульса тока:

- энергия импульса: 1 Дж;
- амплитуда напряжения: до 5.5 кВ;
- амплитуда тока: до 5 А;
- длительность фронта: 0.1-0.2 мкс;
- длительность импульса до полуспада: 50 мкс при сопротивлении токового контура 1 кОм.

2. Диапазон измерения:

- напряжения: до 5000 В (восемь автоматически выбираемых поддиапазонов);
- тока: до 8 А (четыре автоматически выбираемых поддиапазона);
- импульсного сопротивления: до 5 кОм.

3. Частота дискретизации: изменяемая в диапазоне от 20 до 200 МГц.

4. Питание: от встроенного литий-ионного (Li-Ion) аккумулятора напряжением 3.7 В и емкостью 2800 мА·ч. В приборе имеется система контроля заряда аккумулятора. Емкости батареи хватает для генерации около 10000 импульсов тока (для проведения одного измерения в зависимости от настроек используются от 1 до 100 импульсов тока) или для 6 часов непрерывной работы в режиме отображения информации.

5. Дисплей: монохромный резистивный сенсорный дисплей (Resistive touchscreen) диагональю 5.1 дюйма (13 см), разрешением 320×240 (QVGA).

6. В качестве токовой и потенциальной линии используются проводники из изолированного провода длиной 50 или 100 м.

6. Рабочий диапазон температур от -20 до +50°C.

7. Размеры: 195×145×67 мм.

8. Вес прибора без проводов и заземляющих электродов: 1 кг.

Разработанный в ЦФТПЭС КНЦ РАН прибор для измерения импульсных характеристик ЗУ превосходит все представленные на рынке аналогичные устройства по функциональным возможностям. Кроме того, что прибор, так же как устройства РЕТ-7 и WG-407, вычисляет импульсное сопротивление (условный импеданс заземления), соответствующий определению ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010, он обеспечивает получение импульсных характеристик, адекватно отражающих поведение заземляющего устройства при грозовом воздействии и описываемых экспериментальными кривыми $I_{3V}(t)$, $U_{3V}(t)$ и расчетной зависимостью мгновенного сопротивления $Z_{3V}(t)$. Единственный зарубежный аналог, вычисляющий зависимость $Z_{3V}(t)$ – программно-аппаратный комплекс ZED-meter – не является функционально законченным устройством и имеет несравнимые габариты и массу. Кроме того, ZED-meter до сих пор находится в стадии разработки.

Разработанный прибор способен вычислять параметры элементов простейшей схемы замещения ЗУ для дальнейшего их использования при анализе молниезащиты электроустановок.

Прибор для измерения импульсных характеристик ЗУ, являющийся по сути программно-измерительным комплексом, имеет компактные размеры и малый вес. Устройство обладает современным интерфейсом пользователя на основе сенсорного дисплея. После проведения измерения можно визуально оценить импульсные характеристики ЗУ и, при необходимости, изменить настройки прибора (частоту дискретизации, количество импульсов тока в измерении). Измерительная информация сохраняется в энергонезависимой памяти прибора и в дальнейшем может быть перенесена на персональный компьютер для хранения и анализа.

Использование в приборе ГИТ на основе индуктивного накопителя энергии позволяет получить практически неискаженную форму импульса тока в токовом контуре, что обеспечивает измерение импульсных характеристик ЗУ с высокой степенью точности и снижает требования к качеству заземления электродов токового и потенциального контура. Разработанный прибор позволяет проводить измерения импульсных параметров ЗУ при сопротивлении токового контура до 5 кОм. С одной стороны это повышает удобство эксплуатации, так как облегчает подготовку токовой и потенциальной линии, а с другой – позволяет проводить измерения импульсных характеристик ЗУ в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением, характерных для регионов Крайнего Севера Арктики.

Литература

1. Джура Д.А., Селиванов В.Н. Приборы для измерения импульсного сопротивления заземляющих устройств // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Выпуск 7. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2013. – 139 с. С. 56-65.
2. Surge impedance tester model РЕТ-7 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://pands.co.kr/2010/bbs/downloadFiles.html?bo_table=pns_product_7&wr_id=1&num=101&filen=2+PET-7+%BB%E7%BF%EB%BC%B3%B8%ED%BC%AD.pdf
3. IEC-61024-1 (1990-04): Protection of structures against lightning – Part 1: General principles.
4. User manual – Earthing impulse meter type WG-407 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.atmor.pl/User_manual_WG407.pdf
5. EPRI Zed-Meter Construction Guide [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022221>
6. Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н., Прокопчук П.И. Методика импульсных измерений сопротивления растеканию заземлителей опор высоковольтных линий электропередачи под грозозащитным тросом // Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2007. – С.79-85.

7. Данилин А.Н., Куклин Д.В. Импульсные измерения заземлителей аппаратов высоковольтных подстанций и опор ВЛ на подходах // Труды 8-го международного симпозиума по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. – Санкт-Петербург, 16-19 июня 2009 г. – С. 54-57.
8. Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Методика и результаты измерений локальных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций // Технологии ЭМС. 2007. № 4. С. 12-15.
9. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы.
10. Баранник М.Б., Колобов В.В. Разработка источника тока с индуктивным накопителем энергии для измерения импульсных сопротивлений заземляющих устройств // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Выпуск 7. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2013. – 139 с. С. 101-107.

Сведения об авторах

Колобов Виталий Валентинович,

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

Баранник Максим Борисович,

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

Селиванов Василий Николаевич,

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера 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

Д.В.Куклин, В.Н.Селиванов

ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ОПОРЫ ЛЭП НА УРОВЕНЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ПРЯМОМ УДАРЕ МОЛНИИ*

Аннотация

В статье представлены результаты численного анализа влияния конструкции опоры и заземляющего устройства на уровень перенапряжений на изоляции линии электропередачи при прямом ударе молнии в опору.

Ключевые слова:

Грозовые перенапряжения, опора линии электропередачи, заземлитель, метод конечных разностей во временной области.

D.V.Kuklin, V.N.Selivanov

NUMERICAL ANALYSIS ON THE INFLUENCE OF TRANSMISSION LINE TOWER PARAMETER ON OVERVOLTAGES CAUSED BY DIRECT LIGHTNING STROKES

Abstract

The article presents the results of numerical analysis on the influence of transmission line tower and grounding design on overvoltage caused direct lightning strokes.

Keywords:

lightning overvoltages, transmission line tower, grounding, finite-difference time-domain method.

Грозовые перенапряжения являются одной из основных причин аварийных отключений воздушных линий. Величина перенапряжений, в свою очередь, напрямую зависит от качества заземления, одной из функций которого является эффективный отвод энергии разряда молнии в землю. С другой стороны, при монтаже заземлителя нужно исходить из соображений достаточности трудозатрат и использования металла. Особенно остро проблема заземления проявляется в районах с высоким удельным сопротивлением грунта, величина которого определяет устойчивость работы энергосистемы к грозовым явлениям даже в условиях низкой грозовой активности [1].

Существующие руководящие указания [2] по расчету заземляющих устройств на линиях электропередачи используют упрощенные методы, основанные на квазистатическом приближении, а импульсные характеристики учитываются лишь приближенно. Квазистатическое приближение подразумевает неизменность токов вдоль заземлителя и остается достаточно точным для некоторого верхнего значения частоты. В тех случаях, когда размеры заземлителя составляют лишь небольшую долю от длины волны тока, и заземлитель имеет относительно простую конструкцию, существующие методы, основанные на квазистатическом приближении [3], оказываются более предпочтительными в силу своей простоты и крайне малой требовательности к вычислительному устройству.

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-08-98803).

Однако измерения токов молнии показывают [4], что при грозовых воздействиях действуют токи, длины волн которых могут быть сопоставимы с размерами заземлителя и даже опоры. При приближении одной десятой длины волны тока в заземлителе к размеру заземлителя, квазистатические методы становятся неточными [5]. Поэтому необходимо учитывать распределенность параметров заземлителей и опоры. Для расчета сопротивления заземлителей простой формы с учетом его распределенных параметров, могут подойти методы, основанные на решении уравнений длинной линии [3, 6, 7]. Существуют подходы, при которых опора также представляется в виде линии с распределенными параметрами, но на результаты расчетов влияет пространственная картина поля и замещения опоры линией с распределенными параметрами может быть недостаточно [8].

В связи с вышесказанным, для определения оптимальной конструкции заземлителя существует необходимость в привлечении методов, основанных на решении уравнений электродинамики и точно учитывающих особенности распространения электромагнитного поля. Более того, в расчетную модель нужно включать опору.

Также, для учета неоднородностей грунта используются лишь приближенные методы приведения многослойной структуры грунта к эквивалентной двухслойной модели. Однако на данный момент существует возможность более точного учета как вертикальных, так и горизонтальных неоднородностей грунта. Среди существующих методов расчета электромагнитного поля, наиболее подходящим для учета неоднородностей среды (неоднородности грунта, фундаменты опор) является метод конечных разностей во временной области (FDTD) [9], т.к. в нем расчет полей осуществляется по всей области вычислений. Метод конечных разностей во временной области применяется для расчета распространения электромагнитного поля несколько десятилетий, однако широкое распространение он получил лишь с появлением высокопроизводительных персональных компьютеров и показал хорошие результаты при его применении в расчете характеристик заземлителей [10]. Первые работы, посвященные применению этого метода для расчета параметров заземлителей, появились около десяти лет назад. На данный момент с увеличением производительности персональных компьютеров и развитием методов моделирования протяженных проводников в методе конечных разностей во временной области появляется отсутствующая ранее возможность точного расчета электрических параметров заземлителей с учетом сложного характера распространения электромагнитного поля, что необходимо для адекватной оценки грозоупорности линий электропередачи при использовании конкретных заземлителей.

Метод FDTD основан на представлении дифференциальной формы уравнений Максвелла в виде конечно-разностных выражений. Расчетная сетка делится на ячейки, в каждой из которых в декартовой системе координат вычисляется 6 компонент поля – по три для электрического и магнитного поля. На рис.1 изображено взаимное расположение векторов электрического и магнитного поля небольшого участка сетки с индексами полей i, j, k и некоторыми соседними точками. $\Delta x, \Delta y, \Delta z$ – размеры ячейки расчетной сетки, которые часто принимаются равными между собой.

Параметры среды (удельная проводимость, диэлектрическая и магнитная проницаемости) задаются в каждой точке расчетной сетки перед расчетом. Объекты, размеры которых меньше размера шага сетки или плохо подходящие к форме расчетной сетки, моделируются специальными методами.

Размеры расчетной области в методе FDTD определяют объем оперативной памяти компьютера, требуемой для расчета. Ни один компьютер не может содержать бесконечное количество данных, поэтому область вычислений ограничена. Размер области вычислений должен быть достаточным для того, чтобы в него помещалась исследуемая модель. Поскольку в методе FDTD используется преимущественно центрально-разностная аппроксимация, то вычисление поля в конкретной точке требует знания полей в соседних

точках. В случае с ортогональной сеткой необходимо знать поля в четырех точках, окружающих данную точку. Но для расчета полей в точках, находящихся на границах области, информация о значениях полей в некоторых соседних точках отсутствует, т.к. они находятся за границей области вычислений. Отсутствие расчета полей в точках, находящихся на границе области выражается в виде отражений волн от этой границы и приводит к большим ошибкам вычислений. Следовательно, необходимо применять специальные меры для того, чтобы избежать отражений от границ. Для этого были созданы так называемые поглощающие граничные условия (Absorbing Boundary Conditions, ABC) [9]. Хотя, безусловно, это не граничные условия в обычном смысле этого термина, их задача – не учитывать поведение электромагнитных волн на границе между двумя средами, а поглощать волны, препятствуя их отражению от границ области вычислений. Существует несколько типов поглощающих граничных условий, и в последнее время чаще всего используется PML (Perfectly Matched Layer), вследствие своей эффективности. Также вместо поглощающих граничных условий PML часто используют его разновидность – UPML (Uniaxial Perfectly Matched Layer) [9], т.к. они проще в реализации. Поглощающие граничные условия UPML физически можно представить как анизотропное поглощающее электромагнитные волны вещество, окружающее расчетную область.

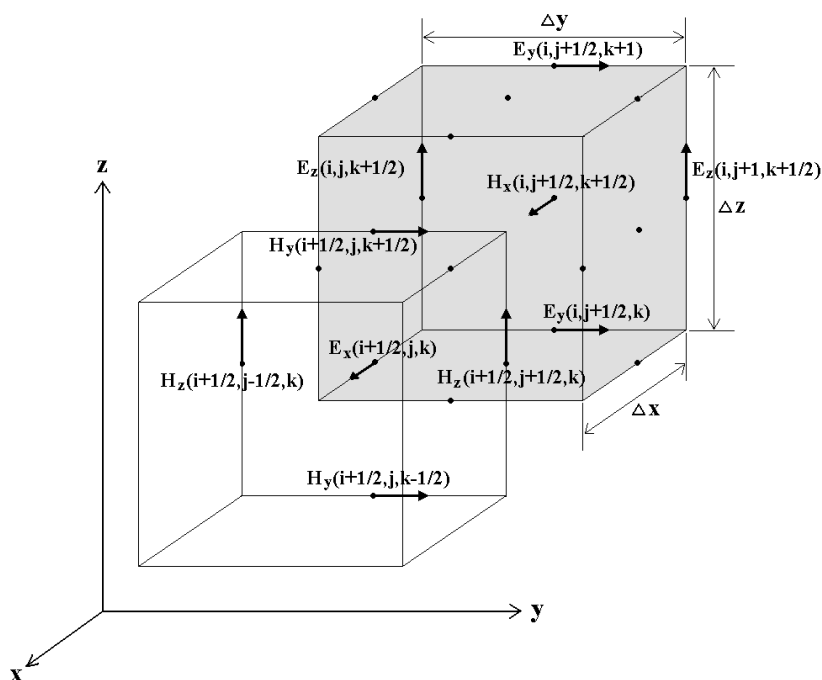


Рис.1. Относительное расположение векторов электрического и магнитного полей

Рассмотрим пример применения метода FDTD для расчета грозовых перенапряжений на изоляции линии электропередачи.

Случаи прямого удара молнии в опору, грозотрос или фазный провод рассмотрены в работе Д.В.Разевига [11]. Получены аналитические решения при косоугольном токе молнии отдельно для электрической и магнитной составляющей напряжения на изоляции линии, а также для составляющей, вызванной падением напряжения в сопротивлении заземления опоры. Несмотря на большое число неизбежных

для аналитического исследования допущений в книге получен ряд выводов, практически важных для оценки грозоупорности линий электропередачи, в том числе касающихся влияния сопротивления заземления опор:

- при прямом ударе молнии в опору напряжение, индуцированное переменным электромагнитным полем, может иметь существенное значение, особенно на линиях с высокими опорами, обладающих низкими сопротивлениями заземления;

- магнитная составляющая индуцированного напряжения является суммой равновеликих слагаемых, которые определяются соответственно током в опоре и током в канале молнии;

- электрическая составляющая индуцированного напряжения определяется только зарядами в канале молнии и при увеличении скорости обратного заряда уменьшается по амплитуде. Наличие тросов снижает электрическую составляющую индуцированного напряжения;

- электродвижущая сила, вызывающая протекание тока в тросах, складывается из падения напряжения в сопротивлении опоры и из напряжения, индуцируемого переменным магнитным потоком, пронизывающим пространство между тросом и землей. Таким образом, магнитная составляющая индуцированного напряжения, с одной стороны, увеличивает напряжение на изоляции, а с другой стороны, усиливает отсос тока к соседним опорам и размагничивающее действие тросов;

- при ударе молнии в трос удельный вес индуцированных напряжений резко уменьшается. Возможность перекрытия изоляции между тросом и проводом при ударе молнии в пролет полностью не исключается, но вероятность такого перекрытия в линиях с нормальными габаритами невелика;

- грозоупорность линий с малыми сопротивлениями заземления главным образом определяется прямыми ударами молнии в опору. В линиях с большими сопротивлениями заземления приходится считаться также с возможностью перекрытия изоляции на опорах при прямых ударах молнии в пролете.

Важным преимуществом аналитических методов перед численными является то, что они позволяют проанализировать влияние на общее решение параметров задачи и вклад отдельных составляющих. В свою очередь численные методы дают возможность получать частные решения для немодельных вариантов.

С использованием метода FDTD выполним сравнительный расчет для примера практически важного случая удара молнии в опору линии с грозотросом, рассмотренного в [11]. Рассмотрена линия 138 кВ с длиной пролета 300 м, эскиз которой показан на рис.2.

На рисунке 3 представлен график напряжения на тросе при крутизне косоугольного импульса тока молнии 30 кА/мкс и сопротивлении заземления опоры 0 и 5 Ом, полученный в [11]. Пунктирной линией показано напряжение при учете отражений от соседней опоры при сопротивлении заземления опор 5 Ом. Важным преимуществом расчета, выполненного Разевигом, является учет влияния короны на волновые процессы в линии.

Как видно, сразу после прихода отраженной от соседних опор волны напряжение на тросе снижается, что связано с уменьшением падения напряжения на активном сопротивлении и на индуктивности опоры. Затем напряжение опять возрастает, но не достигает величины, характерной для случая без учета отражения. При расчете в [11] принято, что скорость распространения волны равна скорости света (300 м/мкс), т.е. время двойного пробега волны между соседними опорами составляет 2 мкс. Образование короны несколько увеличивает время пробега, что также видно на рис.3.

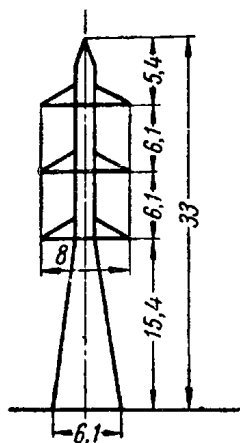


Рис.2. Эскиз опоры линии электропередачи

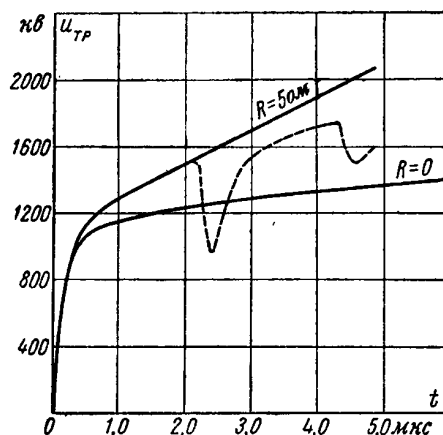


Рис.3. Напряжение на вершине пораженной опоры

Участок расчетной модели для алгоритма FDTD показан на рис.4. Канал молнии моделируется вертикальным проводником, ток задается как источник стороннего тока в уравнениях Максвелла, форма тока – косоугольный импульс с крутизной 30 кА/мкс. Размер шага сетки – 1 м. Проводники фазных проводов и грозотроса моделируются с помощью метода моделирования тонких проводников, и их диаметры приняты равными, соответственно, 20 мм и 10 мм. Для упрощения задания модели, при моделировании проводников опоры и канала молнии метод моделирования тонких проводников произвольного диаметра не использовался (проводник моделировался путем обнуления тангенциальной компоненты электрического поля вдоль расположения проводника без корректировки полей вокруг проводника). В таком случае, радиус проводника составляет $0.208 \cdot \Delta$, где Δ – размер ячейки. Т.к. это достаточно большой диаметр, расчет в дальнейшем может быть уточнен. Опора смоделирована упрощенно, как показано на рис.4. Потенциал на вершине опоры рассчитывается как интеграл электрического поля до границы расчетной области. Грунт, проводники фазных проводов, грозотроса и канала молнии также доходят до границ расчетной области и таким образом моделируются бесконечными, т.к. электромагнитное поле затухает внутри поглощающих граничных условий и не претерпевает отражений от границ области вычислений.

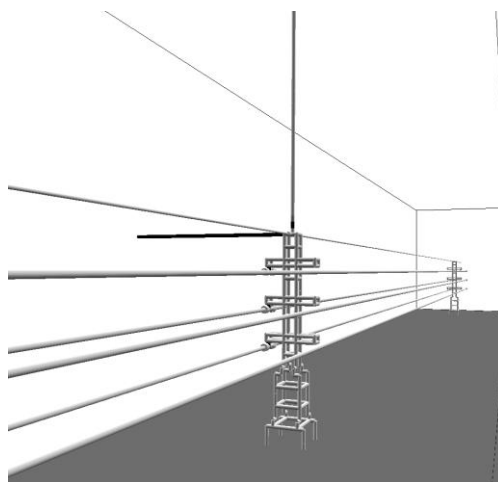


Рис.4. Расчетная модель примера

Для получения сопротивления заземления, равного 0 Ом, грунт моделируется как идеальный проводник. Сопротивление заземлителя, равное 5 Ом, выбрано как стационарное сопротивление. Для того чтобы уменьшить индуктивность заземлителя (сделать его как можно более сосредоточенным), он моделируется в виде металлического параллелепипеда. Т.к. расчет стационарного сопротивления с помощью метода конечных разностей во временной области вызывает трудности (требуется большое время расчета, вследствие чего происходит накопление ошибки расчета, связанное с поглощающими граничными условиями UPML), то сопротивление было рассчитано через емкость куба согласно электростатической аналогии. По современным расчетам емкость куба единичных размеров составляет примерно $0.6607 \cdot 4\pi\epsilon_0$ [12]. Емкость куба произвольных размеров равна $0.6607 \cdot 4\pi\epsilon_0 R$, где $4\pi\epsilon_0 R$ – емкость сферы радиуса R , равного длине ребра куба. Задав, размер заземлителя, например, равным $10 \times 10 \times 5$ м³, получаем удельное сопротивление грунта

$$\rho = \frac{r_3 C}{2\epsilon_0} = \frac{r_3 \cdot 0,6607 \cdot 4\pi\epsilon_0 R}{2\epsilon_0} = r_3 \cdot 0,6607 \cdot 2\pi R =$$

$$= 5 \text{ Ом} \cdot 0,6607 \cdot 2 \cdot 3,1416 \cdot 10 \text{ м} \approx 207,6 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Результаты расчетов представлены на рис.5. Некоторые расхождения с расчетами в [11], по всей видимости, вызваны тем, что сопротивления 5 Ом и 0 Ом при учете импульсного характера процессов не устанавливаются сразу, и в первые микросекунды больше своего стационарного значения даже у достаточно сосредоточенных заземлителей. Сопротивление 5 Ом может быть выбрано, например, не как установившееся, а как сопротивление в более ранний момент времени (таким образом, установившееся сопротивление окажется меньше пяти Ом), что снизит расчетное напряжение. Кроме того, в реализованном нами методе пока нет возможности учета короны, поэтому время двойного пробега равно 2 мкс точно.

Таким образом, результат расчета напряжения зависит от того, какое сопротивление выбирается в качестве сопротивления заземлителя – стационарное или импульсное. Нулевое сопротивление заземления также не устанавливается сразу, даже если принять удельное сопротивление грунта равным нулю.

В [11] отмечается важность учета сопротивления заземления опор, однако нет примера расчета для опор с высоким сопротивлением. На рис.6 представлен результат расчета напряжения на вершине опоры с сопротивлением заземления 30 Ом при косоугольном импульсе тока. Теперь падение напряжение определяется в основном сопротивлением заземления опоры, а не ее индуктивностью, форма волны напряжения практически подобна форме тока. При еще большей величине активного сопротивления (порядка 100 Ом) это подобие становится полным. При высоких значениях сопротивлений заземления опоры уже возникает необходимость учета ее емкости. В методе FDTD емкость является неотъемлемой характеристикой модели заземлителя, поэтому ее влияние учитывается автоматически.

Интересно сравнить результаты, полученные для косоугольного импульса тока, с реакцией модели на форму импульса, близкую к реальному току молнии. Для расчета была выбрана формула Гейдлера (Heidler), рекомендованная ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 «Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы»:

$$i(t) = \frac{I}{k} \frac{(t/T)^{10}}{1 + (t/T)^{10}} \exp(t/\tau)$$

где I – пиковое значение тока молнии; k – поправочный коэффициент пикового тока; T – длительность фронта импульса тока; τ – время полуспада тока молнии.

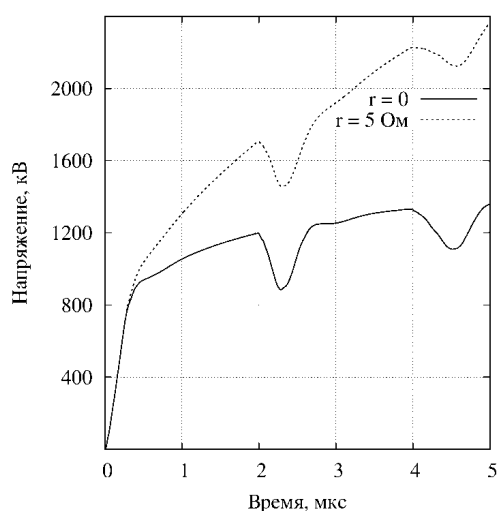


Рис.5. Результаты расчета напряжения на вершине опор с сопротивлениями заземления 0 Ом и 5 Ом

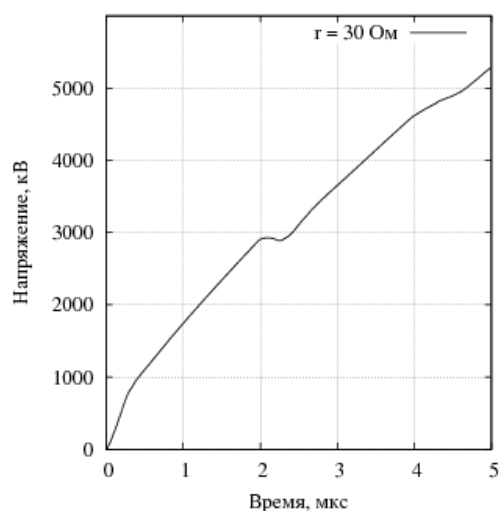


Рис.6. Результаты расчета напряжения на вершине опор с сопротивлением заземления 30 Ом

Расчеты проводились для первого отрицательного импульса 1/200 мкс ($I = 100$ кА, $k = 0.986$, $T = 1.82$ мкс, $\tau = 285$ мкс) и последующего отрицательного импульса 0.25/100 мкс ($I = 50$ кА, $k = 0.993$, $T = 0.454$ мкс, $\tau = 143$ мкс).

На рис.7 показаны результаты расчета для первого отрицательного импульса, на рис.8 для последующего отрицательного импульса.

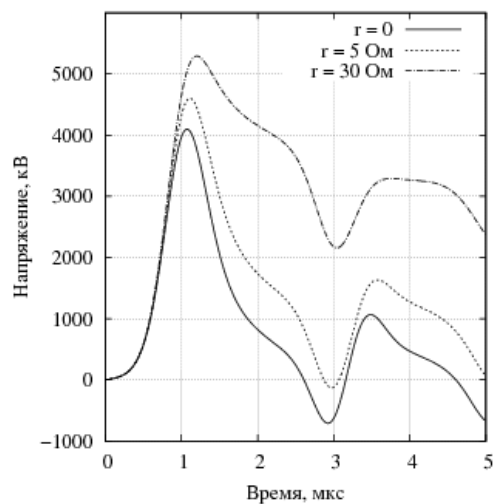


Рис.7. Результаты расчета для тока молнии 1/200 мкс

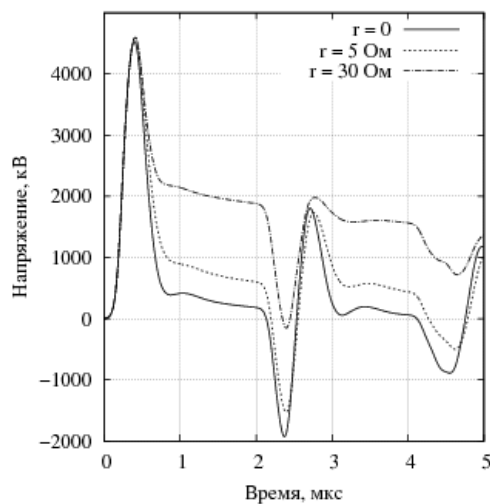


Рис.8. Результаты расчета для тока молнии 0,25/100 мкс

Последний рисунок демонстрирует, что при крутых фронтах тока молнии амплитуда первого импульса напряжения практически не зависит от сопротивления заземления опоры, а определяется индуктивностью опоры. При этом перенапряжения по величине такие же, как при токе молнии 1/200 мкс в два раза большей амплитуды.

Выводы

Наравне с аналитическими исследованиями и натурными экспериментами, метод FDTD является мощным инструментом для численного моделирования волновых процессов в линиях электропередачи. Длины волн при молниевых воздействиях сопоставимы с размерами опор, их заземлителей и расстоянием между опорами, поэтому все их параметры носят распределенный характер, поэтому необходимо использовать методы, точно учитывающие особенности распространения электромагнитной волны по протяженным проводникам. Среди существующих методов расчета электромагнитного поля нами выбран метод конечных разностей во временной области, т.к. в нем прямой расчет полей с учетом всех неоднородностей происходит по всей области вычислений. Специфика расчета молниевых воздействий состоит в необходимости учета таких нелинейных процессов, как корона и искрообразование в грунте. Эти вопросы являются предметом дальнейших исследований.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-08-98803).

Литература

1. Ефимов Б.В., Халилов Ф.Х., Селиванов В.Н. Грозовая повреждаемость высоковольтного оборудования подстанций и проблемы обеспечения надежности его эксплуатации в условиях грунтов с низкой проводимостью // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика, выпуск 1. 2010. С. 9-16.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Под научной ред. Н.Н.Тиходеева. 2-е издан. СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
3. Sunde E. D. Earth conduction effects in transmission systems. Dover Publications. 1968.
4. Romero C. A. Instrumentation of the Santis Tower for Lightning Current Measurement: Ph. D. thesis / Ecole Polytechnique Federale de Lausanne. 2012.
5. Olsen R.G., Willis M.C. A comparison of exact and quasi-static methods for evaluating grounding systems at high frequencies // Proceedings of the Physical Society of London. 1996. Vol.11, №. 2. С. 1071-1081.
6. Рябкова Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения. – М.: Энергия. 1978.
7. Анненков В.З. Расчет импульсного сопротивления противовесов // Электричество. 1970. № 2. С. 19-23.
8. Itamoto N., Kawamura H., Shinjo K. et al. Accuracy of Lightning Surge Analysis of Tower Surge Response // International Conference on Power Systems Transients. 2009.
9. Taflove A., Hagness S.C. Computational electrodynamics: the finite-difference time-domain method. Third edition. Artech House, 1006 p., 2005.
10. Куклин Д.В. Применение метода конечных разностей во временной области для расчета волновых процессов в протяженных подземных проводниках // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика, выпуск 2. 2011. С. 100-106.
11. Разевиг Д.В. Атмосферные перенапряжения на линиях электропередачи. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
12. Hwang C., Mascagni M. Capacitance of the Unit Cube. Journal of the Korean Physical Society, Vol.42, No. 1, January 2003, pp. L1-L4.

Сведения об авторах

Куклин Дмитрий Владимирович,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
эл.почта: kuklindima@gmail.com

Селиванов Василий Николаевич,

заместитель директора по науке 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 622.311.1:658.26

В.В.Ярошевич, А.С.Карпов

ВЛИЯНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Аннотация

Выполнен анализ условий формирования перенапряжений силовых трансформаторов, токовых воздействий и данных регистрации показателей качества электроэнергии. Выявлен источник наиболее опасных токовых воздействий, имеющих ударный несимметричный характер с наложением переходных смещений и сверхнизкочастотных процессов. Представлены предложения по ограничению электромагнитных воздействий на силовые трансформаторы.

Ключевые слова:

силовой трансформатор, перенапряжения, подстанция, качество электроэнергии, надежность, электромагнитная совместимость.

V.V.Yaroshevich, A.S.Karpov

INFLUENCE OF NONSTATIONARY ELECTROMAGNETIC EFFECT ON POWER TRANSFORMERS

Abstract

The analysis of the formation conditions of surge power transformers, current impacts and registration data the quality of electricity. Identified the source of the most dangerous impacts of current having a stroke unbalanced character superimposed over transient displacement and low-frequency processes. Presented proposals to limit electromagnetic interference on power transformers.

Keywords:

power transformer, voltage, substation, power quality, reliability, electromagnetic compatibility.

Воздействие на силовые трансформаторы возможно как со стороны энергосистемы (в виде перенапряжений при различных режимах работы сети), так и со стороны потребителей, обладающих мощными приемниками с нелинейными характеристиками, в виде электромагнитного влияния. Для подробного исследования исходными данными являются результаты экспериментов на действующей подстанции, где зафиксированы характеристики перетоков мощности и токов, а также подробная техническая информация о силовом оборудовании для моделирования конкретной схемы в программной среде.

Исследуемая подстанция 110/10 кВ (рис.1) находится в промышленной зоне города. Основным потребителем подстанции является машиностроительное предприятие. По ряду отходящих фидеров 10 кВ питаются городские потребители.

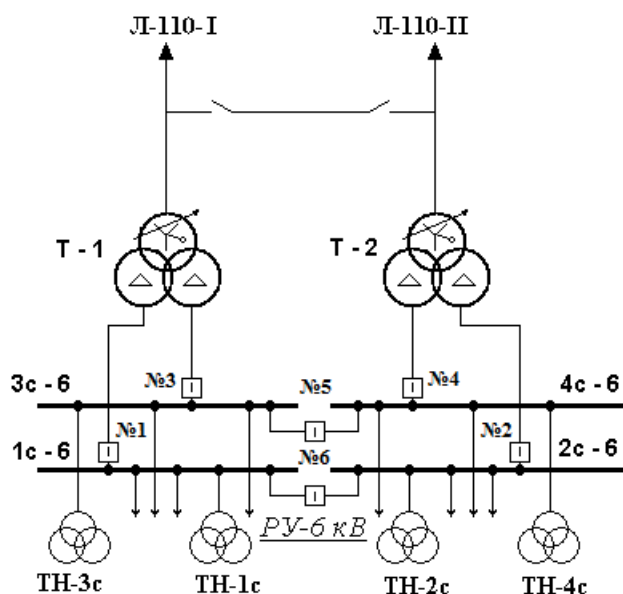


Рис.1. Принципиальная схема подстанции

На момент измерений трансформатор Т-2 был выведен из работы. Системы шин 10 кВ запитаны от трансформатора Т-1, поэтому секционные выключатели находились во включенном состоянии. Таким образом, системы шин I с.ш. и II с.ш., а также III с.ш. и IV с.ш. были попарно гальванически связаны через секционные выключатели (рис.1). Первоочередной причиной повышенного износа силовых трансформаторов является «некачество» электроэнергии [1-5]. Регистрации показателей качества электроэнергии (ПКЭ) выполнены на трансформаторах токов вводных (рис.1 № 1-4) и секционных выключателей (рис.1 № 5, 6) сертифицированными приборами серии «Парма».

Результатом регистраций ПКЭ стали выводы о присутствии искажений со стороны 10 кВ в виде отклонения напряжения от норматива и несинусоидальности по ряду гармоник. По характеру искажений видно, что негативное влияние оказывают мощные установки, которые могут находиться лишь на промышленном предприятии. Однако в данной схеме измерения ПКЭ по напряжению оказалось недостаточно для локализации источника искажений [6-9]. Тем не менее, результаты таких экспериментов представляют общую картину качества электроэнергии на данной подстанции и позволяют сузить область возможных влияний на силовые трансформаторы.

Для исследуемой схемы рассмотрены возможные варианты перенапряжений, которые негативно влияют на трансформаторы и являются причиной повышенного износа силовых трансформаторов. Были проведены исследования атмосферных, коммутационных и дуговых перенапряжений.

Формирование атмосферных перенапряжений на оборудовании подстанции обусловлено прорывами молнии на ошиновку при разрядах в подстанцию, а также набегающими по ЛЭП грозowymi волнами. Появление опасных грозowych волн возможно при прорывах ударов молнии на фазные провода мимо тросовой защиты в пределах подходов ЛЭП к подстанции и при ударах молнии в опоры или трос на подходах ЛЭП с последующими обратными перекрытиями их изоляции. Увеличение вероятности обратных перекрытий в пределах тросовых подходов характерно для районов с высоким удельным сопротивлением грунта, где имеются проблемы практической реализации заземлений опор в соответствии с требованиями ПУЭ. Рассматриваемый район не относится к указанным, поэтому нормативные требования по молниезащите достаточны.

На подстанции защита от атмосферных перенапряжений обеспечивается системой стержневых молниеотводов (защита от прямых ударов молнии в ошиновку подстанции), защитой подходов ЛЭП и разрядниками типа РВМГ-110М. Защитные аппараты установлены в непосредственной близости от силовых трансформаторов в соответствии с требованиями ПУЭ. Защита изоляции обмоток 10 кВ выполнена разрядниками РВП-10, установленными также в непосредственной близости от выводов 10 кВ силовых трансформаторов.

В сети 110 кВ используется частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов. На подстанции нейтрали обмоток 110 кВ Т-1 и Т-2 разземлены. Изоляция нейтралей Т-1 и Т-2 защищена разрядниками РВС-35 и РВС-15. Молниезащита на ПС выполнена в полном соответствии с требованиями ПУЭ, следовательно, молниезащита силовых трансформаторов обеспечивает нормативную надежность.

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

Возникновение коммутационных перенапряжений в схеме 10 кВ подстанции возможно лишь при операциях выключателями присоединений, секционными и вводными выключателями. В РУ-10 кВ установлены масляные выключатели типа ВМП-10, ВМПЭ и ВМПП, которые допускают повторные зажигания дуги при коммутациях больших токов замыканий. Однако влияние емкости подключенных кабелей существенно сглаживает коммутационные перенапряжения. Таким образом, появление коммутационных перенапряжений большой кратности практически исключено.

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

Изучение процессов, сопровождающих наиболее вероятные случаи однофазных замыканий на землю, выполнено на модели, схема которой приведена на рис.2. При приведении расчетной модели к условиям работы силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 выполнен учет гальванической развязки сети 110 кВ и 10 кВ, режима заземления нейтрали на стороне 110 кВ, подключения дугогасящего реактора через 4ДК и через трансформатор присоединения ТМ 4ДК, влияния магнитной связи обмоток 10 кВ, шунтирующего влияния нагрузки на междуфазные емкости.

Наличие дугогасящих реакторов в значительной степени предотвращает повышение интенсивности дуговых перенапряжений. Их использование позволяет скомпенсировать емкостную составляющую токов однофазных замыканий на землю, повышает вероятность самогашения дуги при неустойчивых перекрытиях изоляции элементов сети 10 кВ, а также существенно снижает частоту повторных зажиганий дуги и перенапряжений при повреждениях изоляции [10-12].

Воздействие на силовые трансформаторы в виде повышения напряжения на неповрежденных фазах наблюдается как в момент замыкания, так и после ликвидации или промежуточного гашения дуги в месте повреждения.

При нарушениях точности настройки дугогасящих реакторов, обусловленных ограниченным числом переключений параметров реактора и схемными изменениями подключенной сети, возможно возникновение низкочастотных колебаний напряжения при самоликвидации однофазных замыканий с повышением напряжения на неповрежденных фазах выше линейного. Расчетные напряжения на поврежденной и неповрежденной фазах при гашении дуги (самоликвидации) короткого замыкания в случае расстройки реактора на 5% ($K=0.95$) приведены на рис.3. Кратность повышения напряжения на неповрежденной фазе при перекompенсации емкостного тока $K=1.06$.

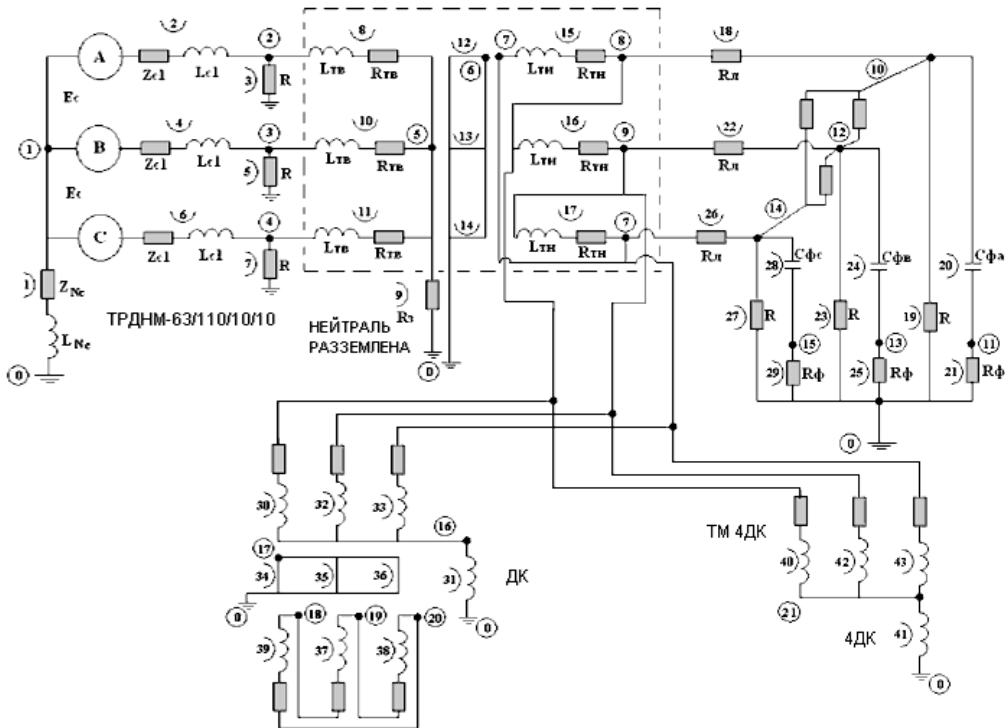


Рис.2. Схема расчетной модели для анализа перенапряжений и переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ подстанции

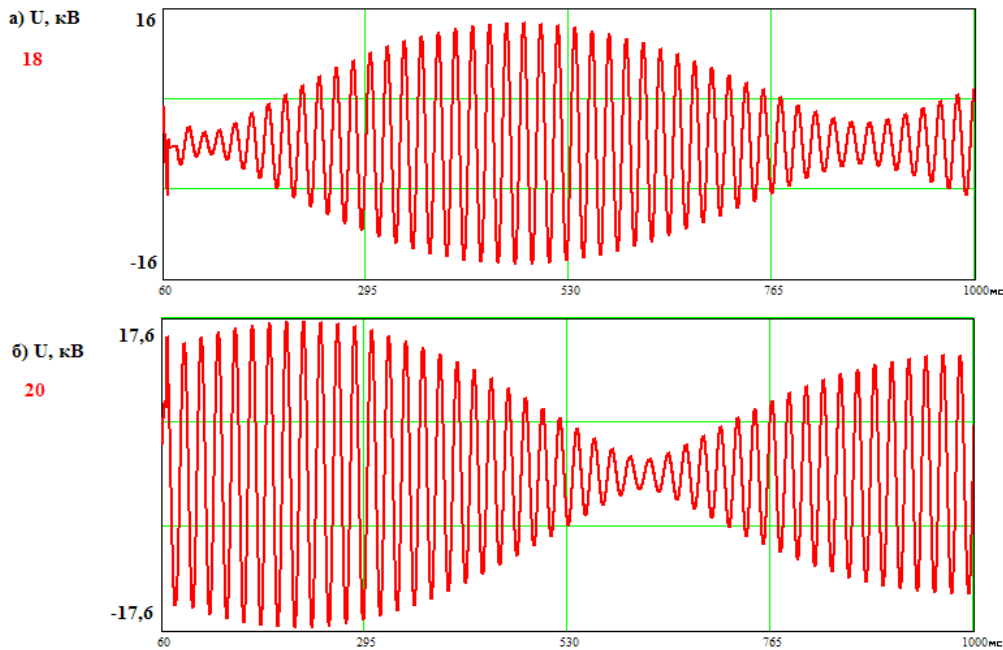


Рис.3. Расчетные осциллограммы напряжений на поврежденной фазе А (а) и неповрежденной фазе В (б) при ликвидации однофазного короткого замыкания. Коэффициент перекompенсации $K=1.06$

Таким образом, кратность повышения напряжения не является опасной для изоляции электрических машин. Так, случаи замыканий на землю за время исследований не зарегистрированы. С учетом запаса электрической прочности изоляции трансформатора повышения напряжения на неповрежденных фазах при самоликвидации неустойчивых замыканий на землю не представляют опасности для изоляции обмоток 10 кВ Т-1 и Т-2.

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

Коммутационные перенапряжения, сопутствующие отключениям ненагруженных трансформаторов Т-1 или Т-2 на стороне 110 кВ, возникают за счет энергии, накопленной в индуктивности намагничивания трансформатора. Факторами, определяющими величину перенапряжения, являются величина индуктивности намагничивания, емкость аппаратов (включая трансформатор) и шин, подключенных к трансформатору, а также величина тока ненагруженного трансформатора (мгновенное значение), при котором происходит обрыв тока в коммутационном аппарате. Величина тока холостого хода установленных трансформаторов типа ТРДНМ-63000/110/10/10 составляет около 2.8 А. Индуктивность намагничивания – около 72 Гн. Емкость элементов сети, подключенной к трансформатору после отключения, оценивается величиной порядка 1600...1800 пкФ. Кратность максимально возможных перенапряжений будет зависеть от отключающей способности коммутационного аппарата. Трансформаторы Т-1 и Т-2 на стороне 110 кВ отключаются отделителями, имеющими низкую отключающую способность. При вынужденном обрыве тока с мгновенным значением 0.3 А и потерями энергии в дуге до 50% перенапряжения могут быть 4-х кратными.

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

Помимо перенапряжений, существенное электромагнитное влияние на силовые трансформаторы может оказать нагрузка, подключенная к шинам 10 кВ. Ранее, при исследованиях ПКЭ отмечалось, что такое влияние оказывается, поэтому необходимо выявить источник нагрузки с целью анализа сети в моменты максимального влияния этой нагрузки.

Для выявления характеристик нагрузки выполнены регистрации перетоков мощности – построены графики изменения нагрузки на трансформаторы, а также графики изменения токов в обмотках трансформаторов. Для изучения влияния нагрузки на искажения ПКЭ предусмотрена регистрация напряжения на шинах подстанции.

Для контроля потоков мощности и показателей качества электроэнергии использовались сертифицированные средства измерения, рекомендованные в Методических указаниях Министерства энергетики Российской Федерации [1]. К ним относятся регистраторы напряжения и тока «Парма» РК6.05 и «Парма» РК3.01.

В процессе проведения регистраций с помощью указанных приборов не удалось получить достаточно полных данных для исследования негативного влияния нагрузки машиностроительного предприятия. В первую очередь это обусловлено методикой автоматизированной обработки, заложенной в приборах «Парма». При обработке выполняется вывод усредненной информации за интервал времени 1 минута, что не позволяет выявить субгармоники и графики мгновенных значений токов и напряжений. Помимо этого регистратор «Парма» РК3.01 производит анализ только напряжений трех фаз. При этом в связи с ограниченным объемом внутренней памяти накопление детальной информации за большой интервал времени невозможно. Поэтому для регистрации

переходных процессов и получения более детальной информации дополнительно был использован измерительный комплекс, разработанный в ЦФТПЭС КНЦ РАН. Измерительный комплекс (ИК) на основе ПК, внешнего модуля АЦП/ЦАП L-Card E-140 и блока датчиков (БД) позволяет вести длительную запись по 10-ти каналам с дискретизацией по времени от 100 мкс на канал. Блок датчиков имеет четыре датчика напряжения (LV 25-P) и шесть датчиков тока (LTS 6-NP). Все датчики LEM работают на основе эффекта Холла. Блок-схема измерительного комплекса приведена на рис.4.

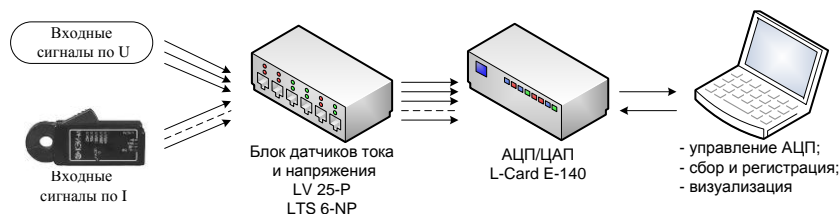


Рис.4. Блок-схема измерительного комплекса

По мониторинговым данным систематически регистрируются искажения синусоидальности напряжения с появлением большого числа четных и нечетных гармоник. Так на объединенных III с.ш. и IV с.ш. зарегистрировано постоянное наличие гармоник до 40-й. Величина гармоник составила десятые или сотые (26-я гармоника и выше) доли процента. Превышают 1% 3-я, 5-я и 7-я гармоники. Превышение нормально допустимого уровня зарегистрировано для 15-й и 21-й гармоник с выходом менее 2% от времени регистрации. Превышений предельно допустимого уровня не отмечено.

По данным длительной регистрации после разделения шин гармонический состав искажений напряжения на III с.ш. и IV с.ш. не изменился.

В режиме раздельной работы регистрация на I с.ш. показала повышение суммарного коэффициента искажения синусоидальности напряжения до 3%. Однако выход превышений нормально допустимого уровня для всех гармоник равен нулю.

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

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

Зарегистрированные искажения синусоидальности вызывают увеличение потерь намагничивания и некоторое увеличение потерь электроэнергии, но не являются опасными для силовых трансформаторов. Поэтому специальных мероприятий по снижению гармонических искажений с целью уменьшения негативных влияний на силовые трансформаторы не требуется. Локализация источников искажений синусоидальности в связи с отсутствием опасности для силовых трансформаторов не требуется. Можно отметить, что источники искажений подключены ко II с.ш., III с.ш. и IV с.ш. 10 кВ подстанции.

Зарегистрированные искажения (превышение нормально допустимого уровня) могут быть основанием для предъявления претензий к ПКЭ со стороны потребителей. Для предотвращения таких претензий необходимо подключение фильтров силовых высших гармоник на присоединениях потребителей с электроустановками, генерирующими высшие гармоники (например, тиристорные преобразователи, электропечи и т.п.). Фильтры должны быть присоединены на стороне искажающих установок потребителей и должны находиться на их балансе.

Измерительный комплекс на основе контроллера L-Card, разработанный в ЦФТПЭС, позволяет производить длительные измерения с высокой частотой дискретизации на большом числе присоединений. Это позволило зафиксировать токи нагрузки на секции 10кВ. Регистрации токов нагрузки выполнены в цепях трансформаторов тока вводных выключателей (полный ток нагрузки на одну из обмоток 10 кВ силового трансформатора), секционных выключателей (в ремонтном режиме работы с одним силовым трансформатором), а также выключателей присоединений к каждой из систем шин 10 кВ. Результаты регистрации показали, что токи нагрузки I с.ш. и II с.ш. имеют медленно меняющийся характер и достигают 780..860 А. Токи III с.ш. с IV с.ш. достигают 500 А и более. Зарегистрированы резкие повышения тока нагрузки III с.ш. и IV с.ш., величиной до 600 А. По данным регистратора РК 6.05 ударные изменения повторяются с высокой интенсивностью и сопровождаются значительным увеличением колебательных отклонений частоты.

Появление ударных токов происходит преимущественно после 17-ти часов и в ночное время. Отсутствие таких воздействий отмечено в выходные дни. Это свидетельствует о нахождении источника на промышленном предприятии. Проведенные регистрации позволили исключить нагрузку, подключенную к I с.ш. и II с.ш., из состава источников интенсивной ударной нагрузки.

Регистрации первого этапа (в режиме совместной работы III с.ш. и IV с.ш.) позволяют выполнить сопоставление токов нагрузки III с.ш. и IV с.ш. (ТТ вводного выключателя МВ-10-III) и тока нагрузки IV с.ш. (ТТ секционного выключателя СМВ-10-34). Фрагменты осциллограмм фазных токов приведены на рис.5. На представленных фрагментах видно появление резких изменений токов нагрузки, причем характер изменения может быть различным как по длительности, так и частоте изменений. Характер фазных токов в СМВ-10-34 полностью соответствует токам в МВ-10-III. Ударная составляющая нагрузки IV с.ш. полностью соответствует ударной составляющей нагрузки обеих систем шин. Различие обусловлено наложением медленно меняющейся нагрузки III с.ш.

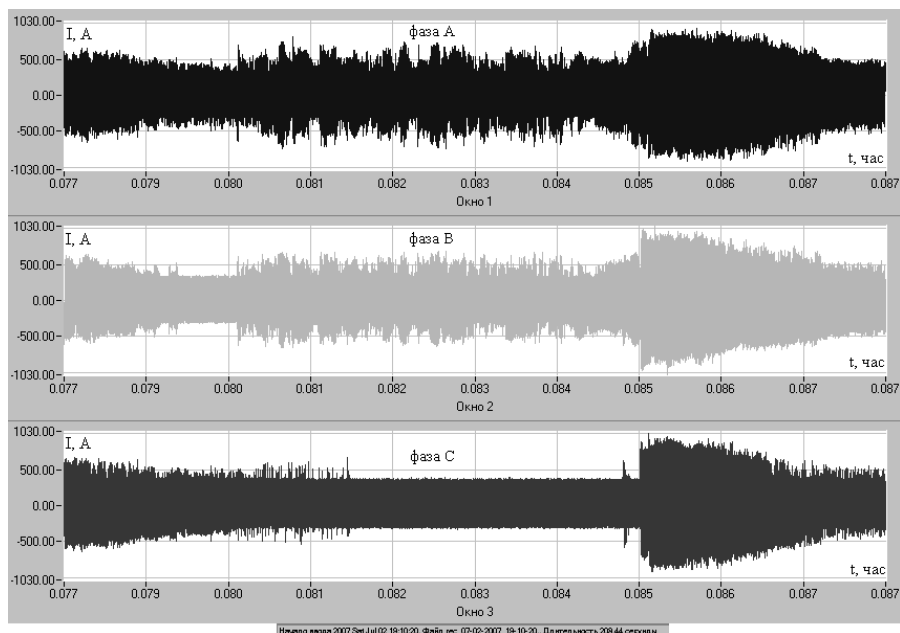


Рис.5. Осциллограммы токов ТТ от МВ-10-III. Фрагмент регистрации (длительность 14.4 с)

Таким образом, локализован источник ударных токовых воздействий на силовой трансформатор, которым является нагрузка IV с.ш

В результате регистраций выявлено, что при относительно небольших отклонениях ПКЭ по напряжению возможны опасные токовые воздействия, повышающие износ силового оборудования, в том числе ударные изменения силы тока, а также изменения частоты и синусоидальности тока.

Выводы

Исследования на действующей подстанции ПС-110/10/10 кВ позволили:

- 1) выявить причины электромагнитного воздействия на силовые трансформаторы, что существенно снижает срок их службы;
- 2) рассмотреть возможность воздействия на трансформаторы различных перенапряжений, которые могут возникать в сети, а также электромагнитного влияния других силовых установок;
- 3) разработать методику по регистрации перетоков мощности и токов с возможностью измерения ударных токов и перенапряжений;
- 4) отработать на практике методику по определению источника искажений со стороны нагрузки без наличия детальной информации о характере нагрузки.

На примере анализа действующей подстанции получено, что не только перенапряжения и отклонение качества электроэнергии влияет на высоковольтное силовое оборудование. Как выяснилось – существенное воздействие на силовые трансформаторы оказывают резкие токовые колебания, характеризующиеся высоковольтными установками со стороны нагрузки, что приводит к повышенному износу трансформаторов.

Литература

1. ГОСТ 13109-97. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
2. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. РД 153-34.0-15.502-2002.
3. Карпов А.С., Невретдинов Ю.М., Кабеев И.Е., Бурцев А.В. Анализ влияния несимметричных режимов и гармонических составляющих тока нагрузки на условия работы гидрогенераторов ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС / Сборник научных трудов «Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей». – Апатиты, 2006 г. 84-90 с.
4. Карпов А.С., Веселов А.Е., Невретдинов Ю.М., Кабеев И.Е. Разработка рекомендаций по уменьшению влияния нагрузки ОАО «Кандалакшский алюминиевый завод» на генераторы ГЭС-3 Нивского каскада / Сборник научных трудов «Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей». – Апатиты, 2006 г. 78-84 с.
5. Карпов А.С., Невретдинов Ю.М., Кабеев И.Е., Веселов А.Е., Неклюдов Ю.В., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Сеношина Л.В. Анализ влияния несимметричных режимов нагрузки на условия работы гидрогенераторов каскада Нивских ГЭС / В журнале «Вестник МГТУ», Труды Мурманского государственного технического университета. – Мурманск. – том 10, № 4, 1007 г. 519-523 с.
6. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанций / Вестник МГТУ, том 12, № 1, 2009 г. 58-64 с.

7. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Исследование возможности локализации источника гармонических искажений напряжения на питающих подстанциях / Сборник научных трудов ЦФТПЭС КНЦ РАН «Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети» Апатиты 2008 г., 140-147 с.
8. Карпов А.С., Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Проблемы локализации источников искажений электроэнергии и определение вклада подключенных потребителей в искажение или нормализацию качества электроэнергии / Труды КНЦ РАН. Энергетика. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра, 2011 г. 126-139 с.
9. Карпов А.С., Ярошевич В.В., Карпова О.М.. Оценка эффективности мониторинговых исследований качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97 в высоковольтной сети 6-150 кВ / Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика (выпуск 7). Апатиты. Изд-во КНЦ РАН, 2013, № 2.
10. Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Сенюшина Л.В. Развитие дуговых перенапряжений в сети 10 кВ. / Сборник «Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики севера». – Апатиты, 2007 г., 100-112 с.
11. Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Веселов А.Е. Выбор защиты от дуговых перенапряжений в сети 35 кВ / Сборник «Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера». – Апатиты, 2007 г., 112-122 с.
12. Ефимов Б.В., Кузнецов Н.М., Невретдинов Ю.М., Ярошевич В.В., Фастий Г.П. Дуговые перенапряжения при переходе однофазных замыканий на землю в двойные / В журнале Электрика № 5 2008 г., 8-11 с.

Сведения об авторах

Карпов Алексей Сергеевич,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
 Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
 Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
 эл.почта: asc_apatity@mail.ru

Ярошевич Вера Васильевна,

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

УДК 621.311

О.В.Залесова, М.В.Якубович

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНОГО ДЕЙСТВИЯ РЕЛЬСОВ НА ОДНОПУТНОМ УЧАСТКЕ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ В ЗОНЕ ВЫСОКООМНЫХ ГРУНТОВ

Аннотация

Выполнено экспериментальное и расчетное исследование защитного действия рельсов на однопутном участке железной дороги в зоне высокоомных грунтов. Определен коэффициент защитного действия рельсов при движении по участку одного и двух составов.

Ключевые слова:

электромагнитное влияние, электрифицированная железная дорога, коэффициент защитного действия рельсов, воздушные линии электропередачи.

O.V.Zalesova, M.V.Yakubovich

RAILS SHIELDING EFFECT RESEARCH ON THE ONE-TRACK RAILWAY SECTION IN THE HIGH-RESISTANCE SOIL AREA

Abstract

Experimental and numerical research of rails shielding effect for the single-track railway section in the high-resistance soil area have been carried out. Rails shielding factor when the moving of one train and two trains on the section have been determined.

Keywords:

electromagnetic interference, electric railway, rails shielding factor, overhead transmission lines.

Одной из проблем электромагнитной совместимости электрифицированной железной дороги является проблема появления наведенных напряжений на смежных с ней отключенных линиях электропередачи (ЛЭП). Исследованию одного из аспектов этой проблемы и посвящена данная работа.

Известно, что ток контактной сети возвращается на тяговые подстанции по рельсам и через землю. Часть тока, протекающая по рельсам, уменьшает электромагнитное влияние контактной сети на смежные линии. Для учета этого явления в «Правилах защиты...»¹ [1] введено понятие коэффициента защитного (экранирующего) действия рельсов – $k_{зд}$.

Этот коэффициент характеризует степень снижения рельсами электромагнитного влияния контактной сети на воздушные линии электропередачи, проходящие вблизи железной дороги переменного тока. Его величина зависит от целого ряда параметров: ширины сближения линии с железнодорожным полотном; удельной проводимости (удельного сопротивления) грунта; количества путей на участке железной дороги [1-4].

Коэффициент защитного действия рельсов определяется отношением напряженности электромагнитного поля, созданного контактным проводом при наличии рельсов, к напряженности электромагнитного поля при их отсутствии: $k_{зд} = E^o / E = H^o / H$. Он может принимать значения в диапазоне от 0 до 1 (чем ближе его значение к нулю, тем лучше экранирующий эффект рельса).

В [1, 2] приводится формула для расчета величины $k_{зд}$:

$$\underline{k}_{зд} = 1 - \underline{Z}_{кр} / \underline{Z}_p,$$

где $\underline{Z}_{кр} = j \cdot \omega \cdot M_{кр}$ – сопротивление взаимной индуктивности между контактным проводом и рельсами, Ом/км; $\underline{Z}_p = R_p + j \cdot \omega \cdot L_p$ – сопротивление рельсов, Ом/км.

Известно, что ток в рельсах связан с током в контактной сети следующим соотношением [1]:

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{кc} \cdot \underline{Z}_{кр} / \underline{Z}_p.$$

Исходя из приведенных соотношений, коэффициент защитного действия рельсов можно определить по формуле:

$$\underline{k}_{зд} = 1 - \dot{I}_{кc} / \dot{I}_p,$$

где $\dot{I}_{кc}$ – ток, протекающий в контуре «контактный провод – земля»; \dot{I}_p – ток, протекающий в контуре «рельсы – земля».

¹ Правила защиты устройств проводной связи и проводного вещания от влияния тяговой сети электрифицированных железных дорог переменного тока.

Для смежных линий, удаленных от железнодорожного полотна на расстояние больше 30 м, в разных источниках [1, 2, 3] приводятся данные (таблица 1), по которым можно оценить экранирующий эффект рельса, при известных удельной проводимости грунта и количестве путей на участке железной дороги.

Таблица 1

Коэффициент экранирующего (защитного) действия рельсов

Удельная проводимость земли, См/м	Участок		
	Однопутный	Двухпутный	Многопутный
$1 \cdot 10^{-3} - 10 \cdot 10^{-3}$	0.45-0.50	0.35-0.40	0.30-0.35
$10 \cdot 10^{-3} - 50 \cdot 10^{-3}$	0.50-0.55	0.40-0.45	0.35-0.40
$50 \cdot 10^{-3} - 100 \cdot 10^{-3}$	0.55-0.60	0.45-0.50	0.40-0.45

Данные таблицы 1 показывают, что значение коэффициента $k_{\text{эк}}$ возрастает при увеличении удельной проводимости земли и уменьшается с увеличением числа путей на участке железной дороги.

В учебном пособии [4] представлена таблица 2, где также указаны приблизительные диапазоны значения коэффициента защитного действия рельса. Однако в работе не сказано, для каких значений удельной проводимости (сопротивления) грунта были сделаны эти оценки.

Таблица 2

Ориентировочные диапазоны коэффициента защитного действия рельса

Характеристика экранирующего проводника	Параметр	$k_{\text{эк}}$	Примечание
Электрифицированная железная дорога	однопутная	$b < 50$ м	0.56
		$b = 50$ м...100 м	0.8
	двухпутная	$b < 50$ м	0.46
		$b = 50$ м...100 м	0.7

Исследования влияния тяговой сети железной дороги на близлежащие ЛЭП проводились и сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН начиная с 2006 года. Они включали в себя как экспериментальную часть (измерения токов тяговой сети, токов в рельсах и наведенных напряжений), так и теоретическую (расчеты наведенных напряжений на отключенных ЛЭП, определение доли обратного тока, протекающего в рельсах, определение гармонического состава токов и наведенных напряжений, и т.п.) [5, 6].

В основу данного исследования легли экспериментальные данные 2011 года. Измерения включали в себя:

- длительную (55 ч) непрерывную регистрацию тока в рельсах в нескольких точках однопутного участка железной дороги;
- длительную (55 ч) непрерывную регистрацию наведенного напряжения на изолированном конце отключенной ЛЭП (ПС Имандра), проходящей вдоль железной дороги; на противоположном конце (ПС Хибины) линия электропередачи была заземлена.

Схема взаимного расположения участка железной дороги и ЛЭП, а также точек измерения токов в рельсах показана на рисунке 1.

Каждый состав, находящийся на участке железной дороги Апатиты – Оленегорск, получает питание от двух тяговых подстанций. При измерениях величины токов в рельсах в моменты времени непосредственно предшествующие прохождению локомотива над регистратором и непосредственно следующие после прохождения локомотива, принимались в качестве токов, протекающих в контактной сети, и питающих электровоз со стороны ПС Апатиты ($I_{\text{ап}}$) и ПС Оленегорск ($I_{\text{ол}}$). Таким образом, полный ток, потребляемый электровозом, представлял собой сумму «апатитской» и «оленегорской» составляющих: $I_{\text{эл}} = I_{\text{ап}} + I_{\text{ол}}$.



Рис.1. План расположения участка железной дороги и ЛЭП

Коэффициент защитного действия рельсов определялся для двух случаев, когда по участку железной дороги:

- 1) проходит один электроподвижной состав,
- 2) проходят два электроподвижных состава.

По экспериментальным данным тока в рельсах были проведены расчеты наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи. При расчетах была выбрана модель кусочно-параллельного сближения линии с участком железной дороги, что соответствует реальному расположению объектов. Методика расчетов подробно описана в [7]. Удельное сопротивление грунта было принято равным 10^4 Ом·м. Величина коэффициента защитного действия рельса $k_{зо}$ задавалась от 0.4 до 0.6 с интервалом 0.05 для каждого случая.

В исследовании были использованы для первого случая 4 и для второго – 6 «чистых» экспериментов, где каждый состав имел достаточно большой временной отрыв от других поездов, находящихся на участке Апатиты – Оленегорск. Измеренные значения токов, потребляемых электровозами, представлены в таблице 3. В первом случае для расчета использовалось значение тока при прохождении электровозом устройства регистрации № 2. Во втором случае – при прохождении первым составом регистратора № 1, а вторым – регистратора № 2. Причем, при движении двух поездов, они проходили над датчиками тока одновременно.

Критерием выбора значений коэффициента $k_{зо}$ являлось сравнение экспериментальных и расчетных величин наведенных напряжений на ЛЭП в каждом из случаев влияния. При этом расчетное значение наведенного напряжения не должно было быть меньше измеренного. Рассматривая разность расчетного и экспериментального значений как погрешность определения наведенного напряжения, мы видим, что диапазон погрешностей наведенного напряжения, в первом случае получился от 3.8% до 18%, во втором случае – от 0.7% до 19%. Такой разброс величин погрешностей, обусловлен многофакторностью влияния контактной сети железной дороги переменного тока на проходящие вблизи отключенные линии электропередачи.

В результате расчетов были определены значения коэффициента защитного действия рельсов для обоих рассматриваемых случаев влияния. Коэффициент защитного действия в первом случае (один электроподвижной состав на участке) составил 0.55, во втором случае (два состава на участке) – 0.4.

В таблицах 4 и 5 представлены экспериментальные и расчетные значения наведенного напряжения на изолированном конце линии электропередачи для двух рассматриваемых случаев влияния.

Таблица 3

Полные токи, потребляемые составами (действующие значения)

№ Эксперимента	Потребляемый электровозом ток		
	Один электровоз на участке ж.д.		Два электровоза на участке ж.д.
	$I_{эл. А}$	$I_{эл. А}$	$I_{эл. А}$
1	118.9	52.0	90.0
2	90.9	99.4	98.3
3	132.5	58.3	109.9
4	135.7	45.7	45.9
5	-	35.2	80.6
6	-	56.9	80.7

Таблица 4

Наведенное напряжение на ЛЭП (один электровоз на участке ж.д.)

№ Эксперимента	Наведенное напряжение на ЛЭП-146 U, В	
	экспериментальные значения	расчетные значения ($k_{з0}=0.55$)
1	60.8	67.7
2	49.9	51.8
3	68.3	75.5
4	65.8	77.3

Таблица 5

Наведенное напряжение на ЛЭП (два электровоза на участке ж.д.)

№ Эксперимента	Наведенное напряжение на ЛЭП-146 U, В	
	экспериментальные значения	расчетные значения ($k_{з0}=0.4$)
1	44.6	51.9
2	68.0	68.5
3	55.7	62.0
4	28.9	31.8
5	42.3	43.4
6	41.6	49.4

Разные значения коэффициента защитного действия рельсов в двух рассмотренных случаях можно объяснить тем, что при движении по однопутному участку железной дороги двух электроподвижных составов, токи, протекающие в контурах «контактный провод – земля» и «рельсы – земля» на отрезке между электровозами, частично компенсируют друг друга (рисунок 2), что приводит к снижению величины $k_{з0}$.

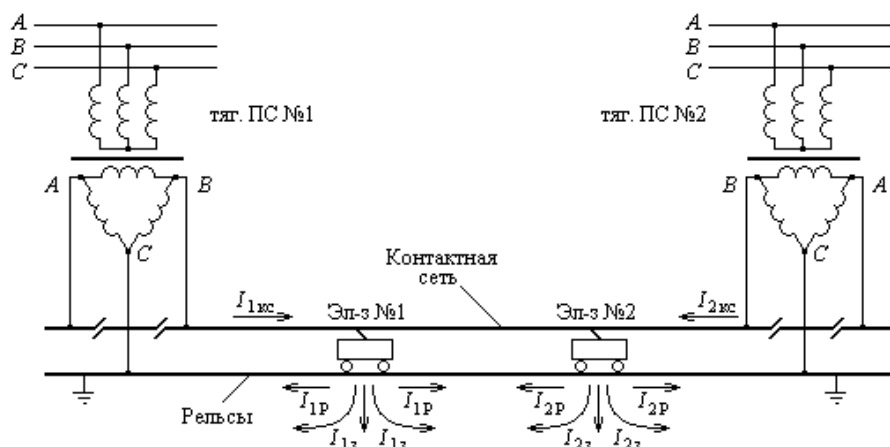


Рис.2. Схема электропитания участка Апатиты – Оленегорск и направления токов в контактной сети, рельсах и земле

Выводы

Экспериментальные и расчетные исследования, проведенные на однопутном участке железной дороги, проходящей в зоне высокоомных грунтов, показали, что коэффициент защитного действия рельсов при влиянии тяговой сети железной дороги на смежные линии зависит, при прочих равных условиях, от количества составов, движущихся по данному участку. При одинаковой нагрузке тяговой сети данный коэффициент в случае движения двух составов имеет меньшее значение (0.55), чем в случае движения одного состава (0.4), что, по-видимому, связано с частичной компенсацией питающих и обратных токов на участке между локомотивами.

Литература

1. Правила защиты устройств проводной связи и проводного вещания от влияния тяговой сети электрифицированных железных дорог переменного тока. – М.: Транспорт, 1989.
2. Закарюкин В.П. Электромагнитная совместимость устройств электрифицированных железных дорог: Методическое пособие. – Иркутск: ИрГУПС, 2003. 108 с.
3. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1 / Под ред. К.Г.Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. 256 с.
4. Костенко М.В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Учебное пособие. Л., изд. ЛПИ, 1984. – 56 с.
5. Дроздова О.В. Якубович М.В. Экспериментальные исследования распределения тяговых токов в рельсах и земле // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. – Сборник статей – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2008. – С. 122-128.
6. Дроздова О.В., Якубович М.В. Исследование влияния системы тягового электроснабжения переменного тока на отключенные линии электропередачи // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. Том 13, № 4/2, 2010. – С. 918-922.
7. Залесова О.В., Якубович М.В. Моделирование влияния железной дороги на линии электропередачи с учетом гармоник тяговой сети // Труды Кольского научного центра РАН. 2010. № 1 (1). С. 102-109.

Сведения об авторах

Залесова Ольга Валерьевна,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и технологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
эл.почта: Drozdova_nord@mail.ru

Якубович Марина Викторовна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и технологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
эл.почта: yakubovich@ien.kolasc.net.ru

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 629.9 (470.21)

В.А.Минин

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Дана характеристика современного состояния теплоснабжения городов Мурманской области. Представлены сведения об установленной мощности источников тепловой энергии, их структуре и объемах отпуска энергии.

Ключевые слова:

города Мурманской области, источники теплоснабжения.

V.A.Minin

HEAT SUPPLY OF THE CITIES OF THE MURMANSK REGION

Abstract

The characteristic of the modern state of heat supply of cities of the Murmansk region. Provides information about the installed capacity of the sources of thermal energy, their structure and volumes of release of energy.

Keywords:

city of Murmansk region, heat supply sources.

По результатам анкетного опроса теплоснабжающих организаций, проведенного в 2011 году Министерством энергетики и ЖКХ Мурманской области, выявлено, что общая установленная мощность более 130 действующих источников централизованного теплоснабжения региона составляет около 7160 Гкал/ч. На них вырабатывается около 11.8 млн Гкал тепловой энергии в год. Общая подключенная тепловая нагрузка абонентов составляет 3380 Гкал/ч (почти вдвое меньше установленной), что свидетельствует о значительном избытке генерирующих мощностей на большинстве действующих источников энергоснабжения. Основная часть тепловой энергии (более 70%) вырабатывается в 6 крупнейших городах области (Мурманске, Апатитах, Кировске, Мончегорске, Ковдоре, Североморске). В них сосредоточены самые крупные источники тепловой энергии региона (ТЭЦ и котельные).

Город Мурманск

При численности населения 307.3 тыс. чел. (2010 г.) город является крупнейшим в мире за Полярным кругом. Он вытянулся на 20 км вдоль восточного берега Кольского залива (рис.1.) и находится в 50 км от выхода в открытое Баренцево море. К северу от Мурманска в 20 км располагается г.Североморск. Своими южными микрорайонами Мурманск достиг города Кола.

Основные источники централизованного теплоснабжения города Мурманска представлены в табл.1. Из нее следует, что от шести наиболее крупных источников теплом снабжается более 90% всего жилого фонда города. К этим источникам относятся ОАО «Мурманская ТЭЦ» (включая котельные «Южная» и «Восточная»), котельные «Северная» и «Роста» ГОУТП «ТЭКОС» и ОАО «Мурманский морской рыбный порт».



Рис.1. Города Мурманской области

Таблица 1

Источники тепловой энергии г.Мурманска

Источники	Уст. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагр., Гкал/ч	Опуск тепла в 2010 г., тыс.Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Восточная котельная	390	153	563	ГМ-50	3
				КВГМ-100	3
Южная котельная	461	291	966	ДКВр-20	3
				ПТВМ-100	3
				КВГМ-100	2
Мурманская ТЭЦ	303	260	697	ТП-30	3
				ТП-35	1
				БМ-35	2
				ГМ-50	1
				ПТВМ-50	2
				ПТВМ-100	1
Северная котельная	375	224	638	ДКВР-25/13	5
				ПТВМ-30	4
				ГМ-50-14/250	6
Котельная «Абрам-мыс»	27	5	15	ДКВР-10/13	2
				ДКВР-25/13р	1
Котельная «Роста»	160	31	104	ГМ-50-14/250	2
				КВГМ-50	2
Котельная «Мурманского МРП»	150	32.5	107	ГМ-50-14/250	5
Котельная Мурманского морского торгового порта	15.6	14.9	28.9	ДКВР-10/13	1
				ДЕ-10/14ГМ	1
				Вологр. «Турбогерм»	1
Кот-я Мурман. судорем. завода Морского Флота	30	9.34	29.2	ДКВР-10/13	3
				ДКВР-20/13	1
Котельная ОАО «Завод ТО ТБО»	30	21.2	60	КЧД Дукла	2
Котельная на дизтопливе	1.52	0.94	3.4	ГТЕ-521	1
				ГТЕ-511	2
Котельная на угле	2.63	0.91	4.6	ЭС-Д5 пар	2
				ЭС-Д5 вод	3
				КСВр-0,8 вод.	1
				НИИСТУ 5М	2
Котельная «Мурманскводоканала»	1.1	1.1	1.7	КЭВ	2
Всего:	1946.85	1044.89	3217.8		73

Также в городе с 1986 г. работает завод по термической обработке бытовых отходов (ОАО «Завод ТО ТБО»). Часть тепловой энергии этого завода уже свыше 10 лет используется для теплоснабжения города и обеспечивает около 2,5-3% его теплопотребления. В состав котельной завода входят 2 котлоагрегата «КЧД Дукла». Используемый вид топлива – твердые бытовые отходы. С декабря 2010 г. введен в эксплуатацию паропровод, соединяющий завод с Восточной котельной ОАО «Мурманская ТЭЦ». Реализация этого мероприятия позволила использовать тепло, выделяемое при сжигании бытовых отходов, для получения высокотемпературного пара, подаваемого на Восточную котельную для нагрева воды. Конденсат, образующийся при охлаждении пара, поступает на завод для повторного использования.

Всего на отопление жилищной и производственной сфер в г. Мурманске работает 73 котла суммарной установленной мощностью 1946 Гкал/ч, которые в год вырабатывают более 3200 тыс. Гкал тепловой энергии.

Город Апатиты

Город расположен в центре Кольского полуострова (рис.1), его население – 59,7 тыс. чел. (2010 г.). В число основных предприятий города входят: АНОФ-2, Объединение «Апатитыстройиндустрия», ОАО «Северные кристаллы», Апатитская ТЭЦ, агрофирма «Индустрия», Кольский научный центр РАН. Единственным источником централизованного теплоснабжения города является Апатитская ТЭЦ филиала «Кольский» ОАО «ТЭК-1». Установленная тепловая мощность ТЭЦ оценивается в 735 Гкал/ч, отпуск тепловой энергии за 2010 год составил 1284 тыс. Гкал, из них на нужды ЖКХ – 590 тыс. Гкал. В качестве топлива на ТЭЦ используется уголь марок «Д» и «Г» Печорского и Кузнецкого угольных бассейнов. Структура турбинного и котельного оборудования Апатитской ТЭЦ представлена в табл.2. и 3.

Таблица 2
Состав турбинного оборудования Апатитской ТЭЦ

Турбина	Тип	Год ввода	Уст. электр. мощность, МВт	Тепл. мощность, Гкал/ч
№ 1	Т-36/45-90/2	1959	36	55
№ 2	Т-36/45-90/2	1959	36	55
№ 3	ПР-28-90/10/2	1960	28	90
№ 4	ПР-28-90/10/2	1960	28	90
№ 5	Р-21-90/8	1961	21	90
№ 6	Р-21-90/8	1961	21	90
№ 7	Т-85-90/2,5	1963	85	100
№ 8	Р-68-90/2,5	1963	68	165
Итого:			323	735

Таблица 3
Состав котельного оборудования Апатитской ТЭЦ

Котел	Тип	Год ввода	Давление пара, атм.	Температура пара, °С	Производит. котла, т/ч
№ 1	ПК-10п-2	1959	100	540	220
№ 2	ПК-10п-2	1959	100	540	220
№ 3	ПК-10п-2	1959	100	540	220
№ 4	ПК-10п-2	1960	100	540	220
№ 5	ПК-10п-2	1961	100	540	220
№ 6	ПК-10п-2	1961	100	540	220
№ 7	ПК-10п-2	1963	100	540	220
№ 8	ПК-10п-2	1963	100	540	220
№ 9	ПК-10п-2	1963	100	540	220
№ 10	ПК-10п-2	1964	100	540	220

Город Кировск

Располагается у подножия Хибинских гор (рис.1), население города – 28.6 тыс. чел. (2010 г.). Основным градообразующим предприятием является ОАО «Апатит». Источники централизованного теплоснабжения города Кировска и объектов, расположенных на подведомственной территории (табл.4), находятся в ведении этого предприятия. Основными потребителями тепловой энергии района являются горнодобывающие предприятия ОАО «Апатит». На их теплоснабжение работают четыре из пяти котельных, показатели которых приведены в табл.4. Только котельная г.Кировска до 2013 г. была в основном ориентирована на удовлетворение потребностей жилищно-коммунальной сферы и населения. Доля сторонних организаций в отпуске тепла котельной г.Кировска составляла 27%. С осени 2013 г. теплоснабжение г.Кировска осуществляется от Апатитской ТЭЦ с использованием теплопровода длиной около 15 км. Сведений о показателях такого варианта теплоснабжения города пока не имеется.

Таблица 4

Источники теплоснабжения города Кировска

Источники теплоснабжения	Установл. мощность, Гкал/ч	Оборудование		Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал
		тип котла	к-во		
Котельная г.Кировска	281	ТП-35-У	3	59.8	503.3
		КВГМ-50	2		
		КВГМ-100	1		
Котельная Кировского рудника	120	ДЕ-25-14-225	6	13.5	114.1
		ПТВМ-30	1		
Котельная АНОФ-3	150	ГМ-50-250	5	34.8	273.6
Котельная Восточного рудника	48	ДКВР-10-13	3	12.1	100.7
		ДЕ-25-14-194	2		
Котельная Центрального рудника	33	ДКВР-10-13	3	8.2	79.1
		ДЕ-25-14-194	1		
Итого:	632		27	128.4	1070.8

Город Мончегорск

Расположен в центре Кольского полуострова (рис.1), соединен железной дорогой со станцией Оленегорск. Население города составляет около 45.4 тыс. чел.

Основной источник теплоснабжения города Мончегорска – ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК». Установленная тепловая мощность ТЭЦ составляет 828 Гкал/ч, подключенная нагрузка – 299 Гкал/ч. Перечень оборудования ТЭЦ приведен в табл.5. Отпуск тепловой энергии всем потребителям от ТЭЦ (включая собственное потребление комбината и потери в сетях) в 2010 году составил 1145 тыс. Гкал (в том числе населению – 572 тыс. Гкал).

Таблица 5

Показатели источников теплоснабжения в Мончегорске

Населенный пункт, название котельной	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подключ. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»	806	379	1232	ПТВМ-50	1
				КВГМ-100	5
				Фостер-Уиллер	2
				ГМ-50-1	4
				БКЗ-75	2
Котельная МУП «Городское благоустройство»	2.0	0.7	3.1	Богатьрь КВ-1.16К	1
				КВр-1.16	1
Всего:	808	379.7	1235.1		16

Город Оленегорск

Город находится в центральной части Кольского полуострова (рис.1), население – 23.1 тыс. человек. Основным градообразующим предприятием является Оленегорский горно-обогатительный комбинат, разрабатывающий Оленегорское железорудное месторождение. В городе имеется также ОАО «Оленегорский механический завод», выпускающий запчасти и оборудование для горно-металлургических предприятий.

Основной источник теплоснабжения Оленегорска – угольная котельная ООО «ТЭК» (табл.6) установленной мощностью 240 Гкал/ч. Основное оборудование котельной: 4 котла БелКЗ-75/39-100/13ФБ. Используемый вид топлива – каменный уголь Интинского, Кузнецкого и Воркутинского бассейнов.

Таблица 6

Показатели источников теплоснабжения в г.Оленегорске

Источники	Установл. мощность, Гкал/ч	Подключ. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Котельная ООО «ТЭК»	240	164	571	БелКЗ-75/39-100	4

Город Полярные Зори

Расположен в южной части Кольского полуострова (рис.1). Население города составляет 15.1 тыс. чел. (2010 г.). Основным градообразующим предприятием является Кольская атомная электростанция, на которой работает около 2000 человек. На муниципальных предприятиях города заняты еще около 1000 чел. В городе также работают ОАО «Атомэнергоремонт», Кольская электромонтажная компания «ГЭМ», ОАО «Энергоспецмонтаж», монтажно-строительное управление № 10.

Источники теплоснабжения г.Полярные Зори – это объединенные в единый технологический комплекс мазутная котельная ОАО «Тепловодоснабжение» мощностью 117 Гкал/ч и электрокотельная Кольской атомной станции филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» мощностью 56 МВт (48 Гкал/ч). Кроме того, часть потребителей, расположенных в непосредственной близости от Кольской АЭС, получают тепловую энергию непосредственно от атомной станции.

Характеристики перечисленных источников теплоснабжения приведены в табл.7. Основное оборудование котельной ОАО «Тепловодоснабжение» включает семь котлоагрегатов типа Е-25/15ГМ. Топливо – мазут топочный марки М-100. Оборудование электрокотельной Кольской АЭС включает четыре электрических котлоагрегата типа КЭПр 14000/6.3 суммарной установленной мощностью 56 МВт.

Таблица 7

Показатели источников теплоснабжения г.Полярные Зори

Населенный пункт	Установл. тепловая мощность, Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Мазутная котельная	117	88.2	137.7	Е-25/15ГМ	4
				Е-25/15ГМ	3
				КЭВ 4000/10	3
				КЭВ 1600/10	1
				КЭВ 175	2
Эл. кот. КАЭС	48	48	126	КЭПр 14000/6.3	4
Всего:	165	136.2	263.7		17

Непосредственно от Кольской АЭС в 2010 году было отпущено 126 тыс. Гкал, из которых 92% было использовано объектами, административно подчиненными атомной станции, отпуск внешним потребителям составил 8%.

Город Кандалакша

Город Кандалакша расположен в южной части Мурманской области на побережье Кандалакшского залива Белого моря. Градообразующим предприятием города является Кандалакшский алюминиевый завод (КАЗ), принадлежащий группе «РУСАЛ». Кроме того экономика города представлена морским портом, опытным машиностроительным заводом, авторемонтным заводом, железнодорожной станцией Кандалакша, автоколонной № 1443.

Источниками теплоснабжения города Кандалакша являются котельные № 1, 21, 8 и 10 ГОУТП «ТЭККОС», из которых три первые работают на мазуте, а последняя – на дизтопливе. В дополнение к этим котельным имеется котельная ООО «Центра коммунальных технологий» (ЦКТ), электрокотельная ОАО «Кандалакшской горэлектросети», угольная котельная МУП «Недвижимость Кандалакши», а также электрокотельная Кандалакшского дорожного ремонтно-строительного предприятия. Основные показатели работы всех перечисленных котельных города представлены в табл.8. Из таблицы следует, что на три самые крупные котельные города приходится 240 Гкал/ч тепловой мощности (91%) и 435 тыс. Гкал выработки (97%). На этих котельных задействовано 15 крупных котельных агрегатов мощностью от 6 до 30 Гкал/ч. На остальные 5 мелких котельных приходится всего около 3% годовой выработки, но на них задействован 21 котел малой производительности.

Таблица 8

Показатели источников теплоснабжения города Кандалакша

Источник теплоснабжения	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Котельная № 1 ГОУТП «ТЭККОС»	111	62.6	184	ПТВМ-30М	2
				ДЕ-25-14-ГМ	3
				ДКВР-10/13-25	1
Котельная № 21	51	39.9	112	ДКВР-10/13-25р	1
				ДКВР-10/13	1
				ДЕ-25/14	1
				ДКВР-20/13	2
Котельная № 8а	3.2	1.8	4.4	Е-1,0-0,9М-3	2
				Е-1,0-0,9Г-3	1
				Е-1,0-0,9Р-3	1
				Братск	1
Котельная № 10 (на дизтопливе)	4.2	1.3	3.9	Минск	1
				Братск	3
				Факел	2
Котельная «Центра коммун. технологий»	78	41.7	138.8	ДКВР-20/13	1
				ТП-30	2
				К-50-14	1
Эл. кот. «Канд. горэлектросети»	2.16	0.91	1.4	ЭЛКО М	3
Уг. кот. МУП «Недв. Канд.»	0.27	0.25	1.94	У-6	3
Эл. кот. Канд. ДРСИ	0.35	0.34	0.88	ЭЭП-100/160	4
Всего:	250.18	148.8	447.32		36

Город Ковдор

Расположен на юго-западе Кольского полуострова (рис.1). Этот район получил свое экономическое развитие в связи с освоением месторождения железной руды. В 50-е годы прошлого века был создан Ковдорский горно-обогатительный комбинат, который до сих пор является основным градообразующим предприятием города. Население Ковдора, являющегося районным центром, составляет 18.8 тыс. чел. (2010 г.).

Основным источником теплоснабжения города и объектов ОАО «Ковдорский ГОК» является ТЭЦ горно-обогатительного комбината. Основное оборудование ТЭЦ представлено в табл.9. Используемый вид топлива – топочный мазут марки М-100. Установленная тепловая мощность ТЭЦ – 503 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка 205 Гкал/ч, отпуск тепловой энергии за 2010 год составил 777 тыс. Гкал.

Таблица 9

Показатели источников теплоснабжения г.Ковдор

Источник тепла	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
ТЭЦ «Ковдорского ГОКа»	503	205	777	ТП-35-У	3
				ГМ-50	3
				ПТВМ-50	3
				КВГМ-100	2
Итого:	503	205	777		11

Город Кола

Кольский муниципальный район располагается в северо-западной части Кольского полуострова (рис.1). Районный центр город Кола находится в приустьевой части рек Кола и Тулома, впадающих в Кольский залив Баренцева моря. Население – 10.1 тыс. чел. Город удален от Мурманска на 12 км. Основным источником централизованного теплоснабжения города является котельная ГОУП «ТЭКОС» мощностью 78 Гкал/ч (табл.10). Часть тепловой нагрузки Колы (3,3 Гкал/ч) обеспечивается от Южной котельной г.Мурманска, принадлежащей ОАО «Мурманская ТЭЦ».

Таблица 10

Показатели котельной г.Кола

Населенный пункт	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Котельная г.Кола ГОУП «ТЭКОС»	78	43.2	98.7	ДКВР 20/13	4
				КВГМ-10	3
Итого:	78	43.2	98.7		7

Город Заполярный и поселок городского типа Никель

Эти населенные пункты относятся к Печенгскому муниципальному району и располагаются в крайней северо-западной части Кольского полуострова (рис.1). Административным центром района является поселок городского типа (п.г.т.) Никель, его население по итогам переписи 2010 г. составляло 12.8 тыс. человек. Другим крупным населенным пунктом района является город Заполярный (15.8 тыс. чел.). Градообразующим предприятием этих двух городских поселений является горно-металлургический комбинат «Печенганикель», входящий в состав «Норильского Никеля». Показатели работы основных источников теплоснабжения населенных пунктов приведены в табл. 11.

Таблица 11

Показатели источников теплоснабжения г.Заполярный и п.г.т. Никель

Населенный пункт	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
г.Заполярный, ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»	230	129	408	ПТВМ-50	1
				КВГМ-50	1
				ГМ-50-1	4
				Е-50-40 ГМ	1
п.г.т.Никель, ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»	180	26.2	236.1	ДКВ 6,5/13	3
				ДКВ 10/13	3
				ПТВМ 50	2
				КВГМ 50	1
Итого:	410	155.2	644.1		16

Город Североморск

Закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Североморск с населением около 50 тыс. чел. располагается примерно в 20 км к северо-востоку от Мурманска (рис.2). Градообразующими предприятиями города являются судоремонтные и строительные предприятия, заводы молочный, колбасный и безалкогольных напитков. Теплоснабжение Североморска обеспечивает МУП «Североморские тепловые сети». Структура теплогенерирующего оборудования, его установленная мощность и годовая выработка представлены в табл.12. Основное топливо котельных – мазут, в отдельных случаях используется уголь и дизельное топливо.



Рис.2. Расположение закрытых административно-территориальных образований (ЗАТО) Мурманской области

Таблица 12

Показатели источников теплоснабжения г.Североморска

Название котельной	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Котельная 1 района	175	53.8	271.1	ДЕ 25/14	5
				ПТВМ 30	5
Котельная 2 района	180	78	328.8	ДЕ 25/14	6
				ПТВМ 30М	3
Котельная 6 района	55.2	13.3	54.6	ДЕ 10/14	1
				ДЕ 16/14	2
				КВГМ 10	3
Котельная «Кортик»	5.3	1.8	7.8	НИИСТУ 5	5
				НИИСТУ 8	2
Уг. котельная, ул. Восточная	1.7	0.7	3.2	«Нева» КП26-1	1
				«Нева» КВ-Р-0.8	3
Итого:	417.2	147.6	665.5		36

Город Александровск

Закрытое административно-территориальное образование город Александровск расположено севернее Мурманска. Численность населения по данным переписи 2010 г. составила 42.8 тыс. человек. Оно образовано путем слияния существовавших ранее трех ЗАТО: Гаджиево (бывшего Скалистого), Снежногорска и Полярного (рис.2). Градообразующим предприятием Снежногорска является судоремонтный завод «Нерпа». Теплоснабжение ЗАТО Александровск ведется от пяти котельных, которые располагаются в названных населенных пунктах (табл.13).

Таблица 13

Показатели работы котельных в ЗАТО Александровск

Населенный пункт	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
Полярный	105	58.3	250	ДЕ 25/14	7
Снежногорск	109.9	50.2	174	ПТВМ 30М	2
				КВГМ 30-150	1
				КПЖ 2.5-0.8М	2
				83V-4	2
Снежногорск-2	54	49	52	ДКВР 20/13	2
				ДЕ 25/14	2
Гаджиево	75.1	33.4	109	ДЕ 25/14	5
Итого:	344	190.9	585		23

ЗАТО поселок Видяево

Поселок находится в 40 км к северу от Мурманска (рис.2). Численность населения по итогам переписи 2010 г. составляет 5771 человек. Теплоснабжение населенного пункта осуществляется от котельной, имеющей шесть котлоагрегатов суммарной мощностью 40.8 Гкал/ч. Годовое потребление тепловой энергии поселка составляет более 70 тыс. Гкал (табл.14).

Таблица 14

Показатели работы котельной в ЗАТО поселок Видяево

Населенный пункт	Уст. тепл. мощн., Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Котлы	
				марка	к-во
п.Видяево	40.8	26.2	72.5	ДКВР 10/13	1
				ДЕ 16/14	4
				ДЕ 10/14	1

Таблица 15

Общая характеристика источников теплоснабжения городов и поселков городского типа Мурманской области (по состоянию на 01.01.2011 г.)

Населенный пункт	Уст. тепл. мощность, Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла, тыс.Гкал	К-во источников	К-во котлов
Мурманская область, всего	7162	3381	11784	136	648
в т.ч. города и п.г.т.	6570	3167	10934	46	282
из них:					
Мурманск	1947	1045	3218	13	73
Апатиты	735	397	1284	1	10
Кировск	632	128	1071	5	27
Мончегорск	808	380	1235	2	16
Оленегорск	240	164	571	1	4
Ковдор	503	205	777	1	11
Полярные Зори	165	136	264	2	17
Кандалакша	250	149	447	8	36
Кола	78	43	99	1	7
Заполярный	230	129	408	1	7
Никель	180	26	236	1	9
ЗАТО Североморск	417	148	666	5	36
Александровск	344	191	585	4	23
Видяево	41	26	73	1	6

Выводы

1. Теплоснабжение городов и поселков городского типа Мурманской области осуществляется от 46 источников (ТЭЦ и котельных) общей установленной мощностью 6570 Гкал/ч (табл.15.). Это одна треть (33%) от общего количества источников в Мурманской области, но на них за год вырабатывается около 10.9 млн Гкал или 93% всей тепловой энергии.

2. Общая подключенная тепловая нагрузка абонентов городов и поселков городского типа Мурманской области составляет 3167 Гкал/ч (вдвое меньше установленной мощности котельных), что свидетельствует об избытке мощностей на большинстве источников энергоснабжения, возможности полного удовлетворения потребностей как в настоящее время, так и в перспективе.

Сведения об авторе

Минин Валерий Андреевич,

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

УДК 332.146: 620.9 (470.21)

В.В.Победоносцева

О ВЛИЯНИИ КОНЪЮНКТУРЫ РЫНКА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ НА ПРОЦЕСС ПОВЫШЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Аннотация

Рассмотрены некоторые вопросы региональной энергоэффективности с учетом происходящих изменений на внутреннем и внешнем рынках нефти, газа и электроэнергии. Сделаны выводы о необходимости улучшения качества прогноза состояния и конъюнктуры мирового рынка энергоносителей и актуализации Энергетической стратегии РФ на период до 2030 года. Отмечено возрастание роли организационно-экономического управления процессом повышения региональной энергоэффективности на принципах стратегического планирования.

Ключевые слова:

энергетическая стратегия, региональная энергоэффективность, рынок энергоносителей.

V.V.Pobedonostseva

ABOUT INFLUENCE OF THE MARKET OF ENERGY CARRIERS AT IMPROVING REGIONAL ENERGY EFFICIENCY IN THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION

Abstract

Addressed some of the issues of the regional energy efficiency taking into account the ongoing changes on the domestic and foreign markets of oil, gas and electricity. Conclusions are made about the need to improve the quality of the forecast of a condition and a conjuncture of the world market of energy resources and actualization of the Energy strategy of Russia for the period until 2030. The marked increase of the role of organizational and economic management of the process of improving regional energy efficiency on the principles of strategic planning.

Keywords:

the energy strategy, the regional energy efficiency, the energy market.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030) [1], определяет приоритеты долгосрочного развития всего топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Реализация ЭС-2030 предполагает три этапа. Первый (до 2013-2015 гг.) включает преодоление кризисных явлений в экономике и энергетике, создание необходимых условий и снятие ограничений для ускоренного посткризисного развития, а также использование условий экономического кризиса для качественного обновления и модернизации ТЭК. На втором этапе (до 2020-2022 гг.) ожидается общее повышение энергоэффективности экономики и энергетике, инновационное обновление отраслей ТЭК и ускоренная реализация энергетических проектов в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, полуострове Ямал и на шельфе арктических морей. Третий этап (до 2030 г.) характеризуется высокоэффективным использованием традиционных энергоресурсов и постепенным переходом к энергетике будущего.

Основные положения ЭС-2030 должны использоваться при разработке и корректировке стратегий и программ социально-экономического развития, энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации, генеральных схем и программ развития отраслей ТЭК, комплексных программ по энергетическому освоению новых регионов.

Логика государственной энергетической политики основана на сочетании традиционной и модернизационной инвестиционных стратегий, что позволяет рассчитывать: во-первых, на замещение экстенсивных (добыча первичных энергоресурсов, строительство новых генерирующих и сетевых мощностей) инвестиционных затрат меньшими по объему интенсивными (модернизация, энергосбережение и повышение энергоэффективности), обеспечивающими адекватный прирост мощности; во-вторых, на улучшение управляемости спросом, повышая его эластичность; в-третьих, на снижение энергоемкости ВВП без снижения темпов его роста, увеличивая производство высокотехнологичной продукции с высокой добавленной стоимостью; в-четвертых, на появление в муниципальных образованиях потенциально привлекательных (хорошо оплачиваемых) квалифицированных рабочих мест в сфере энергосбережения, прежде всего для малого бизнеса.

Прогноз изменения структуры потребления первичной энергии и конъюнктуры мирового рынка энергоносителей (рис.1-3) [2], выполненный Институтом энергетических исследований РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ по трем сценариям (базовый – на основе уже освоенных энергетических технологий и версии базового сценария в случае успеха или неудачи новых технологических решений), указывает на потенциальные риски для энергетике и экономики России – замедление роста ВВП до одного процентного пункта в год из-за уменьшения экспорта энергоресурсов.

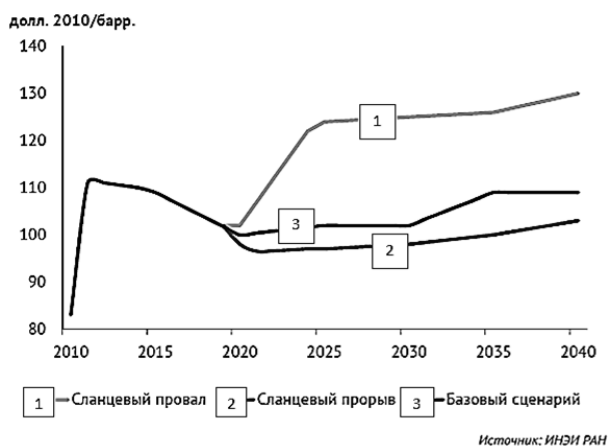


Рис.1. Балансовые цены нефти по трем сценариям

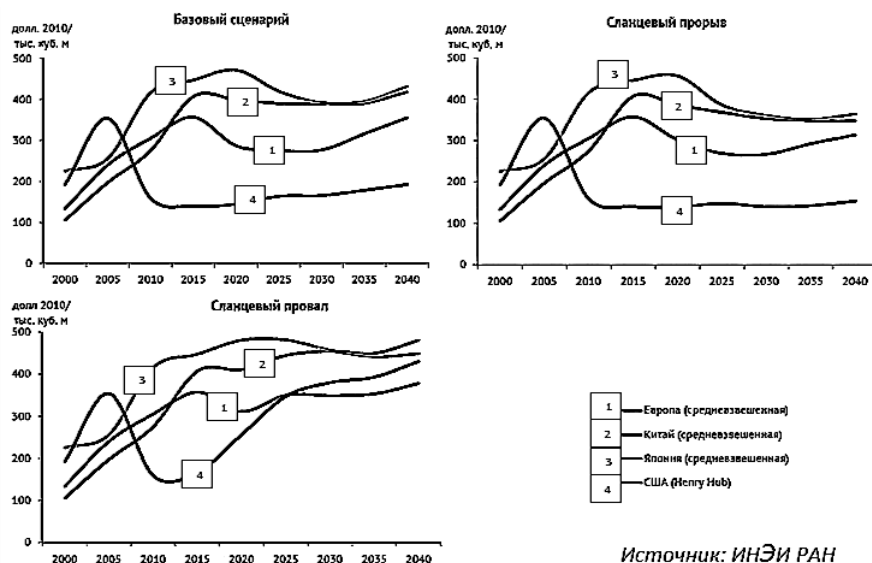


Рис.2. Динамика балансовых цен на газ по трем сценариям

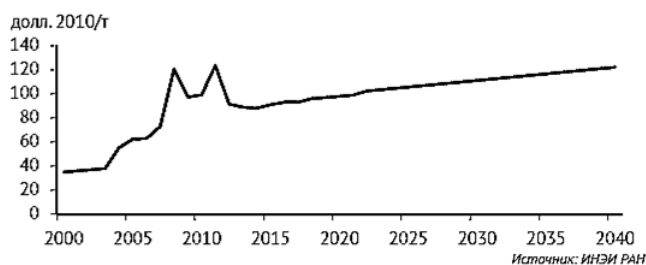


Рис.3. Средневзвешенные импортные цены на энергетический уголь, базовый сценарий

Доля трудно извлекаемого сырья в мировой структуре добычи нефти за последние годы выросла почти до 20%. США снижают свою нефтяную зависимость и превращаются из крупнейшего импортера в экспортера. Центр спроса на нефть смещается в страны азиатско-тихоокеанского региона (АТР). Для трубопроводного газа конкуренцию составляют сланцевый и сжиженный природный газ (СПГ) с формированием спотовых цен, т.е. на основе баланса спроса и предложения. Из рис.2 понятно принятие решения о приостановке освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ), ориентированного преимущественно на поставку СПГ в США. С учетом роста инвестиций в сферу глубокой нефтепереработки (в 2012 году объем инвестиций в нефтепереработку составил 174 миллиарда рублей) и нефтехимии, по-видимому, следует ожидать снижения предложения и, следовательно, возрастания стоимости мазутного топлива.

Снижение темпов роста мировой экономики отчетливо показало приоритет не экологических, а экономических факторов в концепции устойчивого развития. Это проявляется в замедленной реакции большинства развитых стран на процесс пролонгации Киотского протокола, в отказе развивающихся стран присоединиться к Киотскому протоколу, чтобы не ограничивать свое развитие и не консервировать низкий уровень жизни своих граждан. Также это проявляется в строительстве генерирующих мощностей в Европе на относительно дешевом импортируемом угле (рис.3) и в снижении бюджетных затрат на дотирование тарифа возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

В экономике СССР стоимость энергии, используемой как для производственных, так и для бытовых нужд, в едином народнохозяйственном комплексе, определялась исходя из геополитической необходимости заселения и социально-экономического развития регионов государства. Высокая структурная и отраслевая энергоёмкость производимых продуктов не имела принципиального значения, поскольку товары с низкой добавленной стоимостью и высокой энергоёмкостью потреблялись на внутреннем рынке, понижая удельную энергоёмкость конечного продукта страны. Энергосберегающая политика строилась на расчетах физических (натуральных) показателей экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), поскольку был один бенефициар – общество (государство). В условиях рыночных отношений ключевыми являются финансовые показатели потенциальных выгодоприобретателей, иногда имеющих разнонаправленные векторы интересов.

Снижение темпов прироста электропотребления после 2017 года (рис.4 [3]) связано с ожидаемой технологической модернизацией промышленного, в первую очередь энергоёмкого металлургического, производства и развитием энергосберегающих технологий.

Заявленными целями реформирования единой системы энергетики России являлись «обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей» [4]. Решить эту задачу предполагалось привлечением частных инвестиций для модернизации отрасли, чему способствовал завышенный прогноз роста ВВП и соответственно спроса на электроэнергию. В соответствии с законодательством РФ «инвестиционная деятельность – это вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта» [5]. Результирующей разнонаправленных векторов интересов потенциальных выгодоприобретателей явилась модель потребительского рынка электроэнергии и мощности (товара инвестиционного рынка) с разделенными естественно-монопольными (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентными (производство и сбыт электроэнергии, ремонт, сервис) видами деятельности. Все методы установления тарифов основаны на необходимой валовой выручке (НВВ).

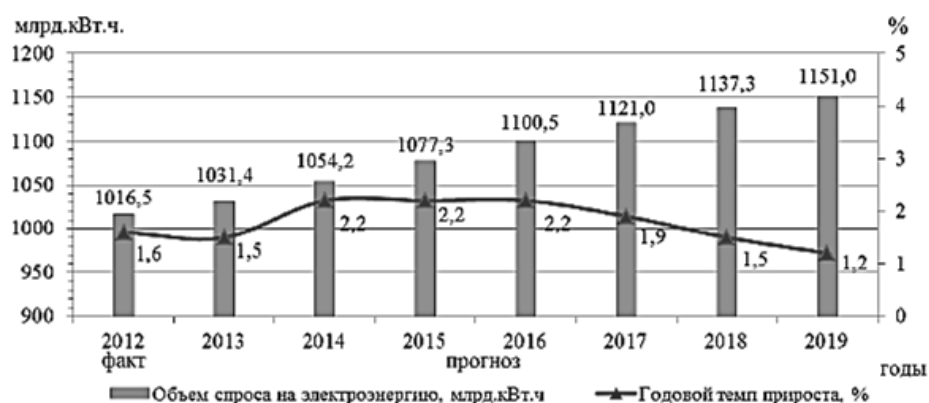


Рис.4. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на 2013-2019 годы

Важнейшей характеристикой энергетической и экономической эффективности является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ).

Принятая модель ценообразования [6, 7] ориентирована на защиту устойчивости (гарантии прибыльности) бизнеса собственников электростанций даже в условиях избытка мощности:

- построенным энергоблокам гарантируется приоритетная загрузка после ввода в эксплуатацию;

- платежи потребителей за электроэнергию обеспечивают не только возмещение затрат на производство, но и ускоренную амортизацию капитальных вложений (15 лет вместо 35), а также прибыль на капитал, рассчитанную исходя из ставки 14% годовых;

- электростанции, не прошедшие конкурентный отбор мощности (КОМ), но продолжающие работать в вынужденном режиме, получают компенсации всех затрат с рынка мощности;

- рост цены на органическое топливо (условно-переменные затраты) автоматически и в полной мере возмещается потребителями (маржинальная нерегулируемая цена), существенно увеличивая прибыльность ГЭС;

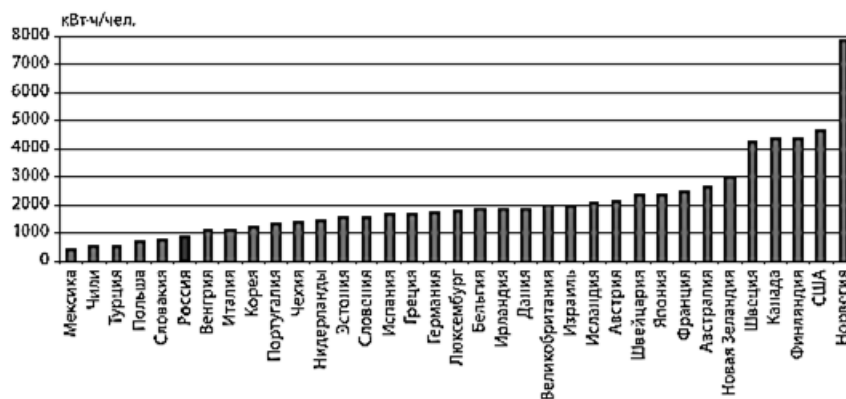
- цена для всех электростанций устанавливается на уровне цены самого затратного генерирующего объекта, получившего допуск к выработке электроэнергии, обеспечивая дополнительную доходность АЭС и ГЭС.

Необоснованно высокие инвестиционные затраты привели к избыточности генерирующей мощности (товара инвестиционного рынка), что, в свою очередь, на потребительском рынке вызвало избыточный рост тарифов [8].

РАВ-тарифы в российской действительности, в самом деле, оказались привлекательными для инвесторов, однако потребители столкнулись со значительным ростом тарифов без какой-либо надежды на их снижение в долгосрочной перспективе. Поэтому в ближайшие годы ограниченные инвестиционные ресурсы предполагается концентрировать на направлениях максимальной отдачи, исходя из принципа обеспечения надежности и внедрения квазиконкурентной среды (бенчмаркинга) [9].

Такая модель рынка привела к значительному росту тарифов. Думается, что это связано не столько с тем, что не удалось достигнуть «совершенной» конкуренции, сколько с фундаментальным свойством рынка – стремлением к максимизации прибыли с использованием любого благоприятного положения, т.е. в данном случае желанием получить «дополнительную» прибыль вследствие завышенного прогноза роста ВВП и спроса на электроэнергию. В конце 2012 года российские внутренние цены на электроэнергию в промышленности сравнялись с ценами в США. Как и предполагалось [10], в этих условиях российские холдинги, производящие энергоемкую продукцию, начинают планировать развитие собственной генерации (распределенной или автономной). Отсюда следует, что стимулирование энергосбережения в России путем повышения цен на энергоносители до уровня мировых вряд ли оправдано, поскольку может тормозить процесс модернизации экономики.

Это относится и к введению социальных норм на потребление коммунальных ресурсов, прежде всего электроэнергии, поскольку потребление электроэнергии домохозяйствами в России и так невелико (рис.5). В этом случае целью является не столько экономия индивидуальных потребителей, сколько снижение затрат на перекрестное субсидирование (тарифы для населения на электроэнергию ниже тарифов для промышленности). Между тем, для бытовых потребителей естественным ограничителем является недостаточная установленная мощность внутридомовых электросетей в многоквартирных жилых домах (МКД), построенных несколько десятилетий тому назад. Это обстоятельство не позволяет в полной мере обеспечить технологическое присоединение современного набора бытовых электроприборов (холодильник, стиральная и посудомоечная машины, электрочайник, микроволновая печь и др.). Поэтому энергосбережение потребителей (уменьшение спроса) должно стимулироваться увеличением спроса (снижением цен) на бытовые приборы меньшей потребляемой мощности.



Источник данных: МЭА и Росстат

Рис.5. Электропотребление в бытовом секторе России и странах-членах ОЭСР

Изменение географии спроса на электрическую энергию создает проблемы содержания недогруженных электрических сетей, потребности в новых инвестициях в электрические сети на новых площадках и соответствующего повышения тарифа в условиях отсутствия роста спроса в целом. Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию «запертой» мощности. В период до 2019 года в Мурманской области по-прежнему прогнозируется наличие «запертой» мощности. В связи с планируемым выводом из эксплуатации Кольской АЭС (в рассматриваемый перспективный период предполагается вывод из эксплуатации первых двух энергоблоков мощностью по 440 МВт до 2019 года, энергоблоков № 3 и № 4 мощностью по 440 МВт – в период до 2090 года) и при отсутствии замещающих мощностей в целях предотвращения возникновения не покрываемого дефицита мощности на севере Мурманской области необходимо рассмотреть вопрос о сооружении замещающей мощности на Кольской АЭС-2 со строительством объектов 330 кВ и выше. Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства Северной ПЭС в Мурманской области (12 МВт в 2016 году) [3].

К общероссийским проблемам коммунальной энергетики (высокая изношенность распределительных тепловых сетей и большие потери при передаче тепловой энергии; низкая эффективность работы малых источников тепловой и электрической энергии и высокая изношенность их оборудования) добавляются проблемы дорогостоящего привозного топлива, а также избыточная мощность объектов генерации, поскольку характерные для России последних 20 лет «масштабная деиндустриализация» и демографический спад, усугубляются на территории Крайнего Севера РФ «отрицательной» миграцией.

При реформировании единой системы энергетики и установлении новых рыночных правил не в полной мере учитывался пространственный аспект российской экономики. Например, энергетический комплекс Мурманской области отличается, с одной стороны, наличием избыточных мощностей, обусловленным недостаточной связью с Объединенной энергосистемой Северо-Запада, и повышенными требованиями к снижению удельного энергопотребления, с другой стороны. Имея избыточную энергосистему, Мурманская область ввозит большое количество топочного мазута. Основными инвестиционными рисками реализации проектов повышения энергоэффективности являются: высокая структурная электроемкость региональной промышленности, ориентированной на дешевую электроэнергию, генерируемую близко расположенными источниками; тарифный дисбаланс при продаже тепловой энергии; снижение ее потребления в промышленном секторе; задолженность потребителей.

Подключенная тепловая нагрузка в Мурманской области почти вдвое меньше установленной мощности источников централизованного теплоснабжения (значительный избыток генерирующих мощностей), т.е. наблюдается крайне низкое значение КИУМ. На котельные малой мощности (до 25 Гкал/ч), количество которых составляет почти 70% от общего количества источников теплоснабжения, приходится всего 7.5% общей выработки тепловой энергии также с очень низким значением КИУМ. Дисбаланс затрат на топливо и доходов от продажи тепловой энергии (табл.1)* приводит к высоким расходам бюджетных средств на сдерживание роста тарифов.

Таблица 1

Сравнительный анализ фактической себестоимости производства 1 Гкал тепловой энергии и тарифа реализации в первом полугодии 2012 года в муниципальных образованиях Мурманской области

Муниципальные образования	Реализовано т/энергии в 1 полугодии 2012 г., тыс. Гкал.	ТАРИФ реализации, руб/Гкал	Себестоимость производства, руб/Гкал.	Убытки от реализации, тыс. руб.
Мурманск	404.794	1 893	2 177	-115 204
Кола	49.268	1 846	2 184	-16 663
Молочный	23.532	2 314	2 597	-6 653
Мурмаши	12.798	2 281	3 077	-10 187
Верхнегуломский	7.120	2 314	3 354	-7 409
Кильдинстрой	9.109	2 314	3 593	-11 649
Шонгуй	5.004	2 314	3 784	-7 357
Ловозеро	16.337	2 678	3 132	-7 410
Ревда	49.608	1 899	2 225	-16 117
Высокий	20.282	2 374	3 927	-31 487
Гаджиево	45.169	2 013	2 676	-29 951
Североморск	401.355	2 191	2 801	-244 908
Снежногорск	81.454	1 989	2 601	-49 788
Никель	93.431	1 406	3 106	-158 807
Полярный	106.704	2 215	2 650	-46 419
Корзуново	1.808	1 667	3 683	-3 644
Кандакша	1.788	2 246	10 806	-15 305
Зеленоборский	0.248	2 776	15 759	-3 2120
Умба	0.491	2 604	9 828	-3 547
ВСЕГО	1 330.300	2 018	2 609	-785 722

С общетеоретических позиций использование электроэнергии для теплоснабжения представляется нерациональным вследствие высокой энергоемкости (ресурсоемкости) ее производства. Однако фактором энергоемкости можно пренебречь при производстве электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и, в некоторой степени, АЭС. С целью снижения мазутозависимости Мурманской области и учитывая ее особенности, представляется возможным использование для теплоснабжения в зоне ВИЭ, включая ГЭС и КАЭС, электрокотельных с маржинальным тарифом (без оплаты генерирующей мощности, поскольку ее избыток уже оплачен на долгосрочном рынке мощности (ДРМ) при отборе в рамках КОМ), по крайней мере, на период «запертой» энергосистемы Мурманской области (до 2020 года).

* Из доклада генерального директора ОАО «Мурманэнергосбыт» «Стратегия развития объединенной теплоснабжающей компании и (ОТК) на базе ОАО «Мурманэнергосбыт» в Мурманской областной Думе 25.09.2012 г.

Представляется возможным и целесообразным строительство угольных котельных (вблизи железной дороги) и ВИЭ (ВЭУ – ветроэнергетические установки [11] и малые гидроэлектростанции [12]) на территории отдаленных малых поселений, заключая энергосервисные контракты, устойчивость которых может обеспечиваться финансами в размере бюджетного дотирования тарифного дисбаланса. Тем более что Постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 [13] с целью стимулирования использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности определен механизм продажи мощности квалифицированных генерирующих объектов, предусмотренный Правилами оптового рынка [7] и утверждены Правила определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ путем заключения договоров, аналогичных договору предоставления мощности (ДПМ). Все возобновляемые источники энергии должны в обязательном порядке пройти процедуру квалификации. **Постановлением Правительства РФ от 03.06.2008 № 426 (ред. от 17.02.2014 № 116) [14] утверждены Правила квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии.**

Таблица 2

Сравнительный анализ себестоимости производства 1 Гкал тепловой энергии в час для различных видов топлива без учета стоимости доставки первичного энергоносителя

Топливо	Теплотворная способность топлива, Ккал/кг	Стоимость топлива, руб/т	Расход топлива на 1 Гкал/ч	Стоимость топлива для выработки 1 Гкал, руб/Гкал,
Мазут	9350	12000	130	1560
Сжиженный газ (пропан-бутан 50/50)	11403	16000	97	1552
Природный газ Регулируемая цена на 2011 год	8000 Ккал/м ³	3962 руб/1000м ³	135.8 м ³ /ч	538
Природный газ Коммерческая цена	8000 Ккал/м ³	5151 руб/1000м ³	135.8 м ³ /ч	695
Уголь	5500	3700	216	800
Бурый уголь	4200	800	283	226
Горфобрикеты	3800	2000	310	620
Древесные пеллеты	4000	4500	284	1278
Щепа	2150	500 руб/м ³ пл.	547 (0.75/м ³ пл.)	375

Цена на мощность, поставляемую по ДПМ ВИЭ, определяется коммерческим оператором оптового рынка для каждого из указанных в таких договорах генерирующих объектов: солнечной, ветровой и гидрогенерации (установленной мощностью менее 25 МВт), как произведение доли затрат, компенсируемой за счет платы за мощность в год, в котором производится продажа мощности, и суммарных затрат данного генерирующего объекта.

Суммарные затраты включают в себя разность плановой величины капитальных затрат и величины бюджетных субсидий; величину эксплуатационных затрат, определенную исходя из значения удельных эксплуатационных затрат; расходов на уплату налога на имущество.

Величины удельных эксплуатационных затрат в 2012 году:

- для объекта солнечной генерации – 170 тыс. руб/МВт в месяц;
- для объекта ветровой генерации – 118 тыс. руб/МВт в месяц;
- для объекта гидрогенерации – 100 тыс. руб/МВт в месяц.

Величина удельных эксплуатационных затрат индексируется за период с 1 января 2012 г. до 1 января года, в котором производится продажа мощности.

Для расчета цены на мощность к плановой величине капитальных затрат, заявленной в отношении данного генерирующего объекта на конкурсный отбор инвестиционных проектов, применяется коэффициент, отражающий выполнение целевого показателя степени локализации, и коэффициент, отражающий учет прибыли с оптового рынка электрической энергии (мощности) по истечении срока окупаемости и до окончания срока службы генерирующего объекта.

Отношение прогнозной прибыли от продажи электрической энергии к суммарным затратам поставщика для i -го года определяется по формуле:

$$D_i = \frac{Pr_i^{пр}}{12 \times HBB_i^{год}}, \quad (1)$$

где: $Pr_i^{пр}$ – удельная (на единицу мощности) прогнозная прибыль от продажи электрической энергии на i -й год; $HBB_i^{год}$ – удельная (на единицу мощности) месячная для i -го года необходимая валовая выручка.

Удельная (на единицу мощности) прогнозная прибыль на i -й год определяется по формуле:

$$Pr_i = KИУМ \times ЧЧ_i \times (Црсв_i : Kсн - Sввыра_i), \quad (2)$$

где: $KИУМ$ – коэффициент использования установленной мощности: 0.14 – для объектов солнечной генерации; 0.27 – для объектов ветровой генерации; 0.38 – для объектов гидрогенерации; $ЧЧ_i$ – число часов в i -м году, равное 8784 для високосных лет и 8760 для других лет; $Црсв_i$ – прогнозная цена рынка на сутки вперед на i -й год; $Kсн$ – коэффициент, отражающий потребление мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций; $Sввыра_i$ – удельная стоимость выработки электрической энергии генерирующим объектом соответствующего вида в i -м году: для объекта солнечной генерации – 1 рубль/МВт·ч; для объекта ветровой генерации – 1 рубль/МВт·ч; для объекта гидрогенерации – 10 рублей/МВт·ч.

Для определения цены на мощность, продаваемую по ДПМ ВИЭ, коммерческий оператор оптового рынка ежегодно рассчитывает норму доходности инвестированного в генерирующий объект капитала, исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала: 14% (для объектов, инвестиционные проекты, по строительству которых были отобраны в ходе конкурсного отбора, проведенного до 1 января 2015 года) и 12% – после 1 января 2015 года.

Выводы

1. Для снижения рисков и неоправданно высоких инвестиционных затрат необходимо существенно улучшить качество прогноза состояния и конъюнктуры мирового рынка энергоносителей.

2. Необходима актуализация Энергетической стратегии РФ на период до 2030 года с учетом происходящих изменений на внутреннем и внешнем рынках нефти, газа и электроэнергетики.

3. Возрастает роль организационно-экономических механизмов управления процессом повышения региональной энергоэффективности на принципах стратегического планирования.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: http://www.minenergo.samregion.ru/norm_base/fed_norm_base/NPA_fed_energосnab/1132/.
2. Прогноз развития энергетики РФ и мира. URL: <http://ac.gov.ru/files/prognoz2040.pdf>.
3. Приказ Министерства энергетики РФ от 19.06.2013 № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы» URL: http://www.minenergo.gov.ru/documents/fold13/index.php?ELEMENT_ID=15555.
4. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001 № 526 (в редакции Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49). URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=143874>.
5. Федеральный закон от 25 февраля 1999 г. № 39-ФЗ (в ред. от 12.12.2011 № 427-ФЗ) «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений». URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=123436>.
6. Федеральный закон от 26 июля 2010 г. № 187-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике». URL: <http://www.garant.ru/hotlaw/federal/269603/>.
7. Постановление Правительства РФ от 24.02.2010 № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» (в ред. Постановления Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112560/.
8. Победоносцева В.В. Механизмы инвестирования в энергетическом комплексе региона Крайнего Севера // Север и рынок: формирование экономического порядка. Апатиты: изд-во КНЦ РАН. 2014 (42), № 5, С. 58-62.
9. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса РФ». URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=144676>.
10. Победоносцева В.В. Особенности реструктурирования энергетической отрасли в условиях Крайнего Севера / Материалы II Международной научно-практической конференции «Темпы и пропорции социально-экономических процессов в регионах Севера», 9-11 апреля 2003 г., Апатиты, ИЭП КНЦ РАН, т.1, 210 с. С. 100-101.
11. Минин В.А. Возможные направления энергосбережения в сфере теплоснабжения Мурманской области//Научное издание. Труды Кольского научного центра РАН, 2/2013(15), Энергетика № 6. – Апатиты: изд-во Кольского научного центра. С. 5-14.
12. Коновалова О.Е., Иванова Е.А. Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления//Научное издание. Труды Кольского научного центра РАН, 2/2013(15), Энергетика № 6. – Апатиты: изд-во Кольского научного центра. С. 64-75.
13. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=146916>

14. Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 № 426 (ред. от 17.02.2014 № 116) «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_159298/

Сведения об авторе

Победоносцева Вероника Валерьевна,

старший сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.э.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
эл.почта: pobedonosceva@ien.kolasc.net.ru

Е.С.Бабарыгина, А.Е.Веселов, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий

ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАО «СЗФК»

Аннотация

Приводится характеристика Главной распределительной подстанции (ГПП) ГОК «Олений ручей», обоснован выбор силовых трансформаторов на перспективу развития ГОК. Представлена нормальная оперативная схема после монтажа всего электрооборудования. Выбрана схема связи ГПП с Восточным районом Энергокомплекса ОАО «Апатит» по двухцепной ЛЭП. Составлена сводная смета затрат по выбранному варианту.

Ключевые слова:

ЗАО «СЗФК», главная распределительная подстанция, оперативная схема, электроснабжение, смета затрат.

Е.С. Babarigina, A.E. Veselov, E.A. Tokareva, G.P. Fastiy

CHARACTERISTIC OF NORTH-WESTERN PHOSPHOROUS COMPANY «NWPC» POWER SUPPLY SYSTEM

Abstract

The characteristic of the Main distribution substation (GPP) GOK «Oleny a stream», a reasonable choice of power transformers for the future development of the enterprise. Given normal operational scheme after the installation of the electrical equipment. The selected schema AOP connection with the Eastern area of the energy complex of JSC «Apatit» double circuit transmission line. Provides a summary of the costs for the selected option.

Keywords

JSC «NWPC», the main distribution substation, operational scheme, electricity, costs estimates.

ЗАО «Северо-Западная Фосфорная Компания» (СЗФК) учреждено ОАО «Акрон» в 2005 году для реализации проекта создания новой фосфатной сырьевой базы в Мурманской области. Разработка собственного фосфатного месторождения с целью обеспечения своих перерабатывающих мощностей сырьем для производства фосфорсодержащих удобрений – приоритетное направление инвестиционной программы Группы «Акрон».

В октябре 2006 года СЗФК выиграла конкурс, проведенный Федеральным агентством по недропользованию, и в ноябре получила лицензию на право пользования недрами месторождений апатит-нефелиновых руд Олений Ручей и Партомчорр.

В 2007-2008 годах был выполнен «Проект строительства горно-обогачительного комбината (ГОК) на месторождении апатит-нефелиновых руд Олений Ручей» (генеральный проектировщик – ОАО «Гипроруда», г.Санкт-Петербург), который 30 сентября 2008 года получил положительное заключение ФГУ «Главгосэкспертиза России». 24 октября 2008 года СЗФК получила разрешение на строительство ГОК.

Строительство объектов инфраструктуры горнодобывающего предприятия началось в конце 2008 года. В 2012 году состоялся ввод первой очереди, в 2018 году запланирован ввод второй очереди ГОК. Проектная мощность – 1.9 млн т. апатитового и 1.8 млн т. нефелинового концентратов в год.

Для ГОК «Олений ручей» главной распределительной подстанцией является ПС-150/35/6 кВ «Олений ручей», которая получает электроэнергию с шин 150 кВ по отпайкам от линий ПО ЦЭС «Колэнерго» Л-195 и Л-196, которые, в свою очередь, являются питающими для ПС-76 ОАО «Апатит».

На рисунке 1 представлена нормальная оперативная схема питающих линий Л-195, Л-196 и отпаяк ОЛ-195, ОЛ-196.

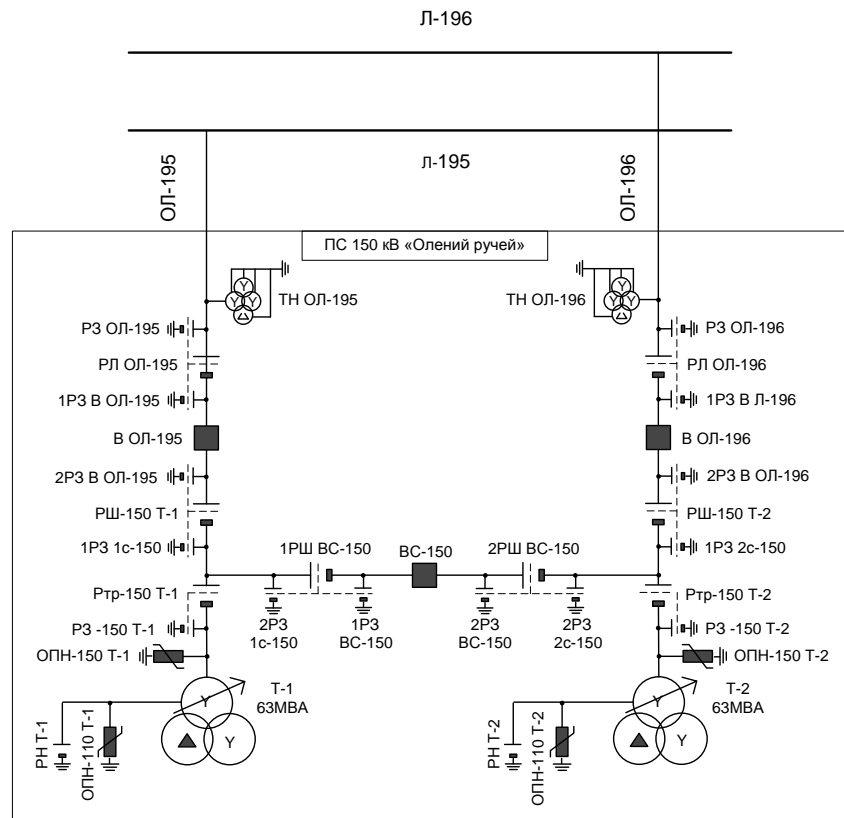


Рис.1. Нормальная оперативная схема Л-195, Л-196; ОЛ-95, ОЛ196

Схема ПС-«Олений ручей» выбрана с учетом категорий надежности и мощности потребителей, характера их нагрузок и размещения на генеральном плане застройки, а также архитектурно-строительных и эксплуатационных требований.

Главная схема электрических соединений должна обладать высокой эксплуатационной надежностью, т.е. должна обеспечивать также в аварийном и ремонтном режимах:

- выдачу в сеть низшего напряжения максимально возможной мощности;
- сохранение в аварийном режиме необходимого количества электрических связей достаточной пропускной способности на высшем напряжении, поддерживающих устойчивость электропередачи в целом.

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

Всем этим требованиям удовлетворяет схема ПС-«Олений ручей», представленная на рис.1.

В перспективе мощность ГОК «Олений ручей» будет составлять порядка 66 МВт, соответственно на подстанции выбраны трансформаторы ТДТН-63000/150 [1].

Основные параметры трансформатора ТДТН-63000/150 приведены в табл.1.

Таблица 1

Основные параметры трансформатора ТДТН-63000/150

Тип тр-ра	Полная номинальная мощность, кВА	U _{внр} , кВ	U _{снр} , кВ	U _{нвр} , кВ	Потери мощности, кВт		U _{кв} , %	I _{кв} , %
					P _{кх}	P _{кз}		
ТДТН-63000/150	63000	158	38,5	6,6	35,9	319,4	В-С-10,5 В-Н-18 С-Н-6	0,07

Схема ПС 150 кВ «Олений ручей» после монтажа всего оборудования приведена на рис.2.

Источником питания ГПП является ПС-74 Восточного района электроснабжения Энергокомплекса ОАО «Апатит», с которой связана проектируемая подстанция по двухцепной ВЛ-150 кВ через отпайки ОЛ-195 и ОЛ-196. Планируется произвести отдельное питание ГПП ПС по двухцепной ЛЭП протяженностью 7 км.

По каждой цепи этой линии будет протекать ток нагрузки в нормальном режиме работы ВЛ-150 кВ. По предоставленным данным «АСКУЭ» определяем ток (рис.3).

На основании рекомендаций [2] выбран вариант двухцепной ЛЭП-150 кВ с проводом АС-150/19. Выбранный провод АС-150/19 удовлетворяет условиям работы во всех режимах.

Этим же проводом сделан ввод на территорию подстанции ПС 150 кВ «Олений ручей», в частности на систему шин 150 кВ.

ЗАО «СЗФК» осуществляет оплату электроэнергии по двухставочному тарифу, т.е. оплачивает потребляемую активную энергию по одному тарифу, а часы максимума нагрузки оплачиваются по другой тарифной ставке.

Таким образом, при расчете стоимости полной энергии, потребляемой ПС 150 кВ «Олений ручей» в год, нужно воспользоваться следующей формулой:

$$C_{год} = a \cdot P_3 + B \cdot W,$$

$$C_{год} = 2957 \cdot 66000 + 0,32 \cdot 578190 \cdot 10^3 = 380173 \text{ тыс. руб.},$$

где a – годовая плата за кВт максимум нагрузки; P_3 – годовая максимальная нагрузка, заявленная и зафиксированная в договоре; B – тарифная ставка за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии в год; W – расход активной энергии в год.

Находим стоимость одного киловатт-часа активной энергии по ПС 150 кВ Олений ручей:

$$C = \frac{C_{год}}{W} = \frac{380173 \cdot 10^3}{578160 \cdot 10^3} = 65,7 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}.$$

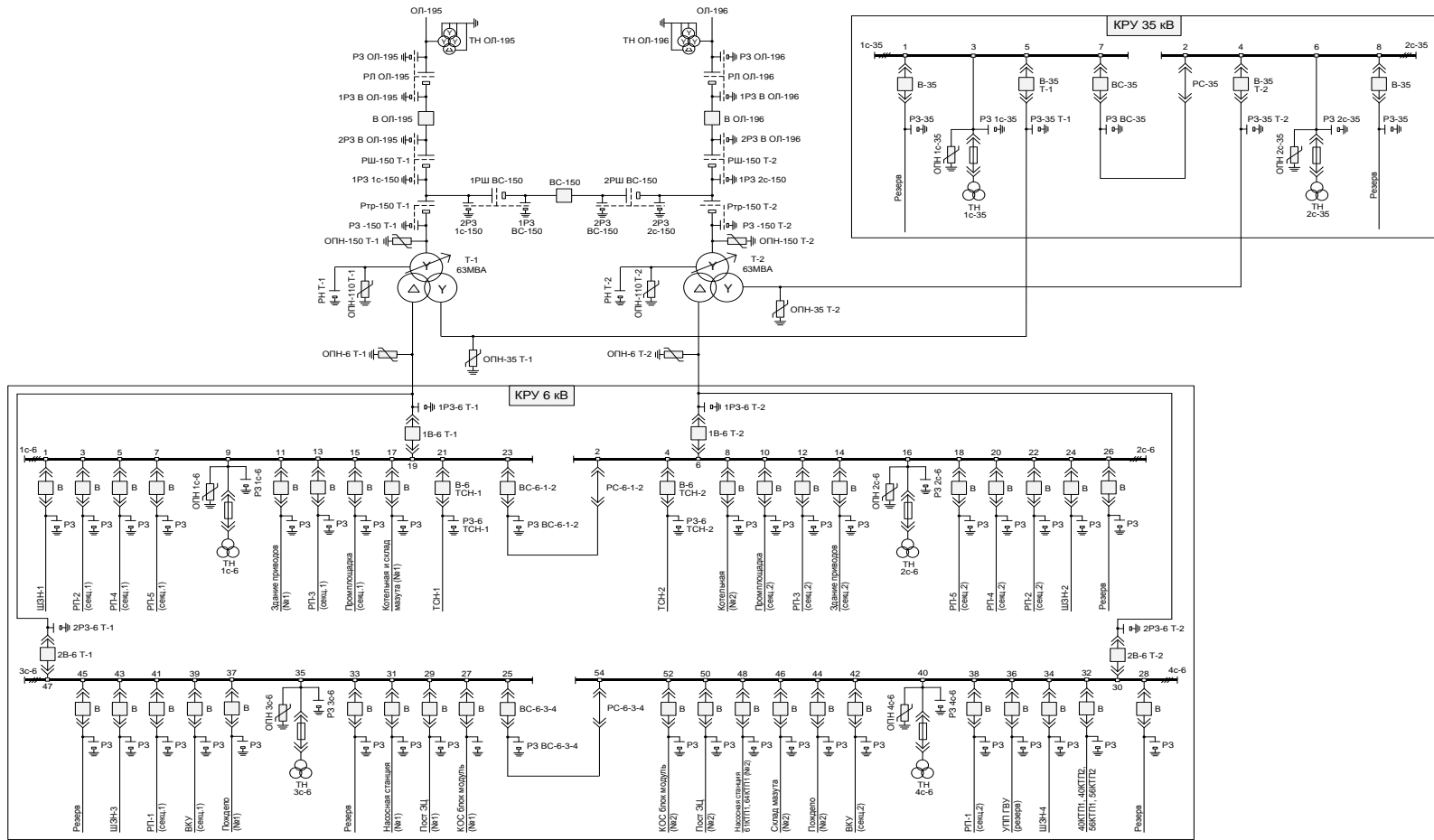


Рис.2. ПС-«Олений ручей»

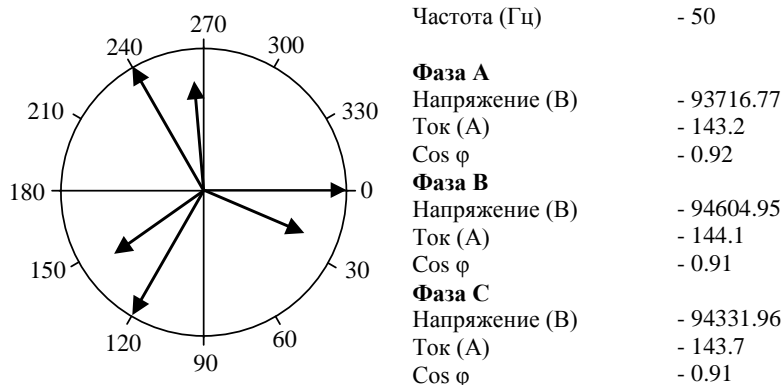


Рис.3. Данные по ОЛ-195 ПС 150 кВ «Олений ручей»

Расчет амортизации основных средств

Амортизация – процесс перенесения стоимости основных фондов по мере их износа на выпускаемую продукцию и накопление необходимых средств для капитального ремонта и воспроизводства основных фондов. Сумма начислений амортизации представляется в виде амортизационных отчислений. Накапливаемые после реализации продукции амортизационные отчисления образуют амортизационный фонд.

При расчете амортизационных отчислений учитывается все оборудование, участвующее в проектируемом процессе.

Для расчета амортизационных отчислений проанализируем укрупненные показатели стоимости УПС элементов системы электроснабжения, которые сведены в табл.2.

Таблица 2

УПС элементов системы электроснабжения

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость, тыс. руб.
ГПП-150-2х63000	шт	1	210 000
Двухцепная ВЛ-150 кВ, провод АС-150/19	км	7.3	22630
Воздушные линии 6 кВ	км	4.3	1 800
Итого			234430

Абсолютная стоимость спроектированной системы электроснабжения составляет:

$$C = 234430 \text{ тыс. руб.}$$

Определение эксплуатационных расходов системы электроснабжения:

а) затраты на амортизацию, капитальные и текущие ремонты могут быть определены в % от стоимости капитальных вложений:

- электрооборудование подстанций – 7.3%;
- воздушные линии 6, 35 кВ – 4%.

Капитальные вложения по определенным составляющим для системы электроснабжения приняты из табл.2.

Определим отдельные составляющие затрат на амортизацию и ремонты:

$$U_{a1} = 4\% \text{ от } K_{150+6} = 0.04 \cdot (22630 + 1800) = 977.2 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_{a2} = 7.3\% \text{ от } K_{\text{гпп,кпп}} = 0.073 \cdot 210000 = 15330 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные затраты на амортизацию и ремонты:

$$U_a = U_{a1} + U_{a2} = 16307 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость продукции – это выраженные в денежной форме текущие затраты предприятий на производство и реализацию продукции. Себестоимость включает стоимость израсходованного сырья, материалов, топлива, энергии, инструмента, заработную плату работников, амортизацию основных фондов и другие расходы, связанные с производством и реализацией продукции. В себестоимости продукции находит отражение уровень использования материальных, трудовых и природных ресурсов. Чем лучше используются основные и оборотные фонды, трудовые и природные ресурсы, тем ниже себестоимость продукции.

Себестоимость продукции – один из важных показателей экономической эффективности производства, в котором находят отражение все стороны производственно-хозяйственной деятельности горнорудных предприятий. В сводной смете затрат определяется общая сумма по статьям расходов по проектируемому процессу (табл.3).

Таблица 3

Сводная смета затрат по предлагаемому варианту

Статьи затрат	Сумма затрат по процессу (руб.)	% от общей доли затрат
Заработная плата рабочих	13190400	3.22
Амортизационные отчисления	16307000	3.98
Затраты на энергию	380173000	92.8
Всего		100.00

Выводы

Рассмотрен и проанализирован проект системы электроснабжения Горно-обогатительного комбината «Олений ручей».

Произведен расчет числа и мощности силовых трансформаторов для подстанции ПС 150 кВ Олений ручей и принята для проектирования двухтрансформаторная подстанция 150/35/6 кВ с трансформаторами мощностью 63 МВ·А каждый. На подстанции установлено новое оборудование. Связь с ПС-74 ОАО «Апатит» запроектирована по двухцепной воздушной ЛЭП – 150 кВ, выполненной проводом АС – 150/19.

Выполнен сметно-финансовый расчет и определены основные технико-экономические показатели проекта схемы электроснабжения.

Литература

1. Справочник по электроустановкам высокого напряжения. Под ред. И.М.Баумштейна и М.В.Хомякова. – М.: Энергия. – 1974. – 568 с.
2. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат. – 1986. – 648 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, РД 34.20.501-2003. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
4. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Ф.Х.Халилов, Г.А.Евдокунин, В.С.Поляков. - СПб.: Энергоатомиздат, 2002. – 272 с.
5. Гельфанд Я.С. Релейная защита электрических сетей. 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 368 с.
6. Электротехнический справочник: В 3 т. Т.3. В 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ) 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 880 с.
7. Дударев Л.Е., Зубков В.В. Устройство универсальной комплексной защиты от замыканий на землю для сетей 6-35 кВ // Промышленная энергетика. – 1982, № 4. – С. 36-38.
8. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Текст]. – 8-е изд. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2007. – 176 с.

Сведения об авторах

Бабарыгина Елена Сергеевна,

инженер электротехнического бюро отдела главного энергетика
ЗАО «Северо-Западная фосфорная компания»
Россия, 184227, Мурманская обл., пос.Коашва, д.26
эл.почта: BOBRIK-lenor@mail.ru

Веселов Анатолий Евгеньевич,

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

Токарева Евгения Александровна,

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

Фастий Галина Прохоровна,

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

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 620.9 (470.21)

О.Е.Коновалова

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

В работе дана характеристика возобновляемых энергоресурсов Мурманской области, приведена схема автономного энергоснабжения для ряда потребителей в удаленных районах Мурманской области, а также стоимостные показатели электростанций на базе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова:

возобновляемые энергоресурсы; комплексное использование энергии ветра, воды и солнца.

O.E.Konvalova

PERSPECTIVES OF INTEGRATED RENEWABLE ENERGY IN MURMANSK REGION

Abstract

In this work the characteristics of the renewable energy resources of the Murmansk region are given, a scheme of independent power supply for a number of consumers in remote areas of the Murmansk region are presents, as well as value indicators for power plants based on renewable energy.

Keywords:

renewable energy resources; complex use of energy of wind, sun and water.

Мурманская область располагает большим потенциалом возобновляемых источников энергии таких, как энергия ветра, солнечная энергия и гидроэнергия. Технические ветроэнергоресурсы составляют около 360 млрд кВт·ч и распределены по территории области неравномерно, наибольшая интенсивность ветра отмечена в прибрежных и горных районах, где среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м достигает 6-8 м/с [1]. Здесь благодаря зимнему максимуму интенсивности ветра, благоприятной повторяемости скоростей ветра и наличию устойчивых господствующих ветров создаются уникальные условия для установки ветроэнергетических установок.

Технический потенциал солнечной энергии на Кольском полуострове также достаточно велик и составляет 11000 млрд кВт·ч. Максимум поступления солнечной энергии приходится на летнее время, а минимум на декабрь, когда на территории области наступает полярная ночь. Годовая продолжительность солнечного сияния изменяется от 1200 часов на севере области до 1600 часов на юге [2]. Полные потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек Мурманской области оцениваются в 19.3 млрд кВт·ч, на треть они уже освоены. Действующие 17 гидроэлектростанций вырабатывают в среднем 6 млрд кВт·ч электроэнергии.

Здесь насчитывается более 107 тысяч озер общей площадью зеркала 8195 км², 10 водохранилищ и около 21 тысяч рек общей протяженностью 60485 км (рис.1). Большинство рек (19597) имеют длину менее 10 км и относятся к разряду малых рек, они составляют 95.1% от общего числа водотоков, а их суммарная длина 61.2% от общей длины всех рек. Протяженность более 100 км на Кольском полуострове имеют всего 15 рек. Их суммарная длина составляет 4.0% от общей длины водотоков. Технический потенциал малых и средних рек Кольского полуострова составляет 4.4 млрд кВт·ч.



Рис.1. Схема рек Кольского полуострова

Реки Кольского полуострова относятся к бассейнам Баренцева и Белого морей. Водораздел проходит с запада на восток – от государственной границы с Финляндией к горлу Белого моря через Сальные, Хибинские, Ловозерские тундры и горную гряду Кейвы. Главные реки текут на север и на юг, в широтном направлении протекает лишь река Поной и частично Иоканьга.

Реки Мурманской области относятся к рекам преимущественно снегового питания. Годовой режим стока характеризуется высоким весенним половодьем, низкой зимней и летней меженью, относительно небольшими летне-осенними дождевыми паводками. Это также способствует совместному использованию ветровой и гидроэнергии. Сток рек Кольского полуострова уменьшается с севера на юг и от побережья вглубь полуострова.

На территории области насчитывается 104 населенных пункта, где число жителей не превышает 1000 человек, а в некоторых не доходит даже до сотни человек. Большая часть этих поселков находится на побережье Белого и Баренцева моря и в центре полуострова в Ловозерском и Кандалакшском районах – в зонах децентрализованного электроснабжения.

Электроснабжение большинства этих населенных пунктов осуществляется от дизельных электростанций, а теплоснабжение от котельных. Постоянный рост цен на топливо и значительная удаленность от железной дороги приводят к снижению рентабельности энергетических установок и повышению себестоимости электрической и тепловой энергии. Поэтому малая возобновляемая энергетика для таких поселков, куда подача электроэнергии по ЛЭП экономически невыгодна из-за малочисленности населения и низкой потребляемой мощности, рассматривается как альтернативный источник энергии, способный если не полностью снять, то в значительной степени уменьшить проблему транспортировки дизельного топлива.

Потенциальными заказчиками малых и особенно микро ГЭС, а также ВЭУ и солнечных электростанций могут стать удаленные поселки, геологические партии, метеостанции, воинские части, частные фермерские хозяйства, рыбопроизводные предприятия, туристические базы и т.д.

Многие реки Кольского полуострова порожисты. Встречаются красивые водопады. Очень развита гидрографическая сеть. Множество болот и озер замкнуты и соединены протоками в огромные системы. Благодаря уникальности и хрупкости северной природы, а также доступности реки Кольского полуострова часто посещаются туристами.

Особым успехом среди иностранных туристов пользуются рыболовно-охотничьи базы, расположенные на реках бассейна Баренцева моря (реки Рында, Харловка, Восточная Лица), Терском берегу (реки Кица, Хлебная, Индель, Умба) и бассейне реки Поной (р.Ача, Пача).

Гидрографические и гидрологические характеристики выше перечисленных рек бассейна Белого и Баренцева моря, а также их потенциальная мощность приведены в [3].

В настоящее время правительство области и туристические фирмы заинтересованы в развитии внутреннего туризма и привлечении сюда иностранных туристов. Но для этого необходимо создавать инфраструктуру, улучшать качество туристических услуг и состояние материально-технической базы. К тому же развитие туризма в таких депрессивных районах области, как Терский берег, с.Ловозеро и с.Краснощелье способствовало бы финансовым поступлениям и улучшению качества жизни местного населения.

Малая возобновляемая энергетика могла бы стать толчком в развитии инфраструктуры и улучшении качества туристического сервиса в Мурманской области. Поскольку рыболовно-охотничьи базы располагаются на побережьях Баренцева и Белого морей в долинах рек в условиях открытой местности, где дуют сильные ветра, то использование малых ГЭС, а особенно микро ГЭС и ветроэлектрических установок (ВЭУ) как по отдельности, так и в комплексе представляется наиболее актуальным. А если учесть, что туристы приезжают на рыбалку в летнее время, когда наблюдается наибольшая солнечная активность, то и солнечные электростанции могут быть задействованы.

Большинство малых и средних рек Мурманской области по своим гидрологическим характеристикам пригодны для эксплуатации на них микро ГЭС. Они достаточно многоводны и быстротечны. К тому же микро ГЭС не требуют создания больших напоров воды. Выше на рис.1 показаны возможные места для установки микро ГЭС, ВЭУ и солнечных батарей на рыболовно-охотничьих туристических базах Мурманской области.

В зависимости от требуемой мощности и расхода реки можно подобрать множество вариантов микро ГЭС для обеспечения необходимой выработки электроэнергии. Стоимость гидроэнергетического оборудования в России колеблется от 300 до 1200 \$/кВт, цены на ВЭУ составляют около 1000 евро/кВт, а на солнечные установки 4000-4200 \$/кВт.

Как правило, нагрузка потребителя, будь то хозяйственный двор или турбаза с водо- и теплоснабжением, электроплитой и освещением, не превышает 5 кВт.

На рисунке 2 приведена блок-схема автономного электроснабжения потребителей от возобновляемых источников энергии.

Она включает в себя в общем случае: возобновляемый источник энергии, выпрямитель, преобразующий трехфазный переменный ток в постоянный, аккумуляторную батарею (АБ), инвертор, необходимый для превращения постоянного тока в переменный напряжением 220 В, контроллеры нагрузок (АБ) и постоянного тока, водяные или воздушные ТЭНы, а также резервный источник электроснабжения дизельную электростанцию (ДЭС). Можно использовать как один возобновляемый источник энергии, так и несколько сразу. ВИЭ питает нагрузку постоянного (через контроллер и делитель напряжения) и переменного

(через инвертор) тока, находящуюся в доме, а излишки электроэнергии запасаются в аккумуляторной батарее. Для предотвращения разряда АК контроллер нагрузок отключает потребителей постоянного тока, а инвертер – переменного тока. Излишки электроэнергии после заряда аккумуляторной батареи используются в бойлере для нагрева воды или отопления помещений. В моменты отсутствия возобновляемой энергии в работу включается резервный источник – ДЭС.



Рис.2. Блок-схема автономного электроснабжения потребителя от возобновляемых источников энергии [4]

Автономная система на основе возобновляемых источников энергии для питания маломощной нагрузки постоянного тока и осветительной нагрузки (включающей несколько светильников, телевизор, небольшой холодильник) может строиться на базе маломощных ветроэлектрических установок UniAir Breeze мощностью 200-500 Вт стоимостью 30-40 тыс. руб. Такие системы могут использоваться при скоростях ветра от 3 м/с. Системы на базе более мощных ВЭУ-2000 могут питать отдельно стоящие коттеджи, стоимость их достигает 200 тысяч рублей, и применяются они при более высоких среднегодовых скоростях ветра.

В настоящее время в «Производственном техническом предприятии «Лидер» (г.Саратов) разработаны и применяются автономные солнечные энергосистемы (АСЭ) с установленной мощностью до 5000 Вт. Цены на установки малой мощности до 1000 Вт колеблются от 57 тыс. руб. до 136 тыс. руб. На АСЭ мощностью до 5000 Вт цены составляют от 250 до 700 тыс. руб.

Также на российском рынке представлены ветросолнечные электростанции ВСЭ различной мощности: ВСЭ-АВ200/180-24 – 68 тыс. руб., ВСЭ-500/200-24 – 82 тыс. руб., ВСЭ-1000/400-3к – 162.5 тыс. руб., ВСЭ-2000/1500 – 340 тыс. руб. Где, например, ВСЭ-500/200-24 означает, что в состав электростанции входит: ветроэлектрическая установка мощностью 500 Вт и фотоэлектрический модуль пиковой мощностью 200-210 Вт и напряжением 24 В.

При использовании гидроэнергии для электроснабжения изолированных потребителей особое внимание следует обратить на погружные микро ГЭС круглогодичного действия, разработанные в Красноярске. Они используют кинетическую энергию водного потока. Стоимость электроэнергии, выработанной такой станцией, в 5-8 раз ниже стоимости электроэнергии дизельных электростанций. Окупаемость такой ГЭС составит 1.2-1.8 года. При серийном производстве и минимизации всех издержек рыночная стоимость микро ГЭС мощностью 5 кВт, по мнению разработчиков, может составить 650-700 тыс. руб. Для потребителей электроэнергии с передвижным характером работы могут применяться современные рукавные микро ГЭС. Переносные рукавные микро ГЭС выпускаются инженерно технической фирмой ОсОО «Гидропоника» (г.Бишкек), ИНСЭТ (г.Санкт-Петербург), АО Тяжмаш и другими. Более подробно их технические и стоимостные характеристики были рассмотрены в [3].

Первый опыт комплексного использования ВИЭ на Кольском полуострове уже есть. Так, ветро-солнечная установка работает в п.Молочном на страусиной ферме (ООО «Северное сияние»), использующей современные экологически чистые технологии производства сельскохозяйственных продуктов. В поселке Пялица в 2014 году планируется пуск комбинированной установки на основе возобновляемых источников энергии ветра и солнца и имеющейся дизельной станции общей мощностью 30 кВт.

В перспективе возобновляемые источники энергии способны обеспечить электроэнергией широкий круг потребителей Мурманской области, в значительной мере сократить расходы на привозное дизельное топливо и создать комфортабельные условия проживания местного населения.

Литература

1. Баранник Б.Г., Коновалова О.Е., Минин В.А. Перспективы совершенствования энергетического хозяйства в районах Севера за счет использования возобновляемых источников энергии – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2011. – 154 с.
2. Минин В.А. Экономические аспекты развития возобновляемой энергетики малой мощности в удаленных поселениях на Кольском полуострове – Мурманск, 2011. – 44 с.
3. Минин В.А., Коновалова О.Е., Иванова Е.А. Перспективы использования микро ГЭС в удаленных районах Севера// Вестник КНЦ РАН – Апатиты, 2013, № 3, с. 62-69.
4. <http://www/solarhome.ru/solar/index.htm>

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна,

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

УДК 621.548 (470.21)

А.А.Рожкова, А.В.Бежан

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭУ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЛОДЕЙНОЕ

Аннотация

Рассмотрен вопрос о модернизации системы теплоснабжения поселка Лодейное за счет применения ветроэнергетических установок (ВЭУ). Предложено место для сооружения ветроустановок, разработана схема выдачи мощности ВЭУ к котельной. Приведены результаты технико-экономического обоснования использования ВЭУ.

Ключевые слова:

теплоснабжение, ветроэнергетическая установка, поселок Лодейное, технико-экономическая оценка.

A.A.Rozhkova, A.V.Bezhan

PRELIMINARY REASONS FOR PERSPECTIVE OF USE OF WIND TURBINES FOR THE HEAT SUPPLY OF LODEYNOYE VILLAGE

Abstract

The question of upgrade of system of a heat supply of Lodeynoye village due to application of wind turbine (WT) is considered. The place for a construction of wind turbines is offered, the diagram of output of power of WT to a boiler room is developed. Results of the feasibility study on use of WT are given.

Keywords:

heat supply, wind turbine, Lodeynoye village, technical and economic evaluation.

Кольский полуостров располагает благоприятными предпосылками для эффективного использования энергии ветра на нужды теплоснабжения. В их числе продолжительный отопительный сезон, который длится около 9-10 месяцев, повышенный потенциал ветровой энергии в прибрежных районах Баренцева моря (7-8 м/с и более), удаленность потребителей, использующих для целей теплоснабжения привозное органическое топливо.

Одним из таких потребителей является поселок Лодейное, расположенный на берегу Баренцева моря в 120 км к востоку от города Мурманск. Теплоснабжение поселка осуществляется от котельной, работающей на мазуте. Стоимость мазута на 2014 год [1] в среднем составляет примерно 11 тыс. руб. за тонну, однако после доставки удаленному потребителю с учетом транспортных расходов может достигать от 14 до 15 тыс. руб. за тонну. Для модернизации системы теплоснабжения поселка предлагается использовать две ветроэнергетические установки (ВЭУ) суммарной мощностью 3 МВт, которые будут работать совместно с котельной.

Место для размещения ВЭУ должно обладать высоким потенциалом ветра и обеспечивать наименьшие затраты на создание подъездных путей, транспортировку ВЭУ, сооружение фундамента и т.п. Учитывая перечисленные требования, выбрана площадка на побережье Баренцева моря в 1.5 км от поселка Лодейное со среднегодовой скоростью ветра 7.0 м/с (рис.1).

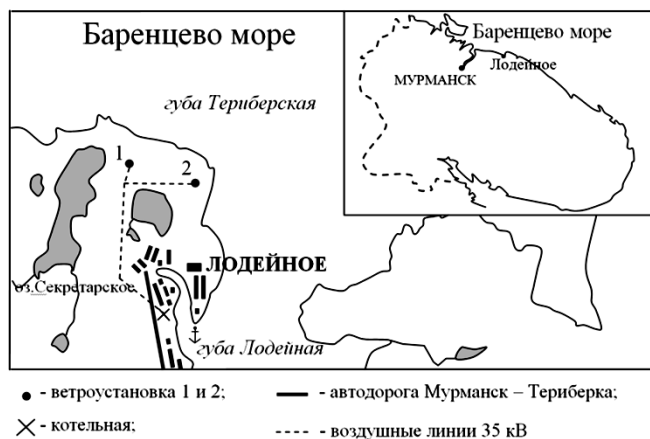


Рис.1. Ветроустановки в районе поселка Лодейное

В выбранном районе предлагается разместить 2 ВЭУ марки GE 1.5-77 с диаметром ветроколеса 77 м, мощностью 1.5 МВт. Основные технические характеристики ветроустановки [2] приведены в табл.1, ее рабочая характеристика представлена на рис.2.

Ветроустановки устанавливаются преимущественно на возвышенностях, с учетом местной розы ветров, на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

Технические характеристики ветроустановки GE 1.5-77

Показатели	Значения
1. Мощность ВЭУ	1.5 МВт
2. Диаметр ветроколеса	77 м
3. Высота башни	80 м
4. Расчетная скорость ветра на оси ветроколеса	14 м/с
5. Диапазон расчетных скоростей	3.0-25 м/с
6. Число лопастей	3 шт.
7. Число оборотов ветроколеса	18.4 об./мин.
8. Тип генератора	асинхронный
9. Напряжение	0.69 кВ

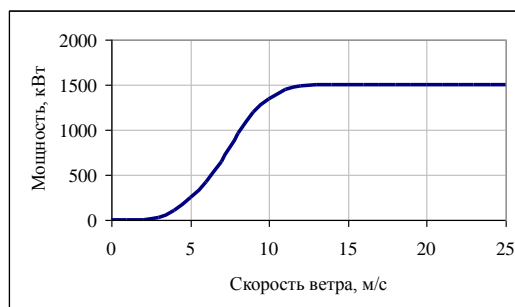


Рис.2. Рабочая характеристика ВЭУ GE 1.5-77

Для уменьшения суммарной длины воздушных линий ветроустановки следует объединить, а затем соединить с подстанцией. Напряжение на выходе генератора ВЭУ составляет 0.69 кВ. Для выдачи энергии в сеть напряжение нужно повысить до 35 кВ, установив возле ВЭУ трансформатор.

Удельная заводская стоимость современных ВЭУ составляет около 1200 евро/кВт [3], последующие расходы, связанные с сооружением ВЭУ, приведут к увеличению стоимости ВЭУ примерно на треть. В итоге стоимость сооружения ветроустановки возрастет ориентировочно до 1600 евро/кВт.

По прогнозу Министерства экономического развития России [4] инфляция в 2014 году ожидается на уровне 6%. Резкого снижения инфляции не предвидится (рис.3), и в период до 2020 года будет сохраняться в пределах 5% в год.

В 2014 году тариф на электроэнергию для Мурманской области [5] установлен на уровне 2.34 руб./кВт·ч (с учетом НДС). Если учесть, что в дальнейшем рост тарифов продолжится в соответствии с инфляцией, то в итоге за время службы ВЭУ (20 лет), он возрастет с 2.34 руб./кВт·ч в 2014 году до 4.93 руб./кВт·ч в 2034 году.

В качестве критерия прибыльности строительства рассматриваемых ВЭУ был использован чистый дисконтированный доход (ЧДД), который выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течение всего срока его службы с учетом изменения уровня инфляции и тарифа на электроэнергию:

$$\text{ЧДД} = \left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_0, \quad (1)$$

где B_1, B_2, \dots, B_n – текущий доход от работы ВЭУ за соответствующий год в течение всего срока службы; $B = W \cdot f_n$ (W – суммарная выработка 2 ВЭУ, f_n – тариф на электроэнергию); n – срок службы ВЭУ; $r \approx 10\%$ – реальная процентная ставка, учитывающая инфляцию и получение кредита для строительства ВЭУ; I_0 – инвестиции в строительство ВЭУ.

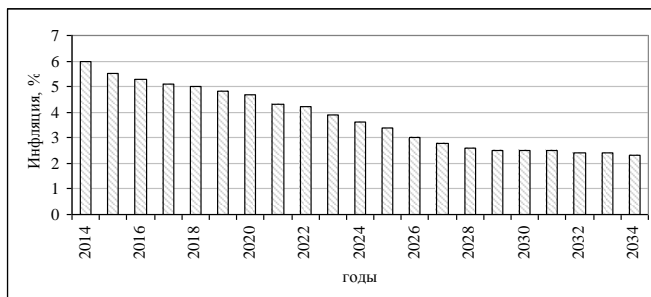


Рис.3. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России

В таблице 2 представлены результаты расчета ЧДД.

Таблица 2

Расчет чистого дисконтированного дохода

Годы, n	Инфляция, %	Тариф, f_n , руб/кВт·ч	Годовой доход, V_n , млн руб.	Дисконтир. доход, млн руб.	ЧДД, млн руб.
2015	5.5	2.47	32.65	29.68	-194.82
2016	5.3	2.61	34.45	28.47	-166.34
2017	5.1	2.74	36.28	27.25	-139.09
2018	5.0	2.88	38.13	26.04	-113.05
2019	4.8	3.03	40.03	24.86	-88.19
2020	4.7	3.17	41.95	23.68	-64.51
2021	4.3	3.32	43.92	22.54	-41.97
2022	4.2	3.47	45.81	21.37	-20.60
2023	3.9	3.61	47.74	20.25	-0.35
2024	3.6	3.75	49.60	19.12	18.77
2025	3.4	3.89	51.39	18.01	36.78
2026	3.0	4.02	53.13	16.93	53.71
2027	2.8	4.14	54.73	15.85	69.56
2028	2.6	4.26	56.26	14.81	84.37
2029	2.5	4.37	57.72	13.82	98.19
2030	2.5	4.48	59.16	12.88	111.07
2031	2.5	4.59	60.64	12.00	123.07
2032	2.4	4.70	62.16	11.18	134.25
2033	2.4	4.81	63.65	10.41	144.65
2034	2.3	4.93	65.18	9.69	154.34

На графике (рис.4) видно, как формируется ЧДД в течение 20 лет работы ВЭУ. В год сооружения (нулевой год на графике) имеют место только инвестиции, далее формируется доход, за счет которого кривая ЧДД идет вверх. Через 9 лет эксплуатации ВЭУ инвестиции окупаются, а к концу 20 года (срок службы ВЭУ) формируется прибыль в размере около 155 млн руб.

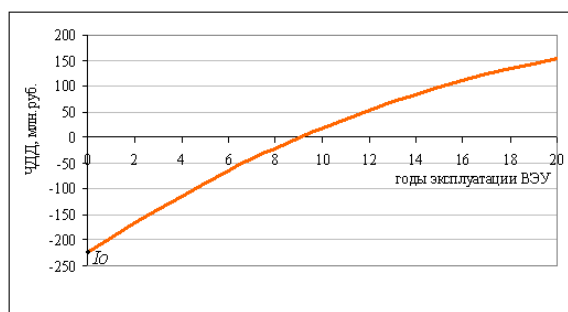


Рис.4. Формирование чистого дисконтированного дохода

Таким образом, проведенная технико-экономическая оценка позволяет говорить о целесообразности применения комплекса «котельная+ВЭУ» для теплоснабжения поселка Лодейное.

Выводы

1. Прибрежные районы Баренцева моря располагают повышенным потенциалом ветра, что создает предпосылки, необходимые для эффективного развития ветроэнергетики совместно с традиционными источниками тепловой энергии, работающими на дорогом привозном топливе.

2. Предложен вариант модернизации системы теплоснабжения поселка Лодейное с использованием двух ветроэнергетических установок мощностью по 1.5 мВт каждая. Выбрана площадка для сооружения установок и разработана схема выдачи мощности ветропарка к котельной.

3. Предварительная технико-экономическая оценка сооружения ветроустановок показала, что дисконтированный срок их окупаемости составляет 9 лет, и при сроке службы ветроустановок 20 лет формируется прибыль в объеме 155 млн руб.

Литература

1. Продаем Мазут в ценах на 08 апреля 2014 г. [Электронный ресурс]. URL: http://www.riccom.ru/sale_market_r_np_16.htm
2. Wind Energy Market – Berlin: Bundesverband Wind Energie e.v. 2009. – 247 S.
3. Безруких П.П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. 2009. № 5. С. 5-11.
4. Министерство экономического развития: Уровень инфляции в России сохранится на уровне 5% до 2020 года. [Электронный ресурс]. URL: <http://vz.ru/news/2012/11/9/606422.html>
5. Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей по Мурманской области на 2014 год: постановление Управления по тарифному регулированию Мурманской области от 19.12.2013 № 58/2 Мурманск. [Электронный ресурс]. URL: http://www.energo-konsultant.ru/sprav/tarifi_na_elektroenergiyu_v_Murmanskoi_oblasti2014
6. Бежан А.В., Минин В.А. Оценка перспектив использования энергии ветра для теплоснабжения поселка Териберка // Труды КНЦ РАН, № 2/2011(5), Серия Энергетика, вып.3. 2011. – С. 205-213.

Сведения об авторах

Рожкова Анастасия Александровна,

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: nastasya_rozhkova@bk.ru

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