Российская Академия Наук

Труды

Кольского научного центра РАН

2/2015 (28)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 10

Апатиты
2015

Российская Академия Наук

Труды Кольского научного центра

2/2015 (28)
издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISBN 978-5-91137-315-3

Главный редактор –
д.г.-м.н., проф. Ю.Л. Войтеховский

Заместители главного редактора:
д.г.-м.н., проф. В.П. Петров,
д.т.н., проф. Б.В. Ефимов

Редакционный совет:
академик Г.Г. Матишов,
академик Н.Н. Мельников,
чл.-корр. В.К. Жиров,
чл.-корр. А.Н. Николаев,
д.э.н. Ф.Д. Ларичкин,
д.т.н. В.А. Маслобоев,
д.г.-м.н. В.П. Петров (зам. главного редактора),
д.т.н. В.А. Путилов,
д.ф.-м.н. Е.Д. Терещенко,
к.г.-м.н. А.Н. Виноградов (отв. секретарь)

Редколлегия серии «Энергетика»:
д.т.н. Б.В. Ефимов (отв. ред., энергетика),
д.т.н. А.А. Жамалетдинов (электрофизика),
д.т.н. Н.В. Коровкин (теоретическая электротехника),
д.т.н. Ф.Х. Халилов (электроэнергетика),
к.т.н. Б.Г. Баранник (энергетика),
к.т.н. Н.И. Гумерова (электроэнергетика)
к.т.н. А.Н. Данилин (электроэнергетика),
к.т.н. В.А. Минин (возобновляемые источники энергии),
к.т.н. Ю.М. Невретдинов (электроэнергетика),
к.т.н. В.Н. Селиванов (электроэнергетика),
к.т.н. А.Ф. Усов (электротехнологии)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 10

184209, Мурманская область, г.Апатиты, ул. Ферсмана, 14,
Кольский научный центр РАН
Тел.: (81555) 79393, 79380, факс: (81555) 76425
E-mail: admin@admksc.apatity.ru, http://www.kolasc.net.ru

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера, 2015
© Кольский научный центр Российской академии наук, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Минин В.А. Кольская энергосистема: состояние и перспективы развития……..... 7

Клюкин А.М., Кузнецов Н.М., Трибуналов С.Н. Энергетическое обследование – основа эффективного управления энергопотреблением 16

Арефьева Ю.А., Веселов А.Е., Карпов А.С., Токарева Е.А., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Обзор электропотребления разветвленной электрической сети напряжением 10/0.4 кВ Кольского научного центра Российской академии наук ……..…..... 24

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Ефимов Б.В., Селиванов В.Н. Комплексные исследования внешних воздействий на электрические сети Кольской энергосистемы …….....…. 34

Данилин А.Н., Ивонин В.В. Оптические исследования высоковольтных импульсных процессов на поверхности проводников в грунте ……...……...… 40

Бурцев А.В., Невретдинов Ю.М., Смирнов А.А., Фастий Г.П. Исследование эмиссии электромагнитных возмущений во вторичную обмотку силового трансформатора …… 44

Колобов В.В., Баранник М.Б., Жамалетдинов А.А. Опыт применения КНЧ-генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований в ходе международного эксперимента FENICS-2014..... 52

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

Бурцев А.В. Невретдинов Ю.М.	Результаты регистрации грозовых разрядов на территории Кольского полуострова в 2014 году.	65
Антропов И.М. Невретдинов Ю.М.	Особенности формирования грозовых перенапряжений на подстанции …….....	72
Куклин Д.В.	Моделирование проводников бесконечной длины при применении методов, использующих телеграфные уравнения совместно с методом конечных разностей во временной области….....	81
Залесова О.В. Селиванов В.Н.	Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи 110 кВ	87

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Минин В.А. Рожкова А.А.	Перспективы совместной работы ВЭУ и ДЭС в прибрежных районах Мурманской области.....	99
Победоносцева В.В. Бежан А.В.	Стимулирование использования энергии ветра на примере ветропарка в городе Гаджиево Мурманской области ……..….	107
Рожкова А.А.	К вопросу гидроаккумулирования ветровой энергии на Кольском полуострове …….....	120
Коновалова О.Е. Морошкина Т.Н.	Восстановление малых гидроэлектростанций – новый этап развития гидроэнергетики…….....	124

Russian Academy of Sciences

2/2015 (28)

transactions

Kola Science Centre

UDC 621.314

ISBN 978-5-91137-315-3

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

Deputy Editors-in-Chief:
V.P. Petrov, Dr.Sc. (Geology and Mineralogy),
B.V. Efimov, Dr.Sc. (Engineering)

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

ENERGY TECHNOLOGY

Series 10

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

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

© Centre of Physical and Technical Problems of Northern Energetics, 2015
© Kola Science Centre of Russian Academy of Sciences, 2015

TRANSACTIONS
Kola Science Centre

ENERGY TECHNOLOGY
Series 10

CONTENTS

Page

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION

Minin V.A. — Kola energy system: state and prospects…..…... 7

Klyukin A.M., Kuznetsov N.M., Tribunalov S.N. — Energy audit – the basis of effective energy management….....… 16

Arefeva U.A., Veselov A.E., Karpov A.S., Tokareva E.A., Fastiy G.P., Yaroshevich V.V. — Review on electricity consumption of 10/0.4 kV brached mains voltage of the Kola Sciene Centre of the Russian Academy of Sciences..... 24

PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING

Efimov B.V., Selivanov V.N. — Survey of external impacts on electric grid of Kola power system……..…….....……. 34

Danilin A.N., Ivonin V.V. — Optical investigation of high-voltage impulse processes on the surface of conductors in the soil 40

Burtsev A.V., Nevretdinov Y.M., Smirnov A.A., Fastiy G.P. — Research of electromagnetic disturbances emission in the power transformer secondary winding.….....…… 44

Kolobov V.V., Barannik M.B., Zhamaletdinov A.A. — Operating experience of ULF-generator «Energy-2» for electromagnetic sounding during the international experiment FENICS-2014 52

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY

Burtsev A.V., Nevretdinov Y.M. — Registration results of lightning discharges on the Kola Peninsula in 2014…….....…. 65

Antropov I.M., Nevretdinov Y.M. — Features of formation of lightning overvoltages on substation……....……..... 72

Kuklin D.V. Modeling of infinite length wires with the help of methods using telegrapher equations together with finite difference time domain method..... 81

Zalesova O.V. Selivanov V.N. Calculation of induced voltage in disconnected transmission line 110 kV …….. 87

RENEWABLE ENERGY

Minin V.A. Rozhkova A.A. Prospects of joint work of wind turbines and diesel power plants in the coastal areas of the Murmansk region……..……. 99

Pobedonosceva V.V. Bezhan A.V. Promoting the use of wind energy on the example of the wind farm in the Murmansk region town Gadzhievo…….. 107

Rozhkova A.A. Anent hydro pumped storage of wind energy on the Kola Peninsula……... 120

Konovalova O.E. Moroshkina T.N. Rehabilitation of small hydropower plants is a new stage of water-power engineering development……..... 124

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 629.9 (470.21)

В.А.Минин

КОЛЬСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Аннотация

Рассмотрено современное состояние Кольской электроэнергетической системы. Показаны основные показатели работы действующих электростанций (Кольской АЭС, Апатитской и Мурманской ТЭЦ, 17 гидроэлектростанций). Дана характеристика электросетевого хозяйства энергосистемы. Представлены направления возможного развития энергосистемы на перспективу.

Ключевые слова:

Кольская энергосистема, АЭС, ТЭЦ, ГЭС, электросетевое хозяйство, перспективы развития.

V.A.Minin

KOLA ENERGY SYSTEM: STATE AND PROSPECTS

Abstract

The article deals with the present state of the Kola power system. The basic performance of existing power plants (NPPs Kola, Murmansk and Apatity CHP, 17 hydropower plants) is given. Electric grid power system characterization is presented. The directions of possible power system development are predicted.

Keywords:

Kola power system, nuclear power plants, power plants, hydropower plants, electric grids, development prospects.

Кольская электроэнергетическая система находится на крайнем северо-западе России, обеспечивает электроэнергией Мурманскую область и частично Карелию. Энергосистема уникальна по своей структуре: в ее составе работают 17 гидроэлектростанций, 2 тепловых электростанции, Кольская атомная электростанция и единственная в России приливная электростанция. Суммарная установленная мощность энергосистемы составляет 3633 МВт. Высоковольтная сеть (рис. 1) объединяет все электростанции для работы под единым диспетчерским управлением. Кольская энергосистема связана по ЛЭП с Карелией и через нее с ОЭС Северо-Запада России. Имеются также выходы в энергосистемы Норвегии и Финляндии.

По состоянию на начало 2015 года на территории Мурманской области находятся в эксплуатации следующие субъекты электроэнергетики, осуществляющие производство электроэнергии: ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «ТГК-1» (филиал Кольский), ОАО «Ленинградская ГАЭС» (в части административно подчиненной к ней Кислогубской приливной электростанции). Основным производителем электроэнергии в Мурманской области является Кольская атомная электростанция, которая входит в ОАО «Концерн Росэнергоатом» и имеет в своем составе четыре энергоблока по 440 МВт. Суммарная электрическая мощность станции составляет 1760 МВт, годовая выработка энергии около 10 млрд кВт·ч.

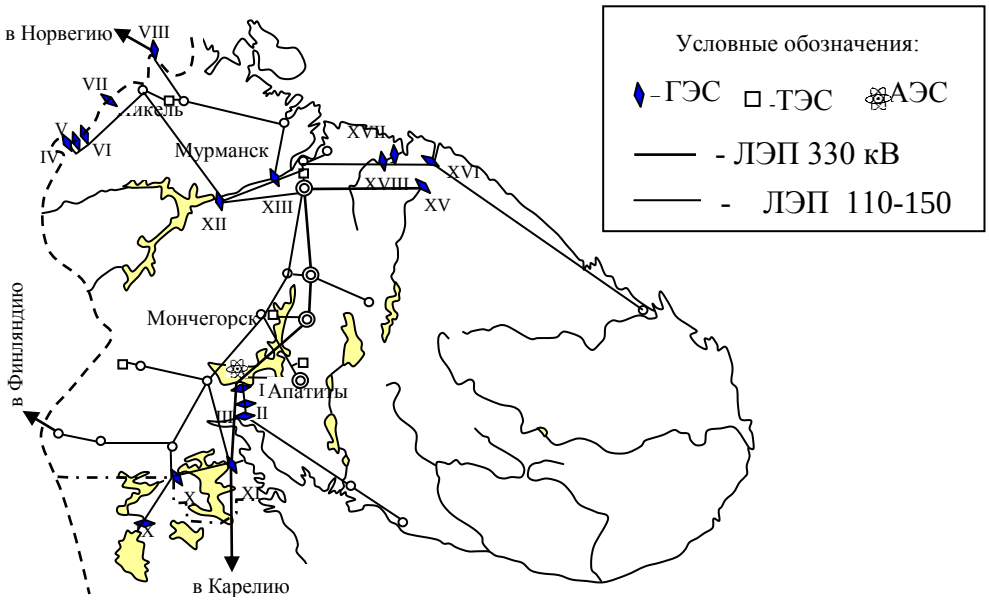


Рис.1. Схема электрических сетей Кольской энергосистемы и каскады ГЭС: I-III – Нивский; IV-VIII – Пазский; IX-XI – Ковдинский; XII-XIII – Туломский; XV-XVI – Серебрянский; XVII-XVIII – Териберский каскад

Динамика выработки и потребления электрической энергии в Мурманской области приведена в табл. 1. Видно, что за последние годы производство электроэнергии довольно стабильно, отклонение от среднего не превышает 5%. Столь же стабильными остаются внутреннее потребление области и экспорт энергии за пределы региона.

Тепловые электростанции энергосистемы. На территории Мурманской области расположены две ТЭЦ, которые входят в состав филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Это, в первую очередь, Апатитская ТЭЦ, работающая на угле. Ее электрическая мощность составляет 266 МВт (табл. 2), установленная тепловая мощность – 590 Гкал/ч. В 2013 году выработка электроэнергии на этой ТЭЦ составила 0.373 млрд кВт·ч, отпуск тепловой энергии – 1.170 млн Гкал. Вторым подобным источником электрической энергии является Мурманская ТЭЦ. Она также входит в состав филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» и служит основным источником теплоснабжения города Мурманска. Установленная электрическая мощность Мурманской ТЭЦ составляет 12 МВт, тепловая мощность – 1111 Гкал/ч. Используемое топливо – мазут.

Таблица 1

Показатели производства, потребления и экспорта электроэнергии в Мурманской области, млрд кВт·ч

Показатель	Год					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Производство электроэнергии	17.9	18.0	18.6	18.3	17.9	17.0
Потребление	13.0	13.1	13.3	13.1	13.2	12.3
Экспорт	4.9	4.9	5.3	5.2	4.7	4.7

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели тепловых электростанций Мурманской области

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт	Единичная мощность агрегатов × число агрегатов	Среднегодовая выработка эл. энергии, млн кВт·ч
Апатитская ТЭЦ	266	36×1, 28×2, 21×1, 85×1, 68×1	373*
Мурманская ТЭЦ	12	6×1, 6×1	16*
Кольская АЭС	1760	220×8	10285**
Итого	2038	–	10674

* – данные 2013 года.
** – среднее за 2009-2013 годы.

До недавнего времени в состав Кольской энергосистемы входили еще три ведомственных ТЭЦ: в Ковдоре (8 МВт), Мончегорске (18 МВт) и Заполярном (18 МВт). В последние годы эти ТЭЦ в связи с избыточностью мощностей в энергосистеме неуклонно снижали объемы выработки (рис. 2). В 2008 году в Мончегорске и Заполярном, а в 2013 году и в Ковдоре местные ТЭЦ прекратили вырабатывать электроэнергию и фактически перешли в разряд ведомственных котельных.

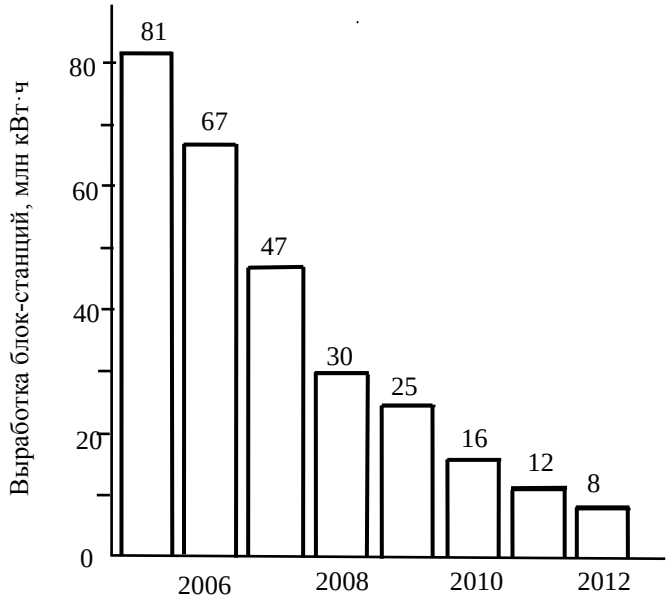


Рис.2. Годовая выработка электрической энергии блок-станциями Кольской энергосистемы

Основные технико-экономические параметры действующих тепловых электростанций области сведены в табл. 3, из которой видно, что самым значимым источником электрической энергии в регионе является Кольская АЭС. В 2013 году ее доля в балансе мощности Кольской энергосистемы составила 48%, а в балансе выработки 60%.

Начиная с 1990-х годов, когда страна и регион перешли на новую систему хозяйствования и рыночные экономические отношения, в Мурманской области наблюдалось снижение объемов промышленного производства, особенно в добывающих отраслях. Из-за снижения энергопотребления появился избыток установленных мощностей. Это, в свою очередь, привело к систематической недогрузке Кольской АЭС, выполняющей в энергосистеме функцию замыкающей электростанции.

Гидроэлектростанции. В состав Кольской энергосистемы входят 17 гидроэлектростанций, расположенных на реках Нива, Паз, Ковда, Тулома, Воронья, Териберка (табл. 3). Они объединены в 6 каскадов. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 1594 МВт или около 44% от мощности энергосистемы. Доля гидроэлектростанций в годовой выработке энергосистемы не постоянна и зависит от водности года. В среднем она составляет около 35-40%.

Большинство ГЭС Кольской энергосистемы являются станциями плотинно-деривационного типа. Семь гидростанций построены с безнапорной деривацией каналами разной длины. Это станции Нива-1, Нива-2, Княжегубская, Иовская, Кумская, Серебрянская-1 и Серебрянская-2. Три подземные ГЭС имеют тоннельную напорную деривацию: Нива-3, Верхне-Туломская и Борисоглебская. Шесть ГЭС являются низконапорными станциями приплотинного типа: Кайтакоски, Янискоски, Хевоскоски, Нижне-Туломская и Нижне-Териберская. Одна станция плотинно-деривационного типа с напорной деривацией трубопровода – Верхне-Териберская ГЭС. Основные энергетические показатели перечисленных ГЭС приведены в табл. 3.

Гидроэлектростанции Кольской энергосистемы в основном являются низко- и средненапорными и оборудованы, как правило, турбинами поворотно-лопастного типа. Только три ГЭС имеют напор выше семидесяти метров: ГЭС Нива-3, Серебрянская ГЭС-1 и Верхне-Териберская ГЭС.

Электросетевое хозяйство. Энергосистема Мурманской области имеет электрические связи с энергосистемой Карелии (две воздушные линии 330 кВ от подстанции Княжегубской ГЭС до подстанции Лоухи и воздушная линия 110 кВ Княжегубская ГЭС 11 – подстанция Лоухи), с энергосистемами Финляндии (ВЛ 110 кВ ГЭС Кайтакоски – ПС Ивало) и Норвегии (ВЛ 150 кВ Борисоглебская ГЭС – ПС Киркенес). Крупнейшей распределительной сетевой компанией Мурманской области является филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго». Суммарная протяженность воздушных линий напряжением 110-150 кВ составляет 4686 км.

Системообразующие воздушные линии энергосистемы Мурманской области выполнены на напряжение 330 кВ. По ним обеспечивается передача мощности от Кольской АЭС (1760 МВт) в центральные и северные районы области, а также на юг в энергосистему Карелии. Сети 330 кВ Кольской энергосистемы принадлежат Предприятию магистральных электрических сетей.

В настоящее время переток мощности за пределы Мурманской области в направлении Республики Карелия составляет около 600 МВт. С целью повышения пропускной способности и надежности работы сети 330 кВ на транзите Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго в настоящее время по заданию МЭС Северо-Запада выполнен проект строительства второй ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – ПС 330 кВ Княжегубская – ПС 330 кВ Лоухи – ПС 330 кВ Путкинская – ПС 330 кВ Онда – ПС 330 кВ Петрозаводская, а также ПС 330 кВ Петрозаводская – ПС 330 кВ Сясь – ПС 330 кВ Тихвин.

Таблица 3

Основные показатели действующих гидроэлектростанций Кольской энергосистемы

Название ГЭС	Река	Установленная мощность ГЭС, МВт	Количество турбин	Расчетный напор, м	Расчетный расход, $м^3/с$	Вид регулирования	Среднегодовая выработка энергии, млн кВт·ч
Нива-1	Нива	26.0	2	11.5	276	Многолетнее	129
Нива-2	То же	60.0	4	36.0	200	Недельное	410
Нива-3	»	155.5	4	74.0	250	Суточное	850
Кайтакоски	Паз	11.2	2	7.0	180	Многолетнее	70
Янискоски	То же	30.5	2	21.5	166	Суточное	210
Раякоски	»	43.2	3	20.5	255	То же	220
Хевоскоски	»	47.0	2	16.8	325	»	213
Борисоглебская	»	56.0	2	19.3	348	»	275
Кумская	Кума	80.0	2	32.0	350	Многолетнее	346
Иовская	Иова	96.0	2	36.0	350	Сезонное	536
Княжегубская	Ковда	152.0	4	34.0	460	То же	706
Верхне-Туломская	Тулома	268.0	4	58.5	480	Многолетнее	800
Нижне-Туломская	То же	57.2	4	17.5	360	Суточное	250
Серебрянская-1	Воронья	204.9	3	75.0	303	Многолетнее	550
Серебрянская-2	То же	150.0	3	62.5	276	Сезонное	519
Верхне-Териберская	Териберка	130.0	1	111.0	133	То же	236
Нижне-Териберская	То же	26.5	1	21.4	139	»	54
Итого:	–	1594	–	–	–	–	6374

В 2006-2007 годах выполнено строительство второй ВЛ 330 кВ на участке Кольская АЭС – ПС Княжегубская длиной 79 км и новой ПС 330/150 кВ Княжегубская с автотрансформатором мощностью 250 МВ·А. В 2009 году завершено строительство и введена в эксплуатацию вторая ВЛ 330 кВ ПС Княжегубская – ПС 330 кВ Лоухи (106.8 км) и новая ПС 330 кВ Лоухи (АТ 330/110 кВ, 2х125 МВ·А). К 2016 году намечается ввод второй ВЛ 330 кВ транзита Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго от ПС Лоухи до ПС Петрозаводская.

Распределительные сети Кольской энергосистемы на напряжение 35-110-150 кВ обеспечивают электроснабжение всех потребителей Мурманской области, включая крупные промышленные объединения, объекты Октябрьской железной дороги, города, поселки, отдельных сельскохозяйственных потребителей.

Перспективы развития электроэнергетического комплекса Мурманской области. Они связаны, в первую очередь, с развитием атомной энергетики. Существенное значение может иметь дальнейшее развитие гидроэнергетики, а также возможная газификация региона в случае начала освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения на шельфе Баренцева моря. Нельзя сбрасывать со счетов и возможности развития возобновляемой энергетики (малой гидроэнергетики, ветроэнергетики и приливной энергетики).

Развитие атомной энергетики на территории области связывается с продлением на 15 лет срока эксплуатации энергоблоков Кольской АЭС. Кроме того, на АЭС разработаны мероприятия по возможному повышению мощности этих энергоблоков с 440 до 470 МВт. Продленные сроки эксплуатации первого и второго блоков КАЭС заканчиваются в 2018 и 2019 годах. Решения о выводе их из эксплуатации в намеченные сроки пока не принималось. Более того, в 2013 году был рассмотрен вопрос о возможном повторном продлении сроков их эксплуатации еще на 15 лет. Это означает, что в этом случае конечный срок эксплуатации блоков достигнет 60 лет. Можно отметить, что именно такой срок эксплуатации блоков АЭС закладывается и в России, и за рубежом применительно к вновь проектируемым и строящимся АЭС. Вполне возможно, что предложение о повторном продлении первых двух блоков будет принято окончательно. По крайней мере, вопрос о начале строительства Кольской АЭС-2 как альтернативе продления сроков эксплуатации в практическую плоскость пока не ставился.

Что касается гидроэнергетики, то следует отметить, что наиболее эффективные гидроресурсы Мурманской области уже освоены (58%). Имеющиеся проекты сооружения ГЭС на реках восточной части Кольского полуострова, разработанные в 1980-х годах, пока не реализуются из экологических соображений (возможного негативного воздействия на окружающую среду). На сегодня развитие гидроэнергетики в Мурманской области компания «ТГК-1» связывает с поддержкой на должном техническом уровне функционирования всех действующих ГЭС.

В Мурманской области может получить развитие малая гидроэнергетика [1, 2]. В регионе имеются благоприятные створы как для сооружения системных малых ГЭС, работающих в составе энергосистемы, так и автономных малых ГЭС, работающих в интересах удаленных децентрализованных потребителей. За счет сооружения 11 системных ГЭС на реках Пиренга, Тумча, Умба, Лотта, Ура, Рында, Титовка и Большая Оленка установленная мощность гидроэлектростанций Кольской энергосистемы может быть увеличена на 67 МВт, а выработка – на 320 млн кВт·ч. За счет строительства малых

автономных ГЭС на Ельреке и Чаваньге эти показатели могут быть дополнительно подняты соответственно на 1.7 МВт и 8 млн кВт·ч.

Кольский полуостров располагает огромным потенциалом ветровой энергии, сосредоточенным главным образом в прибрежных районах Баренцева и Белого морей [3]. Здесь может получить развитие как системная, так и автономная ветроэнергетика [4]. Системной ветроэнергетике (сооружению ветропарков) может быть положено начало на пяти первоочередных площадках, выбранных вблизи северного побережья Кольского полуострова. Все они находятся сравнительно недалеко от гидроэлектростанций, способных компенсировать непостоянство ветра, и это облегчит вписывание энергии от ветропарков в график электрической нагрузки энергосистемы. Мощность ветропарков может составить: 10 МВт на площадке вблизи пос. Лодейное, 10-15 МВт на берегу Верхне-Териберского водохранилища, 50 МВт – около Серебрянской ГЭС-2, 100 МВт – в районе Лиинахамари на крайнем северо-западе региона, 200 МВт – на площадке вблизи 81-го км автодороги Мурманск – Териберка (развилка на Туманный). Суммарная мощность этих ветропарков составит около 375 МВт, годовая выработка энергии – свыше 1 млрд кВт·ч.

В связи с вышесказанным представляет интерес характеристика водохранилищ ГЭС Мурманской области с точки зрения их использования в интересах ветроэнергетики. У пяти из шести каскадов ГЭС АО «Колэнерго» верхнее водохранилище обладает емкостью, достаточной для ведения многолетнего регулирования (табл. 4).

Туломский каскад, состоящий из двух ГЭС, обладает вторым по полезной емкости водохранилищем (табл. 4). К числу других положительных качеств этого каскада относятся: высокий напор Верхне-Туломской ГЭС – 55 м, близость к промышленным узлам, наличие транспортной и строительной инфраструктуры. При проведении расчетов, направленных на выявление перспектив совместной эксплуатации крупных парков ВЭУ и ГЭС, Туломское водохранилище может рассматриваться как один из крупнейших резервуаров для аккумулирования гидроэнергии на Кольском полуострове, обладающих достаточно высокой энергетической эффективностью.

Весьма благоприятными возможностями для аккумулирования энергии характеризуются водохранилища Серебрянских и Териберских ГЭС. Водохранилище Верхне-Териберской ГЭС сезонного регулирования расположено в 13 км от моря, а водохранилище годичного регулирования Серебрянской ГЭС-1 расположено в 50 км от моря. Верхние электростанции обоих каскадов являются регулирующими и самыми высоконапорными в энергосистеме (111 м и 75 м), что делает каждый сэкономленный кубометр воды весьма энергоэффективным. В створах Серебрянских ГЭС имеются возможности для расширения станций, заложенные при проектировании и строительстве. Рельеф местности в районе Серебрянских и Териберских ГЭС не сильно расчленен, что облегчает транспорт, строительство, монтаж и обслуживание парков ВЭУ.

Максимальными аккумулирующими возможностями по объему воды обладают Нивский и Ковдинский каскады ГЭС. Суммарная полезная емкость водохранилищ многолетнего регулирования превышает 12 км^3. Водохранилища этих каскадов могут служить аккумуляторами энергии ветропарков, расположенных на побережье Белого моря.

Таблица 4

Основные данные по водохранилищам
действующих гидроэлектростанций АО «Колэнерго»

Название водохранилища	Река	Полезный объем, км^3	Площадь зеркала, км^2	Норм. подпорн. уровень, м	Вид регулирования
		Нивский каскад ГЭС			
Пиренгское	Пиренга	0.87	227	137.0	Многолетнее
Имандровское	Нива	2.83	876	127.5	То же
Пинозерское	То же	0.04	17.6	115.0	Недельное
Плесозерское	»	0.002	1.6	78.5	Суточное
		Пазский каскад ГЭС			
Кайтакоски	Паз	2.45	1100	118.0	Многолетнее
Янискоски	То же	0.004	6.3	110.7	Суточное
Раякоски	»	0.008	7.1	89.7	То же
Хевоскоски	»	0.006	16.0	70.3	»
Борисоглебское	»	0.028	56.0	21.0	»
		Ковдинский каскад ГЭС			
Кумское	Кума	8.68	1969	109.5	Многолетнее
Иовское	Иова	0.548	294	72.0	Сезонное
Ковдозерское	Ковда	1.93	610	37.2	То же
		Туломский каскад ГЭС			
В.-Туломское	Тулома	3.86	745	80.0	Многолетнее
Н.-Туломское	То же	0.04	38.5	17.7	Суточное
		Серебрянский каскад ГЭС			
Серебрянское	Воронья	1.68	531	154.0	Годичное
Падунское	То же	0.005	25.5	74.0	Суточное
		Териберский каскад ГЭС			
В.-Териберское	Териберка	0.290	31.1	145.0	Годичное
Н.-Териберское	То же	0.003	1.42	25.0	Суточное

Автономная ветроэнергетика может быть ориентирована на энергоснабжение удаленных децентрализованных потребителей. К их числу относятся прибрежные метеостанции, маяки, пограничные заставы, рыболовецкие колхозы, объекты Северного флота и др. Внедрение ветроэнергетических установок в местные системы электро- и теплоснабжения (дизельные электростанции, котельные) может способствовать экономии до 30-50% привозного органического топлива.

Говоря о приливной энергетике, следует отметить, что ОАО «РусГидро» на площадке Кислогубской приливной электростанции в 2006 году испытало изготовленное на «Севмаше» в Северодвинске ортогональное рабочее колесо гидроагрегата диаметром 5 м мощностью 1.1 МВт. Успешная реализация этого проекта позволила осуществить проектирование Северной ПЭС в Мурманской области и Мезенской ПЭС в Архангельской области. Первая располагается в створе губы Долгой (в 6 км западнее Териберки) на северном побережье Кольского полуострова, вторая – в Мезенской губе Белого моря (Архангельская область). Мощность Северной ПЭС составит 12 МВт, а Мезенской ПЭС – 8000 МВт. Северная ПЭС явится прямым прототипом для Мезенской ПЭС, она позволит обосновать практическое осуществление этой крупной ПЭС и показать ее экономическую целесообразность.

Подводя итог изложенному выше, можно сделать следующие выводы:

1. Кольская электроэнергетическая система уникальна по своей структуре, она имеет в своем составе одну АЭС, две ТЭЦ, семнадцать ГЭС, одну приливную электростанцию. Большое количество высокоманевренных гидроэлектростанций позволяет успешно покрывать реальный переменный график электрической нагрузки и служит основой для освоения в перспективе высокопотенциальных ветроэнергоресурсов региона.

2. Энергосистема вырабатывает в год около 17-18 млрд кВт·ч электроэнергии, является энергоизбыточной, способной производить на 2-3 млрд кВт·ч больше. Из всей вырабатываемой энергии около 13 млрд кВт·ч потребляется внутри Мурманской области, 4.0-4.5 млрд кВт·ч передается в Карелию и далее в ОЭС Северо-Запада, 0.6-0.8 млрд кВт·ч экспортируется за рубеж, в Финляндию и Норвегию.

3. Энергосистема располагает развитым электросетевым хозяйством, включающим магистральные системообразующие линии электропередачи напряжением 330 кВ и распределительные сети на напряжение 35-110-150 кВ. Продолжаются работы, направленные на увеличение возможностей транзита энергии в Республику Карелия и далее в ОЭС Северо-Запада.

4. Перспективы развития Кольской энергосистемы связываются с продлением сроков эксплуатации всех четырех блоков Кольской АЭС, поддержанием на должном уровне функционирования всех действующих гидроэлектростанций, дальнейшим развитием приливной энергетики (сооружением Северной ПЭС мощностью 12 МВт), началом освоения высокопотенциальных ветроэнергоресурсов (сооружением ветропарков) в прибрежной зоне Кольского полуострова.

Литература

1. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы использования энергии ветра малых ГЭС в удаленных районах Мурманской области. – Апатиты: КНЦ РАН, 2007. – 97 с.
2. Минин В.А. Перспективы развития возобновляемой энергетики в зонах децентрализованного энергоснабжения Мурманской области // Труды КНЦ РАН. Серия Энергетика. Вып. 4, №1/2012(8). – Апатиты: КНЦ РАН, 2012. – С. 110-122.
3. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области: препринт / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев, Е.А.Иванова, Т.Н.Морошкина, Г.В.Никифорова, А.В.Бежан. – Апатиты: КНЦ РАН, 2006. – 73 с.
4. Минин В.А. Перспективы внедрения возобновляемых источников энергии в топливно-энергетический баланс Мурманской области // Труды КНЦ РАН. Серия Энергетика. Вып. 5, №3/2012(10). – Апатиты: КНЦ РАН, 2012. – С. 105-111.

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 697.3 (470.21)

А.М.Клюкин, Н.М.Кузнецов, С.Н.Трибуналов

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ – ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Аннотация

Представлены результаты энергетического обследования для здания муниципального бюджетного учреждения г.Кандалакша и предложены мероприятия по повышению эффективности использования энергетических ресурсов.

Ключевые слова:

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

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

ENERGY AUDIT – THE BASIS OF EFFECTIVE ENERGY MANAGEMENT

Abstract

The results of the energy audits for municipal budget building of Kandalaksha are presented. The measures to increase the efficient use of energy resources are proposed.

Keywords:

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

В Северо-Западном регионе России вопросам эффективного использования энергоресурсов уделяется большое внимание [1-7]. Для выявления потенциала энергосбережения, определения основных энергосберегающих мероприятий, установления нормативных показателей энергопотребления необходимо проводить энергетические обследования зданий с последующим составлением энергетических паспортов.

В рамках решения перечисленных задач на объекте муниципального бюджетного учреждения г. Кандалакши ДК «Металлург» были выполнены следующие работы: собраны и проанализированы общие сведения об объекте энергетического обследования; оснащенности приборами учета; объеме используемых энергетических ресурсов; показателях энергетической эффективности; произведена оценка возможной экономии энергетических ресурсов и технического состояния систем инженерного обеспечения; предложены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности; выполнено инструментальное обследование систем энергоснабжения и тепловизионное обследование здания. На рис. 1 представлена динамика изменения потребления энергетических ресурсов (электроэнергии, тепловой энергии) в тоннах условного топлива.

Теплоснабжение помещений здания производится согласно договору на поставку тепловой энергии в горячей воде с теплоснабжающей организацией ООО «Центр коммунальных технологий». Отпуск тепловой энергии по договору составляет 569.89 Гкал/год, в том числе на отопление – 545 Гкал, горячее водоснабжение – 3.51 Гкал, потери в сетях – 21.38 Гкал. В подвальном помещении здания расположен индивидуальный тепловой пункт, оснащенный коммерческим узлом учета тепловой энергии (рис.2).

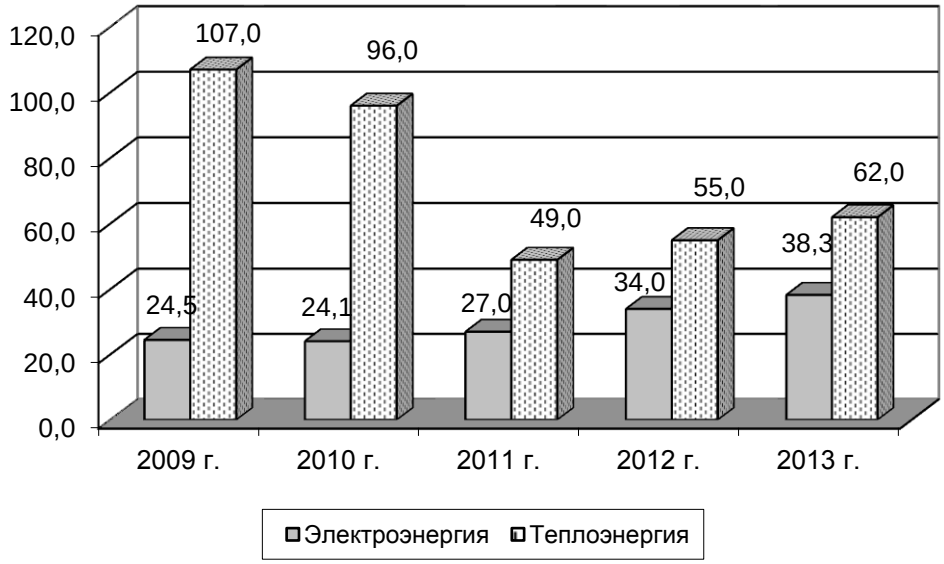


Рис.1. Динамика потребления энергетических ресурсов за 2009-2013 годы

Рис.2. Тепловой пункт

Система теплоснабжения здания – открытая, зависимая с разбором на горячее водоснабжение. Температурный график тепловой сети от котельной на поставку тепловой энергии 105/70 ºС, температурный график внутренней системы 95/70 ºС. В здании в качестве отопительных приборов используются чугунные радиаторы, регистры из металлических труб. Системы регулирования теплопотребления по зданию отсутствуют. В качестве прибора учета тепловой энергии используется «Взлет ТСРВ», класс точности В (2%).

Система теплоснабжения позволяет эксплуатировать учреждение при различных температурах окружающего воздуха в полном объеме. Потребность в тепловой энергии помещений на отопление и ГВС составляет 568.89 Гкал, включая потери в тепловых сетях.

Анализ теплопотребления по годам показывает, что неравномерность потребления тепловой энергии определяется продолжительностью и внешней температурой зимнего периода конкретного года. Анализ потребления тепловой энергии позволяет отметить, что расход тепловой энергии на отопление в отдельные годы превышает расчетно-нормативное теплопотребление, которое составляет порядка 150 Гкал. Перерасход колеблется в пределах 26 – 13.5%.

Данные помесячного потребления теплоэнергии зданием представлены на рис. 3.

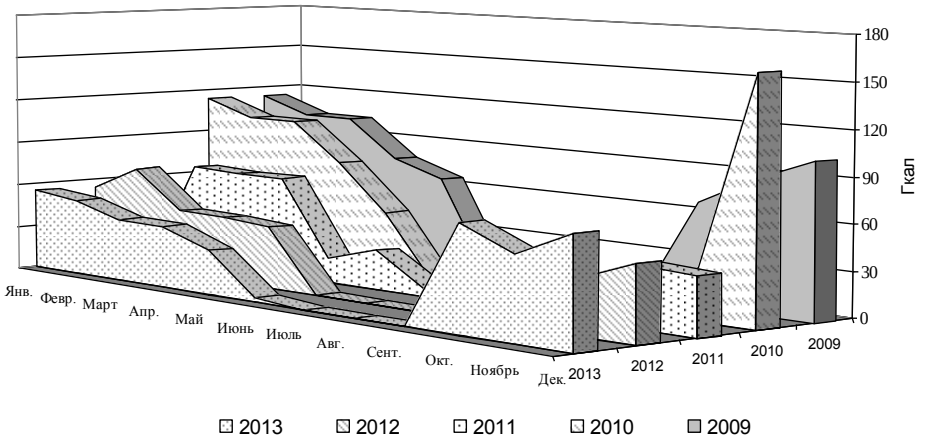


Рис.3. График помесячного потребления тепловой энергии

Значительное увеличение теплопотребления 14 сентября с 8-00 до 18-00 часов вызвано включением вентиляционной нагрузки. Также увеличивается потребляемая мощность электрической энергии на 5 кВт.

На рисунке 4 представлен график почасового потребления тепловой энергии, построенный после обработки данных, полученных в ходе выполнения мониторинга (рис. 5) по замерам расхода тепловой энергии на отопление здания с 14 по 20 сентября 2014 года.

На рисунке 6 представлены посуточные данные теплопотребления по результатам мониторинга. Регулирование теплопотребления при изменении температуры наружного воздуха производится на источнике теплоснабжения изменением температуры подающей воды.

Следует отметить, что температура на радиаторах отопления в помещениях здания колебалась в пределах 30-53 градусов (температура на подающем трубопроводе составляла 61.4 градуса), при этом в некоторых помещениях не обеспечивается необходимая температура 18 градусов.

Периодическим явлением на протяжении ряда лет в начале и конце отопительного периода температура в некоторых помещениях здания превышает требуемые по санитарно-гигиеническим нормам значения. В результате чего сотрудникам приходится открывать окна, что в итоге приводит к нерациональному использованию тепловой энергии. Причина указанного явления («перетопа») – несоответствие фактической температуры наружного

воздуха и прогнозируемой поставщиком тепловой энергии температуры для отпуска теплоты. Для эффективного использования энергоресурсов и возможности регулирования потребления тепловой энергии в системе отопления необходимо установить автоматизированный тепловой пункт с датчиками наружного и внутреннего воздуха. По соответствующей программе регулятор может осуществлять понижение температуры воздуха в помещениях в ночные часы и выходные дни, что наиболее актуально для зданий бюджетной сферы. Автоматизированное управление отопительной нагрузкой позволяет получить экономию в осенне-весенний период, когда распространенной проблемой является наличие перетопов, связанное с особенностями центрального качественного регулирования тепловой нагрузки на источниках теплоснабжения. Принципиальная схема установки системы автоматического регулирования отопительной нагрузки с циркуляционными насосами приведена на рис. 7.

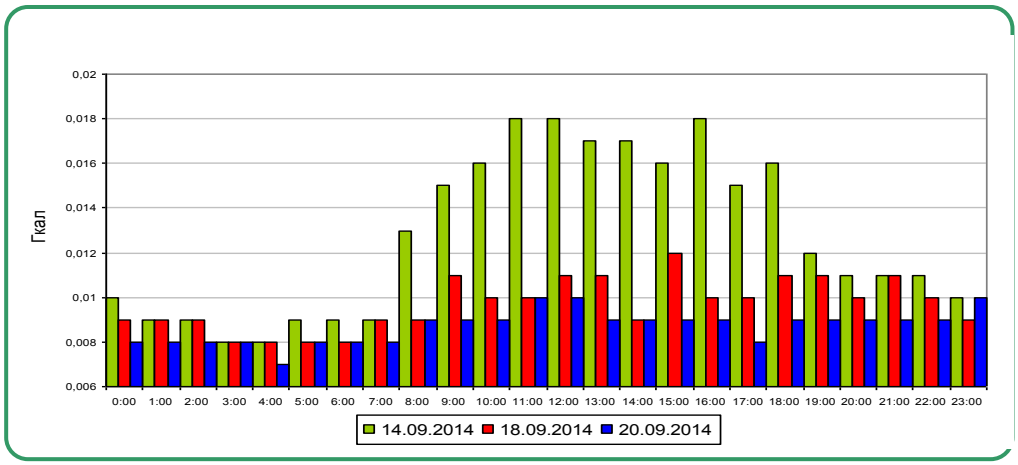


Рис.4. График почасового потребления тепловой энергии

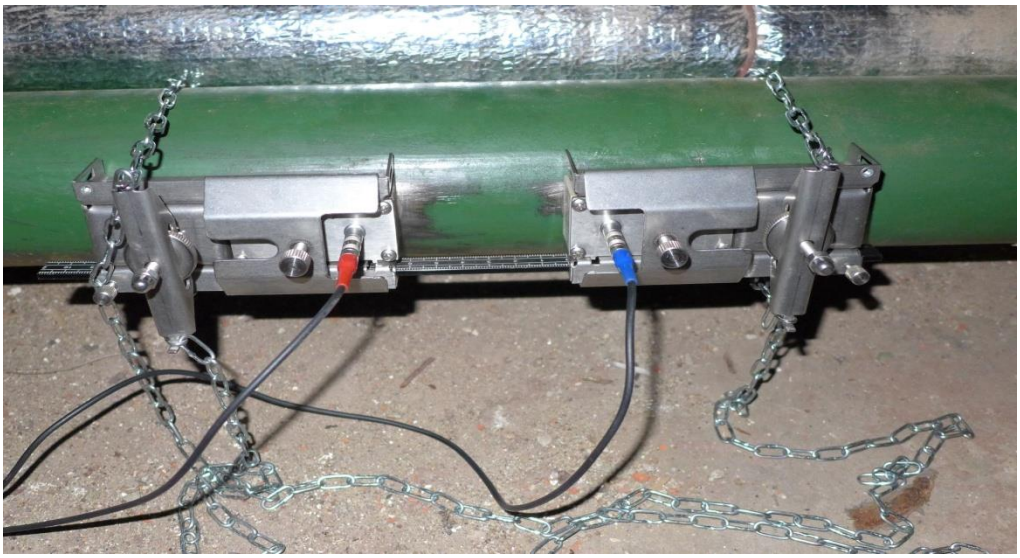


Рис.5. Установка датчиков для измерения расхода теплоносителя на трубопроводе

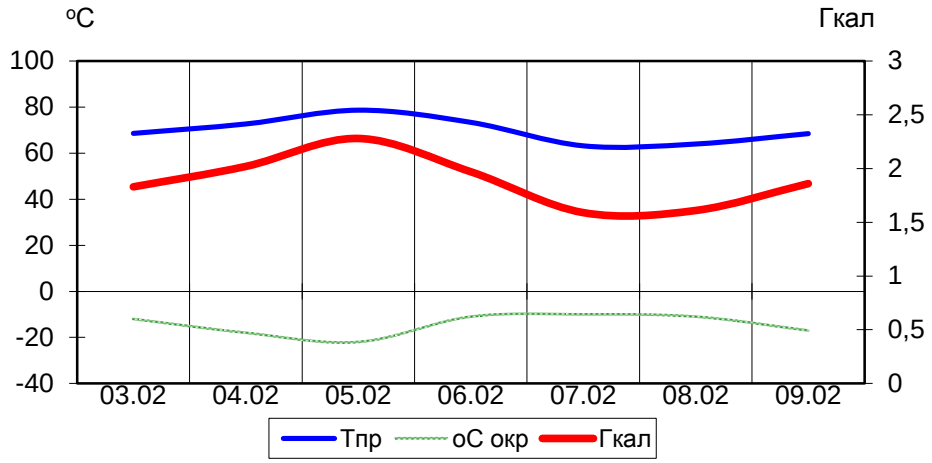


Рис.6. Изменение теплопотребления и температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха

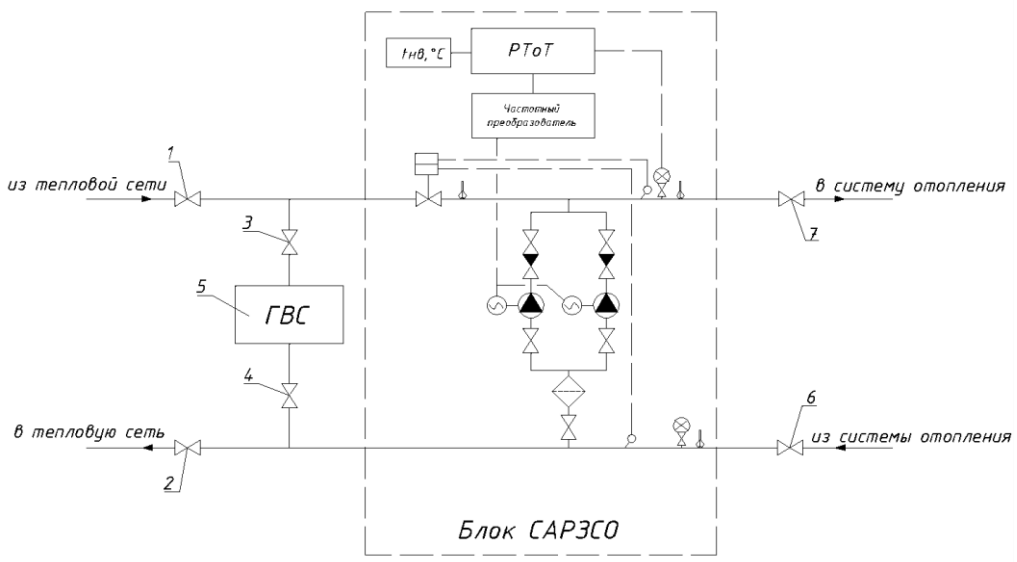


Рис.7. Принципиальная схема автоматизированного теплового пункта: 1, 2, 6, 7 – задвижка; 3, 4 – кран шаровой; 5 – водо-водяной подогреватель ГВС

Расчетная часовая тепловая нагрузка здания на отопление составляет, Гкал/ч:

$$q_{\div} = \frac{Q}{z \quad 24},$$

где Q – годовое потребление тепловой энергии на отопление здания (Гкал); z – продолжительность отопительного периода (сут).

Организация дежурного регулирования отопления предполагает снижение температуры воздуха в помещениях здания до $t_{\hat{a}}^{\ddot{a}}$ =14 °С. Часовая нагрузка на отопление в данном случае составит, Гкал/ч:

$$q_{\div}^{\ddot{a}} = q_{\div}\frac{(t_{\hat{a}}^{\ddot{a}} - t_{\acute{i}}^{\tilde{n}\eth})}{(t_{\hat{a}} - t_{\acute{i}}^{\tilde{n}\eth})},$$

где $t_{\acute{i}}^{\tilde{n}\eth}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период; $t_{в}$ – расчетная температура воздуха в помещениях (18 ^{0}С).

Годовой расход тепловой энергии на отопление здания при организации дежурного отопления и девятичасовом рабочем дне организации, Гкал:

$$Q_{д} = (q_{ч} \cdot 9 + q_{ч}^{д} \cdot 15) \cdot z_{р} + q_{ч}^{д} \cdot z_{в},$$

где $z_{р}$ – количество рабочих дней в отопительном периоде; $z_{в}$ – количество выходных и праздничных дней в отопительном периоде.

Экономия тепловой энергии от внедрения дежурного отопления за отопительный период, Гкал:

$$\Delta Q_{\ddot{a}} = Q - Q_{\ddot{a}}.$$

Общая экономия тепловой энергии за счет организации автоматизированного теплового пункта, Гкал:

$$\Delta Q = \Delta Q_{д} + k \cdot Q,$$

где k – коэффициент эффективности регулирования тепловой нагрузки в осенне-весенний период.

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta Э = \Delta Q \cdot Т \cdot 10^{-3},$$

где Т – тариф на тепловую энергию (руб/Гкал). Годовая тепловая нагрузка на систему отопления здания – 548.1 Гкал. Температура воздухав помещении – 18 ^{o}С. Средняя температура наружного воздуха за отопительный период составляет -3.9 ^{o}С. Длительность отопительного периода z = 266 дн. Тариф на тепловую энергию Т = 2893 руб. Продолжительность рабочего дня – 9 ч. Количество дней за отопительный период: рабочих – 202, нерабочих – 64. Расчетная часовая тепловая нагрузка здания составляет, Гкал/ч:

$$q_{ч} = \frac{Q}{z \cdot 24} = \frac{548.1}{266 \cdot 24} = 0.086.$$

При организации дежурного отопления и снижении температуры воздуха в помещениях в нерабочее время до 14°С часовая нагрузка составит, Гкал/ч:

$$q_{\div}^{\ddot{a}} = q_{\div}\frac{(t_{\hat{a}}^{\ddot{a}} - t_{\acute{i}}^{\tilde{n}\eth})}{(t_{\hat{a}} - t_{\acute{i}}^{\tilde{n}\eth})} = 0.086\frac{(14 - (3.9)}{18 - (3.9)} = 0.07.$$

Расход тепловой энергии на отопление здания при девятичасовом рабочем дне, Гкал:

$$Q_{д} = (q_{ч} \cdot 9 + q_{ч}^{д} \cdot 15) \cdot z_{р} + q_{ч}^{д} \cdot я_{в} = (0.086 \cdot 9 + 0.07 \cdot 15) \cdot 202 + \\ +0.07 \cdot 64 = 372.93.$$

Экономия тепловой энергии от внедрения дежурного отопления за отопительный период, Гкал:

$$\Delta Q_{\text{д}} = Q - Q_{\text{д}} = 548.1 \cdot 372.93 = 175.17.$$

Общая экономия тепловой энергии при учете снижения теплопотребления на 7% за счет устранения перетопов в осенне-весенний период, Гкал:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{д}} + k \cdot Q = 175.17 + 0.07 \cdot 548.1 = 213.54.$$

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta \text{Э} = \text{Т} \cdot 10^{-3} = 213.54 \cdot 2893 \cdot 10^{-3} = 623.58.$$

Норма потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию для объекта составляет 0.243 Вт/(м^3·°С). Расчетное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания составляет 0.286 Вт/(м^3·°С). Для оценки достигнутой в проекте здания или в эксплуатируемом здании потребности в энергии на отопление и вентиляцию установлены следующие классы энергетической эффективности зданий [8]. Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания от нормируемого приведена в табл. 1. Данные по классу энергетической эффективности для здания МБУ «Дворец культуры “Металлург”» в соответствии с приведенными выше показателями представлены в табл. 2.

Таблица 1

Классы энергетической эффективности зданий

Обозначение класса	Наименование класса	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания от нормируемого, %	Рекомендуемые мероприятия, разрабатываемые субъектами РФ
При проектировании и эксплуатации новых и реконструируемых зданий			
A++	Очень высокий	Ниже -60	Экономическое стимулирование
A+		От -50 до -60 включительно	
A		От -40 до -50 включительно	
B+	Высокий	От -30 до -40 включительно	То же
B		От -15 до -30 включительно	
C+	Нормальный	От -5 до -15 включительно	Мероприятия не разрабатываются
C		От +5 до -5 включительно	
C-		От +15 до +5 включительно	
При эксплуатации существующих зданий			
D	Пониженный	От +15.1 до +50 включительно	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании
E	Низкий	Более +50	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании или снос

Таблица 2

Класс энергетической эффективности

Объект	Фактический удельный расход за 2013 г., Вт/(м^3·°С)	Нормативный удельный расход, Вт/(м^3·°С)	Отклонение фактического удельного расхода от нормативного, %	Класс энергетической эффективности
ДК «Металлург»	0.286	0.243	16.7	D

Выводы

Для совершенствования системы теплоснабжения здания муниципального бюджетного учреждения целесообразным является внедрение автоматизированного индивидуального теплового пункта с погодным регулированием, установка новых радиаторов отопления. Автоматизированное управление отопительной нагрузкой при установке соответствующей программы сможет осуществлять понижение температуры воздуха в помещениях в вечернее время и ночные часы, что также снизит общее теплопотребление.

Литература

1. Кузнецов Н.М. Об экономии энергии в районах Севера // Проблемы энергетики Мурманской области и соседних районов. – Апатиты: КФАН СССР, 1980. – С. 60-66.
2. Кузнецов Н.М. Древесные отходы – дополнительный источник энергии на Северо-Западе России // Горный журнал, спецвыпуск. – 2004. – С. 119-120.
3. Kusnetsov N., Salina S. Energy saving in heat-supply systems of Russian northern cites // INCORD’94, Fourth International Symposium on Cold Region Development: extended abstracts (Finland, June 13-16, 1994). – P. 172-173.
4. Кузнецов Н.М. Энергоэффективность на Севере Баренц-региона России // Проблемы энергетики Запада Европейского Севера России. – Апатиты: КНЦ РАН, 1999. – С.24-30.
5. Kuznetsov N.M. Energy saving and energy audit // International Journal of Applied And Fundamental Research. – 2013. – № 2 [Электронный ресурс]. – URL: www.science-sd.com/455-24108 (дата обращения: 04.03.2015).
6. Клюкин А.М., Кузнецов Н.М., Трибуналов С.Н. Международное сотрудничество по повышению эффективного управления энергопотреблением в Баренц-регионе // Труды Кольского научного центра. Энергетика, 7/2014 (26), вып. 9. – Апатиты, 2014. – С.93-97.
7. Kuznetsov N.M. Power survey – basis of energy saving // International Journal of Applied And Fundamental Research. – 2014. – № 2 [Электронный ресурс]. – URL: www. science-sd.com/457-24731 (дата обращения: 04.03.2015).
8. Свод правил СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

Сведения об авторах

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

Кузнецов Николай Матвеевич,
заведующий лабораторией энергетической эффективности и энергосбережения КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14
Эл. почта: kuzn55@mail.ru

Трибуналов Сергей Николаевич,
инженер лаборатории энергетической эффективности и энергосбережения КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14
Эл. почта: leee51@mail.ru

УДК 621.311

Ю.А.Арефьева, А.Е.Веселов, А.С.Карпов, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий, В.В.Ярошевич

ОБЗОР ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ РАЗВЕТВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0.4 кВ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Аннотация

Дана характеристика сети напряжением 10/0.4 кВ Кольского научного центра Российской Академии наук (КНЦ РАН), имеющей сильно разветвленную, структуру. Приведены данные о фактическом электропотреблении за 10 лет (2005-2014 годы) всеми электроприемниками КНЦ, о долевой структуре потребления электроэнергии различными трансформаторными подстанциями. Выполнено обследование распределительных сетей 10 и 0.4 кВ и силовых трансформаторов 10/0.4 кВ, показавшее, что большинство трансформаторов и кабельных линий находятся в эксплуатации более 30 лет.

Ключевые слова:

разветвленная электрическая сеть, электропотребление, кабельные линии, силовые трансформаторы, электроприемники.

U.A.Arefeva, A.E.Veselov, A.S.Karpov, E.A.Tokareva, G.P.Fastiy, V.V.Yaroshevich

REVIEW ON ELECTRICITY CONSUMPTION OF 10/0.4 KV BRACHED MAINS VOLTAGE OF THE KOLA SCIENCE CENTRE OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES

Abstract

The article presents characteristics of 10/0.4 kV network voltage of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences (KSC) which has a strong branched structure. The data on the actual power consumption for 10 years (2005 - 2014) by all power consumers of the KSC and on the structure of energy share consumption by different transformer substations are given. The survey of 10 and 0.4 kV distribution networks and 10/0.4 kV power transformers showed that the majority of transformers and cable lines are in operation for more than 30 years.

Keywords:

extensive power grid, power consumption, cable lines, power transformers, power-consuming equipment.

Обследование распределительных электрических сетей различных объектов техносферы энергорайонов Мурманской области (Апатитского, Кандалакшского, Ковдорского, Мончегорского и других) [1-5] показало, что системы электроснабжения городских и промышленных потребителей состоят из сильно разветвленной схемы с большим количеством трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6-10/0.4 кВ. Связь между отдельными подстанциями, а также с потребителями на стороне 6, 10 и 0.4 кВ осуществляется кабельными и воздушными линиями, как правило, со значительным сроком эксплуатации, достигающим 30-40 и более лет.

В таких сложно разветвленных схемах достаточно трудно обеспечить нормальное функционирование электрических сетей в установившихся режимах [6]. Неизбежны также аварийные ситуации, обусловленные износом электрооборудования, старением изоляции кабелей, ошибками технического персонала при многократных оперативных переключениях и другими разнообразными причинами.

Существующие методы оценки функционирования и электромагнитной совместимости различного электрооборудования ориентированы в основном на электрические сети высокого напряжения. В то же время специфика процессов в системах электроснабжения напряжением 6-10/0.4 кВ с типовой разветвленной сетевой структурой недостаточно подробно изучена.

Анализ результатов мониторинга режимов эксплуатации существующих разветвленных сетей выявил проблемы подобных сетей и позволил определить направление дальнейших исследований в части модернизации схем электроснабжения 6-10/0.4 кВ с учетом специфики Крайнего Севера с целью повышения их электромагнитной совместимости. Для более детального исследования была выбрана система электроснабжения КНЦ РАН.

Источником электроэнергии для потребителей КНЦ РАН являются подстанции ПС-24 и ПС-360 Центральных электрических сетей (ЦЭС) филиала «Колэнерго» ОАО «Межрегиональная распределительная компания Северо-Запада (ОАО «МРСК Северо-Запада»). С шин напряжением 10 кВ посредством двух кабельных фидеров (Ф-4 и Ф-20) запитаны распределительные подстанции РП-3 и РП-1, расположенные на значительном территориальном удалении друг от друга. Основным питающим узлом для объектов КНЦ РАН является подстанция РП-3. Питание от подстанции РП-1 рассматривается как резервный источник электроэнергии.

На рисунке 1 приведена схема распределительной сети 10 кВ КНЦ РАН, которая связывает шины РП-3 и РП-1 с отдельными распределительными устройствами (РУ) и трансформаторными подстанциями (ТП). Гарантирующим поставщиком электрической энергии для КНЦ РАН является ОАО «МРСК Северо-Запада». Граница раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности КНЦ РАН и сетевой организации находится на кабельных наконечниках напряжением 10 кВ РП-3 и РП-1. Здесь же расположены приборы автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), показания которых используются для оплаты потребленной электроэнергии.

Подстанции РП-3 и РП-1 имеют одиночную секционированную систему сборных шин с устройством автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе [7]. Распределение электроэнергии с шин 10 кВ РП-3 и РП-1 к отдельным РУ и ТП осуществляется с помощью кабельных линий различной длины, проложенных в земле.

От РП-3 питаются 11 подстанций и 4 распределительных устройства: РУ-1, РУ-2, РУ-3, РУ-4, ТП-66, КТП-69, ТП-68, ТП-92, ТП-62, ТП-67, КТП-67а, ТП-61, ТП-70, ТП-63, ТП-64. В табл.1 приведены сведения обо всех ТП КНЦ РАН.

Все подстанции соединены с РУ и РП-3 кабельными линиями. В табл. 2. приведены данные по кабельным линиям напряжением 10 кВ.

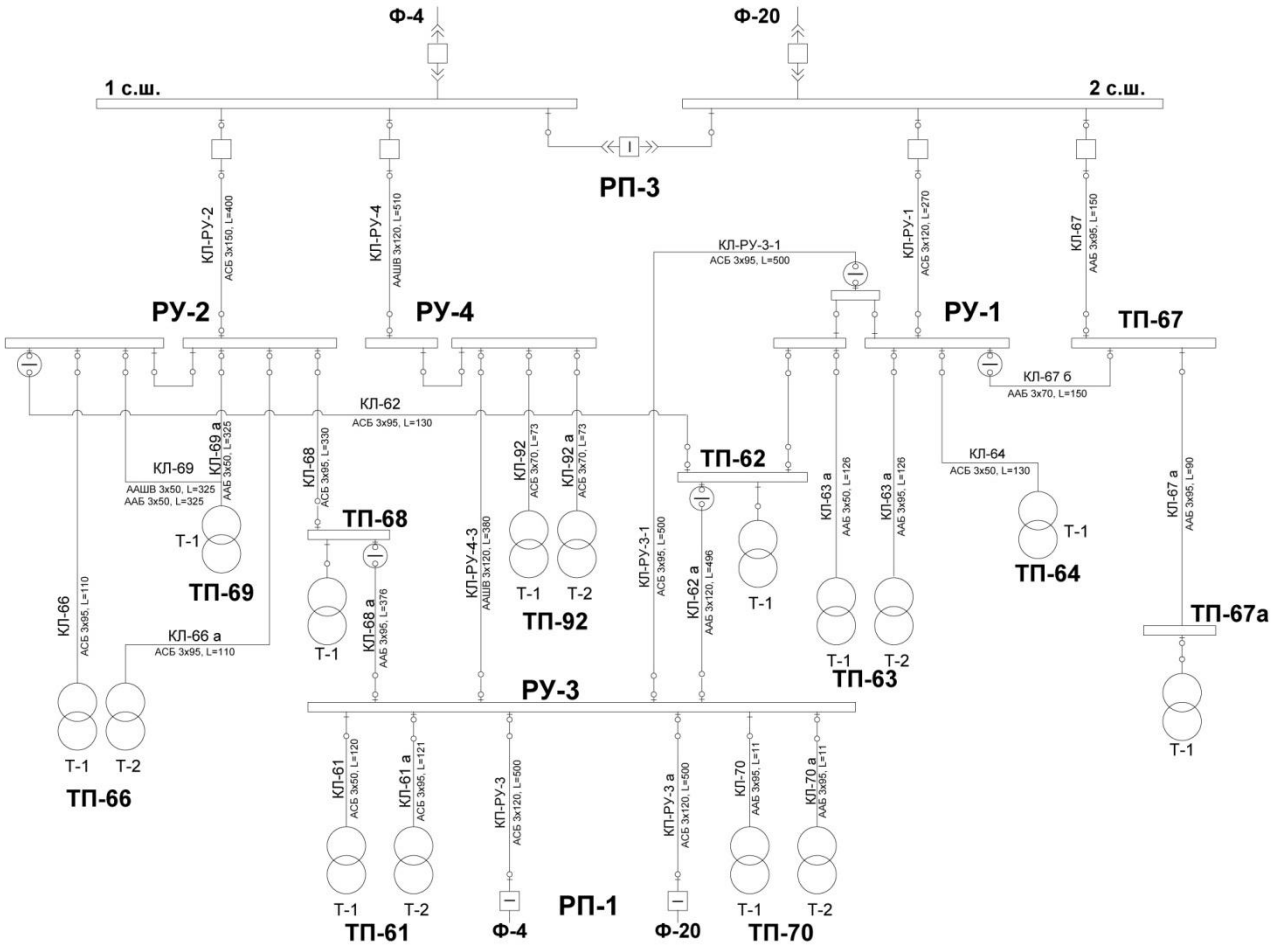


Рис.1. Схема распределительной сети КНЦ РАН напряжением 10 кВ/0.4 кВ

Таблица 1

Сведения о трансформаторных подстанциях КНЦ РАН*

Питающая ПС	Число трансформаторов	Год выпуска	Тип трансформатора	Мощность трансформатора, кВА	Схема соединения обмоток
ТП-92	Т-1	1978	ТМ	630	Y-Y-0
	Т-2	1972	ТМ	630	Y-Y-0
КТП-69	Т-1	1976	ТМФ	250	Y-Y-0
КТП-67а	Т-1	1987	ATON	400	Зигзаг
ТП-67	Т-1	1972	ТМ	630	Y-Y-0
ТП-66	Т-1	1970	ТМ	630	Y-Y-0
	Т-2	1970	ТМ	630	Y-Y-0
ТП-64	Т-1	1968	ТСМА	560	Y-Y-0
ТП-61	Т-1	1960	ТМ	320	Y-Y-0
	Т-2	1978	ТМ	400	Y-Y-0
ТП-62	Т-1	1969	ТМ	400	Y-Y-0
ТП-63	Т-1	1963	ТСМ	560	Y-Y-0
	Т-2	2008	ТМГ	400	Y-Y-0
ТП-68	Т-1	2008	ТМГ	400	Y-Y-0
ТП-70	Т-1	2007	ТМ	400	Y-Y-0
	Т-2	1966	ТСМА	320	Y-Y-0

* Напряжение, ВН/НН, 10/0.4 кВ.

Таблица 2

Технические данные кабельных линий

Питающая ПС	Наименование кабельной линии	Тип кабеля	Сечение кабеля, мм^2	Длина кабеля, м
РП-3	КЛ-РУ-2	АСБ	3×150	400
	КЛ-РУ-4	ААШБ	3×120	510
	КЛ-РУ-1	АСБ	3×120	270
	КЛ-67	ААБ	3×95	150
РУ-2	КЛ-66	АСБ	3×95	110
	КЛ-69	ААШВ	3×50	325
		ААБ	3×50	325
	КЛ-66а	АСБ	3×95	110
	КЛ-69а	ААБ	3×50	325
	КЛ-68	АСБ	3×95	330
РУ-4	КЛ-РУ-4-3	ААШВ	3×120	380
	КЛ-92	АСБ	3×70	73
	КЛ-92а	АСБ	3×70	73
РУ-3	КЛ-68а	ААБ	3×95	376
	КЛ-61	АСБ	3×50	120
	КЛ-61а	АСБ	3×95	121
	КЛ-РУ-3	АСБ	3×120	500
	КЛ-РУ-3а	АСБ	3×120	500
	КЛ-РУ-3-1	АСБ	3×95	500
РУ-3	КЛ-62а	ААБ	3×120	496
	КЛ-70	ААБ	3×95	11
	КЛ-70а	ААБ	3×95	11
РУ-1	КЛ-62б	АСБ	3×95	130
	КЛ-63	АСБ	3×50	126
	КЛ-63а	ААБ	3×95	126
	КЛ-64	АСБ	3×50	130
ТП-62	КЛ-62	АСБ	3×95	130
ТП-67	КЛ-67б	ААБ	3×70	150
	КЛ-67а	ААБ	3×95	90

Все электроприемники КНЦ РАН подключены к шинам 0.4 кВ ТП с помощью кабельных линий. В зависимости от мощности и характера нагрузки на стороне 0.4 кВ в схеме электроснабжения применены двухтрансформаторные ТП (ТП-92, ТП-66, ТП-61, ТП-63, ТП-70) и однотрансформаторные ТП (КТП-69, КТП-67а, ТП-67, ТП-64, ТП-62, ТП-68).

Двухтрансформаторные ТП имеют одиночную секционированную систему шин с автоматическим секционным выключателем. В однотрансформаторных ТП применена одиночная несекционированная система шин. Основными коммутационными и защитными низковольтными аппаратами являются рубильники, предохранители и автоматические выключатели. Все электроприемники имеют II или III категории по надежности электроснабжения.

Общая установленная мощность трансформаторов составляет 7560 кВА. Разрешенная Горэлектросетью активная мощность составляет 2080 кВт. КНЦ РАН является собственником трансформаторного оборудования. У ТП, обслуживающих подразделения КНЦ РАН, имеются субабоненты. Для примера на рис. 2 представлена принципиальная схема двухтрансформаторной подстанции ТП-70 с подключенными субабонентами.

Как следует из рис. 1 и 2, распределительные сети напряжением 10 кВ, в особенности сети 0.4 кВ, имеют сильно разветвленную, преимущественно радиальную структуру с разнородными электроприемниками [8]. В таких сетях имеется большое количество узлов с возможностью перераспределения потоков энергии [9], что делает практически невозможным их регистрацию в режиме мониторинга (непрерывная регистрация в течение недели на каждом присоединении).

В таблице 3 приведены данные о годовом потреблении электроэнергии электроприемниками КНЦ РАН за последние 10 лет с 2005 по 2014 годы. Они получены посредством снятия показаний электросчетчиков, установленных на отдельных объектах схемы электроснабжения. Систематизируем эти данные о годовом потреблении $W_{ð}^{ãîä}$ всеми электроприемниками КНЦ РАН на стороне 0.4 кВ в виде диаграммы, представленной на рис. 3.

Таблица 3

Годовое потребление $W_{ð}^{ãîä}$ всеми электроприемниками КНЦ РАН на стороне 0.4 кВ за последние 10 лет, кВт·ч

Год	2005	2006	2007	2008	2009
$W_{ð}^{ãîä}$	5 867 655	6 151 128	6 265 756	6 410 955	6 446 185
Год	2010	2011	2012	2013	2014
$W_{ð}^{ãîä}$	6 395 697	5 884 519	5 853 842	5 604 989	5 458 876

Как следует из рис. 3, годовое электропотребление в КНЦ РАН находится примерно на одинаковом, достаточно стабильном уровне. Следует отметить также тенденцию к некоторому уменьшению электропотребления начиная с 2010 года.

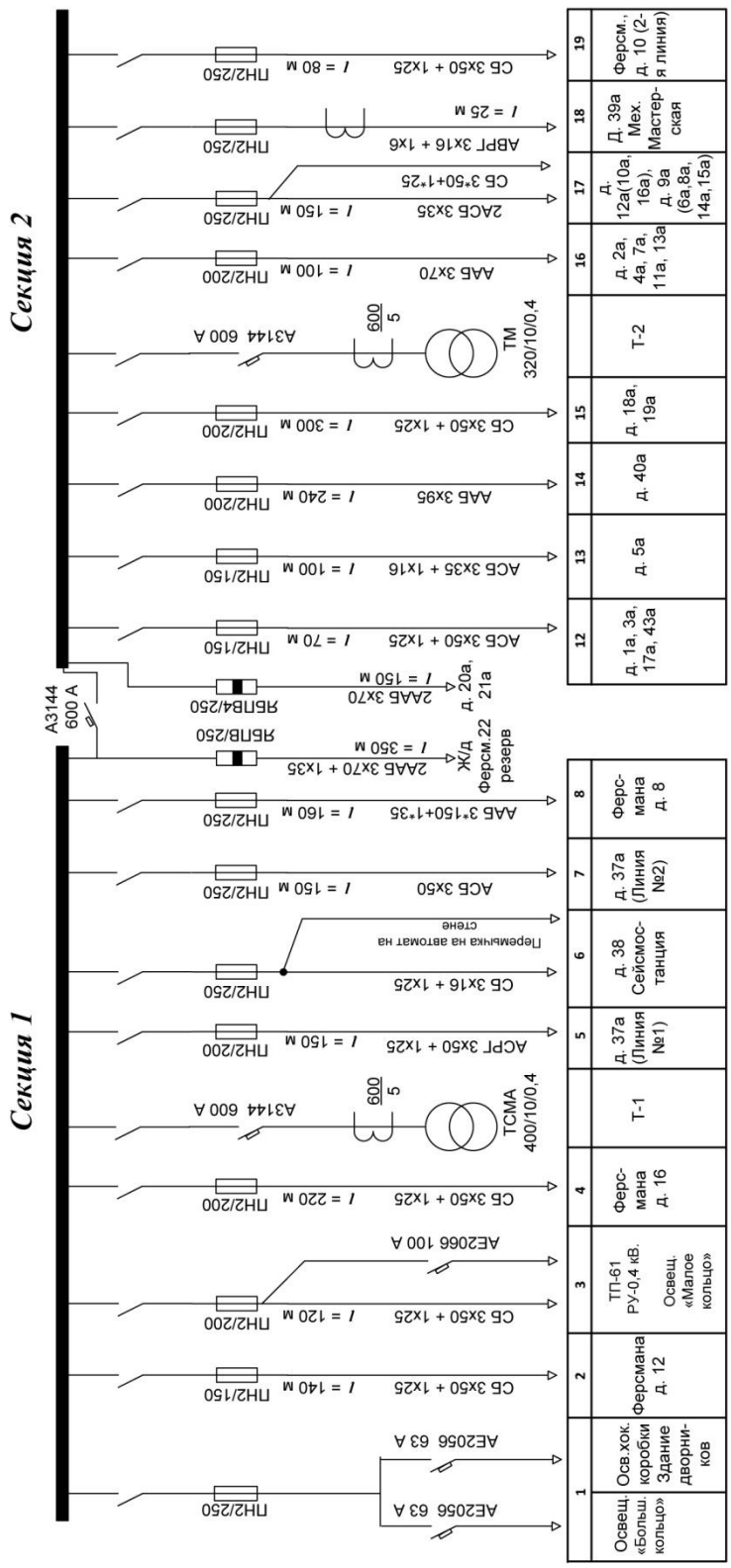


Рис.2. Принципиальная схема двухтрансформаторной подстанции ТП-70

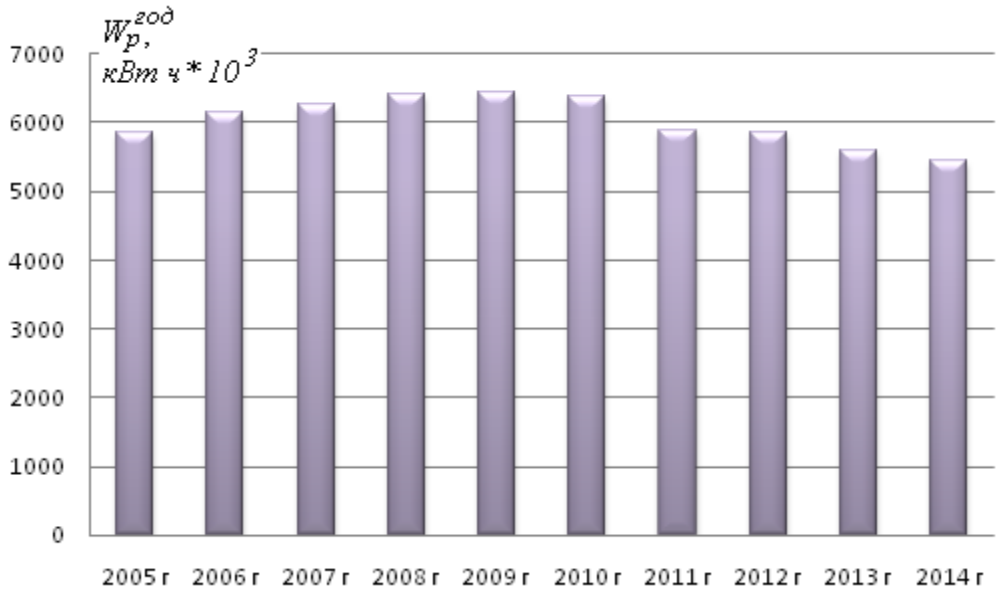


Рис.3. Годовое потребление электроэнергии ($W_p^{год}$)электроприемниками КНЦ РАН на стороне 0.4 кВ за последние 10 лет

Зная ежемесячное электропотребление, можно определить среднесуточную активную мощность в течение каждого месяца $Đ_{ñðìåñ}$. . На рис. 4 представлена зависимость, отражающая изменение этой мощности в течение 2014 года. Здесь же указана среднесуточная мощность $Đ_{ñð.ã.}$ в течение года. График отражает изменение потребления мощности с большими значениями в зимний период и спадами в весенне-летний период. Аналогичные графики можно построить и для других лет. Они носят похожий характер.

Приведем данные о долевой структуре потребления электроэнергии различными ТП КНЦ РАН. На рис. 5 приведена диаграмма за 2009 и 2014 годы, полученная по результатам анализа потребленной электроэнергии на стороне 0.4 кВ для каждой ТП по отношению к суммарной электроэнергии на низкой стороне всех ТП. Из диаграммы видно, что наиболее загруженными являются ТП-68, ТП-70 и ТП-92. Эта диаграмма характеризует долю электроэнергии каждой ТП. Аналогичные диаграммы можно построить и для других лет. Долевая структура участия отдельных ТП в потреблении электроэнергии сохраняется практически на одинаковом уровне.

На рисунке 6 приведен сравнительный график потребления электроэнергии на стороне 0.4 кВ всех ТП за 2009 и 2014 годы. Видно, что зависимости 2009 и 2014 годов идентичны с тенденцией уменьшения электропотребления в 2014 году. Следует отметить, что изменение нагрузки в 2014 году имеет более плавный характер ввиду принятия мер по энергосбережению и экономии электроэнергии различными электроприемниками.

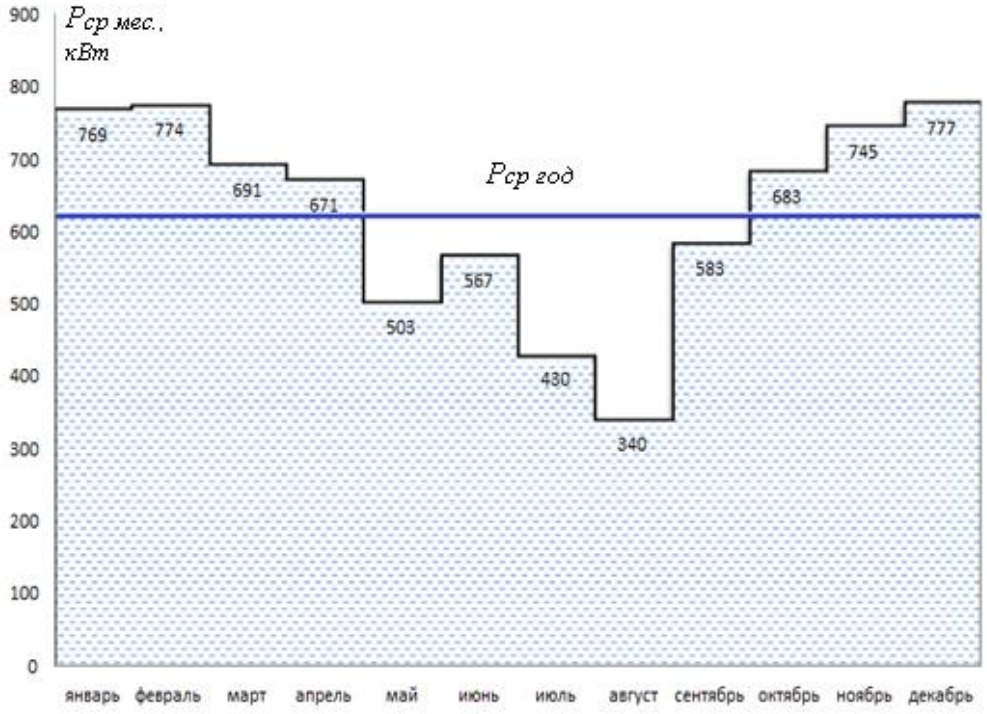


Рис.4. Изменение среднесуточной активной мощности по месяцам за 2014 год

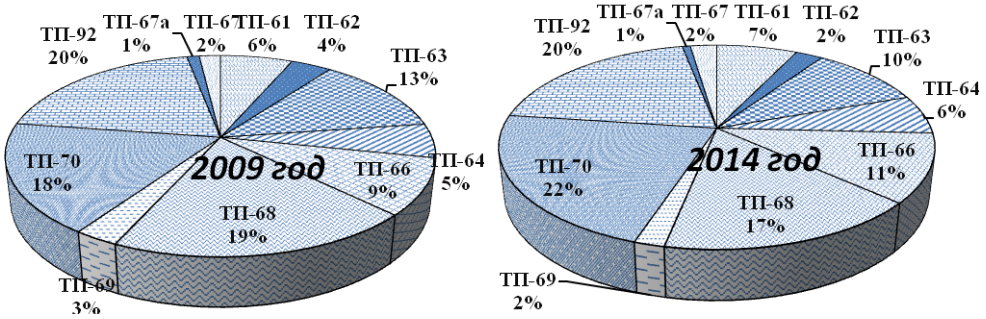


Рис.5. Долевая структура участия отдельных ТП в потреблении электроэнергии за 2009 и 2014 годы

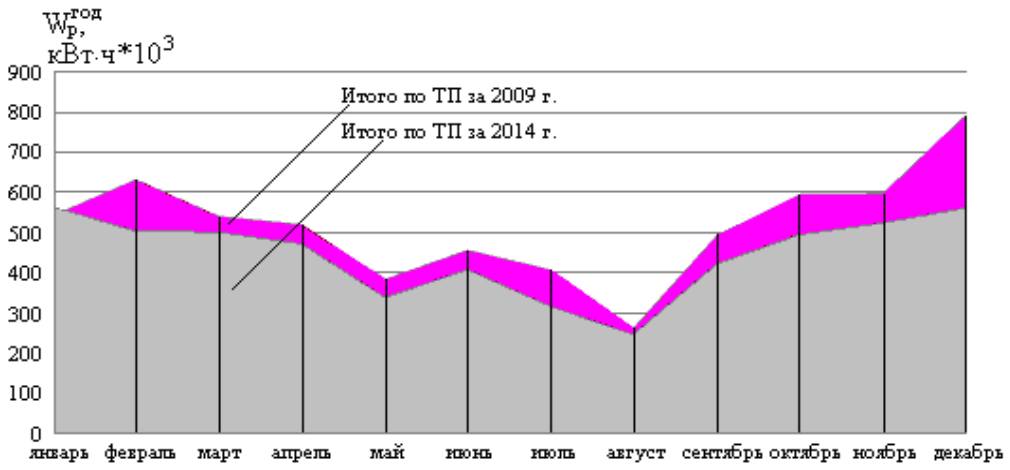


Рис.6. Сравнительный график потребления электроэнергии на стороне 0.4 кВ всех ТП за 2009 и 2014 годы

Выводы

1. Анализ системы электроснабжения КНЦ РАН показал, что электрическая сеть 10/0.4 кВ состоит из 11 подстанций и 4 распределительных устройств, соединенных при помощи кабельных линий напряжением 10 кВ, имеет резервное питание и сложную разветвленную структуру на стороне 10 и 0.4 кВ с разнородными потребителями.

2. Приведены данные об электропотреблении приемниками КНЦ РАН за 10 лет (2005-2014 годы). Проведен сравнительный анализ данных, который свидетельствует о примерно одинаковом, достаточно стабильном уровне потребления электроэнергии с тенденцией его уменьшения начиная с 2010 года ввиду внедрения мероприятий по энергосбережению. Рассмотрена долевая структура участия отдельных трансформаторных подстанций в потреблении электроэнергии.

Литература

1. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Проблемы локализации источника искажений качества электроэнергии // Сборник докладов десятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2008. – СПб.: ВИТУ, 2008. – 138-142 с.
2. Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М., Карпов А.С. Проблемы локализации источников искажений электроэнергии и определение вклада подключенных потребителей в искажение или нормализацию качества электроэнергии // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 1. – 2010. – №1. – 180 с.
3. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанций // Вестник МГТУ. – 2009. – Т. 12, №1. – С. 58-64.

4. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Исследование возможности локализации источника гармонических искажений напряжения на питающих подстанциях // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети: сб. науч. тр. ЦФТПЭС КНЦ РАН. – Апатиты, 2008. – С. 206.
5. Ярошевич В.В., Карпов А.С., 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. Вып. 7. – 2013. – № 4. – С. 117-121.
6. Левин М.С., Лещинская Т.Б. Влияние разветвленности сети на соотношение потерь напряжения и потерь мощности в ней // Электрические станции. – 1997. – № 4. – С. 77.
7. Правила устройства электроустановок. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2006. – 854 с.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

Сведения об авторах

Арефьева Юлия Анатольевна,
электромонтер отдела энергетического обеспечения КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 52А

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

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

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

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

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

Б.В.Ефимов, В.Н.Селиванов

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ КОЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Аннотация

Дан краткий обзор научно-исследовательских работ, выполняемых в Кольском научном центре и направленных на исследование функционирования электрических сетей в условиях природных и техногенных воздействий в Арктической зоне России.

Ключевые слова:

Арктическая зона России, геоиндуктированный ток, молниезащита, сопротивление заземления, наведенное напряжение, электрические сети.

B.V.Efimov, V.N.Selivanov

SURVEY OF EXTERNAL IMPACTS ON ELECTRIC GRID OF KOLA POWER SYSTEM

Abstract

The article deals with the research works carried out in the Kola Science Centre to study electric networks under natural and man-made impacts in the Arctic zone of Russia.

Keywords:

Russian Arctic zone, geomagnetically induced currents, lightning protection, grounding impedance, induced voltage, electrical grid.

В Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года [1] перечисляются ключевые факторы, оказывающие влияние на социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации:

а) экстремальные природно-климатические условия;

б) очаговый характер промышленно-хозяйственного освоения территорий и низкая плотность населения;

в) удаленность от основных промышленных центров, высокая ресурсоемкость и зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок из других регионов России топлива, продовольствия и товаров первой необходимости;

г) низкая устойчивость экологических систем, определяющих биологическое равновесие и климат Земли, и их зависимость даже от незначительных антропогенных воздействий.

Для Арктической зоны характерны экстремальные природные условия: низкие в течение всего года температуры, длительные полярная ночь и полярный день, частые магнитные бури, сильные ветры и метели, плотные туманы, однообразные арктические пустыни и тундры, вечная мерзлота; высокая, значительно опережающая среднемировую динамика изменений климата в последние десятилетия. Природная экстремальность усиливается негативным действием социально-экономических факторов – транспортной недоступностью, высокими производственными издержками и стоимостью жизни, малыми

размерами экономики и тенденциями к ее монополизации, изолированностью и дисперсностью расселения [2].

Перечисленные факторы также необходимо учитывать при формировании подхода к решению специфических проблем электроэнергетики в Арктической зоне. Как справедливо отмечено в [3], «практически все проблемы Арктической зоны фокусируются в эффекте «северного удорожания» в его экстремальной арктической форме», и они должны решаться в рамках общей государственной региональной политики России с учетом территориальных особенностей региона.

ЦФТПЭС КНЦ РАН входит в состав регионального научного центра, потому направления научной деятельности ориентированы на выполнение фундаментальных научных исследований и прикладных разработок с учетом специфики региона. Они включают, среди прочего, исследование проблем надежного и эффективного электроснабжения потребителей в условиях Севера. Одним из направлений нашей деятельности является разработка методов повышения надежности систем транспорта энергии в условиях влияния внешних электромагнитных воздействий в Арктической зоне России, включая:

- исследования влияния геомагнитных возмущений в высоких широтах на объекты электроэнергетики;
- разработку новых методов диагностики и компьютерного моделирования заземляющих устройств объектов электроэнергетики на Крайнем Севере;
- исследование грозоупорности подстанций и воздушных линий (ВЛ) Кольской энергосистемы;
- разработку рекомендаций по повышению безопасности работ под наведенным напряжением на отключенных линиях электропередач с высоким сопротивлением заземления в месте проведения ремонтных работ.

В данной статье рассмотрены исключительно физико-технические аспекты «арктической» электроэнергетики. Несомненно, они обусловлены, в первую очередь, специфическими природно-климатическими условиями в Арктической зоне, но похожие проблемы можно обнаружить и в других регионах России. Так, проблемы молниезащиты при низкой проводимости грунта характерны и для горных регионов юга России, а наведенное напряжение является опасным фактором независимо от региона.

В статье дан краткий обзор научно-исследовательских работ, выполняемых в Кольском научном центре и направленных на исследование функционирования электрических сетей в условиях природных и техногенных воздействий в Арктической зоне России. Перечисленные в каждом разделе пункты исследовательского плана в перспективе должны стать содержанием комплексной работы, подводящей итог многолетней деятельности ЦФТПЭС КНЦ РАН.

Исследование влияния геомагнитных бурь. Мировой опыт показывает, что геомагнитные бури (ГМБ) являются причиной тяжелых аварий, функциональных нарушений и ускоренного старения и накопления дефектов электрооборудования магистральных электроэнергосистем [4]. Основным негативным фактором воздействия ГМБ является генерирование геоиндуктированных токов (ГИТ), протекающих в нулевой последовательности протяженных воздушных линий через заземленные нейтрали трансформаторов и вызывающих насыщение стали сердечников.

ГИТ возникают в результате появления разности потенциалов в удаленных точках на поверхности Земли. При характерной частоте от 0.001 до 0.1 Гц амплитуда ГИТ может достигать 200 А. В случае протекания такого квазипостоянного тока в протяженной электрической сети с трансформаторами или автотрансформаторами с глухозаземленной нейтралью, кривая намагничивания трансформаторов может сместиться, что приведет к полупериодному насыщению сердечника. Это приводит к многократному возрастанию токов намагничивания, что, в свою очередь, приводит к нарушениям симметрии передачи энергии по фазам, появлению высших гармоник, перегреву стали сердечников, резкому росту вибраций и в конечном итоге к ускоренному старению изоляции силовых трансформаторов и нарушениям электроснабжения. Кроме того, геомагнитное воздействие носит кумулятивный эффект, снижая срок службы трансформатора. В итоге при наиболее опасных геомагнитных возмущениях в некоторых энергосистемах возможно возникновение серьезных аварий, подобных тем, что произошли в конце прошлого века в пик геомагнитной активности в северных районах США и Канады.

Выполненная ранее в Кольском научном центре РАН работа по организации непрерывной регистрации ГИТ на подстанциях магистральных электрических сетей Северо-Запада [5] не имеет аналогов в РФ, предоставляет обширный оригинальный материал, позволяющий исследовать влияние геомагнитных возмущений на трансформаторные подстанции сети, моделировать пиковые значения наведенных токов в энергосистеме при развитии экстремальных возмущений, оценивать предельные значения наведенных геоэлектрических полей в зонах повышенной электромагнитной опасности, к каковым могут быть отнесены узловые подстанции, атомные электростанции, системы железнодорожной автоматики и т.д.

В ЦФТПЭС КНЦ РАН в течение ряда лет и в настоящее время реализуется следующий план исследований:

- теоретический анализ квазистационарных воздействий, индуктированных ионосферными токами геомагнитных возмущений, на высоковольтное оборудование энергосистем северных регионов;
- разработка системы регистрации геоиндуктированных токов и создание региональной системы мониторинга воздействий геомагнитных возмущений на оборудование энергосистем Северо-Запада России;
- анализ данных многолетнего мониторинга геомагнитных воздействий на магистральные сети 330 кВ Кольской энергосистемы и их сопоставление с данными магнитосферных станций Баренц-региона;
- численное моделирование воздействия ГИТ на автотрансформаторы магистральных линий и тупиковых подстанций для оценки возможного негативного влияния на их функционирование;
- анализ эффективности технических и организационных мероприятий для уменьшения негативного воздействия геомагнитных возмущений на электроэнергетические системы.

Исследование заземляющих устройств объектов электроэнергетики. В северных районах Ленинградской области, в Карелии и Мурманской области наблюдается повышенная аварийность оборудования подстанций, шинной и линейной изоляции из-за их поражения молнией и высокочастотных перенапряжений при коммутациях на подстанциях [6]. Граница этого явления практически совпадает с границей распространения скальных грунтов с низкой проводимостью.

Одним из факторов, определяющих уровень возникающих на оборудовании перенапряжений, является величина импульсных сопротивлений заземляющих устройств подстанций и опор линий электропередачи. При высокочастотных воздействиях (грозовых и коммутационных) по заземляющим устройствам растекаются токи, длины волн которых сопоставимы с размерами заземлителя, поэтому параметры заземлений имеют распределенный характер. Необходимо учитывать как активные, так и реактивные характеристики, причем в условиях скальных грунтов с низкой проводимостью роль реактивных параметров заземлителей значительно возрастает. Кроме того, протекание больших импульсных токов молнии с частотами в широком диапазоне от десятков до тысяч килогерц требует учета таких нелинейных эффектов, как ионизация и искрообразование в грунте, коронирование проводов, нелинейность и анизотропия сред и т.д.

По этому разделу в ЦФТПЭС КНЦ РАН в соответствии с государственным заданием выполняются следующие исследования:

- проведение теоретических и экспериментальных исследований импульсных процессов в протяженных подземных проводниках;
- разработка методов компьютерного моделирования заземляющих устройств в условиях скальных грунтов с низкой проводимостью;
- разработка генераторно-измерительного комплекса для экспериментального определения импульсных характеристик заземляющих устройств;
- разработка методик оценки уровней перенапряжений на оборудовании энергосистем с учетом импульсных характеристик заземляющих устройств.

Особенности молниезащиты на Кольском полуострове. Вопросы оптимизации грозозащиты высоковольтных сетей электроэнергосистем в Арктическом регионе России в настоящее время являются весьма актуальными. При этом можно отметить, что в целом технические решения, заложенные при проектировании линий и подстанций в экстремальных условиях Европейского Севера страны, себя оправдали. Как показывает сравнение данных по ряду энергосистем, приведенное в [7], общее число автоматических отключений воздушных линий на Кольском полуострове и в Карелии находится на уровне среднего для центральной и южной частей России.

На этом фоне резко выделяются удельное число (на 100 км линии в год при фактическом числе грозовых часов) и доля грозовых отключений. По удельному числу этих отключений северные энергосистемы примерно в четыре раза превосходят электрические сети, расположенные в районах с гораздо большей грозовой активностью. Доля грозовых отключений системообразующих ЛЭП 330 кВ составляет в среднем за год 50-55%, а в грозовые месяцы ряда лет доходит до 90-95%. В то же время, например в Крыму, эта доля составляет 25%. И это при среднем числе грозовых часов вдоль трасс ЛЭП на Кольском полуострове – 7, против 60-80 часов в южных районах.

Причина низкой грозоупорности северных сетей известна [8]. Это недостаточный учет влияния аномально высокого удельного сопротивления грунта. Подходы ВЛ к подстанциям проектировались по тем же методикам, что и для районов средней полосы. В частности, при расчете форм фронтов волн, набегающих на подстанцию, учитывалось действие только импульсной короны. Не учитывалось влияние параллельных проводов, дискретных

заземлений грозозащитных тросов на опорах, импульсный характер сопротивления заземления опор и т.д.

Проблема грозозащиты оборудования открытых распределительных устройств (ОРУ) подстанций, к которым приходят воздушные линии электропередачи, также не теряет своей актуальности, так как появляются новые защитные аппараты и подходы к организации молниезащиты. Ориентированные на массовое применение, эти подходы зачастую не учитывают специфики молниезащиты в условиях аномально высокого удельного сопротивления грунта.

Для решения проблемы молниезащиты в Кольской энергосистеме в ЦФТПЭС КНЦ РАН выполняются теоретические и экспериментальные исследования, включающие в себя следующие этапы:

- анализ грозовой повреждаемости высоковольтного оборудования подстанций и проблемы обеспечения надежности его эксплуатации в условиях Арктической зоны;
- теоретические исследования грозоупорности линий и подстанций в районах с высоким удельным сопротивлением грунта с учетом импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций и опор линий электропередачи;
- выполнение численных и натурных экспериментальных исследований волновых процессов в воздушных линиях, на шинах и заземлителях подстанций;
- разработку рекомендаций для повышения надежности грозозащиты воздушных линий и подстанционного оборудования в условиях высокого удельного сопротивления грунта.

Исследование наведенных напряжений. Проблема опасных напряжений, наведенных на отключенной и выведенной в ремонт воздушной линии, не является специфичной для Кольского полуострова, но она обостряется невозможностью обеспечить на рабочем месте такое заземление, чтобы уровень наведенного напряжения снизился до безопасного [9]. В данном случае речь идет о стационарном сопротивлении заземляющего устройства опоры линии электропередачи (или другого искусственного заземлителя). Как показывают расчеты и экспериментальные исследования, сопротивление заземлителя на рабочем месте должно составлять единицы Ом. Только в этом случае, при условии, что ремонтируемая ВЛ заземлена в концевых РУ, можно снизить уровень наведенного напряжения ниже значения 25 В. В условиях нашего региона это практически невыполнимая задача. Многочисленные измерения сопротивлений опор ВЛ дают значения десятки и сотни Ом, и только в случае, если опора соединена грозотросом с заземляющим устройством близ расположенной подстанции, можно ожидать достаточно низкого значения сопротивления (и это при условии, что сама подстанция имеет такое низкое сопротивление, а это так далеко не всегда!).

Специфика грунтов с высоким удельным сопротивлением проявляется также в большей глубине проникновения обратного тока в землю, что обеспечивает большие значения магнитного момента и, как следствие, более высокие значения наведенных напряжений. Это особенно актуально, когда наведенные напряжения на ВЛ создаются проходящей рядом электрифицированной железной дорогой [10].

По этому разделу реализуется следующий план исследований:

- анализ рекомендаций и требований нормативных документов, относящихся к обеспечению безопасности работы ремонтного персонала при наличии наведенных напряжений;
- разработка алгоритма и программы расчета наведенных напряжений и токов в воздушной линии, основанных на вычислении поля горизонтального диполя через его векторный потенциал;
- проведение экспериментальных исследований для верификации результатов численного моделирования;
- разработка мероприятий по повышению безопасности ремонтных работ под наведенным напряжением.

Литература

1. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года»: постановление Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2014 г. № 366 г. Москва // Российская газета [Электронный ресурс]: сайт // Документы. – URL: http://www.rg.ru/2014/04/24/arktika-site-dok.html (дата обращения: 24.08.2015).
2. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года // Правительство России [Электронный ресурс]: сайт // Новости. – URL: http://government.ru/news/432/.
3. Жуков М.А. Арктическая зона России, неуловимая и ускользающая // Арктика сегодня [Электронный ресурс]: информационно-аналитический портал // Районирование Арктики. – URL: http://arcticregion.ru/index.php/rajonirovanie-arktiki/20-arkticheskaya-zona-rossii-neulovimaya-i-uskolzayushchaya (дата обращения: 24.08.2015).
4. Геомагнитные бури – фактор риска для энергетических систем России / М.В.Костенко, О.А.Трошичев, А.Н.Данилин, Р.М.Остафийчук, Р.М.Остафийчук, М.Б.Баранник, В.Н.Селиванов // Сборник научных докладов III международного симпозиума по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. – СПб., 1997. – С. 155-159.
5. Система регистрации геоиндуктированных токов в нейтралях силовых автотрансформаторов / М.Б.Баранник, А.Н.Данилин, Ю.В.Катькалов, В.В.Колобов, Я.А.Сахаров, В.Н.Селиванов // Приборы и техника эксперимента. – 2012. – № 1. – С. 118-123.
6. Ефимов Б.В. Особенности анализа грозоупорности линий электропередачи при низкой проводимости грунта // Известия Академии наук. Энергетика. – 2001. – № 1. – С. 63-74.
7. Ефимов Б.В. Методы исследования развития атмосферных перенапряжений в высоковольтных линиях энергосистем Севера и разработка комплекса мер по повышению надежности их работы: дис. … докт. техн. наук. – СПб., 1999. – 352 с.
8. 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 КНЦ РАН. Энергетика. – Апатиты: КНЦ РАН, 2010. – С. 9-16.
9. Ефимов Б.В., Фастий Г.П., Якубович М.В. Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения // Электрические станции. – 2002. – № 8. – С. 32-38.

10. Залесова О.В. Исследование уровня наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока // Вестник МГТУ. – 2014. – Т. 17, № 1. – С. 40-45.

Сведения об авторах

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

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 621.311

А.Н.Данилин, В.В.Ивонин

ОПТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПОВЕРХНОСТИ ПРОВОДНИКОВ В ГРУНТЕ*

Аннотация

Представлены результаты лабораторных исследований нелинейных процессов при стекании импульсных токов с электродов в увлажненный грунт, эмитирующих заземляющие устройства объектов электроэнергетики. Описаны два метода регистрации процессов искрообразования в грунте вокруг электродов. В результате получены экспериментальные данные по растеканию импульсных токов с заземлителей в лабораторных условиях с учетом искрообразования на моделях заземлителей при критических значениях напряженности электрического поля и длительностях импульсов тока сотни микросекунд.

Ключевые слова:

искрообразования в грунте, ионизация грунта, заземление, оптические исследования.

A.N.Danilin, V.V.Ivonin

OPTICAL INVESTIGATION OF HIGH-VOLTAGE PULSE PROCESSES ON THE SURFACE OF CONDUCTORS IN THE SOIL

Abstract

Experimental results of laboratory investigation of nonlinear processes in moist soil near electrode simulating grounding of electric power systems are presented. Two methods of optical recording of spark formation in the soil are developed. Investigations were carried out at voltage of 20-50 kV and current pulse duration of tens of microseconds. The critical electric field and delay of sparks beginning in soil in depending on the electrode construction, moisture and impulse duration are obtained.

Keywords:

sparking in soil, soil ionization, grounding, optical investigation.

---

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-08-00573).

Известно, что удельное сопротивление грунта напрямую зависит от таких характеристик, как почвенный состав грунта, температура в определенный момент времени года, содержание грунтовой влаги, степени засоленности, глубины промерзания грунта в зимний период, наличия многолетней мерзлоты и некоторых других [1, 2]. При ударе молнии быстроменяющийся многокилоамперный ток воздействует на грунт и вызывает искрообразование, в результате чего и свойства грунта, и характеристики заземления могут отличаться в несколько раз от величин, полученных при протекании слабого стационарного тока. Процессы, связанные с искрообразованием, носят нелинейный характер [3, 4]. Цель данной работы заключалась в разработке метода регистрации искровых каналов в грунте и исследовании развития каналов при различных условиях.

Оптические наблюдения выполнялись на установке [5], схема и конструкция которой приведена на рис. 1. Искровые процессы в грунте фиксировались цифровым фотоаппаратом через стекло емкости, в которой в увлажненном грунте размещался электрод, прислоненный к стеклу в окне заземленного экрана.

Следующим устройством для наблюдения искровых процессов в грунте является система, приведенная на рис. 2. В увлажненном грунте размещался лист фотобумаги, на который устанавливался электрод. После подачи импульса напряжения бумага проявлялась и на ней проявлялись следы развивающихся в грунте искровых каналов. Размер электрода такой же, как и в предыдущем опыте.

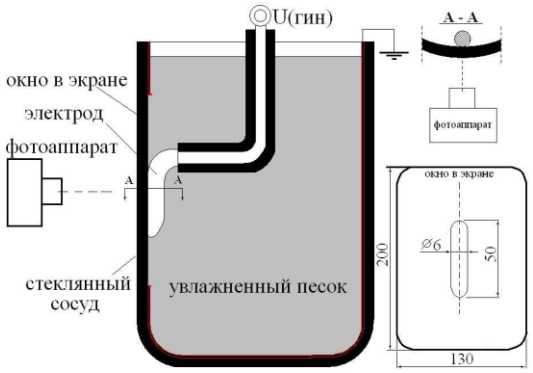


Рис.1. Устройство для оптических наблюдений искрообразования в грунте

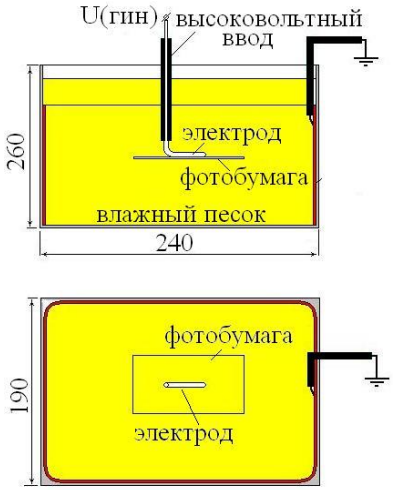


Рис.2. Устройство для фиксации искровых каналов в грунте на фотобумаге

Результаты экспериментов. На рис. 3 приведены сравнительные результаты явлений, наблюдаемых вокруг стержня длиной 50 мм и диаметром 4 мм, зафиксированных оптическими методами и на фотобумаге. Напряжение в импульсе – 20 кВ.

Еще одной парой сравнительных опытов, выполненных по такой же методике, являются зафиксированные процессы искрообразования, происходящие на краю плоского диска диаметром 25 мм (рис. 4).

а б

Рис.3. Искровые процессы в грунте, зафиксированные на фотобумаге (а) и оптическим методом через стекло (б)

а б

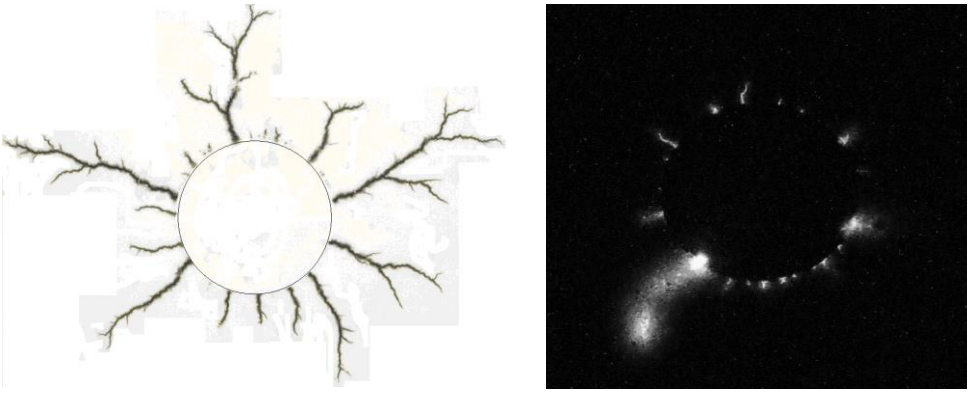


Рис.4. Искровые процессы в грунте, зафиксированные на краях плоского диска с помощью фотобумаги (а) и фотоаппарата (б)

Все процессы при начале искрообразования в грунте, особенно в неоднородном поле, как уже указывалось, нелинейны. Это хорошо демонстрируют вольт-амперные зависимости, которые строятся по осциллограммам токов и напряжений, полученных в ходе экспериментов. На рис. 5 приведены результаты опытов на сферическом электроде, наполовину погруженном в грунт. Импульсы напряжения лежали в интервале от 25 до 50 кВ с фронтом 0.1 мкс и длительностью до полуспада 120-270 мкс. При малых напряжениях импульсное сопротивление линейно и эквивалентно стационарному сопротивлению. На больших напряжениях вольт-амперная характеристика имеет форму гистерезиса, связанную с нелинейной характеристикой грунта. Из рисунка видно, что, когда плотность тока превышает критическое значение на поверхности электрода, сопротивление начинает уменьшаться из-за ионизации грунта.

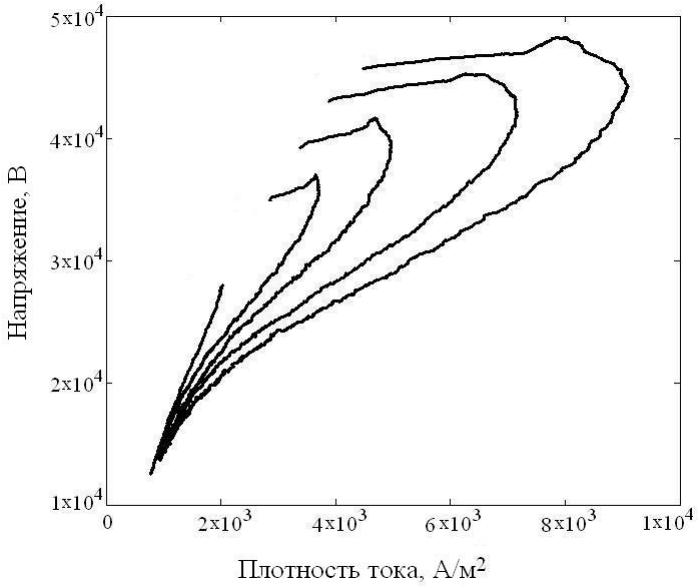


Рис.5. Вольт-амперные характеристики увлажненного грунта

Выводы

1. Разработана методика оптических и фотографических наблюдений искровых процессов вблизи поверхности электродов в увлажненном грунте при подаче на электрод высоковольтных импульсов. Выполнена серия сравнительных опытов регистрации импульсных искровых процессов.

2. Разработанные методики позволили визуализировать эти процессы. Показано, что при превышении критической плотности тока, стекающего с электрода в грунт, от электрода растут плазменные каналы, за счет чего динамическое сопротивление электродов становится резко нелинейным и сопровождается гистерезисными явлениями, что подтверждают вольт-амперные характеристики.

3. В симметричных электродных системах с неоднородным полем с ростом напряжения возникает неустойчивость плазменных процессов и ее контрагирование, что убедительно подтверждают опыты регистрации на фотобумаге.

Литература

1. Данилин А.Н., Ивонин В.В. Экспериментальные исследования импульсных характеристик сосредоточенных заземлителей // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 3. – Апатиты, 2014. – С. 27-33.
2. Oettle E.E. The impulse impedance of concentrated earth electrodes: Master's dissertation. – Johannesburg: University of the Witwatersrand, 1987.
3. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High voltage engineering: fundamentals // Newnes. 2000.
4. Nixon K.J. The lightning transient behaviour of a driven rod earth electrode in multi-layer soil. – Johannesburg: Witwatersrand, 2006.

5. Данилин А.Н., Ивонин В.В., Куклин Д.В. Лабораторные исследования процессов искрообразования в увлажненном грунте в зависимости от амплитуды и длительности импульсного напряжения на заземленном устройстве // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 4. – Апатиты, 2013. – С. 38-56.
6. Данилин А.Н., Ивонин В.В. Зондовые измерения процессов растекания импульсных токов в увлажненном грунте // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 7. – Апатиты, 2014. – С. 31-35.

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

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

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭМИССИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ ВО ВТОРИЧНУЮ ОБМОТКУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных исследований эмиссии электромагнитных возмущений в трехфазном силовом трансформаторе. Получены частотные характеристики функции передачи во вторичную обмотку трансформатора. В лабораторных условиях выявлено влияние режима нейтрали и токов во вторичной обмотке на формирование импульсных напряжений на выводах вторичной обмотки.

Ключевые слова:

эмиссия электромагнитных возмущений, импульсные перенапряжения, силовой трансформатор, функции передачи, частотные характеристики.

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

RESEARCH OF ELECTROMAGNETIC DISTURBANCES EMISSION IN THE POWER TRANSFORMER SECONDARY WINDING

Abstract

Pilot studies results of electromagnetic disturbances emission in the three-phase power transformer secondary winding are given. Transfer function frequency characteristics to a transformer secondary coil are received. The influences of the neutral mode and secondary winding currents on the impulse voltage formation in the LV bushing are revealed.

Keywords:

electromagnetic disturbances emission, power transformer, pulse overvoltages, transfer function, frequency characteristics.

Проблемы защиты от грозовых перенапряжений, как правило, рассматриваются для оборудования распределительных устройств (РУ) с подключенными воздушными ЛЭП. Прогнозирование параметров перенапряжений на изоляции обмоток трансформатора низкой и средней сторон и в подключенных к ним сетях отсутствует. Также при моделировании грозовых перенапряжений на подстанции не учитывается обратное влияние подключенной сети на перенапряжения на вводах трансформатора высокой стороны. Основную трудность в таких задачах представляет отсутствие характеристик каналов эмиссии импульсных воздействий в силовом оборудовании (трансформаторы, генераторы). В [1] приведены результаты опытных исследований влияний на перенапряжения на вводах обмотки высокой стороны (ВН) трансформатора. Качественно показано влияние режима нейтрали обмотки ВН и тока вторичной обмотки (НН).

Специфика процессов эмиссии электромагнитных импульсов в силовом трансформаторе определяется волновыми свойствами его обмоток и многообразием емкостных и магнитных связей между обмотками, магнитопроводом и корпусом. Поэтому при постановке экспериментов на силовом трансформаторе необходимо предусмотреть возможность изменений исследуемой системы, в том числе исключение либо ослабление влияния каких-либо факторов, например емкостных или магнитных связей между элементами системы.

К сожалению, большого разнообразия вариаций невозможно выполнить при проведении экспериментов на действующих силовых трансформаторах в условиях эксплуатации. В частности, невозможно изменить схему соединения вторичной обмотки и, таким образом, оценить влияние индуцируемых в ней токов или исключить влияние емкости корпуса на обмотки и их элементы. Это затрудняет выявление специфики процессов формирования перенапряжений и определение передаточных функций каналов их эмиссии.

Указанные вариации в экспериментах возможны на моделях или в лабораторных условиях на трансформаторах аналогичного типа. Поэтому приведенные ниже исследования выполнены на бескорпусном трехфазном двухобмоточном силовом трансформаторе с воздушной изоляцией. Это позволило существенно уменьшить влияние емкости обмоток на заземленные элементы трансформатора, а также с помощью изменения схемы включения вторичных обмоток изучить влияние токов в этих обмотках.

Эксперименты на трансформаторе выполнены с использованием генератора импульсных напряжений (ГИН) без дополнительных схем формирования фронта импульса. Схема экспериментов приведена на рис. 1.

Источником возмущений является генератор ГИН, подключенный к вводу фазы А обмотки высокой стороны (ВН) трансформатора с помощью делителя напряжения на резисторах R1 и R2. Эквивалентное сопротивление источника ГИН в экспериментах составило 330 Ом. Соответственно, согласующие сопротивления обмоток фаз В и С также равны 330 Ом. Для регистраций импульсных напряжений и токов использован цифровой четырехканальный осциллограф.

Контроль напряжения на вводе фазы А обмотки ВН трансформатора (канал А осциллографа) выполнен с помощью делителя напряжения РД1 – РД2: также с помощью делителей напряжения регистрировались напряжения в нейтрали обмотки ВН (канал С осциллографа) и на выводах обмотки низкой стороны (НН) (канал D осциллографа).

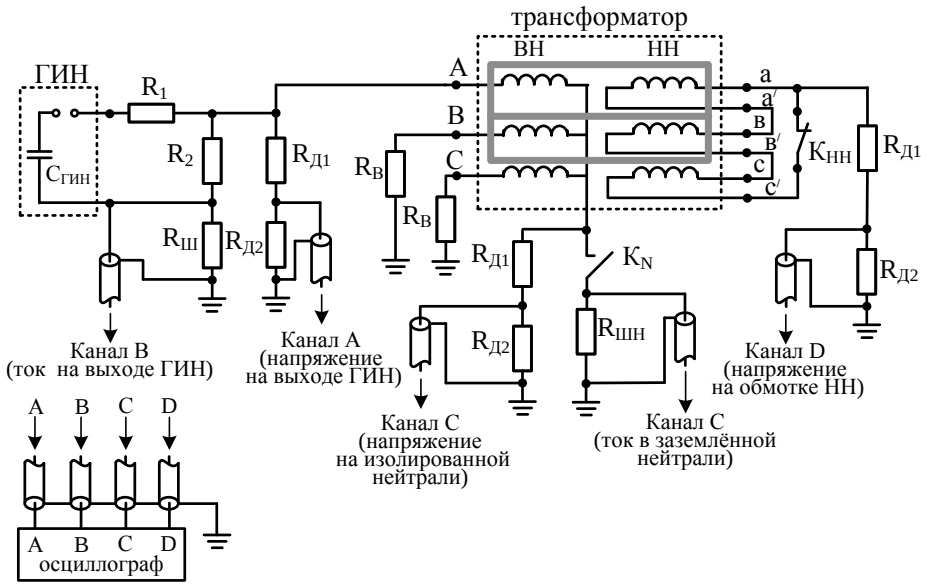


Рис.1. Схема лабораторных экспериментальных исследований трансформатора

Для измерения импульсных токов, генерируемых в трансформаторе (канал В), использован шунт $R_Ш$ в заземлении ГИН, а для контроля тока в заземленной нейтрали трансформатора (канал С) шунт $R_{ШН}$, объединенный с делителем напряжения в нейтрали. Переключения режима нейтрали и, соответственно, схемы измерений с делителем выполняется ключом K_N.

Изменение влияния токов во вторичной обмотке выполнено с помощью ключа $K_{НН}$.

Результаты экспериментов. Влияние режима нейтрали на изменение напряжения на вводе трансформатора и на обмотках НН представлены на рис.2а и б. Представленные осциллограммы соответствуют нормальной схеме включения обмотки НН в «треугольник».

Как видно из рис. 2а, при заземлении нейтрали обмотки ВН трансформатора начиная с 0.5 мкс происходит заметное снижение напряжения на ВН (примерно на 22%), что можно объяснить влиянием потенциала нейтрали. Отметим, что увеличение напряжения на вводе обмотки ВН прекращается при времени примерно 1.2 мкс и объясняется ограничением потенциала вводов фаз В и С обмотки ВН, заземленных через согласующие сопротивления R_C. Снижение напряжения на обмотке НН при заземлении нейтрали составляет около 35%, то есть превышает снижение напряжения на вводе ВН.

Спектры приведенных выше осциллограмм даны на рис.3а и б.

Как видно, изменения спектров исходного напряжения – возмущения на обмотке ВН – и реакции – напряжения на обмотке НН – различаются в диапазоне от 20 до 400 кГц. Также наблюдается увеличение гармоник в области 450-800 кГц в режиме изолированной нейтрали. Это может быть вызвано изменением частотных характеристик обмотки фА с подключенными через нейтраль обмотками фВ и фС.

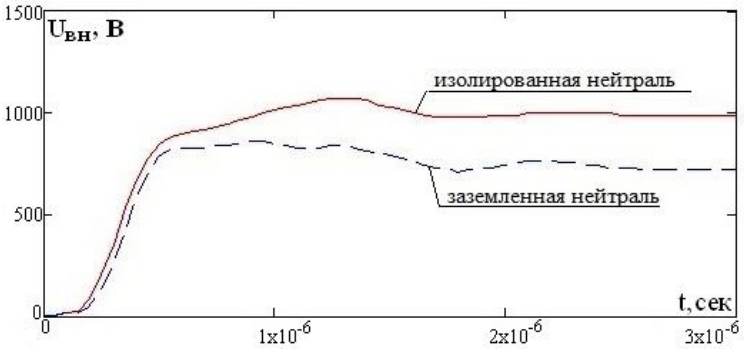
Для оценки влияния тока размагничивания, наводимого в обмотке НН, выполнены аналогичные исследования в вариантах разрыва контура из фазных обмоток НН. Аналогичные результаты получены при включении обмотки НН в звезду без нагрузки. Соответствующие осциллограммы напряжений на вводе фА обмотки ВН (возмущений) приведены на рис. 4а. На рис. 4б приведены осциллограммы реакций – напряжений на выводе обмотки НН.

Как видно на рис. 4а, изменение режима нейтрали сказывается существенно меньше, чем в опытах с включением обмотки НН в «треугольник». Следовательно, при отсутствии размагничивающего тока в обмотке НН не выявлено заметного влияния изменения режима заземления нейтрали обмотки ВН на перенапряжения на вводах ВН трансформатора.

Однако режим заземления существенно влияет на напряжение на выводах обмотки НН. Это объясняется тем, что при изолированной нейтрали повышается потенциал элементов обмотки ВН и реакция на стороне НН обусловлена, в основном, емкостной связью между обмотками ВН и НН.

Сопоставление спектров напряжений на вводе ВН и НН при исключении тока в обмотке НН приведено на рис. 5.

а



б

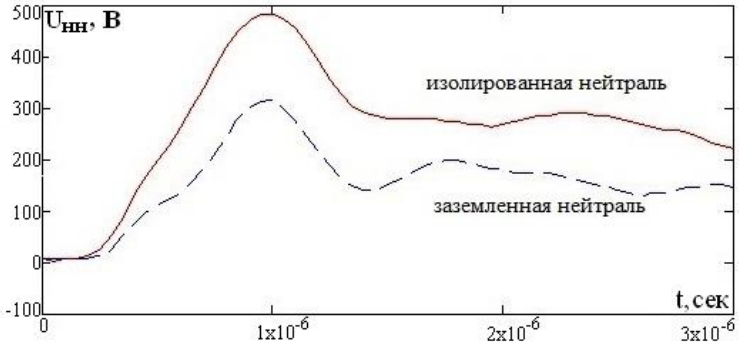


Рис.2. Влияние режима нейтрали на импульс напряжения на вводе обмотки ВН и выводах обмотки НН трехфазного трансформатора (НН включена в «треугольник»):
а – напряжение на вводе фазы А обмотки ВН; б – напряжение на обмотке НН

а б

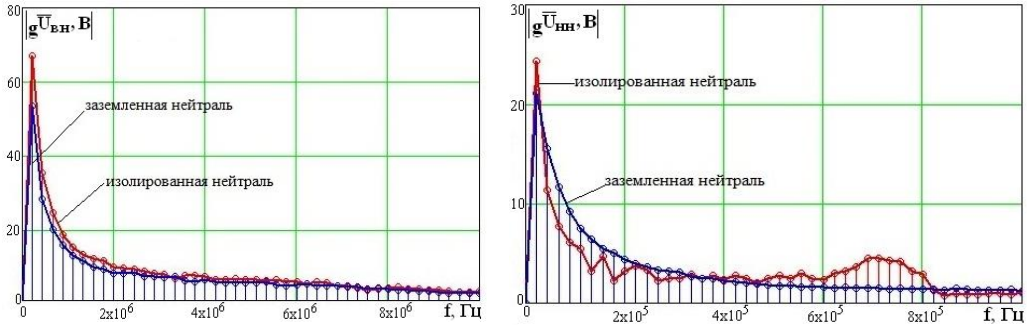
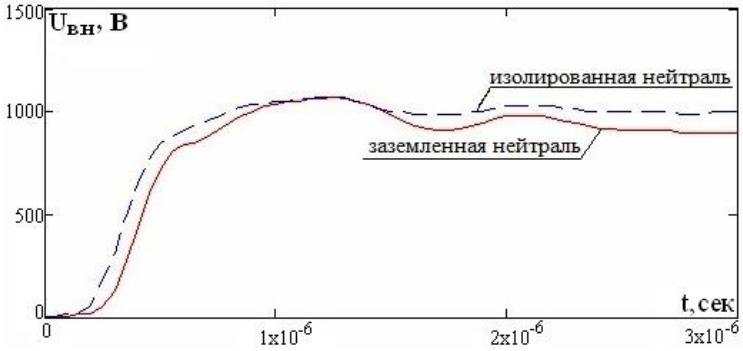


Рис.3. Сопоставление спектров возмущения на обмотке ВН трансформатора и реакции на обмотке НН:
а – спектры напряжения на вводе фазы А обмотки ВН; б – спектры реакции – напряжения на вводе обмотки НН

Из сопоставления спектров на рис. 5а видно, что изменение АЧХ возмущения – напряжения на вводе фазы А обмотки ВН при изменении режима нейтрали меняется относительно слабо. АЧХ реакции – напряжения НН меняется практически на порядок в диапазоне 20-400 кГц.

а



б

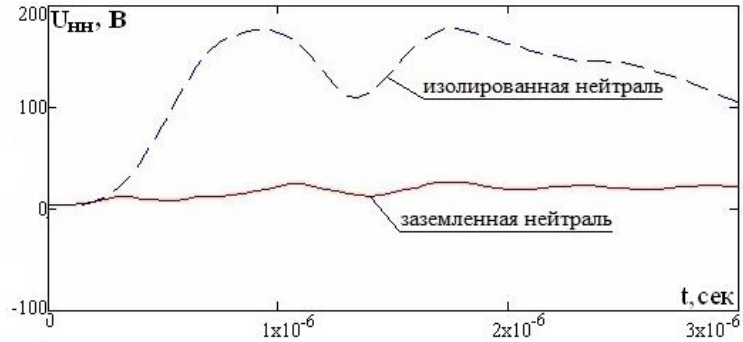


Рис.4. Влияние режима нейтрали на импульс напряжения на вводе обмотки ВН и выводах обмотки НН трехфазного трансформатора при отсутствии тока в обмотке НН:
а – напряжение на вводе фазы А обмотки ВН; б – напряжение на обмотке НН

а б

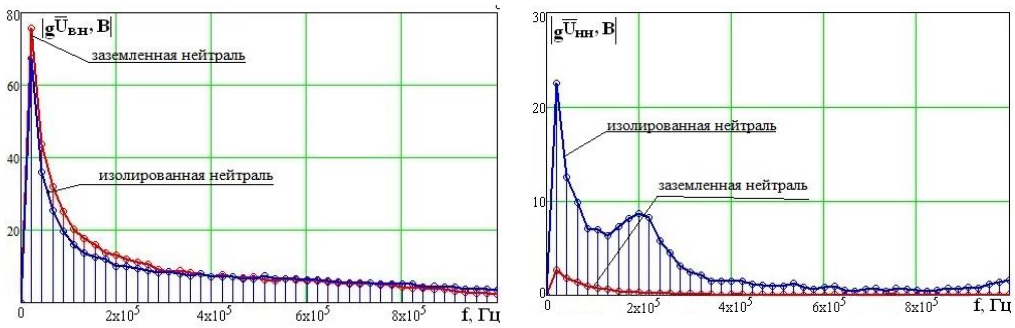


Рис.5. Сопоставление спектров возмущения на обмотке ВН трансформатора и реакции на обмотке НН при отсутствии тока в обмотке НН:
а – спектры напряжения на вводе фазы А обмотки ВН; б – спектры реакции – напряжения на вводе обмотки НН

Частотные характеристики канала эмиссии импульса напряжения в обмотку НН. По результатам экспериментов в действующей сети [2, 3] показано влияние формы импульсного воздействия на частотные характеристики канала эмиссии возмущений в нейтраль. В опытах, приведенных в данной статье, форма воздействия на силовой трансформатор была практически одинакова. Поэтому изменения частотных характеристик функции передачи канала распространения импульса напряжения будут отражать только влияние режима нейтрали обмотки ВН и индуцируемого тока в обмотке НН.

Частотные характеристики передаточных функций получены следующим образом. Предварительно получены спектры напряжений на вводе обмоток ВН (возмущений) и НН (реакций). АЧХ этих спектров приведены на рис. 3 и 5 для различных режимов нейтрали обмотки ВН трансформатора и режимов обмотки НН – включение в «треугольник» или разрыв контура для исключения тока в обмотке. Гармонические составляющие спектра функции передачи канала «обмотка ВН – обмотка НН» трансформатора $\overline{K}_{\text{ВН-НН}}(f)$ в комплексном виде рассчитаны по гармоникам напряжения на вводе ВН $g\overline{U}_{\text{ВН}}(f)$ и напряжения на обмотке НН $g\overline{U}_{НН}(f)$:

$$\overline{K}_{\text{ВН-НН}}(f) = \frac{g\overline{U}_{\text{НН}}(f)}{g\overline{U}_{\text{ВН}}(f)}.$$

Влияние режима нейтрали для нормальной схемы соединения обмоток (НН в «треугольник») приведено на рис. 6а. Здесь же на рис. 6б дано сопоставление для опыта с исключением тока в обмотке НН.

а б

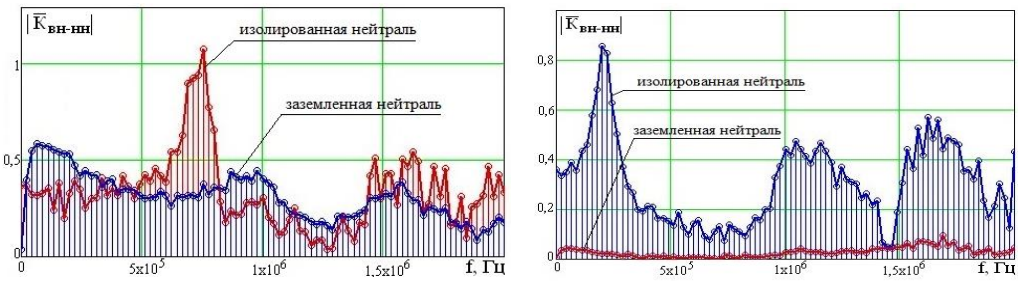


Рис.6. Изменение АЧХ функции передачи напряжения по каналу «обмотка ВН – обмотка НН» силового трансформатора при изменении режима нейтрали:
а – режим “обмотка НН включена в «треугольник»”; б – режим разрыва контура обмотки НН

Как видно из рис. 6а, влияние режима нейтрали на функцию передачи электромагнитного возмущения канала «обмотка ВН – обмотка НН» имеет сложный характер. Так, при заземлении нейтрали ВН коэффициент передачи по амплитуде для гармоник 40-260 кГц увеличивается до 2 раз, Также увеличивается коэффициент передачи по амплитуде в диапазоне 0.8-1.2 МГц. Однако в диапазоне 0.5-0.76 МГц увеличение коэффициента передачи происходит, наоборот, в режиме изолированной нейтрали. В этом же диапазоне частот наблюдается резонансное явление на частоте около 0.74 МГц с увеличением коэффициента передачи более 1.

Влияние тока, индуцируемого в обмотке НН импульсным воздействием, можно рассмотреть из сопоставления АЧХ функции передачи $\overline{K}_{\text{ВН-НН}}(f)$ в режимах с заземленной нейтралью обмотки ВН (рис. 6а) и изолированной от земли нейтрали (рис. 7б).

а б

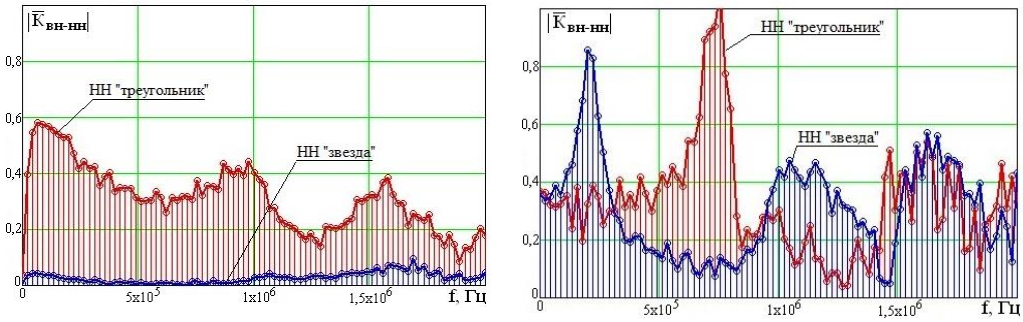


Рис.7. Изменение АЧХ функции передачи напряжения по каналу «обмотка ВН – обмотка НН» силового трансформатора при исключении влияния тока в обмотке НН:
а – режим заземленной нейтрали обмотки ВН; б – режим изолированной нейтрали обмотки ВН

Как видно из рис. 7а, в режиме с заземленной нейтралью включение обмотки НН в «треугольник» с появлением тока размагничивания в этой обмотке приводит к увеличению коэффициента передачи по амплитуде для всех гармоник. Наибольшее увеличение $\overline{K}_{\text{ВН-НН}}(f)$ происходит для гармоник с частотой ниже 200 кГц.

В режиме изолированной нейтрали влияние тока размагничивания имеет разнообразный характер. Так, коэффициент передачи $\overline{K}_{\text{ВН-НН}}(f)$ уменьшается для гармоник от 100 до 250 кГц и увеличивается для гармоник в диапазоне от 300 кГц до 0.8 МГц. Резонансное явление на частоте 180-200 кГц при заземлении нейтрали смещается на частоту 0.76 МГц. Это связано с перераспределением емкостных связей при изменении режима нейтрали и увеличением тока в обмотке ВН при заземлении ее нейтрали.

Следует отметить, что представленные результаты получены для бескорпусного трансформатора, то есть с малой емкостью на землю. Конструкция обмоток трансформатора отличается от конструкции трансформаторов, используемых в высоковольтной сети. Соответственно, имеются различия частотных характеристик. Поэтому приведенные результаты качественно отражают процессы эмиссии импульсных напряжений во вторичную обмотку и влияющие факторы.

Выводы

1. Разземление нейтрали обмотки ВН трансформатора создает условия для повышения импульсных перенапряжений на изоляции вторичной обмотки.
2. Выявлено влияние токов во вторичной обмотке, соединенной в «треугольник», на формирование импульсных перенапряжений на силовом трансформаторе и в подключенной сети. Это свидетельствует о необходимости совершенствования модели трансформатора при решении задач грозозащиты подстанций и эмиссии опасных воздействий в подключенную сеть.
3. Изменения режима нейтрали трансформатора сопровождаются качественными изменениями частотных характеристик функции передачи импульсных напряжений в обмотку НН. На характер изменений эмиссии существенно влияет размагничивающий ток вторичной обмотки.

Литература

1. Бурцев А.В., Невретдинов Ю.М., Смирнов А.А. Лабораторные экспериментальные исследования импульсных характеристик силового трансформатора // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 9. – 2014. – № 7 (26). – С. 35-40.
2. Власко Д.И., Востриков А.О., Невретдинов Ю.М. Грозовые перенапряжения на изоляции нейтрали трансформаторов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 4. – Апатиты, 2012. – С. 38-45.
3. Домонов А.П., Власко Д.И., Невретдинов Ю.М. Проблемы и перспективы регистраций грозовых перенапряжений на подстанциях // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. междунар. науч.-техн. конференции (Самара, 21-25 ноября 2011 г.). – Самара: СамГТУ. – С. 70-75.

Сведения об авторах

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

Невретдинов Юрий Масумович,
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
Эл. почта: ymnevr@mail.ru

Смирнов Андрей Анатольевич,
ведущий инженер отдела буро-взрывных работ Управления ОАО «Апатит»
Россия, 184250, Мурманская область, г. Кировск, ул. Ленинградская, д. 1
Эл. почта: smirnov1104@yandex.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

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

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КНЧ-ГЕНЕРАТОРА «ЭНЕРГИЯ-2» ДЛЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ В ХОДЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА FENICS-2014*

Аннотация

Описан уникальный международный эксперимент FENICS-2014 по глубинным электромагнитным зондированиям с применением двух взаимно ортогональных воздушных ЛЭП. Рассмотрены работы по модернизации КНЧ-генератора «Энегия-2» мощностью 200 кВт. Приведены результаты разработки согласующего устройства для генератора «Энергия-2».

Ключевые слова:

эксперимент FENICS, электромагнитные зондирования, КНЧ-генератор, линии электропередачи, согласующее устройство, продольная компенсация.

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

OPERATING EXPERIENCE OF ULF-GENERATOR «ENERGY-2» FOR ELECTROMAGNETIC SOUNDING DURING THE INTERNATIONAL EXPERIMENT FENICS-2014

Abstract

The world-unique international experiment FENICS-2014 on tensor deep frequency electromagnetic sounding with using of two mutually orthogonal power lines is described. Before the experiment the 200 kW ULF-generator «Energy-2» was upgraded. Electric circuit and construction of the generator are described. The results of electronic circuit design and selection electronic components of capacitive longitudinal compensation unit for «Energy-2» generator are presented.

Keywords:

FENICS experiment, ultra low frequency transmitter, electromagnetic soundings, power lines, matching unit, capacitive longitudinal compensation.

---

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 13-05-12044).

На территории Балтийского щита особыми перспективами при глубинных геофизических исследованиях обладают электромагнитные методы. Благодаря отсутствию проводящего осадочного чехла электромагнитные зондирования на кристаллических щитах позволяют с высоким разрешением получать косвенную информацию о вещественном составе, флюидном режиме, температуре и напряженно-деформированном состоянии земных недр. Разрешение дискуссионных вопросов о природе и строении промежуточных проводящих слоев в земной коре, о параметрах «нормального» электрического разреза литосферы требует непрерывного совершенствования техники и методики электромагнитных зондирований с естественными и контролируемыми источниками. С 2006 года исследования выполняются в рамках международного эксперимента FENICS (Fennoscandian Electrical conductivity from results of soundings with Natural I (and) Controlled Sources). В Кольском научном центре РАН при творческом содружестве с Санкт-Петербургским филиалом ИЗМИРАН начиная с 2005 года совершенствуется техника глубинных электромагнитных зондирований с использованием промышленных линий электропередачи и мощных КНЧ-СНЧ-генераторов. В ЦФТПЭС КНЦ РАН были разработаны генераторы «Энергия-1» мощностью 100 кВт и «Энергия-2» мощностью до 200 кВт, использовавшиеся в экспериментах FENICS-2007 и FENICS-2009 соответственно [1].

С 23 августа по 8 сентября 2014 года проходил третий международный эксперимент FENICS-2014. Главной его особенностью являлась методика изучения взаимодействия электромагнитного поля с ионосферой и земной корой путем применения двух взаимно-ортогональных заземленных питающих линий – субширотной L1 и субмеридиональной L2 (рис. 1). В качестве L1 использовалась ВЛ 330 кВ ПС Выходной – Серебрянская ГЭС (Л-401) протяженностью 109 км, в качестве L2 – ЛЭП 154 кВ Л-154 длинной 120 км. На время эксперимента линии отключались от потребителей. В качестве источника токов крайне низкой частоты в питающих линиях использовался усовершенствованный генератор «Энергия-2», формировавший в излучающих ЛЭП ток в частотном диапазоне 0.094-194 Гц амплитудой до 200 А. Генератор размещался на электрической подстанции «Выходной» (п/с 200).

Эксперимент FENICS-2014 проходил в два этапа. На первом этапе (с 23 по 30 августа) ток генерировался в субширотной линии L1. На втором этапе (с 1 по 8 сентября) ток генерировался в субмеридиональной линии L2. Генерация тока проводилась в ночное время – с 01:00 до 05:00 ч московского времени по единому расписанию частот. Расписание и режим подачи тока в излучающие ЛЭП были согласованы с диспетчерскими службами ОАО «Колэнерго», ОАО «СО ЕЭС» Карельского ПМЭС, ОАО «СО ЕЭС» Кольского РДУ и со всеми участниками эксперимента.

Измерения создаваемых электромагнитных полей проводились исследовательскими группами Финляндии, Польши, Украины. На территории России измерения проводились не только в пределах Балтийского щита, но и на Шпицбергене, в Нижнем Новгороде, на Саянах, в Магадане и на Камчатке.

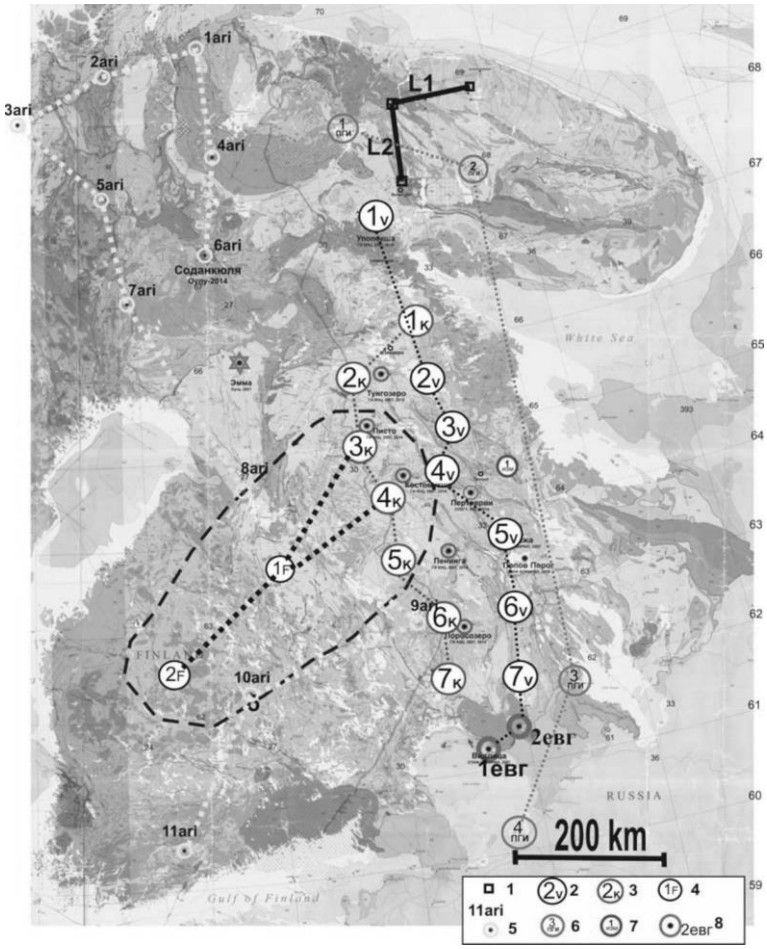


Рис.1. Схема расположения питающих линий и «ближних» точек регистрации сигналов в эксперименте FENICS-2014:
L1, L2 – питающие линии; 1-7 – положение измерительных станций

В отличие от предыдущих опытов в ходе эксперимента FENICS-2014 обеспечивалась фазовая привязка результатов измерений на полевых точках к току генератора с точностью не хуже 1 мс. Это позволяет привести к одному начальному моменту сигналы, измеренные в разное время и от разных ЛЭП, для последующей тензорной обработки данных по аналогии с магнитотеллурическими зондированиями (МТЗ). Кроме того, наряду с частотным (синусоидальным) режимом проводились сеансы генерации тока прямоугольной формы (меандр) с периодом 0.2 с и длительностью до 64 мин. Это позволяет выполнять обработку данных как в спектральном виде, так и в режиме накопления.

Схема, устройство и принцип работы КНЧ-генератора «Энергия-2» подробно рассмотрены в [2]. Здесь лишь приведем его структурную схему (рис. 2). Выходной высоковольтный инвертор (ВИ) генератора, выполненный на основе современных IGBT-модулей, работает в режиме широтно-импульсной модуляции (ШИМ), что позволяет формировать

в излучающих линиях ток произвольной формы, в том числе синусоидальной. Как отмечалось авторами в [2], опыт проведения работ по программам FENICS-2007 и FENICS-2009 при размещении КНЧ-СНЧ-генераторов «Энергия-1» и «Энергия-2» на электрической подстанции п/с 200 показал, что при работе генератора в режиме ШИМ высокочастотные помехи могут воздействовать на аппаратуру ВЧ-связи и телеметрии подстанции размещения, приводить к ее сбоям и отказам, что недопустимо.

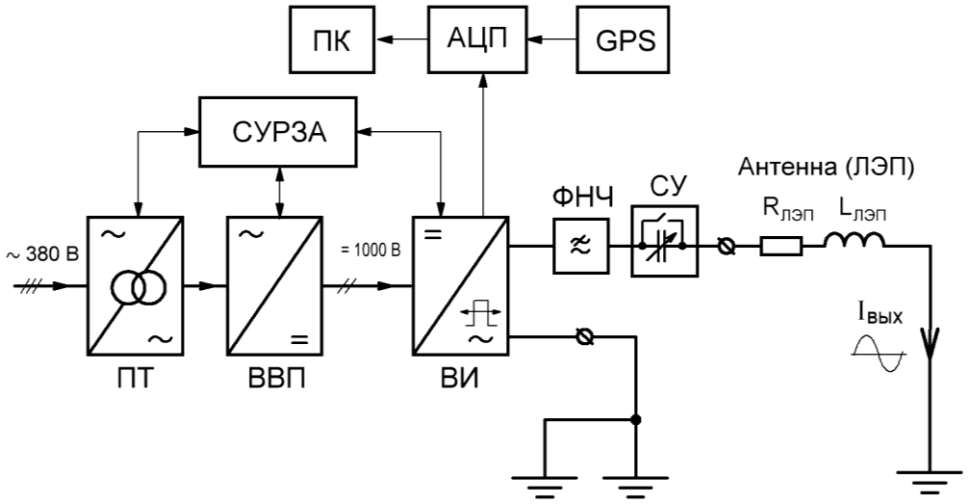


Рис.2. Структурная схема КНЧ-генератора «Энергия-2»:
ПТ – повышающий трансформатор; ВВП – высоковольтный выпрямитель; ВИ – высоковольтный инвертор; ФНЧ – фильтр низкой частоты; СУ – согласующее устройство (батарея компенсирующих емкостей); СУРЗА – система управления, регулировки, защиты и автоматики; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ПК – персональный компьютер; GPS – модуль ГЛОНАСС/GPS синхронизации времени

Были разработаны методы решения данной проблемы электромагнитной совместимости. Как показал опыт, главный путь проникновения помех, приводящих к сбоям в работе аппаратуры ВЧ-связи и телеметрии подстанции размещения, – контур заземления подстанции. Одним из способов исключения этого влияния является перенос точки заземления выхода высоковольтного инвертора как можно дальше от контура заземления общеподстанционного пункта управления, в котором расположен релейный зал. Важным фактором также является наличие надежной металлосвязи с контуром заземления подстанции в конкретной точке подключения заземляющего кабеля. Клемма кабеля подключается либо в штатных местах заземления на контуре подстанции (например место заземления пожарных машин), либо используются заземляющие шины защитных аппаратов, качество металлосвязи которых с контуром заземления находится на особом контроле. После выбора точки подключения с помощью клещей-тестера заземления производится контроль качества металлосвязи. Для надежности используются два заземляющих кабеля, подключенных к различным точкам. В процессе генерации с помощью токоизмерительных клещей контролируется растекание токов на контур заземления.

Для уменьшения воздействия высокочастотных помех на оборудование подстанции также является необходимым применение эффективного фильтра низких частот (ФНЧ на рис. 2). В качестве ФНЧ в генераторе «Энергия-2» используется дроссель, расчет и практическая реализация которого приведены в [2].

Применение вышеописанных мер обеспечило отсутствие неконтролируемых воздействий на оборудование связи и телеметрии п/с 200 в процессе работы генератора в ходе эксперимента FENICS-2009. В то же время проблема воздействия ВЧ-составляющих выходного тока генератора, формируемого методом ШИМ, на оборудование подстанции потенциально сохраняется. Поэтому основным направлением модернизации генератора «Энергия-2» при подготовке эксперимента FENICS-2014 являлась разработка схемотехнических и программных решений по совершенствованию блока управления ВИ с целью формирования выходного синусоидального тока генератора методом однополярной ШИМ. Ранее высоковольтный инвертор генератора «Энергия-2» работал в режиме двуполярной ШИМ, для которой формы выходного напряжения и тока в нагрузке (после выходного фильтра ФНЧ) для одного периода генерируемой частоты соответствуют приведенным на рис. 3. Форма сигналов для однополярной ШИМ приведены на рис. 4.

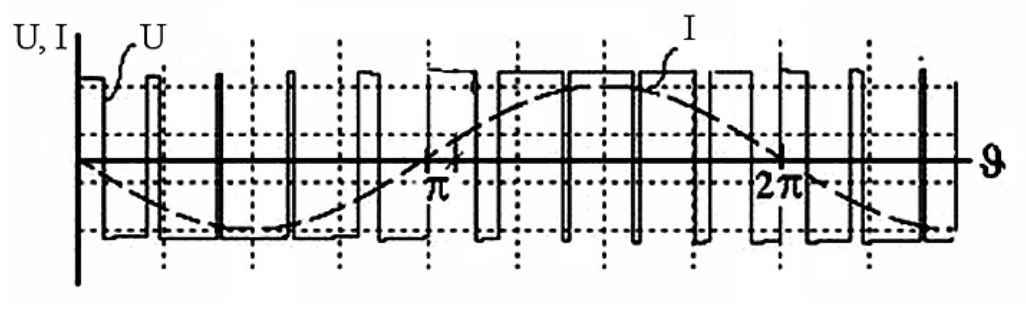


Рис.3. Форма выходного напряжения ВИ (U) и тока в линии (I) при двуполярной ШИМ

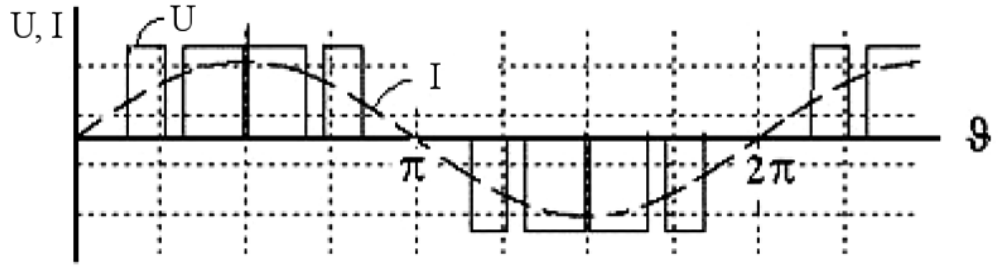


Рис.4. Форма выходного напряжения ВИ (U) и тока в линии (I) при однополярной ШИМ

Обозначим отношение несущей частоты ШИМ к частоте генерации как $N = f_{ШИМ} / f_{ГЕН}$. Для генератора «Энергия-2» при частоте несущей ШИМ 5-10 кГц и диапазоне рабочих частот 0.1-200 Гц величина N составляет 25-100000. При таких достаточно больших отношениях несущей и модулирующей частот спектральный состав выходного напряжения имеет

регулярный характер. На рис. 5 приведены типовые спектральные составы выходного напряжения инвертора для однополярной и двуполярной ШИМ с учетом первой группы гармонических составляющих, имеющих максимальную энергию [3]. Спектры приведены для единичного коэффициента регулирования, равного отношению амплитуды выходного синусоидального напряжения к напряжению звена постоянного тока ВИ, то есть для работы генератора в режиме без ограничения выходного напряжения. Как видно из рисунка, применение однополярной ШИМ уменьшает амплитуды высокочастотных гармоник в выходном сигнале генератора, что обеспечивает более эффективную фильтрацию ВЧ-составляющих несущей ШИМ в выходном токе генератора после ФНЧ.

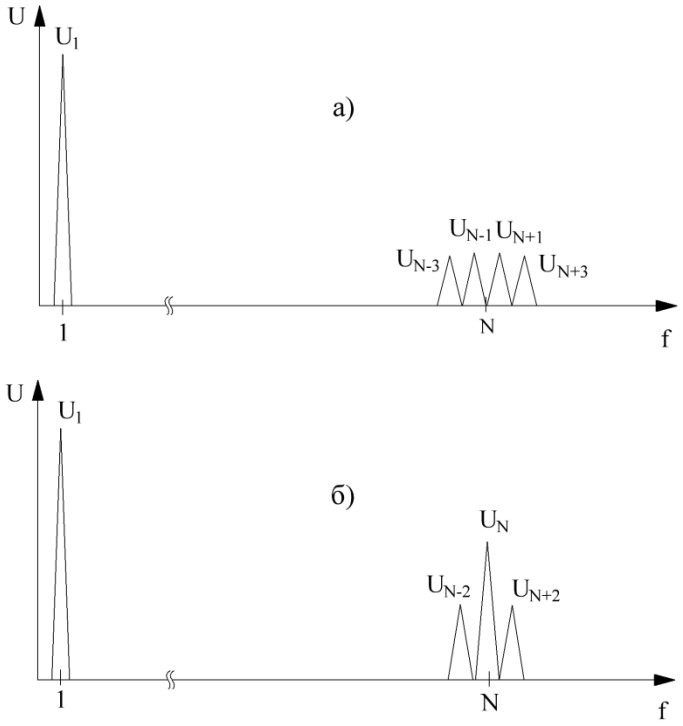


Рис.5. Типовой спектр импульсного напряжения на выходе инвертора при однополярной (а) и двуполярной (б) ШИМ

Функциональная схема высоковольтного инвертора генератора «Энергия-2» приведена на рис. 6. Для увеличения выходного тока инвертора полумостовые IGBT-модули Q1, Q3 и Q2, Q4 соединены попарно в параллель.

Упрощенная электрическая схема ВИ, подключенного к нагрузке в виде ЛЭП, приведена на рис. 7, где $R_{ЛЭП}$ – сопротивление линии, $L_{ЛЭП}$ – ее индуктивность, а $L_{ДР}$ – индуктивность выходного дросселя инвертора.

Так как ВИ генератора выполнен по мостовой схеме, то для перехода на однополярную ШИМ требовалось изменить только сигналы управления драйверными схемами IGBT-модулей. Для этого микропрограмма и схема управляющего блока инвертора были переработаны таким образом, чтобы сигналы на затворах ключей ВИ соответствовали эпюрам напряжений $U_{УП1}$-$U_{УП4}$, приведенным на рис. 8.

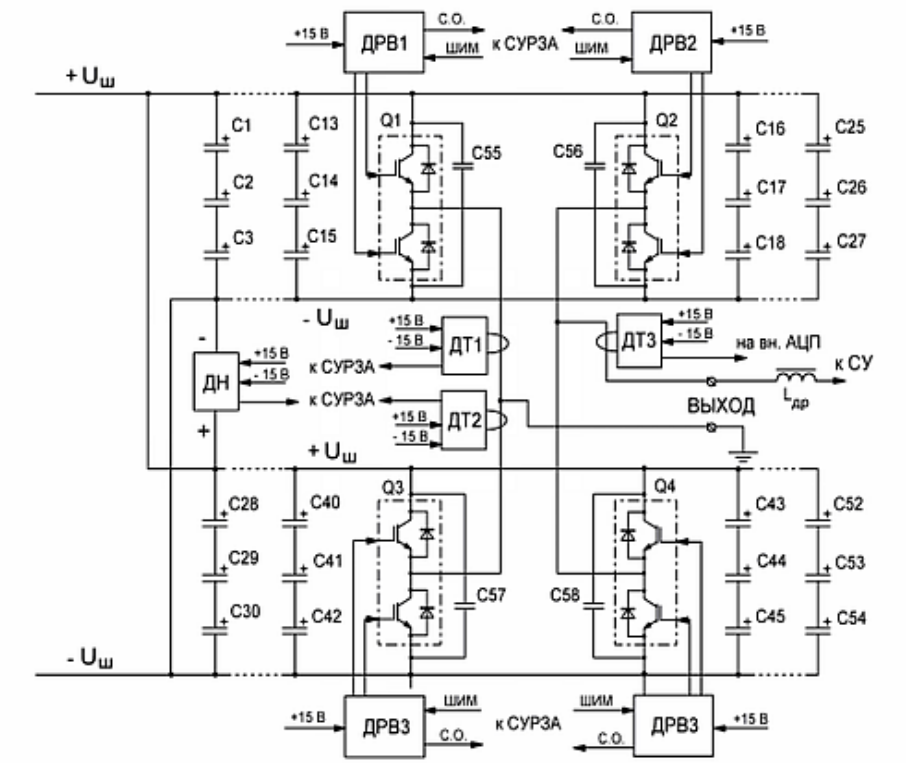


Рис.6. Функциональная схема высоковольтного инвертора генератора «Энергия-2»: ДРВ1-ДРВ4 – драйверы IGBT-модулей; С1-С54 – электролитические конденсаторы звена постоянного тока инвертора; С56-С58 – снабберные емкости; Q1-Q4 – полумостовые IGBT-модули; ДН – датчик напряжения; ДТ1, ДТ2, ДТ3 – датчики тока; $L_{ДР}$ – дроссель выходного фильтра низких частот (ФНЧ); СУ – согласующее устройство

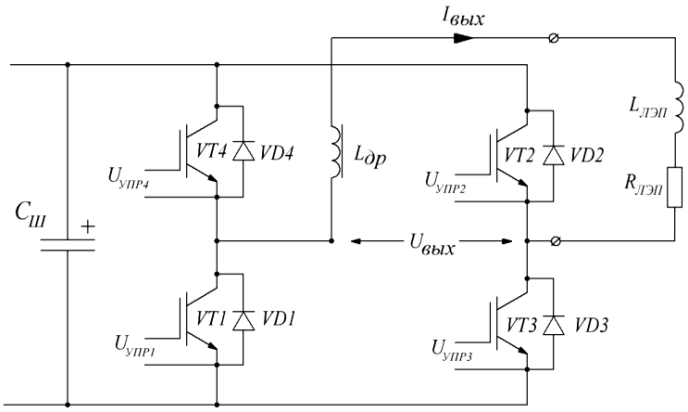


Рис.7. Упрощенная схема высоковольтного инвертора, подключенного к нагрузке в виде ЛЭП

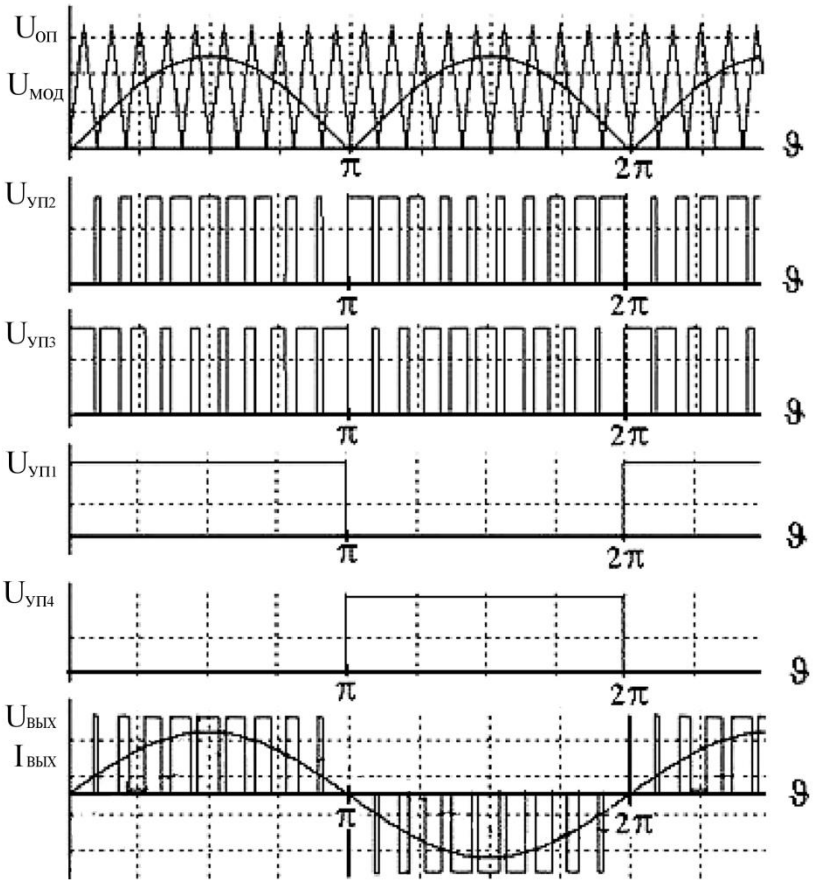


Рис.8. Эпюры, поясняющие формирование сигналов управления ключами ВИ при однополярной ШИМ

При однополярной модуляции, как видно из рис. 8, в кривой выходного напряжения в течение одной полуволны модулирующего сигнала формируются импульсы только одной полярности, а вместо импульсов напряжения противоположной полярности формируется интервал с нулевым напряжением (нулевая полочка). При этом при изменении длительности импульсов напряжения, соответственно, изменяется длительность нулевой полочки таким образом, чтобы период несущей частоты ($f_{ШИМ}$) оставался постоянным. В этом случае одна пара силовых транзисторов – VT1 и VT4 на рис. 7 – переключается с частотой сигнала модуляции ($f_{ГЕН}$) в моменты 0, π, 2π и т.д., а вторая пара транзисторов – VT2, VT3 – переключается с несущей частотой. Формирование импульса на выходе ВИ, например, положительной полярности обеспечивается при одновременном включении транзисторов VT1 и VT2. Поскольку транзистор VT2 переключается с высокой частотой, то при его выключении транзистор VT1 остается включенным, что приводит к замыканию тока нагрузки, запасенного в индуктивности нагрузки и дросселя, через транзистор VT1 и диод VD3. При этом на выходе инвертора напряжение равно сумме падений

напряжения на транзисторе и диоде, то есть близко к нулю. Аналогично создается нулевая полочка и при формировании отрицательной полуволны гладкой составляющей: при выключении транзистора VT3 ток нагрузки замыкается через транзистор VT4 и диод VD2. Таким образом, полярность гладкой составляющей выходного напряжения определяется включением транзисторов VT1 или VT4, а высокочастотное заполнение и, соответственно, форма гладкой составляющей – переключением транзисторов VT2 или VT3. Отметим, что в реальной схеме ВИ диоды VD1-VD4 являются антипараллельными диодами, входящими в полумостовые IGBT-модули Q1-Q4 (рис. 6).

Как видно из временных диаграмм работы ключей инвертора в режиме однополярной модуляции, приведенных на рис. 8, два ключа из четырех работают в низкочастотном режиме коммутации, что сокращает суммарные динамические потери в IGBT-модулях инвертора, уменьшает их суммарное тепловыделение и увеличивает КПД инвертора. Таким образом, переход на однополярную ШИМ не только приводит к уменьшению амплитуд высокочастотных гармоник в выходном токе, но и облегчает режим работы силовых модулей ВИ, что увеличивает надежность работы генератора.

Важной частью схемы КНЧ-генератора является согласующее устройство (СУ на рис. 2), предназначенное для компенсации индуктивной составляющей полного сопротивления ЛЭП на частотах, когда реактивное сопротивление линии начинает ограничивать силу тока в антенне. Величина емкости СУ при переходе на другую частоту генерации должна изменяться так, чтобы всегда сохранялся резонанс напряжений в контуре СУ – индуктивность нагрузки. При работе на частотах, когда подключается СУ, высоковольтный ВИ формирует на выходе меандр, так как синусоидальность тока в линии обеспечивается резонансом. Схема согласующего устройства продольной емкостной компенсации выполняется в виде последовательно-параллельного соединения силовых конденсаторных батарей и с помощью ключей изменяет свою структуру таким образом, что емкостное сопротивление согласующего устройства на каждой рабочей частоте равно индуктивному сопротивлению антенны. Вопросы разработки и практической реализации СУ, близкого к идеальному, то есть обеспечивающего согласование с излучающей линией во всем диапазоне рабочих частот, но состоящего из ограниченного набора конденсаторов, рассмотрены авторами ранее в работах [4, 5]. При подготовке к эксперименту FENICS-2014 было разработано СУ для генератора «Энергия-2», предназначенное для согласования с нагрузкой в виде ЛЭП, имеющей индуктивность 0.12-0.2 Гн. В этом диапазоне лежит индуктивность ВЛ Л-401 и Л-153/154 при работе генератора, подключенного к линии, в диапазоне частот 10-200 Гц. На рис. 9 приведена упрощенная принципиальная схема СУ. Соединение перемычки X18 закорачивает СУ, и линия подключается непосредственно к выходу ФНЧ ВИ. Такое соединение применяется на частотах ниже 10 Гц. При выборе типов используемых конденсаторов учитывалось, что при обеспечении полной компенсации индуктивности ЛЭП и работе на максимальной выходной мощности генератора напряжение на конденсаторах СУ может достигать величины 4-6 кВ [2, 4]. В разработанном СУ применены конденсаторы на номинальное напряжение 6-10 кВ. Внешний вид разработанного СУ продольной емкостной компенсации КНЧ-генератора «Энергия-2» приведен на рис. 10.

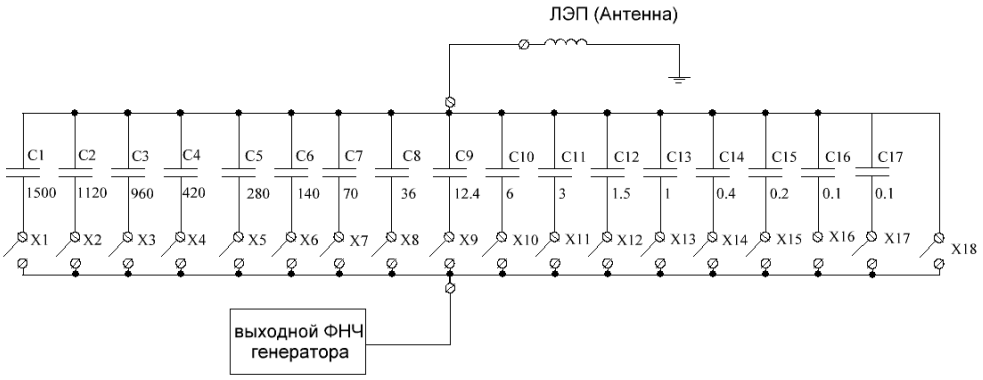


Рис.9. Принципиальная схема согласующего устройства генератора «Энергия-2», использовавшегося в ходе эксперимента FENICS-2014:
ЛЭП – линия электропередачи; X1-X18 – разъемные перемычки; C1-C17 – конденсаторы СУ

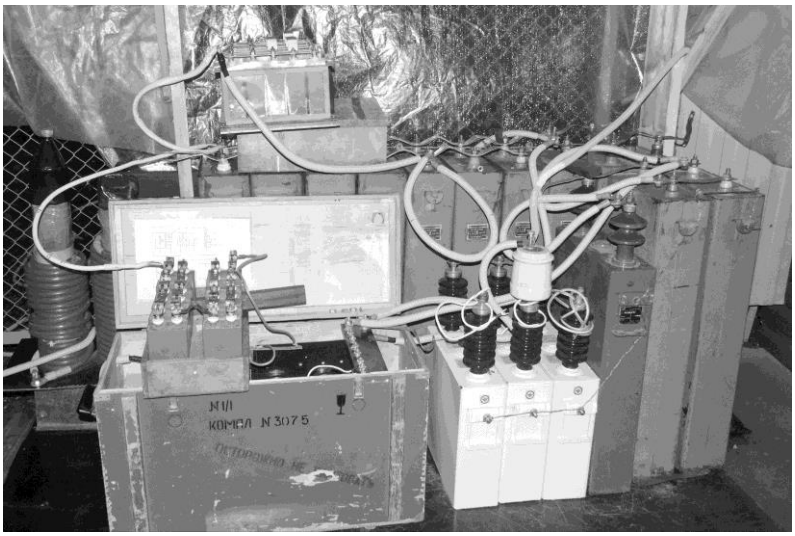


Рис.10. Внешний вид СУ генератора «Энергия-2», использовавшегося в ходе эксперимента FENICS-2014

Зондирования в ходе эксперимента FENICS-2014 проводились на частотах: 0.094, 0.382, 0.642, 0.942, 1.922, 3.822, 6.422, 9.422, 19.42, 38.22, 64.22, 94.22, 194.2, 0.194 Гц. Согласующее устройство применялось на частотах 6.422 Гц и выше при работе по генерации КНЧ-токов в линии Л-401 и от 9.422 Гц и выше – для Л-154. В течение первых сеансов уточнялось значение требуемой емкости СУ – контур $C_{СУ}$ – $L_{ЛЭП}$ настраивался в резонанс. Для этого определялась емкость СУ, при которой выходной ток был максимальным. Уточненные значения емкости СУ ($C_{СУ}$) для частот генерации, требующих компенсации индуктивности линии для ВЛ Л-401 и Л-154, приведены в табл.

Таблица

Уточненные значения емкости СУ

№ частоты	*f*, Гц	$C_{СУ}$, мкФ	
		для ВЛ Л-401	для ВЛ Л-154
7	6.422	3216	–
8	9.422	1510	1974
9	19.42	371	560
10	38.22	101	140
11	64.22	34	51.4
12	94.22	17.1	23.4
13	194.2	4.8	5

В течение всего сеанса генерации осуществлялась запись формы выходного тока с помощью внешнего модуля АЦП, подключенного через интерфейс USB к портативному ПК с установленным ПО PowerGraph. На один из каналов АЦП подавались метки точного времени от ГЛОНАСС/GPS приемника (рис. 2). На рис. 11 приведены типовые экспериментальные графики зависимости силы тока в излучающих линиях L1 (ВЛ Л-401) и L2 (ВЛ Л-154) от частоты генерации. Увеличение амплитуды тока на частотах более 6 Гц связано с подключением согласующего устройства продольной емкостной компенсации.

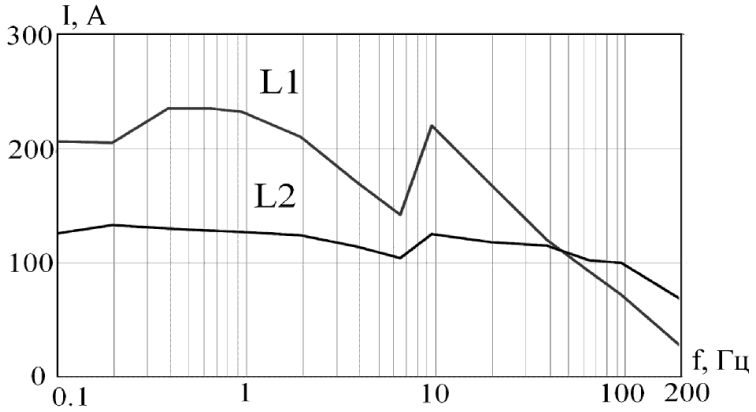


Рис.11. Зависимость силы тока в излучающих линиях Л-401 (L1) и Л-154 (L2) от частоты генерации

В ходе подготовки к проведению третьего международного эксперимента по глубинным электромагнитным зондированиям с контролируемыми источниками FENICS-2014 в ЦФТПЭС КНЦ РАН проведены работы по совершенствованию генераторной аппаратуры. Была проведена модернизация генератора «Энергия-2». Блок управления высоковольтным инвертором генератора и управляющая микропрограмма микроконтроллерной системы управления были переработаны таким образом, чтобы обеспечить формирование синусоидального тока в нагрузке – линии электропередачи – методом однополярной широтно-импульсной модуляции. Переход от двуполярной к однополярной ШИМ позволил уменьшить

амплитуду высокочастотных гармоник в выходном токе, а также увеличить КПД и надежность работы генератора за счет снижения суммарных динамических потерь в IGBT-ключах инвертора и улучшения теплового режима силовых модулей. Также было разработано согласующее устройство продольной емкостной компенсации для генератора «Энергия-2», позволяющее скомпенсировать индуктивное сопротивление излучающих линий Л-401 и Л-154 в диапазоне частот генерации 10-200 Гц. Фотография размещения генератора на п/с «Выходной» в ходе эксперимента FENICS-2014 в августе – сентябре 2014 года приведена на рис. 12. Применение модернизированного генератора «Энергия-2» позволило успешно провести международный эксперимент по глубинным электромагнитным зондированиям с использованием в качестве источника поля промышленных ЛЭП.

Рис.12. Размещение генератора «Энергия-2» на п/с «Выходной» в августе 2014 года при проведении работ по генерации КНЧ-токов в воздушных ЛЭП Л-401 и Л-154 в ходе международного эксперимента по глубинным электромагнитным зондированиям с контролируемыми источниками FENICS-2014:
1 – автомобиль ЗИЛ-131, в кунге которого размещен генератор «Энергия-2»;
2 – согласующее устройство

Литература

1. Глубинные электромагнитные зондирования литосферы восточной части Балтийского (Фенноскандинавского) щита в поле мощных контролируемых источников и промышленных ЛЭП (эксперимент FENICS) / А.А.Жамалетдинов, А.Н.Шевцов, Т.Г.Короткова, Ю.А.Копытенко, В.С.Исмагилов, М.С.Петрищев, Б.В.Ефимов, М.Б.Баранник, В.В.Колобов, П.И.Прокопчук, М.Ю.Смирнов, С.А.Вагин, М.И.Пертель, Е.Д.Терещенко, А.Н.Васильев, В.Ф.Григорьев, М.Б.Гохберг, В.И.Трофимчик, Ю.М.Ямпольский, А.В.Колосков, А.В.Федоров, Т.Корья // Физика Земли. – 2011. – № 1. – С. 4-26.

2. Колобов В.В., Баранник М.Б., Жамалетдинов А.А. Генераторно-измерительный комплекс «Энергия» для электромагнитного зондирования литосферы и мониторинга сейсмоактивных зон. – СПб.: СОЛО, 2013. – 240 с.
3. Крючков В.В., Малышков Г.М., Соловьев И.Н. Кодовое широтно-импульсное регулирование для инверторов // Практическая силовая электроника. – 2001. – № 1.
4. Разработка согласующего устройства стационарного источника электромагнитного излучения экстремально низкочастотного диапазона / Е.Д.Терещенко, М.Б.Баранник, В.Ф.Григорьев, В.В.Ивонин, В.В.Колобов, А.Н.Миличенко, П.И.Прокопчук, В.Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2012. – Т. 4, № 1. – С. 68-77.
5. Колобов В.В., Баранник М.Б., Прокопчук П.И. Генератор КНЧ-диапазона для глубинных электромагнитных зондирований с использованием ЛЭП специального назначения // Труды Кольского научного центра РАН. – 2014. – Т. 7, № 1. – С. 62-75.

Сведения об авторах

Колобов Виталий Валентинович,
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: 1_i@mail.ru

Баранник Максим Борисович,
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: maxbar@ien.kolasc.net.ru

Жамалетдинов Абдулхай Азымович,
главный 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: abd.zham@mail.ru

УДК 621.311

А.В.Бурцев, Ю.М.Невретдинов

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕГИСТРАЦИИ ГРОЗОВЫХ РАЗРЯДОВ НА ТЕРРИТОРИИ КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА В 2014 ГОДУ

Аннотация

Приведены данные о территориальном распределении разрядов молнии за 2014 год, полученные с помощью системы регистрации StormTracker (Boltek, Канада). Предложен алгоритм определения распределения грозовых часов. Показана целесообразность использования карт распределения плотности разрядов молний вместо грозовых часов при расчетах эффективности грозозащиты элементов высоковольтной сети.

Ключевые слова:

Boltek StormTracker, разряды молнии, распределение разрядов молнии, плотность разрядов на землю.

A.V.Burtsev, Y.M.Nevretdinov

REGISTRATION RESULTS OF LIGHTNING DISCHARGES ON THE KOLA PENINSULA IN 2014

Abstract

Territorial distribution data of lightning discharges for 2014 obtained by Boltek StormTracker Lightning Detector are provided. An algorithm for determining storm hour's distribution for the selected area has been proposed. The expediency of using the lightning discharges distribution maps instead of storm hours for the effective lightning protection calculating the high-voltage network elements has been shown.

Keywords:

Boltek StormTracker, lightning, lightning distribution, lightning strike density.

В 2013 году ЦФТПЭС КНЦ РАН начата опытная регистрация грозовой деятельности в районе Кольского полуострова [1]. Особенности Кольского региона определяются сложностью реализации требований к исполнению грозозащитных мероприятий (заземляющих устройств и тросовой защиты), а также грозовой деятельностью, которая по нормативным документам оценивается как низкая для данного региона (от 20 до 30 грозовых часов для южной части региона и менее 10 для центральной и северной части). Интенсивность грозовой деятельности принято определять числом грозовых часов или грозовых дней в году, вычисляемым как среднеарифметическое значение за ряд лет наблюдений для определенного места земной поверхности.

В 2014 году была продолжена регистрация атмосферных электрических разрядов на территории Кольского полуострова. Данная регистрация основана на системе Boltek StormTracker. Система регистрации запущена весной 2013 года и функционирует по настоящее время.

Длительность грозового сезона 2014 года определилась началом гроз 13 мая и завершением 4 сентября, т.е. 113 дней. Следует отметить редкое явление – образование грозы 6-7 марта в северо-восточной и восточной части Кольского полуострова, которая началась в 8 часов и продолжалась 34 часа. За время этой грозы зарегистрировано 186 разрядов, из них 13 (7% от общего числа) разрядов в землю.

Результаты регистрации показали значительную неравномерность распределения грозовых разрядов (от 0 до 18 ударов в ячейку в 2013 году). Это затрудняет однозначное определение территориального распределения числа грозовых часов и их среднее значение на Кольском полуострове. Поэтому ниже для определения распределения числа грозовых часов сезонов 2013 и 2014 годов предложен алгоритм обработки данных регистраций. Статистика грозовых разрядов по месяцам 2014 года выглядит следующим образом:

- В мае с 13 по 31 зарегистрировано 3324 разрядов, из них:
  - в землю положительной полярности 249 (7.5%);
  - в землю отрицательной полярности 551 (16.6%);
  - междуоблачных положительной полярности 1249 (37.6%);
  - междуоблачных отрицательной полярности 1275 (38.3%).
- В июне зарегистрировано 27904 разрядов, из них:
  - в землю положительной полярности 2437 (8.7%);
  - в землю отрицательной полярности 6520 (23.4%);
  - междуоблачных положительной полярности 7523 (27.0%);
  - междуоблачных отрицательной полярности 11424 (40.9%).
- В июле зарегистрировано 43090 разрядов, из них:
  - в землю положительной полярности 3785 (8.8%);
  - в землю отрицательной полярности 11605 (26.9%);
  - междуоблачных положительной полярности 14312 (33.2%);
  - междуоблачных отрицательной полярности 13388 (31.1%).
- В августе зарегистрировано 23676 разрядов, из них:
  - в землю положительной полярности 2482 (10.5%);
  - в землю отрицательной полярности 4607 (19.4%);
  - междуоблачных положительной полярности 8243 (34.8%);
  - междуоблачных отрицательной полярности 8344 (35.3%).
- За 4 дня сентября зарегистрировано 239 разрядов, из них:
  - в землю положительной полярности 40 (16.7%);
  - в землю отрицательной полярности 6 (2.5%);
  - междуоблачных положительной полярности 43 (18.0%);
  - междуоблачных отрицательной полярности 150 (62.8%).

По результатам регистраций с использованием ранее разработанного [2] и успешно примененного программного обеспечения [1] построена карта пространственного распределения грозовых разрядов в 2014 году (рис. 1). Так же как и в 2013 году, карта 2014 года разбита на 900 ячеек – 30 по вертикали и 30 по горизонтали. Площадь каждой ячейки составляет 711 км^2 (квадрат со стороной 26.6 км).

На карте распределения грозовых разрядов на землю видно, что наибольшая интенсивность грозовых разрядов наблюдалась в районе горного массива Хибины (порядка 1000), а также в северной, северо-восточной части Кольского полуострова (порядка 5000), причем количество разрядов в 2014 году на этих участках почти в 5 раз превышают аналогичные показатели 2013 года.

Похожая картина, но с меньшей интенсивностью наблюдалась в 2013 году (рис.2).

Можно заметить, что северная часть Кольского полуострова больше подвержена воздействию атмосферного электричества, чем южная. Данное явление можно объяснить столкновением фронтов холодного арктического воздуха с теплым воздухом, образованным течением Гольфстрим.

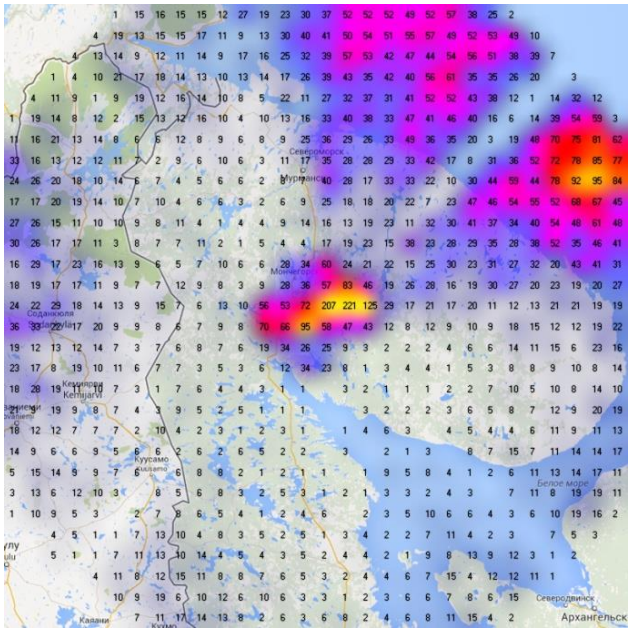


Рис.1. Пространственное распределение грозовых разрядов в 2014 году

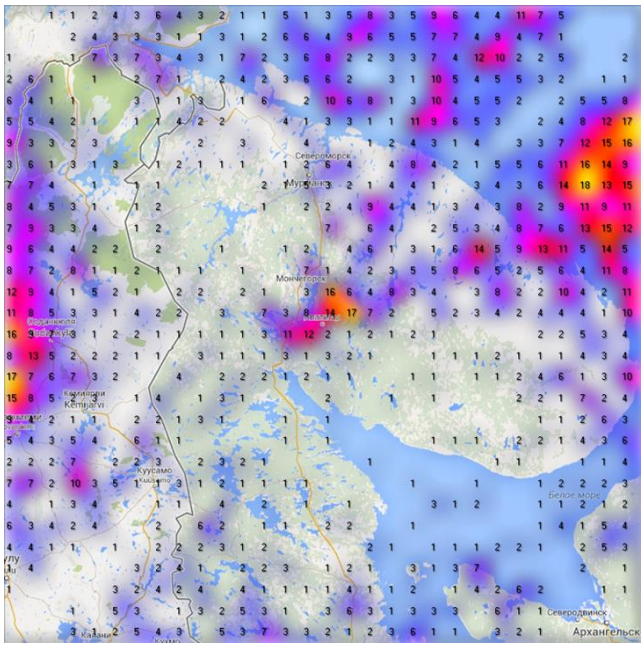


Рис.2. Пространственное распределение грозовых разрядов в 2013 году

Для определения числа грозовых часов и построения карты распределения грозовых часов разработан алгоритм, схематично представленный на рис. 3.

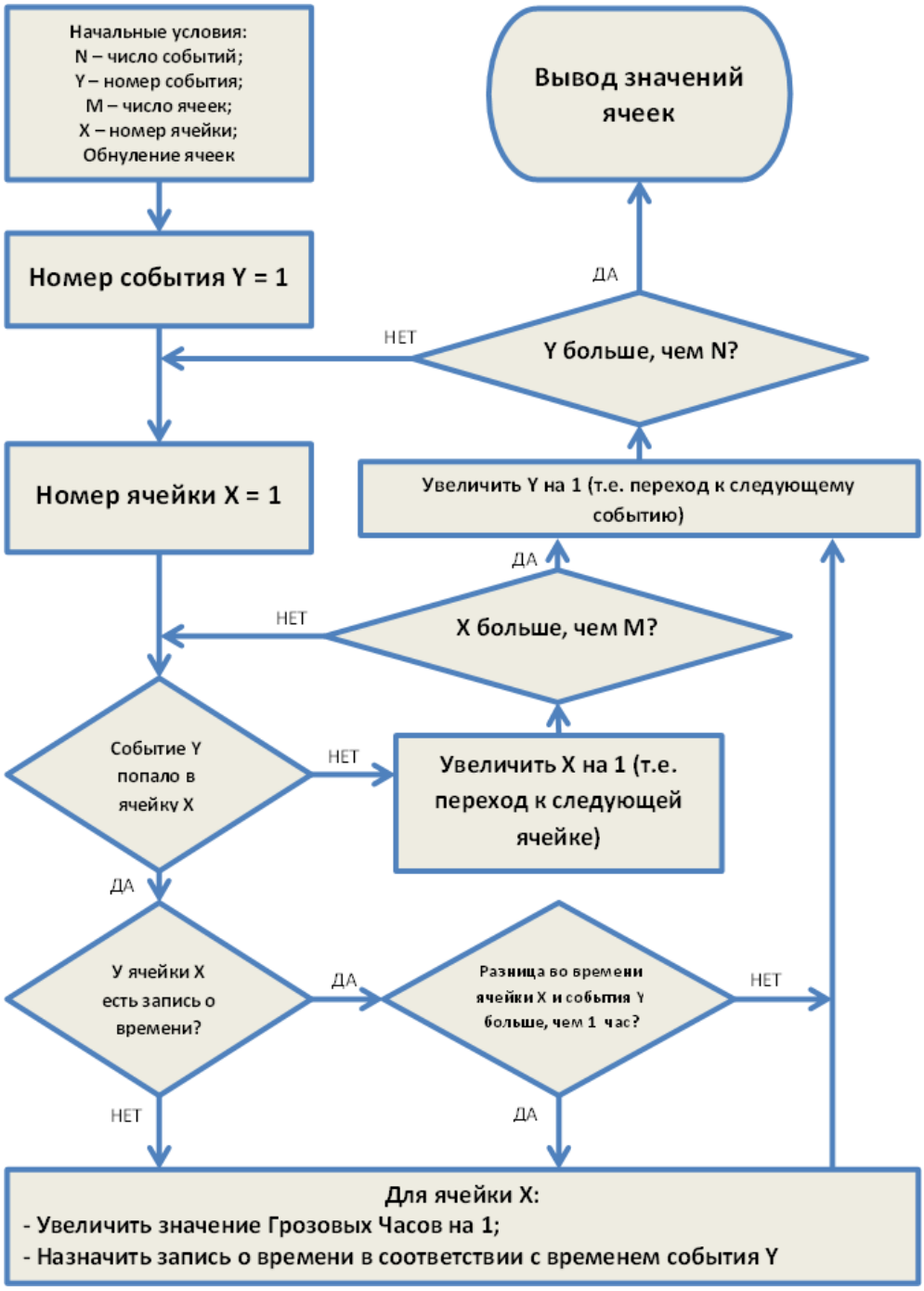


Рис.3. Алгоритм для определения числа грозовых часов для области, разбитой на ячейки

Согласно алгоритму, для определения числа грозовых часов в области, разбитой на ячейки, предпринимаются следующие действия.

– В качестве исходных данных берется массив событий (разрядов в землю), зарегистрированных за грозовой сезон. Все события содержат координаты и время. Каждое следующее событие новее предыдущего.

– Начинается перебор событий от первого до последнего из массива.

– Начинается перебор ячеек для проверки совпадения координат события и ячейки.

– Проверяется условие попадания события в ячейку. Если событие не принадлежит ячейке, то осуществляется переход к следующей ячейке. Если событие принадлежит ячейке, то выполняется следующий пункт.

– Проверяется условие существования в ячейке записи о времени. Если запись о времени присутствует, то проверяется временной диапазон между временем ячейки и временем события. Если этот диапазон меньше чем 1 час, то осуществляется переход к следующему событию. Если же в ячейке нет записи о времени или диапазон больше чем 1 час, ячейке присваивается время события и значение «Грозового часа» для ячейки увеличивается на 1.

Так формируется область ячеек, которые отражают с заданной точностью карту грозовых часов исследуемой области. Если предположить, что массив состоит из одной ячейки, а не из 900, то очевидно, что все события попадут в эту ячейку. Если использовать предположение «о единственности ячейки», то в 2013 году общее число грозовых часов по Мурманской области составляло 94, а в 2014 это число равно 227.

Следует отметить, что «одна ячейка» не покажет какую-либо «территориальную» достоверность, но покажет ситуацию в исследуемой области в целом. Поэтому карты грозовых часов исследуемой области для повышения достоверности следует представлять в виде массива ячеек с заданной точностью. При этом следует учитывать, что при построении карты в качестве разряда принимались лишь разряды в землю. При учете всех разрядов, включая междуоблачные, количество грозовых часов нужно увеличить в 3 раза. В любом случае, зарегистрированное число грозовых часов на территории Мурманской области в 2014 году (так же как и в 2013 году) значительно превышает число грозовых часов, представленных в нормативных документах для Кольского региона. Общие результаты регистраций в 2013-2014 гг. сведены в таблицу.

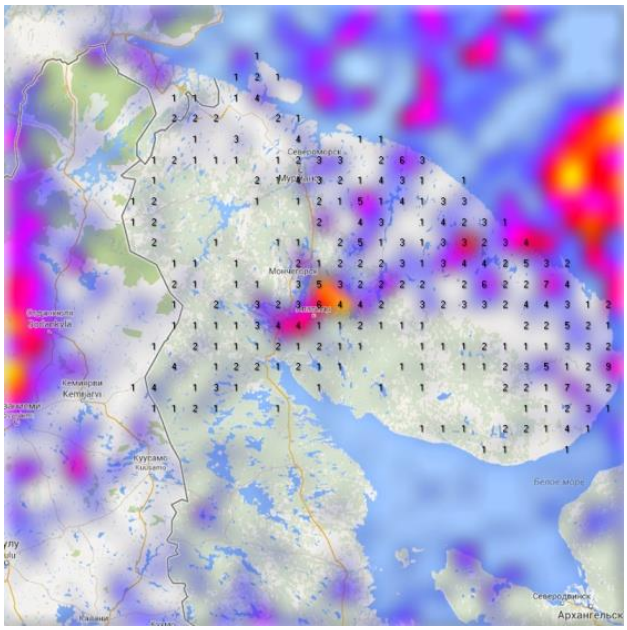
Таблица

Результаты регистраций грозовых разрядов в 2013-2014 гг.

	2013 г.		2014 г.	
Разрядов всего	38286	100%	98233	100%
Разрядов в землю	8056	21.0%	32282	32.9%
		(100%)		(100%)
положительной полярности	3177	39.4%	8993	(27.9%)
отрицательной полярности	4879	60.6%	23289	(72.1%)
Междуоблачных разрядов	30230	79.0%	65951	67.1%
		(100%)		(100%)
положительной полярности	15125	50.03%	31370	(47.6%)
отрицательной полярности	15105	49.97%	34581	(52.4%)
Число грозовых часов (общее)	94		227	
Диапазон изменений по ячейкам	0..6		1..20	

Сравнение карт грозовых часов на территории Мурманской области, полученных по данным регистраций в 2013 и 2014 годах, представлено на рис. 4.

а



б

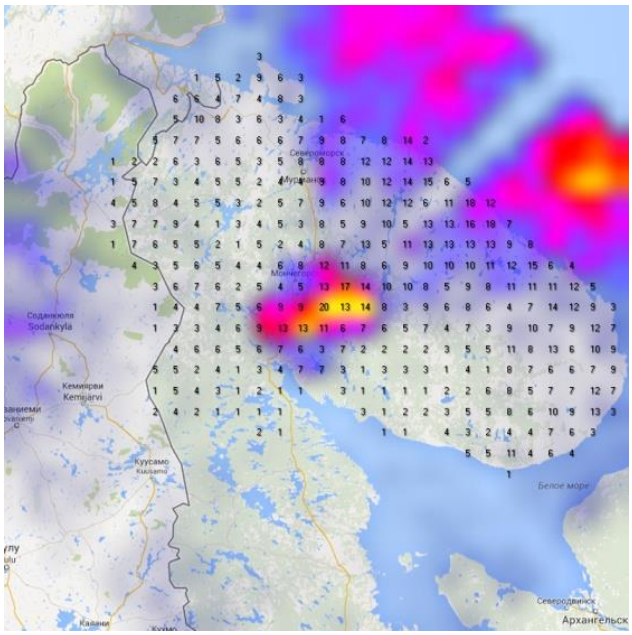


Рис.4. Сопоставление распределения грозовых часов в 2013 и 2014 годах: а – в 2013 г.; б – в 2014 г.

Выводы

1. Данные регистраций грозовой деятельности в 2013 и 2014 годах показали значительное изменение интенсивности грозовой деятельности в Кольском регионе. В сравнении с грозовым сезоном 2013 года в 2014 году количество зарегистрированных разрядов молнии превышает более чем в 2.5 раза.

2. Применение в расчетах задач грозозащиты общего числа грозовых часов по региону может привести к неадекватной оценке грозозащитных мер. Отмечается значительная неоднородность распределения числа грозовых часов и плотности грозовых разрядов на землю по территории региона. Для обоснования выбора системы грозозащиты элемента электрической сети (линии или подстанции) целесообразно использовать показатель плотности разрядов молнии на землю в районе его расположения.

Литература

1. Бурцев А.В., Невретдинов Ю.М., Сытина А.Н. Опыт регистрации грозовой активности на территории Кольского полуострова // Вестник Кольского Научного Центра РАН. – 2014. – № 2. – С. 126-133.
2. Бурцев А.В. Использование математического и логического аппарата для преобразования данных программы Astrogenic NexStorm Lite для регистрации атмосферных электрических разрядов. Математические исследования в естественных науках // Труды IX Всероссийской научной школы (Апатиты, 10-11 окт. 2013 г.) / под ред. Ю.Л.Войтеховского. – Апатиты: K&M, 2013. – С. 113-118.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – Изд. 7-е. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – С. 280.
4. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений: РД 153-34.3-35.129-99. – СПб.: ПЭИПК, 1999.

Сведения об авторах

Бурцев Антон Владимирович,
младший научный сотрудник 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

Невретдинов Юрий Масумович,
ведущий научный сотрудник лаборатории высоковольтной энергетики 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: ymnevr@mail.ru

УДК 621.311

И.М.Антропов, Ю.М.Невретдинов

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ПОДСТАНЦИИ

Аннотация

Представлена модель защиты подстанции от грозовых волн, в которой учтены многократные перекрытия изоляции линии. Показано влияние многократных перекрытий изоляции на опорах линии на формирование грозовых перенапряжений. Выявлена неоднозначность определения опасных параметров тока молнии при фиксированной длине его фронта.

Ключевые слова:

грозовые волны, грозозащита подстанции, модель перекрытия изоляции.

I.M.Antropov, Y.M.Nevretdinov

FEATURES OF FORMATION OF LIGHTNING OVERVOLTAGES IN SUBSTATION

Abstract

We presented the model of substation protection against lightning waves in which repeated overlapping of line isolation is taken into account. Influence of repeated overlapping of isolation in line support on formation of lightning overvoltages is shown. Ambiguity of determination of dangerous parameters of lightning current is revealed with the fixed length of its front.

Keywords:

lightning surges, lighting protection of substation, isolation overlapping model.

При составлении моделей формирования грозовых перенапряжений в системе «подстанция с подключенной линией» [1], как правило, учитывается однократное перекрытие изоляции линии на подходах с помощью модели вольт-секундной характеристики изоляции. Однако при ударе молнии в провод или трос возникающая волна перенапряжения распространяется по проводу или тросу в обе стороны от точки удара и, соответственно, действует на изоляцию на опорах не в одной, а в нескольких точках. Лишь в ситуации удара молнии вблизи опоры с последующим перекрытием изоляции на этой опоре распространяющаяся по тросу волна не создает повторных перекрытий, если сопротивление заземления опор мало. В этом случае можно считать модель однократного перекрытия достаточной. В случаях ударов молнии на удалении от опоры образовавшиеся волны могут вызвать перекрытия изоляции на обеих опорах, близких к точке удара. Другим случаем, вызывающим неоднократное перекрытие изоляции на разных опорах, может быть образование опасных перенапряжений при перекрытии изоляции на опоре с большим импульсным сопротивлением ее заземления. В этих случаях возникновения волн, отраженных от точек перекрытия, и при неблагоприятном наложении падающих и преломленных волн возможно формирование опасных перенапряжений на оборудовании подстанции. Такая ситуация наиболее вероятна в районах с низкой проводимостью грунта.

Рассмотрим целесообразность учета многократных перекрытий [2] на примере подстанции 110 кВ в Мурманском регионе. Выбор параметров линии и подстанции определен тем, что на территории Кольского полуострова

эксплуатируется 77 подстанций на напряжении 110-150 кВ; 55% подстанций 110-150 кВ работают по блочным схемам: 1ВЛ-1Т или 2ВЛ-2Т с неавтоматической перемычкой. Схема 2ВЛ-2Т в итоге может быть сведена либо к первой, либо к схеме 1ВЛ-2Т, которая возможна при длительном выводе одной из линий в ремонт или недостаточной мощности одного трансформатора. Режим 2ВЛ-1Т не возможен по условиям надежности. Таким образом, рассмотрение схем 1ВЛ-1Т и 1ВЛ-2Т охватывает 60% подстанций Кольской энергосистемы.

При моделировании грозовых перенапряжений использована схема 1ВЛ-1Т. Принципиальная схема подстанции 110 кВ представлена на рис. 1

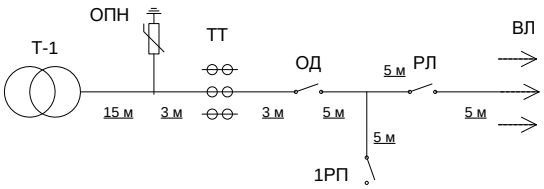


Рис.1. Принципиальная схема подстанции 110 кВ

Ошиновка ОРУ выполнена проводом АС-120/19. Высота ошиновки – 10 м. Расстояние между фазами по горизонтали – 2 м.

Выбор защитных аппаратов типа ОПН-110/88/550/10 основан на том, что в системе 51% трансформаторов 110-150 кВ эксплуатируются в режиме с разземленной нейтралью. При этом возможно возникновение опасных для ОПН внутренних перенапряжений, поэтому применяют ОПН с повышенным на 20% наибольшим допустимым рабочим напряжением [3, 4].

Параметры линии на подходе также выбраны по конструктивному исполнению линий 110 кВ, характерных для Кольской энергосистемы:

- расстояние от ОРУ до первой опоры – 50 м; средняя длина пролета – 200 м;
- число изоляторов в гирлянде – 8 шт; длина гирлянды изоляторов около 1 м;
- погонная индуктивность опор – 0.75 мкГн/м;
- защитный угол троса – 30^0;
- расстояние между проводом и тросом в середине пролета – 4.5 м;
- удельное сопротивление грунта вдоль трассы – 1000 Ом·м;
- сопротивление заземления опор – 30..60 Ом.

На рисунке 2 приведена расчетная модель подстанции с линией.

Модель перекрытия гирлянды изоляции линии задана в соответствии с формулой Горева – Машкиллейсона:

$$U(\tau) = A \cdot \sqrt{1 + \frac{B}{\tau}},$$

где A и B – коэффициенты, определенные по методике НИИПТ: для перекрытий с провода на опору A = 605 кВ, B = 1.661 мкс; для обратных перекрытий с опоры на провод A = 595 кВ, B = 2.388 мкс.

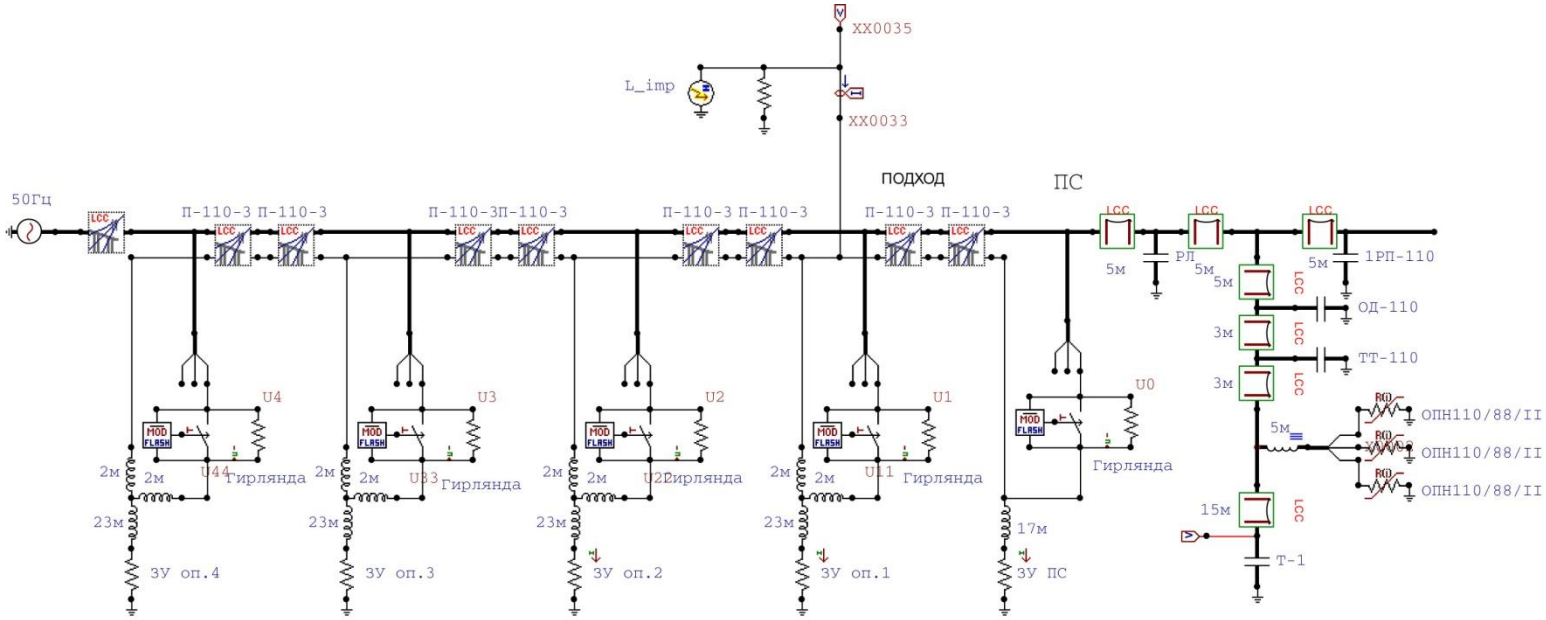


Рис.2. Расчетная модель подстанции 110 кВ с подходом подключенной линии, выполненная в EMTP. Сопротивления заземляющих устройств опор (ЗУ оп.) и контура подстанции (ЗУ ПС). FLASH – модель импульсного перекрытия гирлянды изоляции на опоре. ОПН 110/88/II – модель защитного аппарата одной фазы

Начало отсчета предразрядного времени τ принято при превышении напряжения на гирлянде более амплитуды наибольшего рабочего фазного напряжения сети (103 кВ).

В программе ATP-EMTP моделирование импульсной короны может быть выполнено сосредоточенными элементами [5] и необходимой точности не достигается, поэтому в расчетах действие короны не учтено, что, по мнению авторов, допустимо для пробега волны расстояний до нескольких сотен метров.

Модель молнии выбрана в соответствии с [6, 7], то есть с учетом нулевой начальной производной тока на фронте. Эквивалентное сопротивление канала молнии принято 1000 Ом.

Основные расчетные случаи

1. Удар молнии в трос в середине пролета

Пример кривых опасных токов молнии (КОТ) для удара молнии в трос в середине 2-го пролета между опорами 1 и 2 (150 м от ОРУ) приведен на рис. 3. В расчетах учтено однократное перекрытие гирлянды на опоре 1 (рис. 2) – мономодель перекрытий. Второй вариант расчета – размещение моделей перекрытия изоляции на всех опорах подхода и на портале (полимодель). Сопротивление заземления опор в приведенном примере принято 60 Ом.

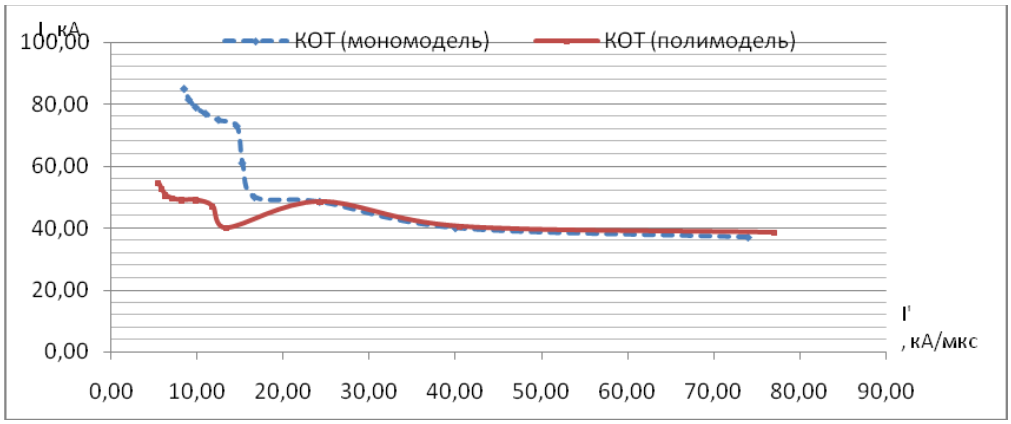


Рис.3. Кривые опасных токов при ударе молнии в трос в середине второго пролета

Из рисунка 3 видно, что при полимоделировании перекрытий КОТ снижается для значений крутизны тока молнии менее 20 кА/мкс. Таким образом, ограничение числа точек перекрытий изоляции мономоделью в расчетной модели может привести к недооценке опасности ударов молнии. Для пояснения рассмотрим осциллограммы перенапряжений на гирляндах изоляции 1-й и 2-й опор, которые приведены на рис. 4. Здесь же показаны перенапряжения на трансформаторе.

Как видно, при моделировании перекрытия изоляции на 1-й опоре (по ходу волны к подстанции) перенапряжение на изоляции 1-й опоры не превышает разрядное напряжение и перекрытия не происходит. Соответственно, перенапряжения на трансформаторе не фиксируются. Однако перенапряжение на гирлянде опоры 2 достигает разрядного (рис. 4а).

а б

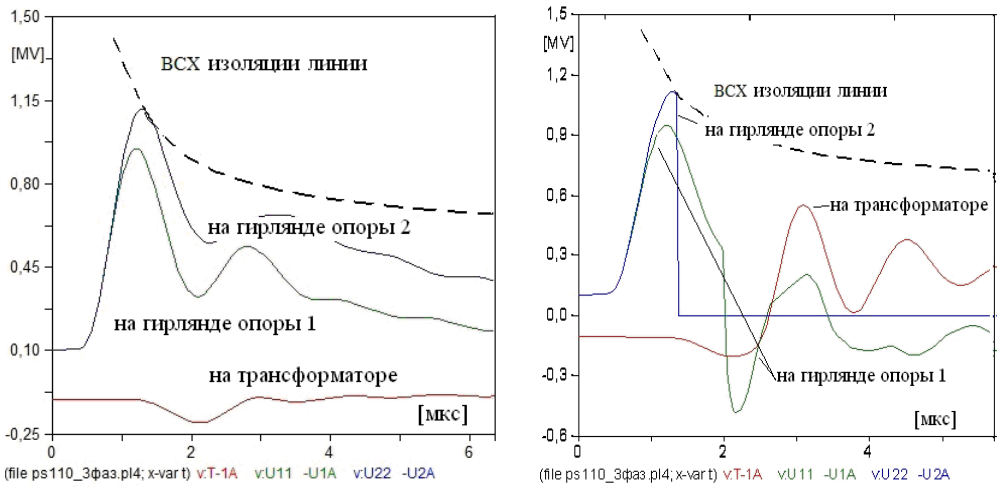


Рис.4. Сопоставление расчетов формирования перенапряжений на трансформаторе при ударе молнии в трос в середине пролета. Параметры тока молнии: амплитуда – 40 кА, длина фронта – 3 мкс: а – мономодель перекрытий на опоре 1; б – полимодель перекрытий

В полимодели перекрытий изоляции (рис. 4б) на опоре 2 происходит обратное перекрытие с опоры на провод и волна на проводе создает опасное перенапряжение на трансформаторе. Таким образом, упрощенное моделирование не выявляет все случаи опасных ударов молнии.

При удалении точки удара молнии от ОРУ подстанции разница в кривых опасных токов при расчетах моно- и полимоделированием перекрытий изоляции становится практически незаметной. Для примера на рис. 5 представлены КОТ при ударе молнии в трос в середину 3-го пролета (350 м от ОРУ).

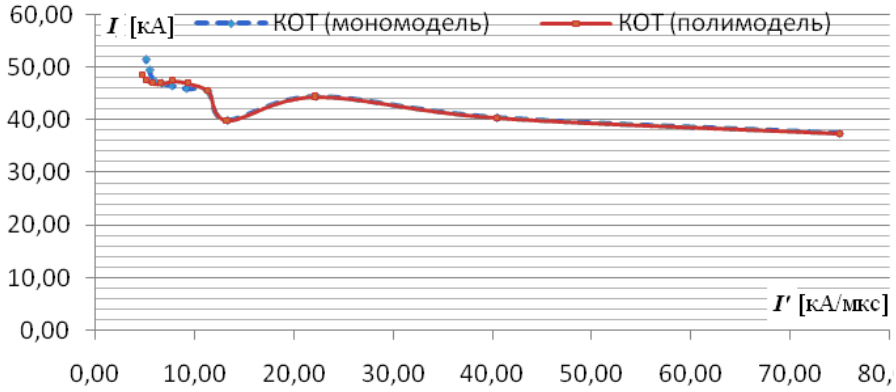


Рис.5. Сопоставление расчетов КОТ для мономоделирования и полимоделирования перекрытий изоляции на подходе при ударе молнии в третий пролет

При уменьшении сопротивления заземления опор до 30 Ом результат идентичен: существенное влияние полимодели на КОТ оказывают лишь удары молнии в трос в середину первых двух пролетов.

2. Удар молнии в опору с тросом

Для случаев удара молнии в опоры на подходе к подстанции (рис. 1) расчеты выполнены с варьированием величины сопротивления заземления опор $R_З$ = 30 Ом и $R_З$ = 60 Ом. Моделирование импульсных перекрытий изоляции на опорах выполнено в двух вариантах:

- только на опоре, в которую ударила молния (мономодель),
- на всех опорах подхода и на портале (полимодель).

Для иллюстрации изменений при использовании полимодели перекрытий изоляции в табл. 1 дано сопоставление расчетов опасных амплитуд тока молнии при ударе в опоры 1 и 2.

Таблица 1

Опасные параметры тока молнии при ударе в первую и вторую опоры

Точка удара молнии	Длина фронта, мкс	Амплитуда опасных токов молнии, кА			
		мономодель перекрытий		полимодель перекрытий	
		Сопротивление заземления опор			
		30 Ом	60 Ом	30 Ом	60 Ом
Опора 1	0.5	>40.0	>36.0	40-62	36-49
(50 м от ОРУ)	1	>41.0	>36.0	41-81	>36
	2	>53.0	>40.0	>53.0	>40
Опора 2	0.5	>41.0	>29.0	>41.0	>29.0
(250 м от ОРУ)	1	>45.0	>28.0	>45.0	>28.0
	2	>46.0	>26.0	>46.0	>26.0

Из таблицы 1 видно, что для ударов молнии в 1-ю и 2-ю опоры подхода различие опасных токов молнии в расчетах с полимоделью перекрытий проявилась при длине фронта тока молнии 1 мкс и менее. Так, при длине фронта 0.5..1.0 мкс происходит ограничение области опасных токов для ударов молнии в опору 1. Это объясняется тем, что при амплитуде тока, превышающей верхнюю границу, происходит второе перекрытие изоляции на портале и соответствующее ограничение волны перенапряжений.

Для ударов молнии в опоры 2, 3 и т. д. кривые опасных токов молнии практически совпадают при использовании мономодели и полимодели перекрытий.

3. Прорывы молнии на фазные провода мимо тросовой защиты

В расчетном случае прорыва молнии на провод, также как в случае удара молнии в опору, отмечается образование дополнительных областей, характеризующих опасность или безопасность параметров тока молнии. При этом диапазон неоднозначности оценки опасности расширяется в сторону увеличения длины фронта тока молнии.

Иллюстрация изменений в оценке опасных параметров тока молнии для прорывов на провода мимо тросовой защиты дана в табл. 2. Здесь рассмотрены удары молнии на расстоянии 25 м и 50 м от ОРУ. В мономодели учтено перекрытие на опоре 1, а в полимодели дополнительно учтена возможность перекрытия изоляции на портале и на опоре 2.

Таблица 2

Опасные параметры тока молнии при прорывах на провод
($R_З$ опор 30 Ом и 60 Ом)

Точка удара молнии	Длина фронта, мкс	Амплитуда опасных токов молнии, кА			
		мономодель перекрытий		полимодель перекрытий	
		Сопротивление заземления опор			
		30 Ом	60 Ом	30 Ом	60 Ом
Провод в середине	0.5	4-10 и >45	4-10 и >42	4-10 и >54	4-10 и >54
1-го пролета	1	4-11 и >36	4-11 и >33	4-11 и >49	4-11 и >48
(25 м от ОРУ)	2	>5.0	>5.0	5-18 и >39	5-18 и >38
	3	>7.0	>7.0	>7.0	>7.0
Провод у опоры 1	0.5	4-10 и >22	4-10 и >15	4-10, 22-41 и >89	4-10, 15-39 и >76
(50 м от ОРУ)	1	4-9 и >18	>4,0	4-9 и >18	>4.0
	2	>5.0	>5.0	>5.0	>5.0

Из приведенных в табл. 2 данных видно, что применение полимодели перекрытий – увеличение числа точек возможных перекрытий при прорывах молнии в провода линии – приводит к следующим изменениям:

- смещение верхней границы опасных амплитуд тока молнии; так, для прорыва молнии на расстоянии 25 м при длине фронта тока 1 мкс верхняя граница опасных амплитуд изменяется от 36 до 49 кА (для $R_З$ опор 30 Ом) и от 33 до 48 кА (для $R_З$ опор 60 Ом);
- образование дополнительных зон безопасных значений амплитуды тока молнии; так, для ударов молнии с длиной фронта 2 мкс образуется зона безопасных токов от 18 до 38..39 кА. Впервые образование дополнительных зон опасных значений токов молнии отмечено в [8].

Таким образом, в рассмотренной схеме грозозащиты подстанции 110 кВ более точный учет числа возможных перекрытий при прорывах молнии на провода приводит к увеличению показателя надежности защиты.

Для иллюстрации влияния полимодели перекрытий на формирование перенапряжений и формирование областей безопасных параметров на рис. 6 приведены осциллограммы перенапряжений на силовом трансформаторе тупиковой подстанции (схема на рис. 1) для расчетов с учетом перекрытий моно- и полимоделями. Здесь же показан уровень предельно допустимых грозовых перенапряжений для силового трансформатора 468 кВ.

Приведенные осциллограммы соответствуют расчетному варианту прорыва молнии на провод вблизи опоры 1 при длине фронта тока молнии 0.5 мкс.

Как видно, при амплитуде тока молнии 8 кА перенапряжения на силовом трансформаторе превышают допустимый уровень (верхние осциллограммы). При увеличении тока появляется зона безопасных токов молнии. Так, для амплитуды 12 кА перенапряжения ниже уровня допустимых перенапряжений. Это свидетельствует об ограничении перенапряжений вследствие перекрытия гирлянды изоляции на опоре 1. При дальнейшем повышении амплитуды тока молнии уровень перенапряжений увеличивается и при токе 30 кА они становятся опасными.

Как видно, форма и опасность перенапряжений одинакова при расчетах с мономоделью и полимоделью перекрытий для токов от 30 кА и менее. Однако при дальнейшем увеличении амплитуды тока молнии формирование перенапряжений отличается при использовании полимодели. Так, при токе молнии 45 кА перенапряжения, полученные расчетом

с мономоделью, являются опасными, а перенапряжения при расчетах с полимоделью вновь становятся безопасными. Это объясняется влиянием перекрытия гирлянды изоляции на портале. Таким образом, ограничение числа точек возможных перекрытий изоляции вместе с упрощением моделирования может привести к переоценке опасности ударов молнии в провода.

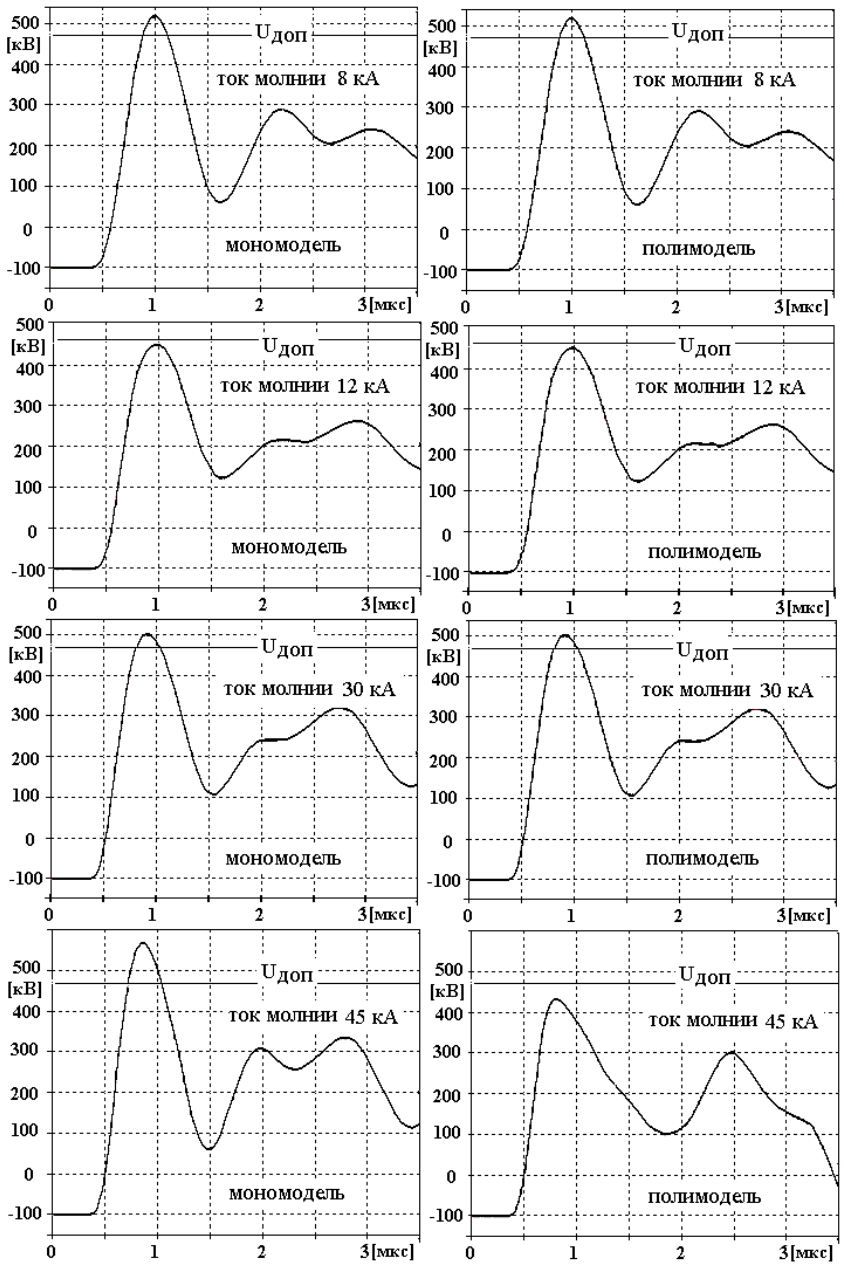


Рис.6. Сопоставление осциллограмм на трансформаторе подстанции при прорыве молнии на провод вблизи опоры 1 для вариантов моделирования перекрытий изоляции моно- или полимоделью

Отметим, что представленные результаты получены для условий, способствующих эффективному действию грозозащитных мер. К ним относятся: компактное исполнение ОРУ, применение ОПН, небольшое расстояние от ОПН до защищаемого трансформатора (15 м), расположение ОПН по ходу волны относительно трансформатора, отсутствие учета спуска к ОПН и его индуктивности, большое число изоляторов в гирлянде на подходе линии, что снижает вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в опоры и в трос.

Изменение этих факторов может способствовать увеличению влияний повторных перекрытий изоляции на формирование перенапряжений и необходимости использования полимодели перекрытий изоляции на опорах и портале ОРУ.

Выводы

1. Показано, что упрощение расчетных моделей защиты подстанций от грозовых волн, набегающих по линиям, за счет ограничения числа точек возможных перекрытий изоляции может привести к искажению процессов формирования перенапряжений на оборудовании подстанций и снизить достоверность результатов расчетов. При этом вносимые искажения могут привести как к завышению, так и занижению показателей эффективности системы грозозащиты в целом и отдельных мероприятий.

2. В расчетах с варьированием амплитуды тока молнии при фиксированной длине фронта возможна неоднозначность определения опасных параметров тока молнии. Это также снижает точность расчетных исследований в задачах грозозащиты подстанций.

Литература

1. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений: РД 153-34.3-35.125-99 / под. науч. ред. Н.Н.Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
2. Регистрации грозовых перенапряжений на подстанции / Б.В.Ефимов, Ю.М.Невретдинов, Д.И.Власко, А.О.Востриков // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. – 2012. – Вып. 5. – С. 28.
3. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ. – М.: НТК «Эл-Проект», 2000. – 68 с.
4. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. – СПб., 2007. – 60 с.
5. Ефимов Б.В. Оптимизация схем замещения систем «подход ВЛ – подстанция» для целей анализа надежности грозозащиты подстанций // Четвертая Российская конференция по молниезащите: сб. докл. – СПб., 2014. – С. 373-382.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхерд А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2004. – 319 с.
7. Дмитриев В.Л., Дмитриев М.В. Параметры разряда молнии в задачах грозозащиты // Известия РАН: Энергетика. – 2005. – №4. – С. 54-61.
8. Костенко М.В., Невретдинов Ю.М., Халилов Ф.Х. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким сопротивлением грунта. – Л.: Наука, 1984. – 112 с.

Сведения об авторах

Антропов Илья Михайлович,
инженер по изоляции и средствам защиты от перенапряжений
второй категории ПО «ЦЭС» филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго».
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Фестивальная, д. 2А
Эл. почта: antropov.i.m@yandex.ru

Невретдинов Юрий Масумович,
ведущий научный сотрудник лаборатории высоковольтной энергетики 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: ymnevr@mail.ru

УДК 621.311

Д.В.Куклин

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОВОДНИКОВ БЕСКОНЕЧНОЙ ДЛИНЫ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ТЕЛЕГРАФНЫЕ УРАВНЕНИЯ СОВМЕСТНО С МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ РАЗНОСТЕЙ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Для моделирования проводников малого диаметра в методе конечных разностей во временной области существует несколько методов, основанных на решении телеграфных уравнений. Однако при проникновении проводников в поглощающие граничные условия возникает ошибка расчетов. Это не позволяет точно моделировать проводники бесконечной длины. В статье представлен простой способ избежать данной ошибки. Проверка данного способа выполнена для метода, предложенного Guiffaut и др., так как он позволяет моделировать произвольно ориентированные проводники и численно устойчив при сложных соединениях проводников. Вероятно, предложенный способ подойдет и для других методов, основанных на решении телеграфных уравнений.

Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, заземлитель.

D.V.Kuklin

MODELING OF INFINITE LENGTH WIRES WITH THE HELP OF METHOD USING TELEGRAPHER EQUATIONS TOGETHER WITH FINITE DIFFERENCE TIME DOMAIN METHOD

Abstract

There are several techniques based on telegrapher equations for modeling thin wires in finite-difference time-domain (FDTD) method. However, an error occurs when wires penetrate absorbing boundary conditions, which does not allow to model wires with infinite length exactly. A simple way to avoid this error is presented in the article. Verification of the presented approach is made for method proposed by Guiffaut et al. as this method allows to model arbitrarily oriented wires and it is numerically stable for wire junctions. The presented approach can probably be used for other methods based on telegrapher equations.

Keywords:

finite-difference time-domain method, grounding.

В методе конечных разностей во временной области (finite-difference time-domain, FDTD) [1] используются две группы методов, моделирующих проводники, поперечный размер которых меньше размера расчетной сетки. В одной из групп проводники моделируются путем изменения параметров среды (либо изменением конечно-разностных выражений метода FDTD) [2-5], в другой используются телеграфные уравнения [6-8]. Методы второй группы позволяют моделировать произвольно ориентированные проводники с диаметром, не зависящим от размера сетки, что дает большую свободу в выборе модели (антенны, опоры и их заземлители сложных конструкций и пр.). Однако использование данного метода в том случае, когда проводник проникает в поглощающие граничные условия PML (perfectly matched layer) [1], приводит к ошибке расчетов. Это не позволяет точно моделировать проводники бесконечной длины, используемые, например, для расчетов электрических характеристик заземлителей.

Несмотря на то что две данные группы методов основаны на одинаковых аппроксимациях, их реализация различается тем, что в первой группе распространение волн вдоль проводников рассчитывается самим методом FDTD, во второй же группе распространение волн рассчитывается при помощи решения телеграфных уравнений и осуществляется распределение токов в проводниках по расчетной сетке метода FDTD (и обратно). Взаимодействие токов в проводниках с полями сетки вносит существенные изменения в процесс расчета, а так как поглощающие граничные условия не предполагают подобных изменений, то появляется ошибка. Возможно, данную ошибку можно исправить путем модификации поглощающих граничных условий, но это относительно сложная задача и, вероятно, это приведет к увеличению времени расчета.

В данной работе предлагается моделировать бесконечные проводники путем простого соединения проводников, моделируемых разными методами, то есть без какой-либо модификации поглощающих граничных условий и самих методов моделирования проводников (рис. 1).

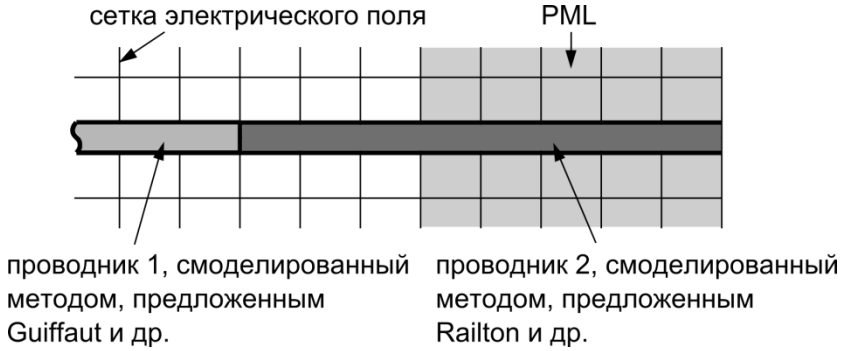


Рис.1. Участок расчетной области, показывающий соединение проводников

Так как метод, предложенный авторами Railton и др. [2], лишь предполагает изменение параметров среды, то проводники могут проникать в PML-область, не приводя к ошибке расчетов. Поэтому для моделирования бесконечного проводника методом, предложенным Guiffaut и др. [8], его конец соединяется

с началом проводника, смоделированного методом [2]. Важно, чтобы проводник 1 располагался вдоль сетки расчета электрического поля: только так он может быть соединен с проводником 2. Для устранения отражений волн от конца проводника 1 (рис. 1) напряжение на его конце рассчитывается, как [9]:

$$U_N^{n+1} = U_{N-1}^n - \frac{c\Delta t - \Delta l}{c\Delta t + \Delta l}\left(U_N^n - U_{N-1}^{n+1}\right), \qquad (1)$$

где U – напряжение в узле; N – номер узла проводника (всего N узлов); n – момент времени; c – скорость света; Δt – временной шаг; Δl – расстояние между узлами. Было обнаружено также, что при большом числе итераций расчетного цикла может возникать неустойчивость, которая устраняется небольшим перекрытием проводников (проверено для перекрытий 0.04Δ и Δ, где Δ – размер ячейки), то есть когда конец проводника 1 расположен дальше начала проводника 2 по направлению к концу проводника 2 (рис. 1).

Для проверки проведем расчет напряжения на вертикальном проводнике для расчетных областей разного размера. В первом случае используется область большого размера с длинными проводниками так, чтобы отраженные от концов проводников волны не успели дойти до точки измерения напряжения за рассматриваемое время расчета (рис. 2а). Во втором случае используется область меньшего размера, в которой проводники моделируются подходом, описанным выше (рис. 2б).

Расчеты проведены для проводников диаметром 20 мм и 101.5 мм (такой диаметр близок диаметру проводника при простом обнулении электрического поля вдоль сетки). Удельное сопротивление грунта – 500 Ом·м, относительная диэлектрическая проницаемость – 12. Размер ячейки – 0.25 м. Поглощающие граничные условия – CPML (convolutional perfectly matched layer) [1] с толщиной в 15 ячеек. Размер большей расчетной области – 1000×1000×1000 ячеек, меньшей – 100×100×100 ячеек. Длина заземлителя – 3 м.

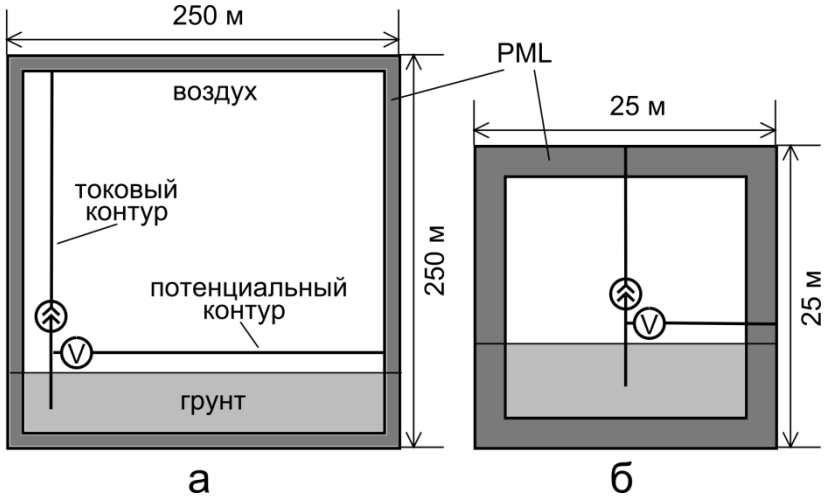


Рис.2. Параметры расчетных моделей (пропорции не соблюдены)

Ток задавался функцией [10]:

$$i(t) = \frac{i_{\max}}{\eta} \frac{\left(\frac{t}{T}\right)^n}{1+\left(\frac{t}{T}\right)^n} \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right) + 0.5\tau\,, \qquad (2)$$

где n = 10; T = 143 (задает длительность полуспада 100 мкс); τ = 0.454 (задает длительность фронта 0.25 мкс); η = 0.993 (служит для нормализации функции). Функция сдвинута на 0.5τ, так как вначале растет слишком медленно. Амплитуда тока – 1 А.

Результаты расчетов разности потенциалов между заземлителем и потенциальным контуром представлены на рис. 3. Видно, что разница между результатами для расчетных областей разных размеров мала, однако для проводников меньшего диаметра ошибка больше. С дугой стороны, перекрытие проводников, равное Δ, устраняет эту ошибку (по крайней мере для проводников, расположенных в среде с параметрами вакуума).

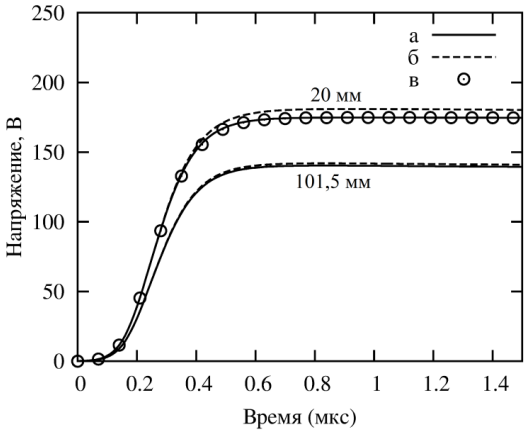


Рис.3. Результаты расчета разности потенциалов между заземлителем и потенциальным контуром:
а – больший размер расчетной области; б – меньший размер расчетной области; в – то же, что и б, но с перекрытием проводников, равным Δ

Также были проведены расчеты с более сложным объектом: опорой. Параметры модели представлены на рис. 4.

В первом случае опора смоделирована при помощи ступенчатой аппроксимации (лучи заземлителя и фазные провода – методом [2]), во втором – методом [8]. Заземлитель состоит из четырех лучей, диаметр которых 12 мм, длина каждого луча – 50 м. Лучи расположены на глубине 0.5 м. Диаметр фазных проводов – 20 мм. Диаметр проводника, моделирующего канал молнии, – 101.5 мм. Удельное сопротивление грунта – 250 Ом·м. Форма импульса тока прежняя. Источник тока – идеальный.

а б

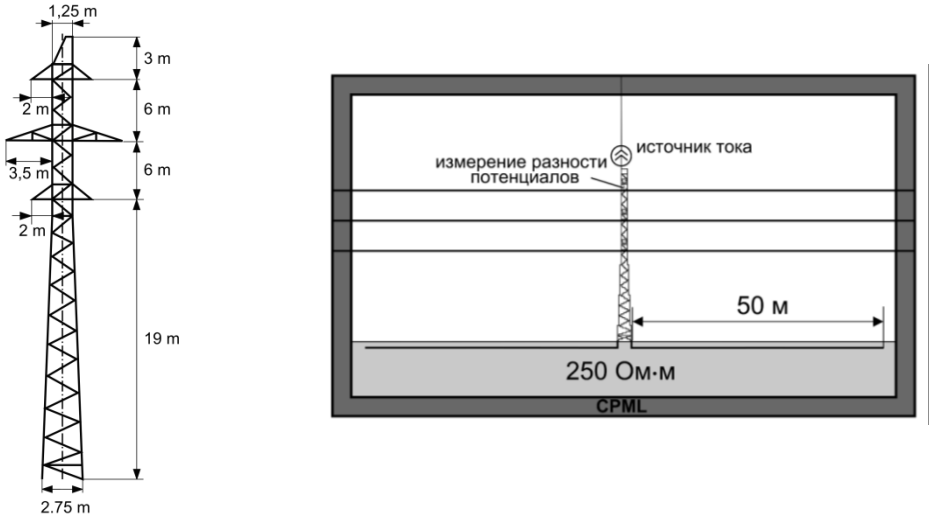


Рис.4. Расчетная модель:
а – параметры опоры; б – параметры модели

Результаты расчетов представлены на рис. 5. Рассчитанные напряжения близки. Таким образом, с применением предложенного способа моделирования проводников бесконечной длины появляется возможность проводить расчеты для сложных моделей, включающих, например, опоры на оттяжках или заземлители, проводники которых могут располагаться под любым углом к расчетной сетке.

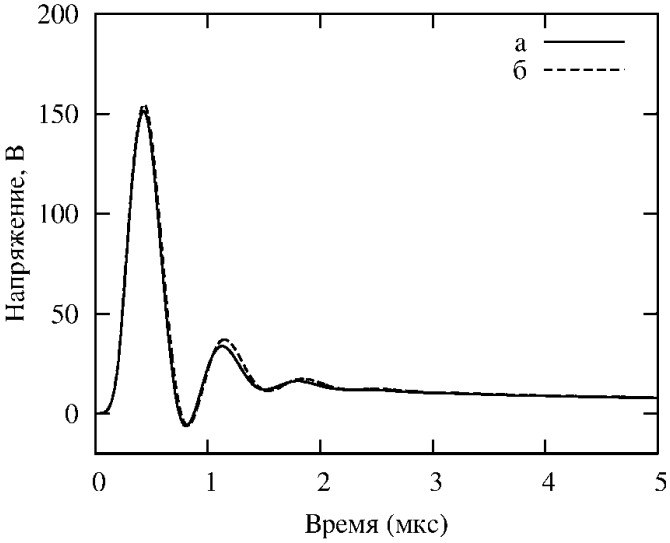


Рис.5. Результаты расчетов напряжения на верхней фазе:
а – ступенчатая аппроксимация и метод [2]; б – метод [8]

Для методов [6] и [7] рассмотренный способ не был проверен. Однако в методе [6] взаимодействие токов в проводниках с полями расчетной сетки происходит схожим с методом [8] образом, когда проводник расположен вдоль расчетной сетки, поэтому результаты расчета методом [6] должны быть близкими к результатам, полученным в данной статье.

Литература

1. Taflove A., Hagness S.C. Computational electrodynamics: The finite-difference time-domain method. Artech House, Incorporated, 2005.
2. The treatment of geometrically small structures in FDTD by the modification of assigned material parameters / C.J.Railton, D.L.Paul, I.J.Craddock, G.S.Hilton // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 2005. – Vol. 53, no. 12. – P. 4129-4136.
3. Mäkinen R.M., Juntunen J.S., Kivikoski M.A. An improved thin-wire model for FDTD // IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques. – 2002. – Vol. 50, no. 5. – P. 1245-1255.
4. Umashankar K., Taflove A. Calculation and experimental validation of induced currents on coupled wires in an arbitrary shaped cavity // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 1987. – Vol. 35, no. 11. – P. 1248-1257.
5. Noda T., Yokoyama S. Thin wire representation in finite difference time domain surge simulation // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2002. – Vol. 17, no. 3. – P. 840-847.
6. Holland R., Simpson L. Finite-difference analysis of EMP coupling to thin struts and wires // IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. – 1981. – Vol. 23, no. 2. – P. 88-97.
7. Ledfelt G. A stable subcell model for arbitrarily oriented thin wires for the FDTD method // International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields. – 2002. – Vol. 15, no. 5-6. – P. 503-515.
8. Guiffaut C., Reineix A., Pecqueux B. New oblique thin wire formalism in the FDTD method with multiwire junctions // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 2012. – Vol. 60, no. 3. – P. 1458-1466.
9. Ledfelt G. Hybrid time-domain methods and wire models for computational electromagnetics. 2001.
10. Heidler F., Cvetic J. A class of analytical functions to study the lightning effects associated with the current front // European Transactions on Electrical Power. – 2002. – Vol. 12, no. 2. – P. 141-150.

Сведения об авторе

Куклин Дмитрий Владимирович,
научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: kuklindima@gmail.com

УДК 621.311

О.В.Залесова, В.Н.Селиванов

РАСЧЕТ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 кВ

Аннотация

Данная статья посвящена вопросам взаимного электромагнитного влияния линий электропередачи. Исследованы наведенные напряжения на отключенных воздушных линиях 110 кВ с помощью программы ATP-EMTP.

Ключевые слова:

наведенное напряжение, линия электропередачи, безопасность ремонтных работ.

O.V.Zalesova, V.N.Selivanov

CALCULATION OF INDUCED VOLTAGE IN DISCONNECTED TRANSMISSION LINE 110 kV

Abstract

This article is devoted to questions of electromagnetic interference of transmission lines. Induced voltage on disconnected transmission lines have been investigated using the program ATP-EMTP.

Keywords:

induced voltage, power transmission line, safety of repair operations.

С 4 августа 2014 г. вступили в силу новые «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭУ) взамен существующих Межотраслевых правил по охране труда (Правил безопасности) при эксплуатации электроустановок (МПБЭЭ). Существенные изменения произошли в главе XXXVIII «Охрана труда при выполнении работ на воздушных линиях (ВЛ)», пунктах 38.43-38.45 и 38.47. В соответствии с требованиями новых правил, энергосистема должна иметь и знать перечень линий, находящихся после отключения под наведенным напряжением выше 25 В, в котором должны быть указаны значения наведенного напряжения на отключенных проводах ВЛ, а также на проводах при различных схемах заземления ВЛ стационарными заземлителями в распределительных устройствах (РУ) [1].

На практике измерения наведенных напряжений реально осуществимы лишь в ограниченном количестве точек по длине исследуемых отключенных линий при нагрузках во влияющей сети, заданных действующим режимом работы энергосистемы [2]. Однако эти нагрузки во время измерений могут значительно отличаться от тех значений, которые будут существовать во время ремонта. Проведение измерений, особенно в зимний период, трудноосуществимо. Таким образом, точность измерений наведенных напряжений непосредственно перед ремонтом по методике, рекомендуемой нормативными документами, низка. Поэтому корректно сравнивать с измерениями можно только расчеты, выполненные с абсолютно одинаковыми исходными данными.

В связи с этим, целью данной работы стало расчетное определение значений наведенных напряжений на примере отключенных воздушных линий Л-132 и Л-133 ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» с помощью программы

ATP-EMTP [3]. Данная программа является универсальной системой программирования для цифрового моделирования переходных явлений как электромагнитного, так и электромеханического характера. С ее помощью можно создавать схемы замещения электроэнергетических сетей с использованием всех доступных в ATP библиотечных элементов, представляемых в графическом изображении, понятном любому специалисту в области энергетики.

Причины возникновения наведенного напряжения. Известно, что наведенные напряжения на отключенной ВЛ возникают в результате действия электромагнитных полей действующих ВЛ, проходящих вблизи отключенной ВЛ. Их значения зависят от рабочего напряжения влияющих ВЛ, тока в них, сопротивления заземления, протяженности параллельного следования, взаимного расположения проводов и ряда других факторов. Влияние соседних параллельных ВЛ можно рассматривать как сумму электрической и магнитной составляющих.

Электрическая составляющая наведенного напряжения определяется соотношением взаимной емкости между отключенными и влияющими проводами и емкости отключенного провода относительно земли [4]. Поскольку емкость провода относительно земли обратно пропорциональна высоте подвеса провода, а взаимная емкость между двумя проводами обратно пропорциональна расстоянию между ними, то уровень электрической составляющей наведенного напряжения будет тем больше, чем ближе друг к другу расположены влияющая и отключенная линии.

В простейшем случае влияния магнитная составляющая наведенного напряжения от работающей в нормальном режиме трехфазной линии электропередачи обусловлена некоторой несимметрией расположения проводов влияющей линии относительно отключенного провода. Она равна продольной составляющей суммарной э.д.с. взаимоиндукции, наводимой фазными токами влияющей линии. При длине параллельного сближения, значительно превышающей его ширину, э.д.с. от каждого из проводов влияющей линии можно определить по формуле [5]:

$$\dot{E}_2 = \dot{I}_1 \cdot Z_{12} \cdot k_{зд} \cdot l\,,$$

где индексы 1 и 2 относятся к влияющему и отключенному проводам соответственно; I_1 – ток во влияющем проводе; $k_{зд}$ – коэффициент защитного действия соседних проводов; l – длина участка сближения; Z_{12} – модуль взаимного сопротивления между проводами 1 и 2 на единицу длины эквивалентного параллельного сближения с учетом влияния земли.

Магнитная составляющая, в отличие от электрической, действует на больших расстояниях между линиями, то есть при ширине сближения сотни метров и более основной вклад в наведенное напряжение дает именно магнитная составляющая.

Подготовка исходных данных. Линии электропередачи (ЛЭП) Л-132 и Л-133 класса напряжения 110 кВ идут в одном коридоре на всем протяжении; длина линий составляет 74.4 км (рис. 1). Расстояние между осями ВЛ составляет 40 м. На линии Л-132 выполнено пять транспозиций, расположение фазных проводов линии Л-133 не меняется. От линий отходят отпайки ОЛ-132/133 на ГЭС-7 длиной 1.3 км каждая.

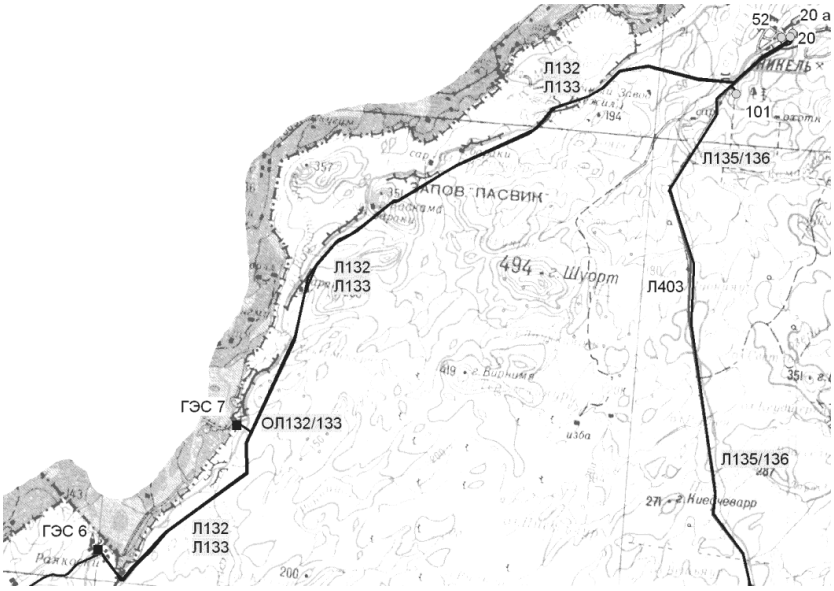


Рис.1. План расположения ЛЭП Л-132 и Л-133

Первым этапом в подготовке расчета было построение схемы сближения исследуемых линий. Линии разбивались на участки с учетом следующих критериев:

- ширина сближения между ремонтируемой линией (РЛ) и влияющими воздушными линиями (ВВЛ);
- учет взаимного расположения фазных проводов на опорах РЛ и ВВЛ (транспозиции, однократные перестановки двух фаз);
- конструктивный тип опор РЛ и ВВЛ;
- наличие отпаек на РЛ.

В том случае если транспозиция осуществляется вблизи границы смены однородных участков сближения (ближе 1 км), то граница сближения перемещается к транспозиционной опоре, поскольку транспозиция является более существенным фактором, влияющим на уровень наведенного напряжения.

На каждом однородном участке, полученном после учета состава коридора сближения и транспозиций, выделяется преобладающий тип опор, и геометрия модели строится с использованием его габаритов. Если на однородном участке на значительной длине происходит смена типа опор (например горизонтальная подвеска сменяется треугольной или вертикальной), то этот участок подвергается дополнительному разбиению.

При косом сближении или пересечении РЛ и ВВЛ использовалась методика приведения к эквивалентному параллельному сближению, описанная в [5]. Расстояние эквивалентного параллельного сближения вычислялись по формуле:

$$b_{12} \approx \frac{b_{\max} + 2b_{\min}}{3},$$

где $b_{12}; b_{\max}; b_{\min}$ изображены на рис. 2.

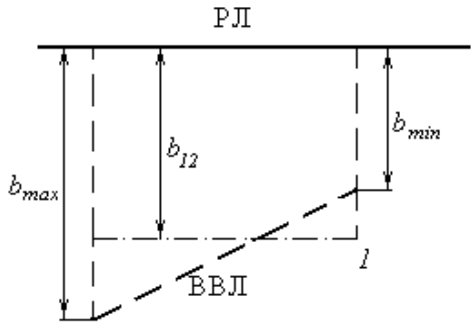


Рис.2. Косое сближение однопроводных ВВЛ, РЛ и эквивалентное параллельное сближение

С учетом того, что имеются отпайки линий ОЛ-132/133, неоднократно меняется расположение фазных проводов линии Л-132 и на последних пяти километрах следования ВЛ появляются другие влияющие линии (Л-403 класса напряжения 150 кВ, Л-135/136 класса напряжения 110 кВ), трасса сближения была разбита на 9 участков. Схема сближения для расчета электромагнитного влияния линий Л-132 и Л-133 представлена на рис. 3.

Кроме того, для расчетов необходимо было определить кратчайшие расстояния между выбранным расчетным проводом РЛ и всеми проводами влияющих линий. Для этого использовались следующие данные: средние высоты подвеса этих проводов, расстояние между условными осями трасс линий и сдвиг по горизонтали каждого провода (ремонтируемой и влияющих линий) от осей трасс, то есть расстояния проводов от оси опоры. Средние высоты проводов определялись через высоты их подвеса на опорах h_{max} и стрелы провеса. Средняя высота подвеса нижнего провода рассчитывалась по формуле:

$$h_{ср} = h_{max} - 2/3\, f_{пр}.$$

Для средних и верхних проводов средняя высота подвеса определялась после нахождения $h_{ср}$ для нижнего провода путем добавления разности высот их подвеса на опоре. Высоты подвеса и разности высот подвеса проводов определялись на основании эскиза опоры, преобладающей на данном участке (как правило, это промежуточная опора). Высота подвеса нижнего провода вычислялась как:

$$h_{max} = h_{оп} - l_{гирл}\,,$$

где $h_{оп}$ – расстояние от основания опоры до уровня нижней траверсы; $l_{гирл}$ – длина гирлянды (для класса напряжения 110 кВ – 1.3 м, 150 кВ – 1.6 м).

В качестве примера рассмотрим опору 110 кВ типа П110-5 (этот тип опор преобладает на Л-133), эскиз которой показан на рис. 4. Высота нижней траверсы для этой опоры составляет 19 м. Примем длину гирлянды 1.3 м. Тогда высота подвеса нижнего провода на опоре:

$$h_{max1} = 19–1.3 =17.7 \text{ м}.$$

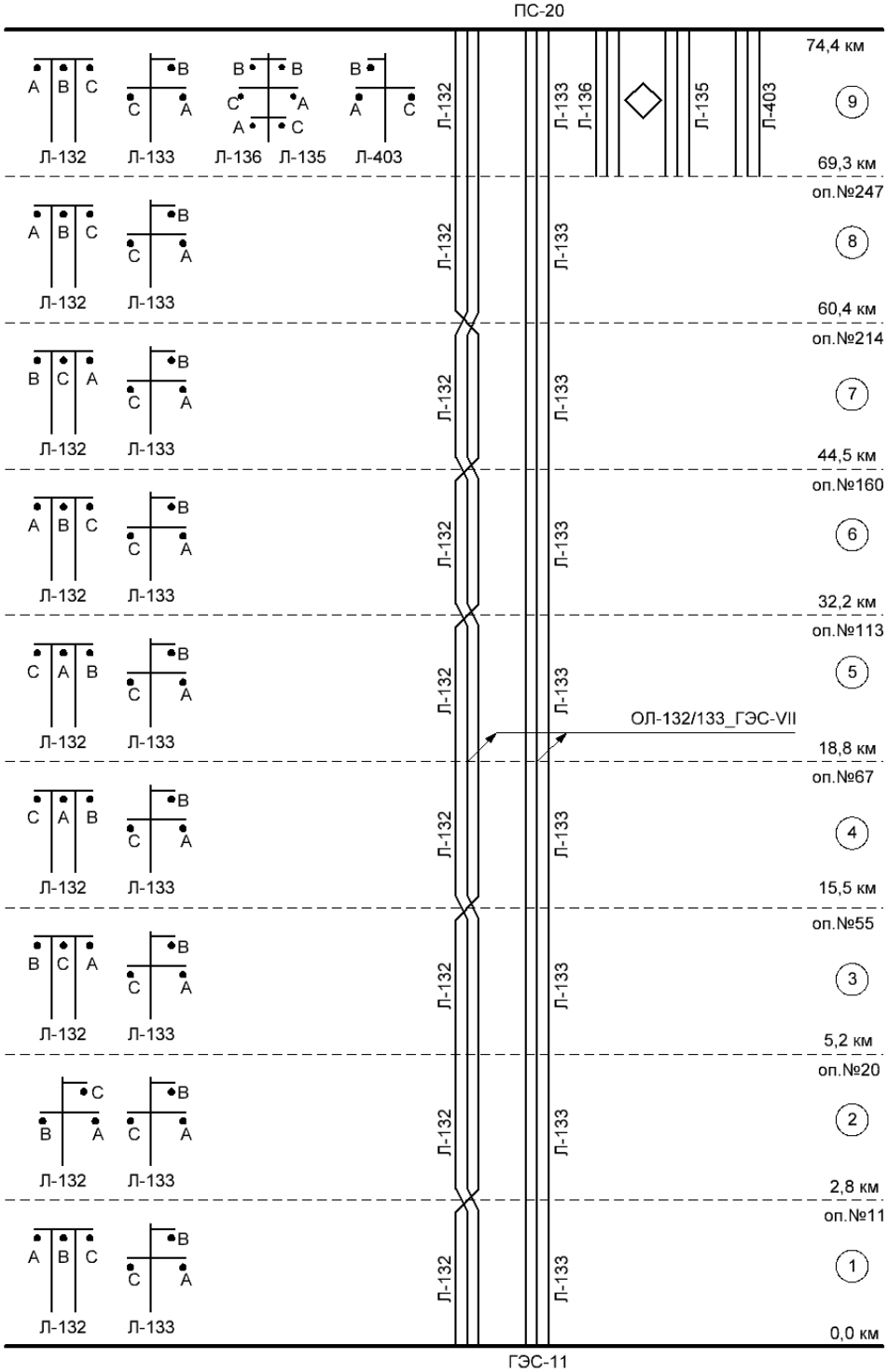


Рис.3. Схема сближения РЛ Л-133 и ВВЛ

Для ненаселенной местности наименьшее допустимое расстояние от проводов линий 110 кВ до земли составляет h_{min} = 6.0 м. Тогда стрела провеса будет $f_{пр}$ = 17.7 - 6.0 = 11.7 м, а средняя высота подвеса нижнего провода h_1 = 17.7 - 2/3·(11.7) = 9.9 м. Учитывая приближенность исходных данных, примем h_1 = 10 м. Расстояния между траверсами опоры П110-5 составляют 6 м. Тогда расчетная высота верхнего провода будет $h_2 = h_1 + 6$ = 16 м. Таким образом были получены высоты подвеса фаз для одноцепной линии Л-133.

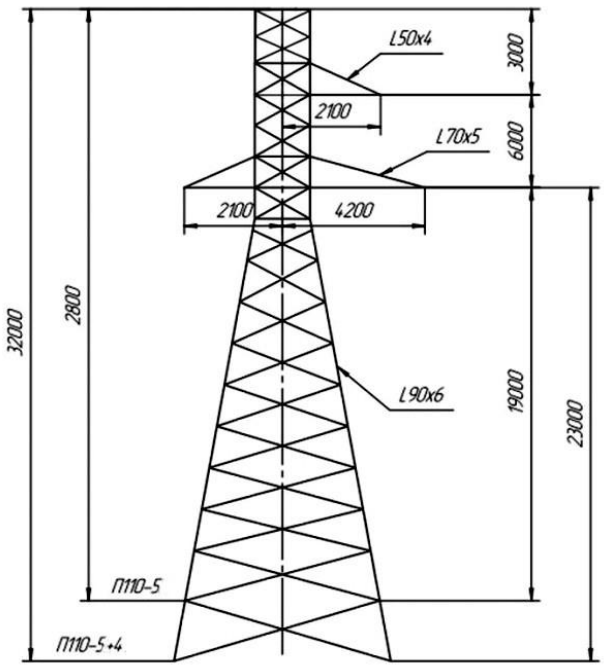


Рис.4. Эскиз опоры П110-5

Моделирование взаимного влияния ВЛ в программе АТР-ЕМТР. Расчеты наведенных напряжений на проводах линий Л-132 и Л-133 проводились с использованием программного комплекса АТР-ЕМТР. С помощью модуля LCC, входящего в данный комплекс, можно моделировать линии электропередачи на основе их физических параметров, в том числе многоцепные линии, с транспозициями и изменением геометрии взаимного расположения. Модели позволяют производить расчеты при любых режимах заземления ремонтируемой линии и уровнях токов во влияющих линиях.

На рисунке 5 представлена модель влияния смежных ВЛ на линию Л-133, которая состоит из девяти участков. На первых восьми участках начиная от ГЭС-6 ремонтируемая линия идет вместе с ВЛ Л-132, на последнем участке добавляются линии Л-135, Л-136 и Л-403. Здесь показан частный случай заземления РЛ на опору № 113, находящуюся на границе пятого и шестого участков.

Для расчета наведенного напряжения на Л-132 применялась преобразованная модель линии Л-133. Она отличалась от предыдущей тем, что источники напряжения и нагрузки подключались к линии Л-133, а по концам линии Л-132 были установлены заземляющие устройства. Сопротивление заземляющих устройств подстанций принималось равным 0.5 Ом, сопротивление заземления в месте ремонта – 30 Ом.

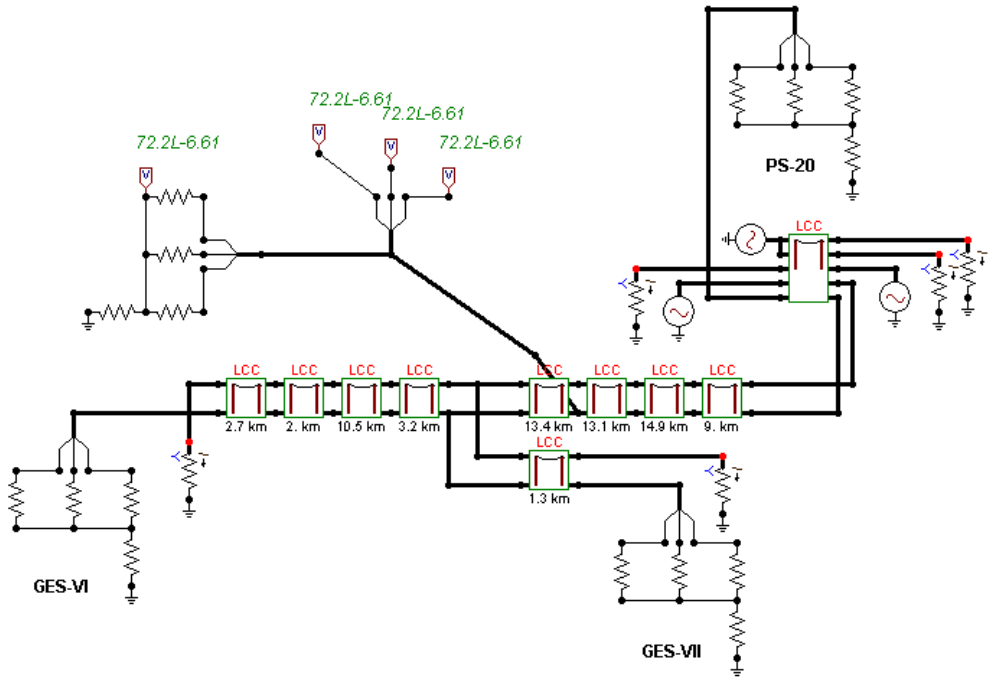


Рис.5. Модель линии Л-133 в программе ATP-EMTP

Расчет наведенного напряжения на ВЛ Л-132, Л-133. В соответствии с [1] значения наведенных напряжений на воздушных линиях должны определяться при наибольших рабочих токах влияющих ВЛ. В данной работе эти токи вычислялись из значений фактических наибольших нагрузок ВВЛ Л-132 (РЛ – Л-133), Л-133 (РЛ – Л-132), Л-135, Л-136 и Л-403 (табл.).

Таблица

Максимальные значения токов во влияющих ЛЭП

Влияющая линия	Л-132	Л-133	Л-403	Л-135	Л-136	ОЛ-132/ГЭС-7
Ток, А	257	119	367	1	2	124

Расчеты наведенных напряжений на линиях электропередачи Л-132 и Л-133 проводились в местах возможного максимального значения наведенного напряжения (границы участков сближения) при различных схемах заземления в РУ и с учетом заземления в месте ремонта (МР). Поскольку расчетные исследования позволяют получать значения наведенных напряжений в любых точках линии, результаты расчетов представлены в виде графиков распределения наведенных напряжений по всей длине ремонтируемой линии (рис. 6-8).

На рисунках 6а и б изображены графики распределения наведенных напряжений на ВЛ Л-132 и Л-133, изолированных по концам и в МР. В этом режиме наибольшее значение имеет электрическая составляющая наведенного напряжения. Эта величина зависит, в основном, от напряжения на влияющей линии и расстояния между проводами РЛ и ВЛ. Данный режим может возникнуть, когда выводимая в ремонт ЛЭП со стороны РУ не заземляется (п. 38.45 [1]), а заземление в месте ремонта нарушено в результате неисправности или ошибочных действий персонала.

Значения наведенных напряжений на незаземленных линиях Л-132 и Л-133 значительно превышают допустимый уровень 25 В. На рис. 6а видно, что график распределения наведенного напряжения на линии Л-132 практически монотонный. Это объясняется тем, что на влияющих линиях электропередачи нет транспозиций. В конце графика происходит небольшой скачок напряжения, поскольку на последнем участке сближения добавляются три влияющие линии. Основной вклад в наведенное напряжение на ВЛ Л-132 дают магнитное и электрическое влияния Л-133, магнитное влияние Л-403, электрическое влияние Л-135 и Л-136.

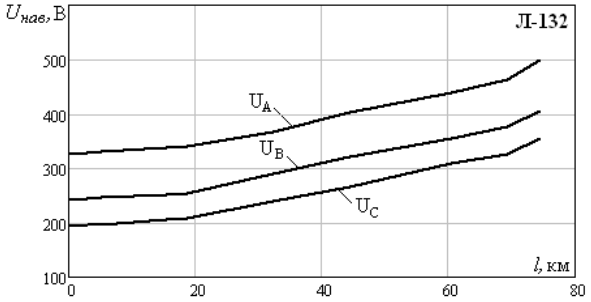
График распределения наведенного напряжения на ВЛ Л-133 неравномерен (рис. 6б). Изломы на нем связаны с наличием транспозиций на линии Л-132, а также с тем, что все влияющие линии одновременно оказывают воздействие на РЛ только на последнем ее участке. Основное влияние оказывают в этом случае Л-132 и Л-403.

Дальнейшие расчеты выполнялись при заземлении линий на подстанциях во всех распределительных устройствах (РУ), в том числе в РУ отпаечных линий (рис. 7а и б). В этом режиме величина наведенного напряжения на ремонтируемой линии определяется только магнитной составляющей поля, которая порождается токами нулевой последовательности, возникающими по следующим причинам: несимметрии взаимного расположения фазных проводов, транспозиций на ВЛ, изменения расстояния между линиями, пересечений ВЛ, наличия отпаек, несимметрии токов из-за перекосов нагрузок и источников.

При заземлении линий по концам наведенное напряжение на ВЛ Л-132 резко снижается, его величина не превышает 20 В (рис. 7а). Напротив, на линии Л-133 наблюдаются опасные уровни наведенного напряжения (рис. 7б). Например, в месте ремонта, между пятым и шестым участками, значение наведенного напряжения достигает 68 В (фаза С). Основное влияние на ВЛ Л-132 оказывают линии Л-133 и Л-403, в которых протекают большие токи. На ВЛ Л-133 наибольшее влияние исходит от линий Л-403 и Л-132 (из-за больших токов, протекающих в них, и наличия транспозиций на последней).

В рамках данной работы были также выполнены расчеты наведенного напряжения на линиях Л-132 и Л-133 по следующей схеме: заземление РЛ во всех РУ и в месте выполнения ремонтных работ. В качестве мест ремонта на отключенной линии поочередно принимались концы участков сближения РЛ и ВВЛ (кроме последнего), так как на них наблюдаются наибольшие значения наведенных напряжений. Результаты расчетов представлены на рисунках 8 а и б.

а



б

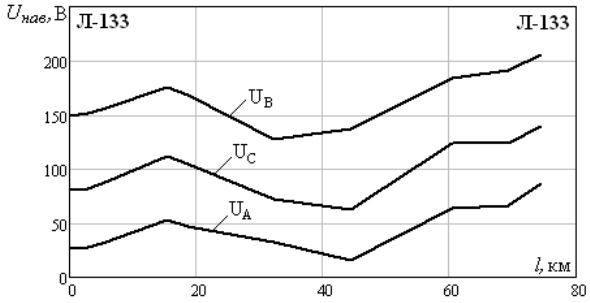
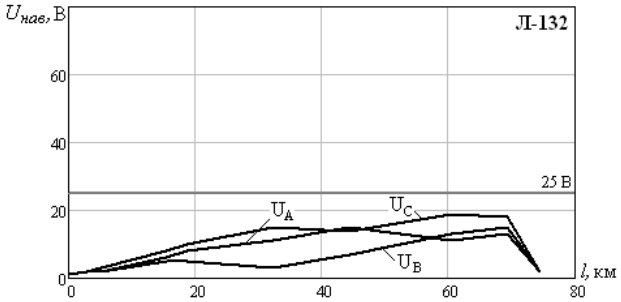


Рис.6. Распределение наведенного напряжения на ВЛ Л-132 и Л-133. Линии по концам изолированы

а



б

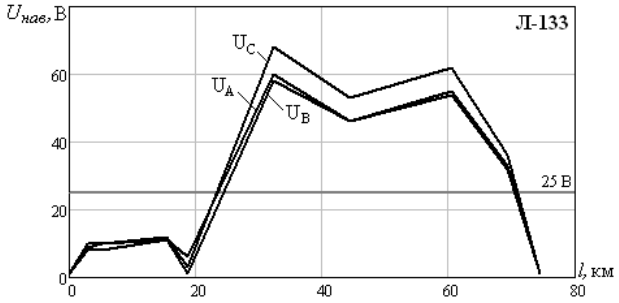


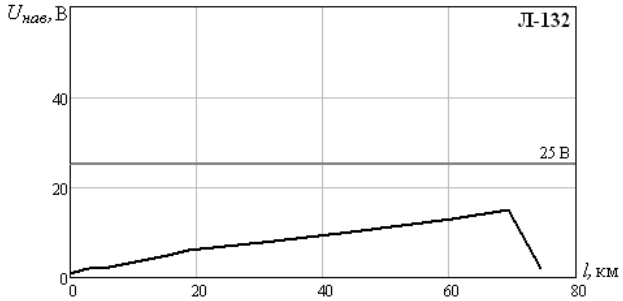
Рис.7. Распределение наведенного напряжения на ВЛ Л-132 и Л-133. Линии по концам заземлены

Как видно из рис. 8а и б, заземление на сопротивление 30 Ом в месте ремонта мало повлияло на значения наведенных напряжений на линиях. На ВЛ Л-133 наведенное напряжение по-прежнему превышает допустимый уровень. В таком случае можно рекомендовать для обеспечения безопасности ремонтного персонала проводить работы на линии Л-133 как работы без снятия напряжения.

Сравнивая результаты расчетов, проведенных для линий Л-132 и Л-133, можно заключить, что на уровень наведенных напряжений, возникающих на проводах ремонтируемой линии Л-133, сильно влияет наличие транспозиций на влияющей линии Л-132.

Поэтому нами также был выполнен расчет наведенного напряжения на отключенной линии Л-133 при условии, что на линии Л-132 ликвидированы все транспозиции. Ремонтируемая линия была заземлена во всех РУ и в месте выполнения ремонтных работ. Результаты расчетов показали, что в этом случае уровень наведенного напряжения на линии Л-133 резко снижается во всех точках МР (рис. 9). Максимальное значение наведенного напряжения на ВЛ Л-133 (21.8 В) наблюдается на границе восьмого и девятого участков.

а



б

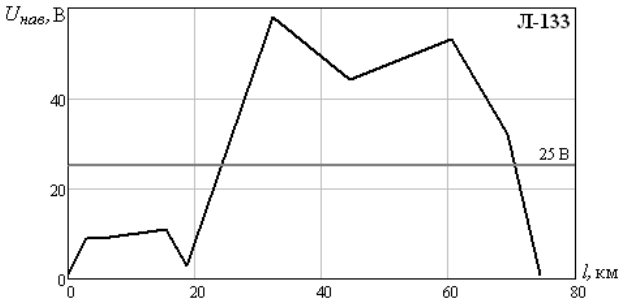


Рис.8. Значения наведенных напряжений в МР на ВЛ Л-132 и Л-133. Линии заземлены по концам и в МР

Таким образом, убрав транспозиции с влияющей линии Л-132, можно обеспечить безопасный уровень наведенного напряжения на ремонтируемой линии Л-133 при заземлении ее во всех РУ и месте ремонта.

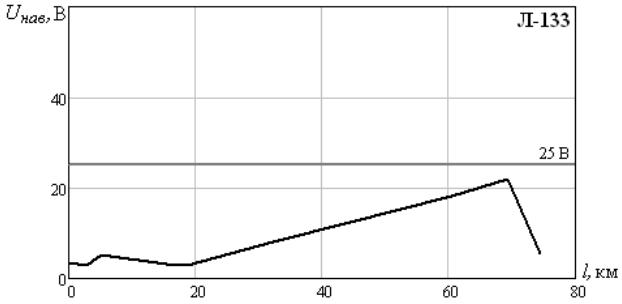


Рис.9. Значения наведенных напряжений в МР на ВЛ Л-133. Линия заземлена по концам и в МР. На линии Л-132 транспозиции отсутствуют

Выводы

1. Расчетные исследования, проведенные в данной работе, показали, что отключенную линию Л-132 можно считать безопасной, если она заземлена на подстанциях во всех распределительных устройствах (в том числе в РУ отпаечных линий).

2. Наведенные напряжения, возникающие на отключенной линии электропередачи Л-133 при различных схемах заземления линии, представляют серьезную опасность для работников во время проведения на ней ремонтных работ.

3. По результатам расчетов наведенного напряжения на линиях Л-132 и Л-133 можно сделать вывод, что идеальным с точки зрения минимума наведенного напряжения является случай, когда влияющая линия, параллельная на всем своем протяжении с РЛ, не имеет транспозиций и работает в симметричном режиме без гармонических искажений.

Литература

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н).
2. Повышение безопасности работ на линиях под наведенным напряжением / А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, О.В.Залесова, В.Н.Селиванов, М.В.Якубович // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Вып. 1. – Апатиты: КНЦ РАН, 2010. – С. 91-102.
3. Селиванов В.Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов ATP-EMTP в учебном процессе // Вестник МГТУ. – 2009. – Т. 12, № 1. – С. 107-112.
4. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. В 2 т. Т 2. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 416 с.
5. Костенко М.В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. – Л.: ЛПИ, 1984. – 56с.

Сведения об авторах

Залесова Ольга Валерьевна,
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: Drozdova_nord@mail.ru

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

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 621.548.001.5 (470.21)

В.А.Минин, А.А.Рожкова

ПЕРСПЕКТИВЫ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ВЭУ И ДЭС В ПРИБРЕЖНЫХ РАЙОНАХ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Оценена транспортная составляющая в затратах на топливо, доставляемое небольшим рассредоточенным потребителям Мурманской области для использования на местных дизельных электростанциях (ДЭС). Рассмотрен вопрос о возможном участии ветроэнергетических установок (ВЭУ) в электроснабжении удаленных потребителей, расположенных в районах с повышенным потенциалом энергии ветра. Выполнена технико-экономическая оценка возможного участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки.

Ключевые слова:

автономные потребители энергии, дизельные электростанции, ветроэнергетические установки, технико-экономическая оценка.

V.A.Minin, A.A.Rozhkova

PROSPECTS OF JOINT WORK OF WIND TURBINES AND DIESEL POWER PLANTS IN THE COASTAL AREAS OF THE MURMANSK REGION

Abstract

We evaluated the transport component in the cost of fuel to be delivered to a small dispersed consumers of the Murmansk region for use on local diesel power plants (DPP). The question of the possible involvement of wind turbines (windmills) in the power supply to remote customers, located in the areas with high potential for wind energy, is touched upon. We made the technical and economic assessment of the possible participation of wind turbines in the coating schedule of electrical load.

Keywords:

autonomous energy consumers, diesel power plants, wind turbines, techno-economic evaluation.

В Мурманской области имеется большое число метеостанций, маяков, пограничных застав, пунктов базирования рыбаков и оленеводов, объектов специального назначения, электроснабжение которых осуществляется от автономных дизельных электростанций. Способы доставки топлива таким потребителям весьма разнообразны. Анализ обширной информации позволил установить, что стоимость топлива возрастает при его перевозке автотранспортом в 1.2-1.5 раза, водным морским транспортом – в 1.3-1.8, бездорожным – в 1.5-2.0 и авиацией – в 2.5-3.0 раза по сравнению с отпускной ценой на опорных пунктах топливоснабжения. В результате при отпускной цене на дизельное топливо 35-38 тыс. руб/т стоимость его после доставки может достигать 50-60 тыс. руб/т.

Высокая стоимость топлива оказывает негативное влияние на технико-экономические показатели работы местных дизельных электростанций (ДЭС). Себестоимость вырабатываемой энергии достигает 20-28 руб/кВт·ч, что в 10-15 раз выше, чем при централизованном

электроснабжении. Поэтому в удаленных населенных пунктах очень остро стоит вопрос об экономном использовании привозного дизельного топлива. Одним из возможных направлений его экономии может быть использование местных возобновляемых источников энергии, в том числе энергии ветра.

Потенциал ветра и предпосылки его использования. В Мурманской области наибольшая интенсивность ветра наблюдается в прибрежных районах [1]. На побережье Баренцева моря среднегодовые скорости на высоте 10 м составляют 6-9 м/с, на побережье Белого моря – 5-6 м/с. В рассматриваемых районах имеет место существенная сезонная неравномерность интенсивности ветра. Максимум скоростей ветра и, соответственно, максимум возможной выработки ветроэнергетических установок (ВЭУ) приходятся на холодное время года. Он совпадает с сезонным максимумом потребности в энергии со стороны потребителей, и это является основной предпосылкой для участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки.

Возможное участие ВЭУ в электроснабжении автономных потребителей. Для определения доли $\alpha^{Э}$ участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки были использованы результаты многолетних непрерывных наблюдений за ветром на ветроэнергетическом полигоне Кольского научного центра РАН в пос. Дальние Зеленцы на северном побережье Кольского полуострова. По этим данным определялся график возможной выработки ВЭУ, который затем накладывался на соответствующий характерный зимний, осенне-весенний или летний график электрической нагрузки [2]. Расчеты выполнялись сериями с изменением $\beta^{Ý} = \frac{N^{\max}_{ÂÝÓ}}{N^{\max}_{ÄÝÑ}}$ в пределах от 0 до 1. Результаты расчета доли участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки в обобщенном виде представлены в [1].

Технико-экономическая оценка совместной работы ВЭУ и ДЭС. Для технико-экономической оценки перспектив применения ВЭУ можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД):

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

где $B_1, B_2, \ldots B_n$ – текущий эффект от совместной работы ВЭУ и ДЭС за каждый год; n – срок службы ВЭУ; r – реальная процентная ставка; I_0 – инвестиции в ВЭУ и ДЭС.

Если исходить из возможности получения банковского кредита по заемной ставке n_r = 18-19% годовых и показателя инфляции b = 0.114 (11.4%) (уровень 2014 года), то реальная процентная ставка $r = (n_r - b) / (1 + b)$ составит около 7%.

В настоящее время в России после роста инфляции, связанной с кризисными явлениями и международными санкциями, принят курс на последовательное ее снижение. Если предположить, что за ближайшие десять лет удастся снизить инфляцию с нынешнего высокого уровня до европейского (около 2%) и сохранить таковой далее, то в целом за двадцатилетний период (срок службы ВЭУ) динамика изменения инфляции может выглядеть так, как показано на рис. 1.

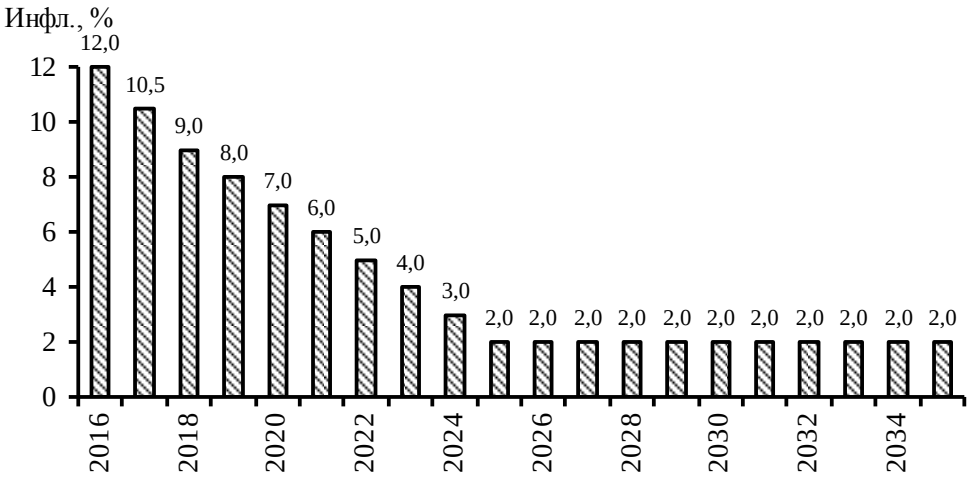


Рис.1. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России

При расчете ЧДД можно исходить из того, что тариф на электрическую энергию, заработная плата обслуживающего персонала и стоимость топлива будут изменяться (возрастать) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции.

Эффект от применения в i-м году комплекса «ДЭС + ВЭУ» определится как разница между доходом от реализованной по тарифу f_i электрической энергии и расходами на зарплату, топливо и прочие расходы:

$$B_i = Wf_i - (1.2 \cdot p_{\text{ДЭС}} N_{\text{ДЭС}} \Pi_{\text{ДЭС}_i} + \frac{W(1-\alpha^{\text{Э}}) \cdot g \cdot з_i^T}{\eta_{\text{ТХ}}}),$$

где $W = N_{\text{ÄÝÑ}} h_{\text{ÄÝÑ}}^{\max}$ – годовое потребление энергии, кВт·ч; $p_{\text{ÄÝÑ}}$ – штатный коэффициент на ДЭС, чел/кВт; $N_{ДЭС}$ – мощность ДЭС, кВт; $\ddot{I}_{\text{ÄÝÑ}_i}$ – годовая заработная плата 1 работника ДЭС в i-м году, руб.; 1.2 – коэффициент, учитывающий долю прочих расходов; $з_i^T$ – стоимость топлива у потребителя в i-м году, руб/т у. т.; g – удельный расход топлива на дизельной электростанции, т у. т/кВт·ч; $\eta_{\text{ÒÕ}} = 0.95$ – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении.

Инвестиционные затраты на сооружение комплекса «ДЭС + ВЭУ» определяются их удельными капиталовложениями и мощностями:

$$I_0 = k_{\text{ÄÝÑ}} N_{\text{ÄÝÑ}} + k_{\text{ÂÝÓ}} N_{\text{ÂÝÓ}}.$$

Пример расчета, анализ полученных результатов. Можно обратиться к показателям работы ДЭС мощностью 200 кВт, у которой: число часов использования максимальной мощности в году $h_{\text{ÄÝÑ}}^{\max}$ = 3000 ч; стоимость условного топлива франко-электростанция $з^T$ = 36 тыс. руб/т у. т.; удельные

капиталовложения $k_{ÄÝÑ}$ = 15 тыс. руб/кВт; удельный расход топлива g = 395 г у. т/кВт·ч (к.п.д. ДЭС $\eta_{ÄÝÑ}$ = 0.31); штатный коэффициент $p_{ÄÝÑ}$ = 0.036 чел/кВт; годовая зарплата одного работника $Ï_{ÄÝÑ}$ = 360 тыс. руб/чел.; прочие расходы – 20% от суммы расходов на зарплату и амортизацию. Расчеты показали, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой такой ДЭС, составит 20.9 руб/кВт·ч.

Применение ВЭУ будет способствовать экономии дорогостоящего топлива и снижению стоимости вырабатываемой электроэнергии. Однако за этим стоят немалые капиталовложения [3]. В условиях Севера стоимость одного установленного киловатта ВЭУ с учетом повышенных транспортных расходов и других удорожающих факторов составит около 2000 евро/кВт. При курсе 54 руб/евро (апрель 2015 года) каждый кВт ВЭУ обойдется в 108 тыс. руб.

Результаты расчета ЧДД для рассматриваемого примера представлены на рис. 2. Расчеты выполнены для стартового (на нулевой 2015 год) тарифа на отпускаемую электроэнергию в размере 21 руб/кВт·ч. Из рисунка следует, что в начальный момент, сразу после сооружения комплекса «ДЭС + ВЭУ», имеют место только инвестиции I_0. Они отложены вниз по оси ординат. По мере совместной эксплуатации двух источников энергии формируется доход, за счет которого постепенно, год за годом, инвестиции могут окупиться. Точка пересечения каждой кривой с осью абсцисс дает значение дисконтированного срока окупаемости капиталовложений. Участок кривой над осью абсцисс означает формирование прибыли.

Кривые на рис. 2 свидетельствуют, что увеличение мощности ВЭУ (параметра $\beta^{Ý}$) вначале ведет к росту ЧДД за счет экономии дорогого топлива. Но это целесообразно до определенного предела, после которого дальнейшее наращивание мощности ВЭУ (а значит, и капиталовложений) не дает ощутимой выгоды. В связи с этим можно обратиться к рис. 3, на котором показана отдача (доход) на каждый вложенный рубль инвестиций. Максимум такой отдачи, равный 2.7, имеет место при соотношении мощностей ВЭУ и ДЭС около 0.3. Достаточно высокое значение отдачи сохраняется в довольно широком диапазоне изменения соотношения $\beta^{Ý}$ – от 0.2 до 0.8. Исходя из стремления получить наибольшую экономию дорогостоящего топлива и обеспечения скорейшего возврата инвестиций, вложенных в создание комплексов «ДЭС + ВЭУ», в дальнейших расчетах будем ориентироваться на мощность ВЭУ, равную 80% от мощности ДЭС ($\beta^{Ý}$ = 0.8).

Представленная выше информация позволяет рассмотреть вопрос о механизме снижения тарифа на электроэнергию. На рис. 4 показаны кривые чистого дисконтированного дохода, построенные для комплекса «ДЭС + ВЭУ» при разных значениях тарифа на отпускаемую энергию. Видно, что снижение тарифа влечет за собой увеличение срока окупаемости вплоть до предельного двадцатилетнего, равного сроку службы ВЭУ.

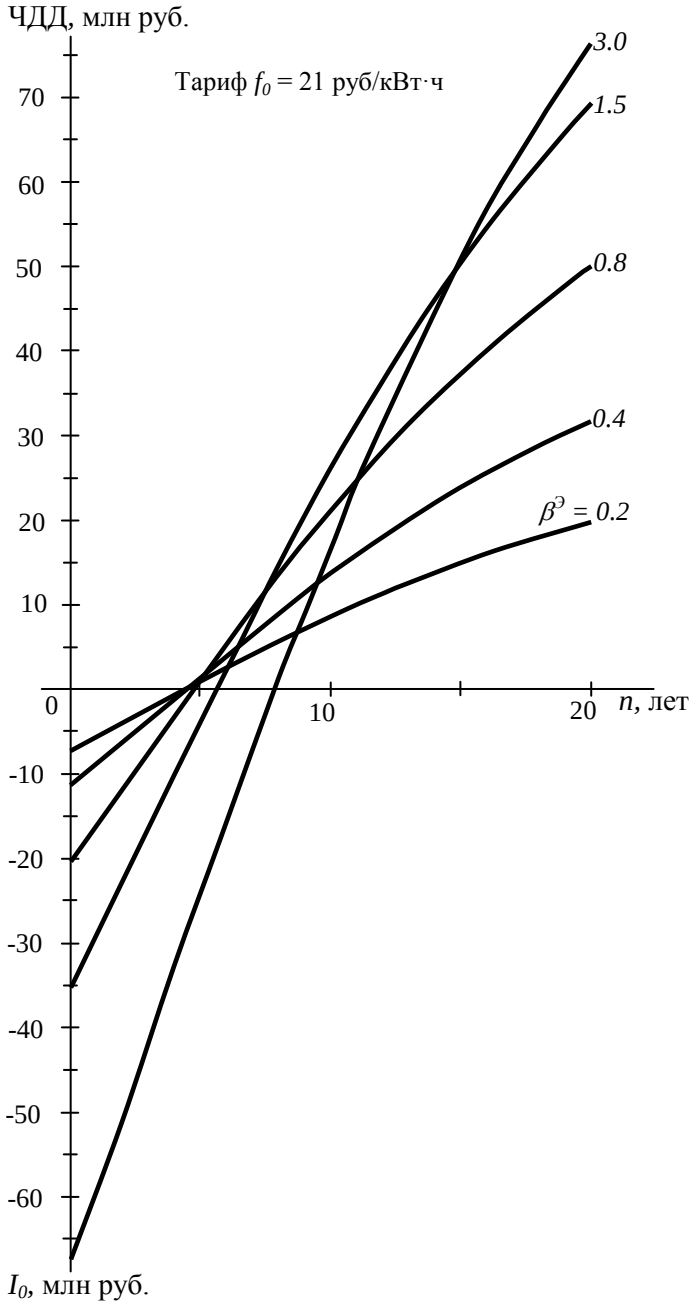


Рис.2. Формирование чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при совместной работе ДЭС и ВЭУ в зависимости от срока эксплуатации n *и соотношения мощностей* $\beta^Э$

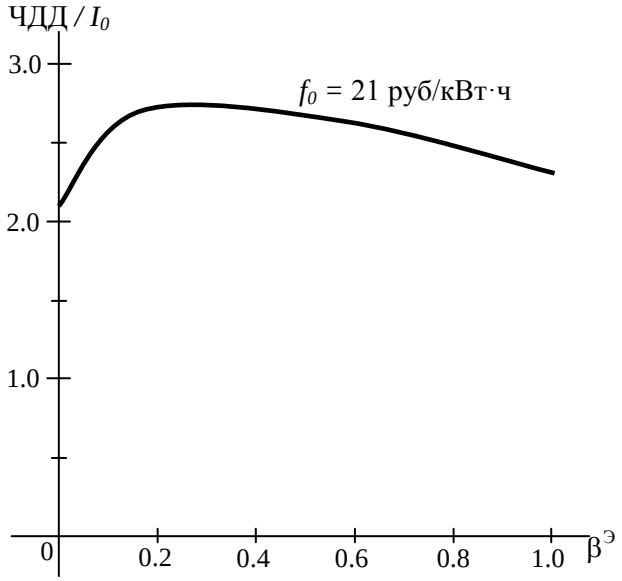


Рис.3. Зависимость дохода, получаемого на каждый рубль инвестиций, от соотношения мощностей ВЭУ и ДЭС

Поскольку увеличение срока окупаемости отталкивает потенциального инвестора, можно предложить следующий подход к снижению тарифа. Вначале сразу после ввода ВЭУ в эксплуатацию тариф сохранять таким, каким бы он был без применения ВЭУ. Тогда в первоочередном порядке будет решаться задача по возвращению инвестиций, вложенных в ВЭУ. Такое положение предлагается сохранять вплоть до полной окупаемости капиталовложений в ВЭУ и получения прибыли в размере 20-30% от первоначальных вложений. После этого возможно снижение тарифа на электроэнергию в интересах потребителя.

Графически сказанное проиллюстрировано на рис 5. В верхней части этого рисунка приведена кривая чистого дисконтированного дохода, заимствованная из рис. 2. Она соответствует соотношению мощностей ВЭУ и ДЭС $\beta^{Ý}$ = 0.8 и тарифу на энергию в нулевой год f_0 = 21 руб/кВт·ч. Кривая берет начало на оси ординат в точке, определяющей инвестиции в комплекс «ДЭС + ВЭУ». Из этой же точки на рисунке исходят и две другие кривые (они изображены пунктиром), которые показывают, как изменялся бы ЧДД, если бы в нулевой год эксплуатации комплекса тариф на энергию был не 21 руб/кВт·ч, а 15 и 16 руб/кВт·ч. В нижней части рис. 5 показано, как возрастал бы за рассматриваемые годы тариф на энергию с учетом предполагаемой инфляции (рис. 1).

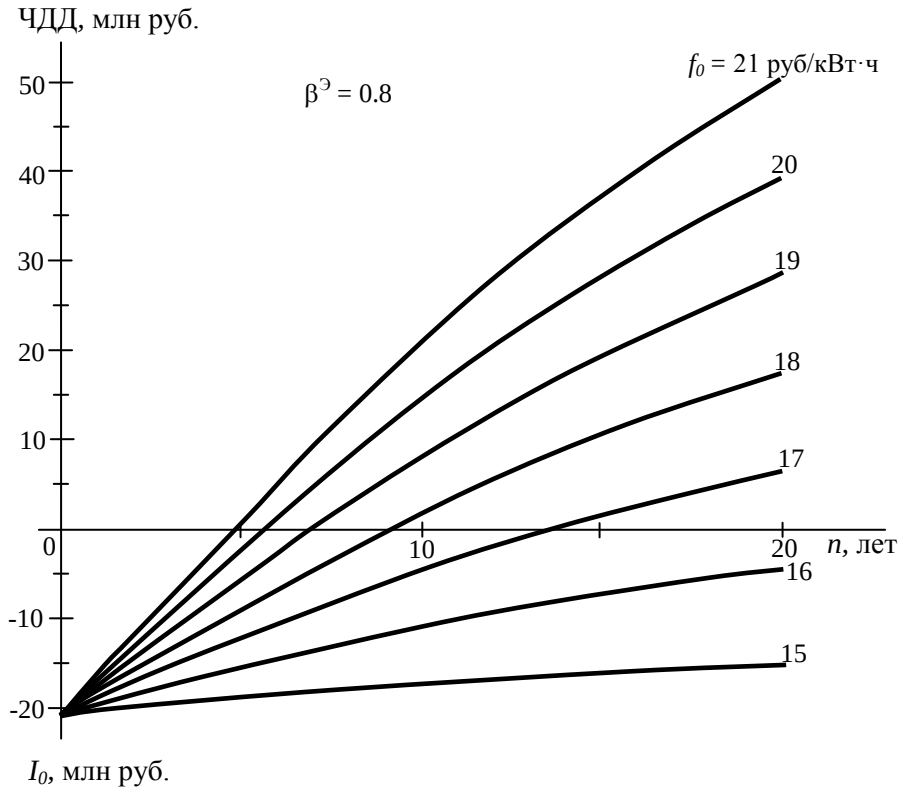


Рис.4. Зависимость чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при совместной работе ДЭС и ВЭУ от срока эксплуатации ВЭУ и тарифа на отпускаемую электроэнергию

Возвращаясь обратно к кривой ЧДД с тарифом 21 руб/кВт·ч, можно отметить, что капиталовложения в ВЭУ окупаются примерно через пять лет. Через семь лет достигается прибыль в размере около 25 % от вложенных инвестиций. Тариф на энергию за это время за счет инфляции возрастает с 21 до 35 руб/кВт·ч (см. нижнюю часть рисунка). Можно отметить также, что если бы в нулевой 2015 год тариф был 15 или 16 руб/кВт·ч, то через семь лет он, соответственно, возрос бы до 25 и 27 руб/кВт·ч.

Возвращаясь к верхней кривой чистого дисконтированного дохода, можно выделить два характерных варианта возможного снижения тарифа. Если через семь лет эксплуатации ВЭУ (в 2022 году) перейти с тарифа 35 на 27 руб/кВт·ч, то чистый дисконтированный доход сохранит свой рост, хотя и с заметно меньшими темпами. Переход на тариф 25 руб/кВт·ч позволит сохранить безубыточную эксплуатацию комплекса «ДЭС + ВЭУ». Таким образом, при рассмотренном подходе после семилетней эксплуатации ВЭУ и ее полной окупаемости возможно снижение стоимости электроэнергии на 23-28%.

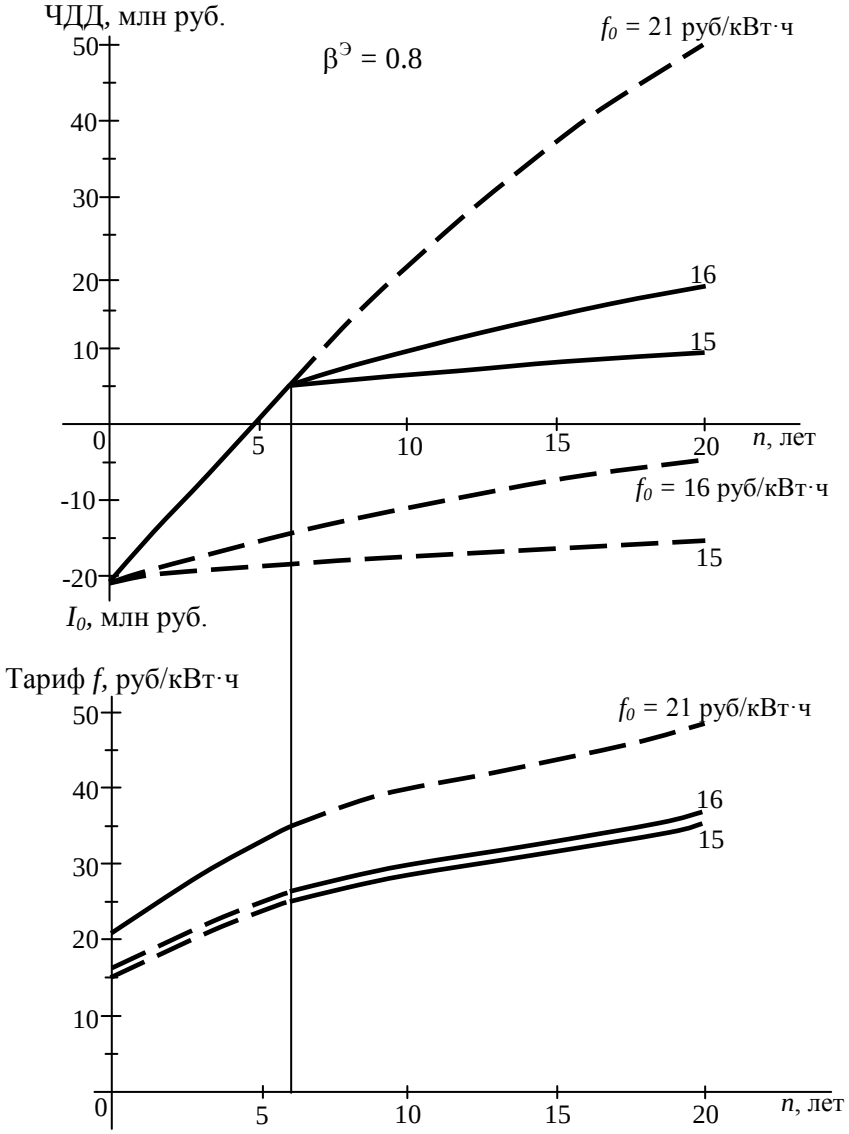


Рис.5. Изменение чистого дисконтированного дохода комплекса «ДЭС + ВЭУ» при снижении тарифа на отпускаемую электроэнергию после окупаемости инвестиций

Выводы

1. В настоящее время (2015 год) себестоимость электрической энергии на дизельных электростанциях удаленных потребителей Мурманской области достигает 20-28 руб/кВт·ч, что в 10-15 раз выше, чем при централизованном электроснабжении.

2. Прибрежные районы Кольского полуострова располагают благоприятными предпосылками для эффективного использования энергии ветра: высоким потенциалом ветра и совпадением зимнего максимума интенсивности ветра с сезонным максимумом потребности в энергии со стороны потребителя.

3. Предложен порядок снижения тарифа на электроэнергию от ДЭС за счет применения ВЭУ, учитывающий как интересы инвестора (окупаемость капиталовложений и прибыль), так и потребителя (снижение расхода привозного топлива и себестоимости вырабатываемой энергии на 23-28%).

Литература

1. Зубарев В.В., Минин В.А. Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. – Л.: Наука, 1989. – 208 с.
2. Электротехнический справочник / под общ. ред. П.Г.Грудинского и др. – 5-е изд. – М.: Энергия, 1975. – Т. 2. – 752 с.
3. Безруких П.П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. – 2009. – № 5. – С. 5-11.

Сведения об авторах

Минин Валерий Андреевич,
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

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

УДК 332.024:621.311.245 (470.21)

В.В.Победоносцева, А.В.Бежан

СТИМУЛИРОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА НА ПРИМЕРЕ ВЕТРОПАРКА В ГОРОДЕ ГАДЖИЕВО МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Предложен вариант теплоснабжения г. Гаджиево Мурманской области с участием ветропарка общей установленной мощностью 15 МВт. На примере ветропарка, предлагаемого к строительству, приведен ориентировочный расчет цены на мощность, используемой в качестве фактора, стимулирующего вложение инвестиций в строительство рассматриваемого объекта ветрогенерации. Приведены результаты расчета возможного дисконтированного срока окупаемости.

Ключевые слова:

стимулирование использования возобновляемых источников энергии, цена на мощность, ветропарк.

V.V.Pobedonosceva, A.V.Bezhan

PROMOTING THE USE OF WIND ENERGY ON THE EXAMPLE OF THE WIND FARM IN THE MURMANSK REGION TOWN GADZHIEVO

Abstract

We considered a variant of heat supply of the town Gadzhievo of the Murmansk region with the participation of the wind farm with a total installed capacity of 15 MW. On the example of the wind farm proposed for construction, we made the preliminary calculation of power price, which can be treated as a catalyst for investment in the construction of the wind power generation object. The results of possible discounted payback period calculation are given.

Keywords*:*

promotion of the use of renewable energy sources, power price, wind farm.

Диверсификация ресурсной базы энергетики – использование ядерного топлива, увеличение доли угля и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – одна из основных целей современной технической политики в энергетике. Соответственно, одной из задач технической политики в этой области является развитие систем распределенного энергоснабжения, в том числе на базе нетрадиционных энергоресурсов, а также разработка и создание новых ВИЭ-технологий.

Использование ВИЭ является доминирующей тенденцией развития энергетики в мире. Для Мурманской области, имеющей весьма благоприятные природные условия для работы ветроэнергетических установок (ВЭУ) и объектов малой гидрогенерации, использование ВИЭ на основе ветра и воды особенно актуально, тем более в удаленных от центра районах.

Правительство России наметило цель: к 2020 году довести долю производства и потребления энергии, вырабатываемой на основе использования технологий ВИЭ, до 4.5% от общего объема. В связи с этим было принято решение создать более комфортные условия для возобновляемой энергетики на российском рынке и стимулировать увеличение инвестиций в генерирующие объекты, функционирующие на основе ВИЭ. Воплощением этого решения стало введение в действие ряда нормативных актов.

Так, Постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 г. № 449 [1] в качестве механизма стимулирования использования ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) определен механизм продажи мощности квалифицированных генерирующих объектов, предусмотренный Правилами оптового рынка, и утверждены Правила определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ. Постановление устанавливает пятнадцатилетний срок действия договоров о предоставлении мощности (ДПМ): в течение 15 лет с момента ввода в эксплуатацию мощность, поставляемая генерирующими объектами ВИЭ, будет оплачиваться по повышенным ценам. Плата за мощность производится ежемесячно. Цена на мощность, поставляемую по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ (ДПМ ВИЭ), определяется коммерческим оператором оптового рынка (Администратором торговой сети (АТС)) для каждого из указанных в таких договорах генерирующих объектов: солнечной, ветровой и гидрогенерации (установленной мощностью более 5 МВт, но менее 25 МВт каждый).

Договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов заключаются по результатам ежегодного (раз в год) конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, который проводится отдельно для каждой технологии ВИЭ до строительства соответствующих генерирующих объектов и предусматривается данным механизмом стимулирования использования ВИЭ (механизмом торговли мощностью генерирующих объектов ВИЭ).

Ясно, что данная мера поддержки ВИЭ оплачивается потребителями на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Однако, кроме того, Приказом Министерства энергетики РФ от 22 июля 2013 г. № 380 [2] были утверждены «Правила предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, юридическим лицам, которым такие объекты принадлежат на праве собственности или на ином законном основании». Величина таких субсидий учитывается при расчете цены на мощность, поставляемую по ДПМ ВИЭ. Согласно [2] «субсидия предоставляется владельцу генерирующего объекта в размере, не превышающем 50 процентов стоимости технологического присоединения генерирующего объекта, но не более 30 миллионов рублей на один генерирующий объект (предельный размер предоставления субсидии)».

Авторы настоящей работы попытались показать процедуру расчета льготной для инвесторов цены на мощность предлагаемого в статье ветропарка и практически рассчитать такую цену согласно соответствующим законодательным документам [1, 3, 4] для условно принятого первого месяца поставки мощности – января 2016 года.

Рассмотрим возможный вариант стимулирования использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей г. Гаджиево Мурманской области.

Город Гаджиево находится севернее Мурманска (рис. 1), численность населения на 1 января 2014 года составила 11793 чел. Город входит в закрытое административно-территориальное образование Александровск.

Рис.1. Расположение города Гаджиево

Теплоснабжающей организацией на территории г. Гаджиево является ГОУТП «ТЭКОС». Теплоснабжение города осуществляется от котельной ТЦ-640, оборудованной шестью котлоагрегатами. Суммарная установленная мощность котельной составляет 82.5 Гкал/ч, подключенная нагрузка – 30.9 Гкал/ч. Используемый вид топлива – мазут марки М-40.

Обратимся к технико-экономическим показателям теплоснабжения г. Гаджиево.

Структура затрат ГОУТП «ТЭКОС» на теплоснабжение г. Гаджиево за 2013 год приведена в табл. 1, из которой видно, что около половины всех расходов приходится на закупку топлива. Выручка предприятия от регулируемого вида деятельности меньше суммарных затрат, что говорит об убыточности организации. Таким образом, без повышения существующих тарифов или государственных субсидий развитие предприятия невозможно. Одним из направлений экономии привозного жидкого органического топлива может быть вовлечение в процесс теплоснабжения энергии ветра.

Таблица 1

Структура затрат на отпуск тепловой энергии
ГОУТП «ТЭКОС» г. Гаджиево (2013 год)

Показатель	Тыс. руб.
Расходы, связанные с производством и реализацией	237 923
В том числе расходы на топливо	123 043
Внереализационные расходы, всего	3 691
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	13
Налог на прибыль	3
Необходимая валовая выручка	241 630
Выпадающие доходы	43 429
Доходы по установленным тарифам	198 201

Выбор типа, мощности ВЭУ и места для размещения ветропарка. Для системы теплоснабжения, где источниками тепловой энергии являются котельная и ветропарк соизмеримой мощности, часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от ветропарка, а остальная – от котельной. При выборе суммарной установленной мощности ветропарка нужно учитывать, что внедрение ветропарка в комплекс «котельная + ветропарк» разумно до определенного предела, после которого дальнейшее наращивание мощности ветропарка не оправдывается. И, напротив, заниженная установленная мощность ветропарка создаст дополнительные периоды, когда потребность в тепловой энергии еще сохранится, в результате чего котельной придется чаще включаться в работу. Исследования [5] показали, что оптимальной является мощность ветропарка, равная около 70-80% мощности котельной, выдаваемой на нужды теплоснабжения. Исходя из этих соображений, можно предложить использовать для теплоснабжения ветропарк суммарной установленной мощностью 15 МВт, который будет работать совместно с котельной.

В качестве базовой ВЭУ для ветропарка предлагается установка Enercon марки E-115 с диаметром ветроколеса 115.7 м, мощностью 3 МВт, высотой башни 92 м.

Место для размещения ветропарка должно обладать высоким потенциалом ветра и обеспечивать наименьшие затраты на создание подъездных путей, транспортировку ВЭУ, сооружение фундамента и т.п. С учетом перечисленных требований выбрана площадка, расположенная в северо-западной части г. Гаджиево. На ней предлагается разместить 5 ВЭУ, расположить их преимущественно на возвышенностях с учетом местной розы ветров на расстоянии не менее 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

Расчет годовой выработки ВЭУ ветропарка. Годовая выработка энергии каждой ВЭУ зависит от величины среднегодовой скорости ветра и в значительной мере от повторяемости скоростей ветра на высоте оси ветроколеса.

Результаты расчета среднегодовой скорости ветра всех пяти площадок ВЭУ обобщены и сведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета среднегодовой скорости ветра
и годовой выработки энергии ВЭУ на высоте оси ветроколеса (92 м)

№ ВЭУ	Среднегодовая скорость ветра, м/с на высоте		Годовая выработка ВЭУ, млн кВт·ч
	10 м	92 м	
1	5.95	8.3	12.90
2	5.51	7.9	12.18
3	5.42	7.8	12.00
4	5.4	7.8	12.00
5	5.48	7.9	12.18

В работе [6] представлены таблицы повторяемости скоростей ветра для широкого диапазона среднегодовых скоростей. Они дают информацию о том, сколько времени в году наблюдались скорости ветра в том или ином интервале при конкретной среднегодовой скорости ветра на высоте 92 м, представленной в табл. 2.

Результаты расчета годовой выработки энергии каждой ВЭУ приведены в правой колонке этой таблицы. Они показывают, что годовая выработка ВЭУ в зависимости от степени открытости площадки на местности варьирует в пределах 12.0-12.9 млн кВт·ч в год. Средняя величина выработки составляет 12.25 млн кВт·ч, число часов использования установленной мощности в году – 4085.

Годовая выработка энергии всего ветропарка (5 ВЭУ) составит 61.27 млн кВт·ч в год. Но не стоит забывать основной недостаток ветра – его непостоянство во времени. При сильном ветре и сравнительно более теплой погоде не вся выдаваемая энергия ветропарка может быть использована на отопление. На практике часть энергии во избежание перетопа зданий придется сбрасывать в атмосферу, если нет возможности для аккумулирования этой энергии. Исследования [6] показали, что при соотношении среднегодовой скорости ветра к расчетной скорости ветра ВЭУ на оси ветроколеса, равной 1.5, и мощности ветропарка 80% от мощности котельной доля участия ветропарка в покрытии графика тепловой нагрузки составит 75%, в этом случае полезно используемая годовая выработка окажется равной 46 млн кВт·ч в год. Этот показатель в дальнейшем будет использован при оценке возможности стимулирования работы предлагаемого ветропарка.

Годовая выработка ветропарка может меняться от года к году в большую или меньшую стороны в соответствии с естественными колебаниями интенсивности ветра.

Перейдем к расчету цены на мощность рассматриваемого ветропарка.

Введем следующие обозначения. Пусть номер года поставки мощности обозначается символом *i*, а через *x* обозначаются номера календарных лет, на которые приходятся годы поставки (2016, 2017 и т. п.). Годы поставки начинаются с даты начала поставки мощности и длятся по 12 (двенадцать) месяцев. Символом *m* обозначим месяц поставки мощности.

Цена (без НДС) за один МВт мощности генерирующего объекта *g* в месяце *m* года *i* по ДПМ ВИЭ определяется следующим образом [1, 3, 4][*]

$$Ц_{g,m,i} = \left[КЭ_{g,m,i} + НИ_{g,m} \cdot ДЗ_{g,m,i}\right] \cdot К_{загр_{g,m}} \cdot К_{сн_g} \cdot К_{сез_{g,m}}, \qquad (1)$$

где $\hat{E}Y_{g,m,i}$ – составляющая цены на мощность объекта генерации *g* в месяце *m* в году *i*, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат; $ÍÈ_{g,m}$ – расчетная величина расходов на уплату налога на имущество организаций, определяемая в отношении объекта генерации *g* и месяца *m* в порядке, предусмотренном [4]; $ÄÇ_{g,m,i}$ – доля затрат, компенсируемая за счет платы за мощность объекта генерации *g*, определяемая в отношении календарного года, соответствующего месяцу *m* с учетом особенностей, предусмотренных [3], в соответствии с [4]; $\hat{E}_{çàãð_{g,m}}$ – коэффициент загрузки генерирующего объекта *g* в месяце *m*; $\hat{E}_{ñí_g}$ – коэффициент, отражающий потребление мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, равный 1.005; $\hat{E}_{ñåç_{g,m}}$ – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый для месяца *m* и ценовой зоны, в которой расположен объект генерации *g*, в соответствии с [4] (Мурманская область, а следовательно, и г. Гаджиево, относятся к первой ценовой зоне).

Если в результате расчета по формуле (1) величина $Ö_{g,m,i}$ оказывается менее 10 руб. за 1 МВт в месяц, то она принимается равной 10 руб. за 1 МВт в месяц [2].

Расчет составляющих формулы (1) производится следующим образом:

$$КЭ_{g,m} = \left(R_{g,m,i} \cdot НД_{g,x-1} \div (1 - НП_{g,x}) + r_{g,m,i}\right)/12 + ДЗ_{g,m,i} \cdot ЭР_{g,x}, \qquad (2)$$

где $R_{g,m,i}$ – размер инвестированного капитала на начало *i*-го года поставки; $ÍÄ_{g,x\ 1}$ – норма доходности инвестированного в генерирующий объект

[*] Здесь и далее обозначения несколько отличаются от обозначений, используемых в документах первоисточников.

g, функционирующий на основе использования ВИЭ, капитала за календарный год x-1; $ÍÏ_{g,x}$ – ставка налога на прибыль организаций, определяемая в отношении объекта генерации g и календарного года x; $r_{g,m,i}$ – размер возврата инвестированного капитала в месяце m года поставки i в отношении объекта генерации g; $ÝÐ_{g,x}$ – величина удельных эксплуатационных затрат, определенная для объекта генерации g и календарного года x.

$$НИ_{g,m} = НИ_{i,g}^{ст} \cdot 1000 \cdot КЗ_{x,g}^{конк} \cdot \left(\sum_{j=s}^{12} \left[\left(te_g + 1 - i \right) \cdot 12 - j + s \right] + \left(te_g - i \right) \cdot 12 - 1 + s \right) / \left(13 \cdot te_g \cdot 12 \cdot \left(13 - s \right) \right), \quad (3)$$

где $ÍÈ_{i,g}^{ñò}$ – ставка налога на имущество организаций (без учета специальных льгот по налогу на имущество организаций), которая будет действовать в году i в субъекте РФ, в котором расположен указанный объект генерации g; $ÊÇ_{x,g}^{êîíê}$ – значение заявленной на конкурсный отбор в отношении объекта генерации g плановой величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта g (удельная величина капитальных затрат); te_g – типовой срок эксплуатации (для ветрогенерации принимается равным 25 годам); s – порядковый номер первого месяца поставки мощности в календарном году с номером i.

$$R_{g,m,i} = \begin{cases} ДЗ_{g,m,i} \cdot (КЗ_{x,g}^{конк} - БС_{g,x}^{удел}) \cdot (1 + НД_{g,0}) \cdot k_{лок} \cdot k_{уч.пр.} \cdot 1000 \\ если \ \ \mathrm{i} = 1 \\ R_{g,m,i-1} - r_{g,m,i-1} + (НД_{g,x-1} - НД_{g,x-2}) \cdot (1 + НД_{g,x-1}) \cdot R_{g,m,x-1}, \\ если \ \ \mathrm{i \ от \ 2 \ до \ 15}. \end{cases} \quad (4)$$

где $ÊÇ_g^{êîíê}$ – плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, заявленная на конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, в отношении объекта генерации g; $ÁÑ_{g,x}^{óäåë}$ – удельная (на единицу мощности) величина бюджетных субсидий в отношении объекта генерации g; $ÍÄ_{g,0}$ – норма доходности инвестированного в генерирующий объект g капитала, рассчитанная в отношении календарного года, предшествующего календарному году, на который приходится дата начала поставки мощности; $k_{êîê}$ – коэффициент, отражающий выполнение целевого показателя локализации; $k_{ó÷.ïð.}$ – коэффициент, отражающий учет прибыли с оптового рынка электрической энергии (мощности) по истечении срока окупаемости и до окончания срока службы генерирующего объекта, определяемый в следующем порядке: 0.99 – для генерирующих

объектов солнечной генерации, 0.9 – для генерирующих объектов ветровой генерации, 0.9 – для объектов гидрогенерации.

$$НД_{g,i} = (1 + НД_б) \cdot (1 + ДГО_i) \div (1 + ДГО_б) - 1, \quad (5)$$

где ÍÄ á – базовый уровень нормы доходности инвестированного в генерирующий объект, функционирующий на основе использования возобновляемых источников энергии, капитала, устанавливаемый в размере: 14% – для генерирующих объектов, инвестиционные проекты по строительству которых были отобраны в ходе конкурсного отбора, проведенного до 1 января 2015 года; 12% – для генерирующих объектов, инвестиционные проекты по строительству которых были отобраны в ходе конкурсного отбора, проведенного после 1 января 2015 года; $ДГО_i$ – средняя доходность долгосрочных государственных обязательств, используемая при расчете цены на мощность для поставщиков мощности, определяемая для *i*-го года в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере анализа и социально-экономического развития; $ДГО_б$ – базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств, устанавливаемый в размере 8.5%.

$$r_{g,m,i} = R_{g,m,i} \cdot НД_{g,x-1} \div ((НД_{g,x-1} + 1)^{16-i} - 1), \quad (6)$$

$$ЭР_{g,x} = ЭР_{g,2012} \cdot \prod_{j=2012}^{x-1} ИПЦ_j^{ф}, \quad (7)$$

где $ÝÐ_{g,2012}$ – величина эксплуатационных затрат, установленная [2] в отношении вида генерирующих объектов, указанного в отношении объекта генерации *g*; ÈÏÖ $^{ô}_{j}$ – определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации, индекс потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*-1, порядок получения которого определяется коммерческим оператором [5].

$$ДЗ_{g,m,i} = \begin{cases} ДЗ_{g,m,i-1}, \text{ если } 31 \text{ декабря } (i-1) \text{ года соответствует} \\ \text{нечётному году поставки мощности;} \\ ДЗ_{g,m,i}, \text{ если } i = 1 \text{ или } 31 \text{ декабря } (i-1) \text{ года} \\ \text{соответствует чётному году поставки мощности.} \end{cases} \quad (8)$$

$$ДЗ_{g,m,i} = 0{,}5\left(ДЗ_i^{пред} + ДЗ_{i+1}^{пред}\right), \quad (9)$$

$$ДЗ_i^{пред} = \begin{cases} 0, \text{если } Д_i > 1; \\ 1, \text{если } Д_i < 0; \\ 1 - Д_i, \text{если } 0 < Д_i < 1 \end{cases} \quad (10)$$

где $ÄÇ_g^{ïðåä}$ – предварительная доля затрат, компенсируемая за счет платы за мощность, для генерирующего объекта *g* для *i*-го года; $Д_i$ – отношение

удельной прогнозной прибыли от продажи электрической энергии к суммарным затратам поставщика для *i*-го года.

$$Д_i = \frac{Пр_i}{З_\Sigma} = \frac{Пр_i}{12 \cdot НВВ_i^{уд}}, \qquad (11)$$

где $Ï_{ð_i}$ – удельная (на единицу мощности) прогнозная прибыль на *i*-й год; $ÍÂÂ_i^{óä}$ – удельная (на единицу мощности) среднемесячная для *i*-го года необходимая валовая выручка.

$$Ц_i^{РСВ} = \left(\frac{\sum_h \sum_q Ц_{qh} \cdot ППП_{qh}}{\cdot \sum_h \sum_q \cdot ППП_{qh}} \prod_{i=x}^{Y} РСЭ_{gi} \right), \qquad (12)$$

$$П_{p_i} = КИУМ \cdot ЧЧ_i \cdot \left(\frac{\sum_h \sum_q Ц_{qh} \cdot ППП_{qh}}{К_{сн_g}^{ВИЭ} \cdot \sum_h \sum_q \cdot ППП_{qh}} \prod_{i=x}^{Y} РСЭ_{gi} - S_{выраб_i} \right), \qquad (13)$$

где ÊÈÓÌ – плановый коэффициент использования установленной мощности, принимаемый в отношении генерирующих объектов ветровой генерации равным 0.27; $××_i$ – число часов в *i*-м году, равное 8784 для високосных лет и 8760 для других лет; *h* – час операционных суток, принадлежащий расчетному периоду *t* года, предшествующего текущему году; *q* – группа точек поставки (ГТП) в отношении генерирующего оборудования, отнесенная к субъекту РФ, в котором расположен генерирующий объект, для которого определяется доля затрат; $Ö_{qh}$ – цена электрической энергии в час *h* в группе точек поставки *q*, рассчитанная для целей определения стоимости электрической энергии на сутки вперед; $ÏÏÏ_{qh}$ – полный плановый объем производства электрической энергии в группе точек поставки *q* в час *h*; $ÐÑÝ_{gi}$ – прогноз роста цен на электрическую энергию на оптовом рынке электрической энергии и мощности в году *i*; $S_{âûðàá_i}$ – плановая на год *i* удельная стоимость выработки электрической энергии объектом генерации *g*.

$$S_{выраб_i} = S_{выраб}^{2012} \cdot \prod_{j=2012}^{x-1} ИПЦ_j, \qquad (14)$$

где $S_{âûðàá}^{2012}$ – удельная стоимость выработки электрической энергии объектами генерации категории, к которой относится генерирующий объект *g*, в 2012 году, равная 1 руб. за МВт·ч, если генерирующий объект относится к ветрогенерации.

$$НВВ_{\text{i}}^{\text{уд}} = \left[КЭ_{g,m,i} + НИ_{g,m}\right] \cdot К_{сн_g} \left(без\ учёта\ ДЗ_{g,m,i}\ (ДЗ_{g,m,i} = 1)\right). \qquad (15)$$

Расчет цены на мощность ветропарка в г. Гаджиево на предположительный месяц поставки мощности январь 2016 год. Распоряжением Правительства РФ от 28.05.2013 г. № 861-р [7] были установлены предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, на 2014-2020 годы. Для объектов ветрогенерации установлена предельная величина капзатрат 65630 руб/кВт на 2016 год. В декабре 2013 года Министерство энергетики РФ разработало и обнародовало предложения, которые оно должно представить в Правительство РФ до 1 января 2016 года, по установлению более высоких, а следовательно, более адекватных нынешней финансово-экономической ситуации в стране и в мире, предельных капитальных затрат на строительство электростанций, генерирующих энергию из ВИЭ. Для строительства ВЭУ предлагались капзатраты на уровне до 154000 руб/кВт.

Однако удельная заводская стоимость современных ВЭУ составляет около 1500 евро/кВт, последующие расходы, связанные с сооружением ВЭУ, приведут к увеличению стоимости ВЭУ примерно на 55%. В итоге стоимость сооружения ветроустановки возрастет ориентировочно до 2325 евро/кВт. Таким образом, реальные капзатраты на возведение 1 кВт установленной мощности ветрогенерирующего объекта с учетом нынешнего курса евро (62 руб/евро) могут составить 144150 руб/кВт. Для такой величины капзатрат для случая, если первый месяц поставки мощности – январь 2016 года, была рассчитана цена на мощность $Ö_{g,1,1}$ рассматриваемого объекта ветрогенерации.

Величины налога на имущество организации и удельной (на единицу мощности) среднемесячной необходимой валовой выручки составят:

$$НИ_{g,m} = \frac{0{,}022 \cdot 1000 \cdot 144150 \cdot (\sum_{j=1}^{12}\left[(25+1-1)\cdot 12 - j + 1\right] + (25-1)\cdot 12 - 1 + 1)}{13 \cdot 25 \cdot 12 \cdot (13-1)} =$$

$$= 34627 \text{ руб./МВт},$$

$$НВВ_{2016}^{\text{уд}} = ((144150 - \frac{30000000}{15000}) \cdot (1 + 0{,}161) \cdot 0{,}45 \cdot 0{,}9 \cdot 1000 \cdot 0{,}161 \cdot$$

$$\cdot \left(\frac{1}{1-0{,}03} + \frac{1}{(0{,}161+1)^{14} - 1}\right) / 12 + 118000 \cdot 1{,}045 / 1{,}061 + 34627) \cdot 1{,}005 =$$

$$= 1116888 \text{ руб./МВт в месяц.}$$

Согласно Приложению № 19.4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка [4], в случае если для ГТП генерации *q* в расчетном периоде *t*, принадлежащем году *i*-1, величина $Ö_{qh}$ отсутствует, то для расчета ее значение принимается равным 0 (нулю); в случае если для всех ГТП генерации *q* во все часы операционных суток *h* всех расчетных периодов *t* года *i*-1 величина $ÏÏÏ_{qh}$ отсутствует либо равна 0 (нулю), то значение $Ö_{ðñâ}$ определяется равным 0 (нулю), то есть генерация отсутствовала.

С учетом этого $Ä_{2016} < 0$, следовательно, $ÄÇ_{2016}^{ïðåä} = 1$.

$$П_{p2} = 0{,}27 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{3{,}89 \cdot 6994{,}186}{1.005 \cdot 6994{,}186} \cdot 0{,}066 - \frac{1 \cdot 1{,}045}{1{,}061} \right) =$$
$$= 2365{,}2 \cdot (0{,}255 - 1{,}047) < 0$$

Тогда:

$$Д_2 = \frac{-2329{,}5}{12 \cdot 1116888} < 0$$, значит, $ДЗ_{2017}^{пред} = 1$ и. $ДЗ_{g,1,1}^{ВИЭ} = 0{,}5 \cdot (1+1) = 1$

Таким образом:

$$Ц_{g,1,1} = 1 \cdot \left[\begin{array}{l} 142150 \cdot 0{,}161 \cdot 1{,}161 \cdot 0{,}45 \cdot 0{,}9 \cdot 1000 \cdot \left(\frac{1}{1-0{,}029} + \frac{1}{1{,}161^{15}-1} \right) / \\ /12 + 116220{,}55 + 34627 \end{array} \right] \times$$
$$\times 1{,}005 \cdot 1 \cdot 1 = 1174681 \cdot 1{,}005 \approx 1180554 \approx 1180\, руб./кВт\ в\ месяц$$

Прибыльность строительства предлагаемого ветропарка может быть определена через 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 цены на мощность:

$$ЧДД = \left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \ldots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_O, \qquad (16)$$

где $B_1, B_2, \ldots, B_n$ – текущий доход от работы ветропарка за соответствующий год в течение всего срока службы; n – срок службы ветропарка; r – реальная процентная ставка, учитывающая инфляцию и получение кредита для строительства ветропарка; I_O – инвестиции в строительство ветропарка.

По прогнозу Агентства прогнозирования экономики [8] инфляция в 2016 и 2017 годах ожидается на уровне 10.2% и 9.2% соответственно. Резкого снижения инфляции не предвидится, можно предположить, что она будет меняться согласно рис. 2.

По результатам расчетов с 01.01.2016 года цена на мощность ветропарка в г. Гаджиево равна 1180 руб/кВт в месяц. Если учесть, что в дальнейшем рост цены на мощность продолжится в соответствии с инфляцией, то в итоге за время службы ветропарка (20 лет) она возрастет с 1180 руб/кВт в месяц в 2016 году до 2410 руб/кВт в месяц в 2036 году.

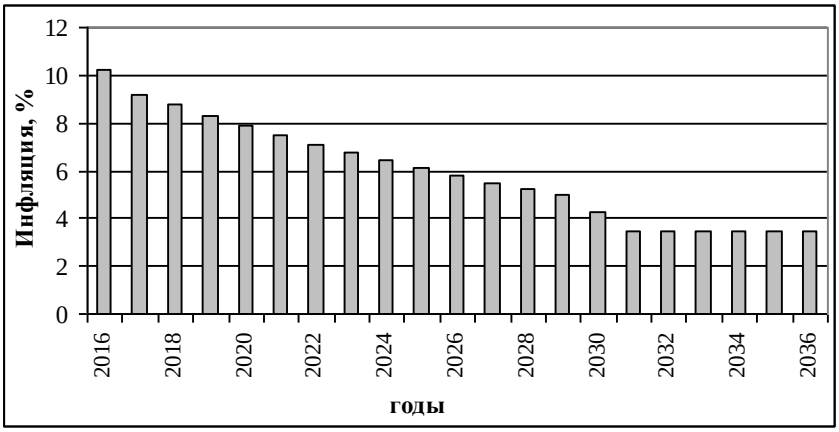


Рис.2. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России

На графике (рис. 3) видно, как формируется ЧДД в течение 20 лет работы ветропарка. В год сооружения (нулевой год на графике) имеют место только инвестиции, далее формируется доход, за счет которого кривая ЧДД идет вверх. Через 13 лет эксплуатации ветропарка инвестиции окупаются, а к концу 20-го года (срок службы ветропарка) формируется прибыль в размере около 1 млрд руб.

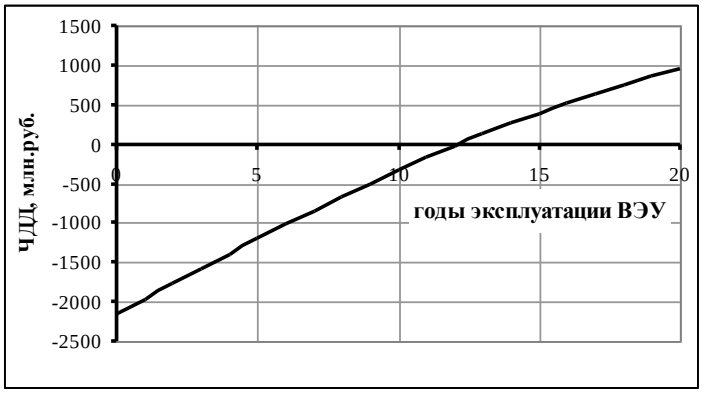


Рис.3. Формирование чистого дисконтированного дохода

Выводы

1. Предложен вариант модернизации системы теплоснабжения города Гаджиево за счет использования ветропарка суммарной мощностью 15 МВт (5 ВЭУ по 3 МВт), который будет работать совместно с котельной. Годовая выработка ветропарка, которая может быть использована на отопление, оценивается в 46 млн кВт·ч.

2. Цена на мощность рассмотренного ветропарка на предположительный первый месяц поставки мощности (январь 2016 г.) с учетом механизма стимулирования использования ВИЭ составила около 1180 руб/кВт в месяц.

3. Дисконтированный срок окупаемости предлагаемого ветропарка составляет 13 лет. По истечении планового двадцатилетнего срока службы может быть сформирована прибыль в объеме 1 млрд руб.

Литература

1. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 // КонсультантПлюс: некоммерческая интернет-версия. – URL: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=146916
2. Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт, признанных квалифицированными объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, юридическим лицам, которым такие объекты принадлежат на праве собственности или ином законном основании: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 22.07.2013 г. № 380 // Российская газета. Федеральный выпуск. – 2013. – 13 нояб.
3. Стандартная форма договора о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии в ред. от 30.10.2014 г. Приложение 4 «Порядок определения цены поставляемой мощности» [Электронный ресурс] // Совет рынка: сайт. – URL: http:www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf05/index.htm (дата обращения: 02.09.2015).
4. Стандартная форма договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в ред. от 24.02.2015 г. Приложение № 19.4 «Регламент определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» [Электронный ресурс] // Совет рынка: сайт. – URL: http://www.np-sr.ru/regulation/joining/stdd/index.htm (дата обращения: 02.09.2015).
5. Минин В.А., Бежан А.В. Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей Европейского Севера. – Апатиты: КНЦ РАН, 2009. – 56 с.
6. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. – Л.: Наука, 1989. – 208 с.
7. О внесении изменений в Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года, утвержденные распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р: распоряжение Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 861-р // ГАРАНТ: информационно-правовой портал. – URL: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70288052/
8. Прогноз инфляции в России на 2015, 2016 и 2017 годы [Электронный ресурс] // Агентство прогнозирования экономики: сайт. – URL: http://apecon.ru/Prognoz-inflyatsii-v-RF/Prognoz-inflyatsii-v-Rossii-na-2015-2016-i-2017-gody.html (дата обращения: 02.09.2015).

Сведения об авторах

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

УДК 621.548 (470.21)

А.А.Рожкова

К ВОПРОСУ ГИДРОАККУМУЛИРОВАНИЯ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ

Аннотация

Рассмотрен вопрос о возможностях гидроаккумулирования ветровой энергии на Кольском полуострове. Дана характеристика каскадов ГЭС, способных обеспечить выравнивание непостоянства ветровой энергии за счет полезной емкости водохранилищ.

Ключевые слова:

ветровая энергия, гидроаккумулирование.

A.A.Rozhkova

ANENT HYDRO PUMPED STORAGE OF WIND ENERGY ON THE KOLA PENINSULA

Abstract

The question of opportunities of wind energy pumped storage on the Kola Peninsula is considered. The characterization of cascades of the hydroelectric power station capable to provide alignment of inconstancy of wind energy at the expense of the useful capacity of reservoirs is given.

Keywords:

wind energy, hydro pumped storage.

В Энергетической стратегии России на период до 2030 года [1] заложено одно из главных направлений энергетической политики – расширение производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии.

На территории Кольского полуострова небольшие населенные пункты (поселки, метеостанции, маяки и др.) находятся преимущественно на побережье Баренцева и Белого морей, а также в глубине полуострова в зонах децентрализованного энергоснабжения. Большинство из них используют

для электроснабжения дизельные электростанции, для теплоснабжения – котельные, работающие на привозном топливе. Способы доставки топлива малым потребителям разнообразны и зависят от удаленности ближайших пунктов топливоснабжения, состояния дорожно-транспортной сети. В прибрежных районах топливо доставляется морским путем и, как правило, завозится полный годовой запас. Дальнейшая перевозка производится автомобильным, гусеничным транспортом или авиацией (рис. 1), что приводит к повышению стоимости в 1.2-3 раза. По этой причине в удаленных населенных пунктах встает вопрос об экономном использовании ввозимого топлива, а также об изыскании путей по энергосбережению. Одним из направлений улучшения этого состояния может быть использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (энергии ветра, гидроэнергии рек и др.)

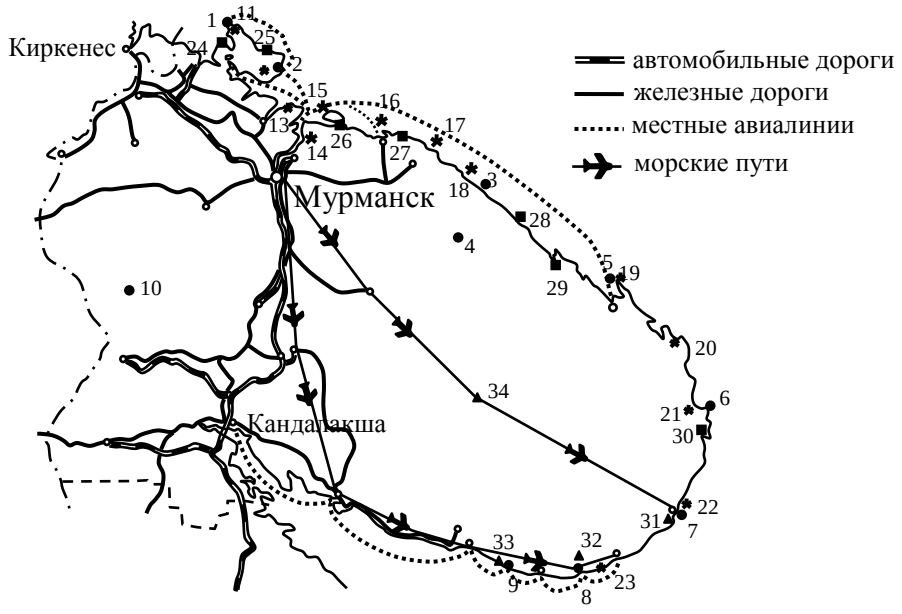


Рис.1. Дорожно-транспортная сеть Мурманской области. Удаленные потребители энергии:
Метеостанции: 1 – Вайда-Губа; 2 – Цып-Наволок; 3 – о.Харлов; 4 – Колмъявр; 5 – Святой Нос; 6 – о.Сосновец; 8 – Пялица; 9 – Чаваньга; 10 – Ниванкюль.
Маяки: 11 – Вайдагубский; 12 – Цып-Наволок; 13 – Сеть-Наволок; 14 – Тювагубский; 15 – Кильдинский Северный; 16 – Териберский; 17 – Русский; 18 – Харловский; 19 – Святоносский; 20 – Городецкий; 21 – Терско-Орловский; 22 – Сосновецкий; 23 – Никодимский.
Пограничные заставы: 24 – Пумманки; 25 – Цып-Наволок; 26 – Кильдин; 27 – Гаврилово; 28 – Восточная Лица; 29 – Дроздовка; 30 – Поной.
Рыболовецкие и оленеводческие хозяйства: 31 – Сосновка; 32 – Чапома; 33 – Чаваньга; 34 – Краснощелье

В Мурманской области технические ветроэнергоресурсы составляют около 360 млрд кВт·ч – в основном они сосредоточены в прибрежных районах полуострова, где среднегодовая скорость ветра достигает 6-8 м/с (рис. 2).

Основным недостатком энергии ветра является ее непостоянство, что сказывается на качестве получаемой энергии. Для того чтобы использовать энергию ветра в режиме, удобном потребителям, необходимо найти способ накопления или аккумулирования энергии ветра.

С помощью аккумулирующих устройств решаются следующие задачи:

- выравнивание непостоянства энергии, которую вырабатывает ВЭС в условиях постоянно меняющейся скорости ветра;
- накопление избыточной ветровой энергии.

Рис.2. Схема электрических сетей Кольской энергосистемы:
I-III – Нивский каскад; IV-VIII – Пазский каскад; IX-XI – Ковдинский каскад; XII-XIII – Туломский каскад; XIV-XV – Серебрянский каскад; XVI-XVII – Териберский каскад

Эффективный способ аккумулирования энергии ветра – гидроаккумулирование – наиболее экономичный и гибкий метод накопления большого количества энергии. ГЭС с водохранилищем может обеспечить выравнивание непостоянства поступления энергии

от ВЭС, так как ветровая и водная энергия дополняют друг друга: сезон паводка относительно маловетренен и наоборот. Во время ветреной погоды ВЭС экономит воду в водохранилище. В безветренную погоду запасенная энергия воды срабатывается через гидрогенераторы ГЭС и в виде электрической энергии поступает в сеть. Таким образом, эффективность совместной работы ВЭС и ГЭС высока, так как в отличие от чисто гидроаккумулирующей электростанции не происходит двойного преобразования энергии.

Водохранилища пяти из шести каскадов ГЭС Кольской энергосистемы [2] обладают емкостью, достаточной для участия в выравнивании непостоянства поступления электрической энергии от ВЭС. Полезная емкость водохранилищ обеспечивает возможность создания значительных энергозапасов, а высокие напоры делают каждый запасенный кубометр воды энергоэффективным.

Для размещения комплекса ВЭУ (ветропарка) наиболее благоприятна прибрежная зона на севере полуострова от р. Териберка до р. Воронья. Здесь расположены два каскада ГЭС – Серебрянский и Териберский, подпирающие два водохранилища: сезонного регулирования – на р. Териберка в 13 км от моря и годичного регулирования на р. Воронья в 50 км от устья (рис. 2). Верхние гидроэлектростанции обоих каскадов являются регулирующими, высоконапорными (76 и 113 м), рассчитаны на пиковый и полупиковый режим работы. В работе [3] подробно рассматривалась возможность установки ветропарка мощностью 200 МВт с подключением к трансформаторной подстанции Серебрянской ГЭС-1.

Туломский каскад, состоящий из двух ГЭС, обладает высоким напором (55 м) и значительным объемом водохранилища, но пониженный потенциал ветровой энергии (около 3 м/с) снижает эффективность совместной работы ВЭС и ГЭС.

У Пазского каскада ГЭС, расположенного в западной части побережья Баренцева моря, также имеются недостатки, способные затруднить совместную эксплуатацию ГЭС и ВЭС. Все ГЭС этого каскада – низконапорные (7.5, 21.5 и 19.3 м), что делает экономию каждого кубического метра воды в водохранилище менее эффективным.

Самой большой аккумулирующей способностью по объему воды обладают Нивский и Ковдинский каскады ГЭС. Суммарная полезная емкость водохранилищ многолетнего регулирования превышает 10 км^3. Станции находятся на юге области и работают вблизи Кольской АЭС, являются опорными регулирующими электростанциями, поэтому аккумулирующие возможности водохранилищ могут служить для ветропарков локального значения, например расположенных на побережье Белого моря, а также в районах Хибинских гор или Мончегорских тундр.

Большой интерес представляет совместная работа ВЭС с гидростанциями на малых реках, работа которых неустойчива по временам года. Зимой обычно ощущается недостаток воды перед плотиной малой ГЭС. Воду приходится экономить, останавливая часть оборудования и тем самым снижая мощность ГЭС. Этого можно избежать, если совместно с ГЭС установить ВЭС, которая в ветреные дни будет подавать электроэнергию малым потребителям. В это время на ГЭС будет накапливаться вода перед плотиной. Перспективы развития малой гидроэнергетики на Кольском полуострове связаны с наличием подходящих створов для малых ГЭС вблизи изолированных потребителей и подробно рассмотрены в [4].

Выводы

1. Мурманская область располагает высоким потенциалом ветра и значительными ветроэнергоресурсами, основная часть которых сосредоточена в прибрежных районах Баренцева и Белого морей.

2. Поступление ветровой энергии и гидроэнергии рек в годовом разрезе взаимно дополняет друг друга, что предопределяет перспективность их совместного использования.

3. Гидроаккумулирование энергии ветра на действующих ГЭС Кольского полуострова может способствовать крупномасштабному использованию ветроэнергоресурсов и увеличению доли возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе региона.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
2. Исследование совместной работы ветроэлектрических станций с гидроэлектростанциями на севере Кольского полуострова: отчет о НИР (промежуточный) / ИФТПЭС КНЦ РАН; рук. И.Р. Степанов. – Апатиты, 1987. – 97 с. – № ГР 01860037106. – Инв. № 02870088742.
3. Абросимова А.А. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск – Териберка // Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. – Апатиты: КНЦ РАН, 2009. – С. 30-35.
4. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы использования энергии ветра и малых ГЭС в удаленных районах Мурманской области. – Апатиты: КНЦ РАН, 2007. – 97 с.

Сведения об авторе

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

УДК 620.9 (470.21)

О.Е.Коновалова, Т.Н.Морошкина

ВОССТАНОВЛЕНИЕ МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ – НОВЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Аннотация

В работе предложено восстановление малых ГЭС в зонах децентрализованного электроснабжения с помощью ячеистых деревянных конструкций с использованием современных технологий и материалов. Приведены примеры строительства таких плотин.

Ключевые слова:

малая гидроэлектростанция, ряжевые плотины, Кольский полуостров, дизельная электростанция.

O.E.Konovalova, T.N.Moroshkina

REHABILITATION OF SMALL HYDROPOWER PLANTS IS A NEW STAGE OF WATER-POWER ENGINEERING DEVELOPMENT

Abstract

The article deals with the rehabilitation of small hydropower plants in the areas of decentralized power supply with wire mesh wooden structures, with the use of modern technologies and materials. The examples of construction of such dams are given.

Keywords:

small hydro power station, crib dam, the Kola Peninsula, a diesel power station.

Малая энергетика на сегодняшний день – это наиболее экономичное решение энергетических проблем для территорий, относящихся к зонам децентрализованного электроснабжения. На Кольском полуострове к таким территориям можно отнести большую часть площади.

В 1950-1960-х годах в Мурманской области было построено около 10 малых гидроэлектростанций (ГЭС), среди них Чаваньгская, Колвицкая, которые успешно работали и способствовали быстрому восстановлению народного хозяйства после Великой Отечественной войны.

Но в дальнейшем ориентация на строительство мощных гидроэлектростанций, способных обеспечивать электроэнергией целые области и регионы (централизация электроснабжения), привела к тому, что выпуск оборудования для малых ГЭС был прекращен, а большинство малых ГЭС остановлено, разукомплектовано и закрыто.

Сегодня интерес к малой гидроэнергетике вновь возрождается. Это вызвано высокими ценами на органическое топливо и наличием малоэффективных дизельных электростанций (ДЭС) в удаленных населенных пунктах. Затраты на доставку топлива в эти районы приводят к росту себестоимости электроэнергии на ДЭС. Начать экономить на дотациях местные власти могут уже в первый год эксплуатации восстановленных или вновь созданных малых ГЭС.

В Мурманской области в с. Чаваньга в 1952 году была сооружена малая ГЭС для электроснабжения колхоза «Беломорский рыбак». Гидростанция представляла собой приплотинное здание ГЭС с двумя гидроагрегатами и ряжевую деревянную плотину, возведенную в левом русле в 1.5 км от устья р. Чаваньга. Паводковые расходы пропускались через правое русло, имеющее в естественном бытовом состоянии пропускную способность в 4.5 раза меньшую, чем левое. Схема основных сооружений ГЭС представлена на рис. 1-4. Плотина состояла из ячеистых конструкций прямоугольных ряжей. Ряж – это деревянный сруб из бревен со стенками сплошными или с просветами, заполненный камнем или щебнем. Он имеет поперечные перегородки и днище.

Перегородки укрепляют стенки против выпучивания от давления каменного заполнения и действия вертикальной нагрузки, а днище воспринимает вес заполнения, необходимого для придания ряжу устойчивости. Ширину ряжа из условий устойчивости делают не менее 0.35-0.4 высоты ряжа. Стены ряжей делают из бревен диаметром 20-26 см с притеской для лучшего восприятия давления. Перегородки размещают по длине ряжа через 2-3 м, а днище – между вторым и третьим или третьим и четвертым венцом. Бревна днища располагают с небольшим зазором, через который засыпают мелкий камень или щебень для плотного опирания днища ряжа на грунт. В постоянных сооружениях ряжи делают обычно без пола на свайных основаниях, во временных строительных перемычках ряжи (с полом) опускают в воду и ставят прямо на дно.

Чтобы увеличить устойчивость стенок, по углам и у перегородок с внутренней стороны ряжа устанавливают вертикальные бревна-сжимы, соединяемые со стенками болтами. Отверстия для болтов в сжимах делают продолговатыми, чтобы болты не мешали осадке стен ряжа. Различают ряжи русской (сплошной) и американской (сквозной) конструкции. Для рубки ряжей используют древесину хвойных пород (сосну, лиственницу), более устойчивую к гниению.

Чаваньгская ГЭС долгие годы обеспечивала электроэнергией одноименное село. В настоящее время она разрушена. А жители испытывают дефицит электроэнергии, так как дизельная электростанция работает неполные сутки.

Ячеистые конструкции начиная с 1950-х годов и по настоящее время находят в гидротехническом строительстве широкое применение. Вначале для оболочки таких конструкций использовали дерево, затем ячеистый монолитный железобетон. Примером такого использования могут служить Рыбинская ГЭС, имеющая напор 18.0 м и высоту порядка 32.0 м, Житомирская контрфорсно-ячеистая плотина, плотины Каховского, Киевского, Каневского, Днепродзержинского гидроузлов на р. Днепр, Шаваньская ряжевая водосливная плотина на р. Выг (Беломоро-Балтийский канал) и многие другие. Сейчас вновь возвращаются к использованию деревянных конструкций, особенно в лесных районах. К достоинствам их можно отнести снижение расхода дорогих строительных материалов, использование местного грунта для засыпки ячеек, хорошее распределение напряжений в основании сооружений, достаточную надежность и прочность [1].

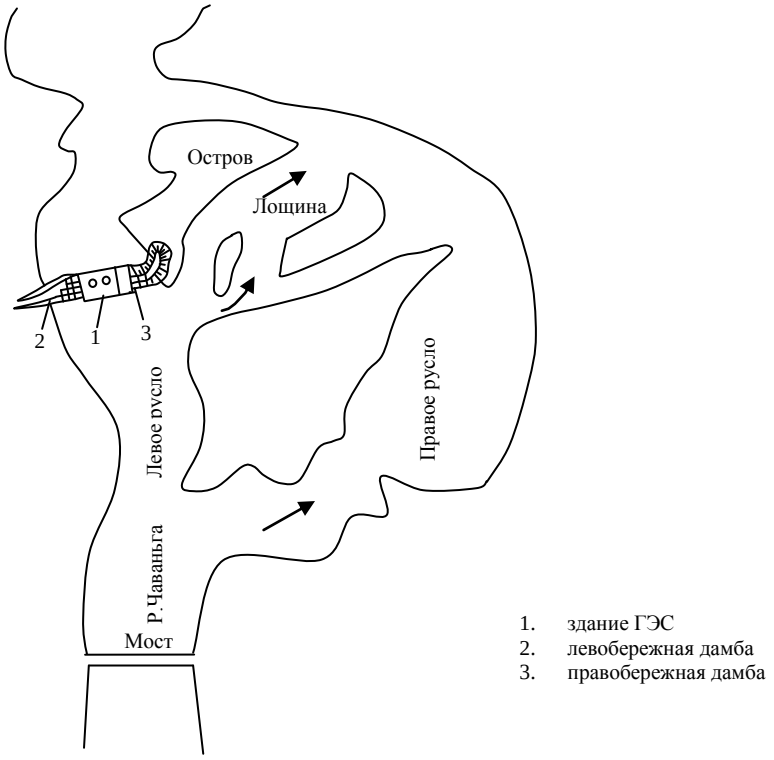


Рис.1. Схема расположения малой ГЭС на р. Чаваньга

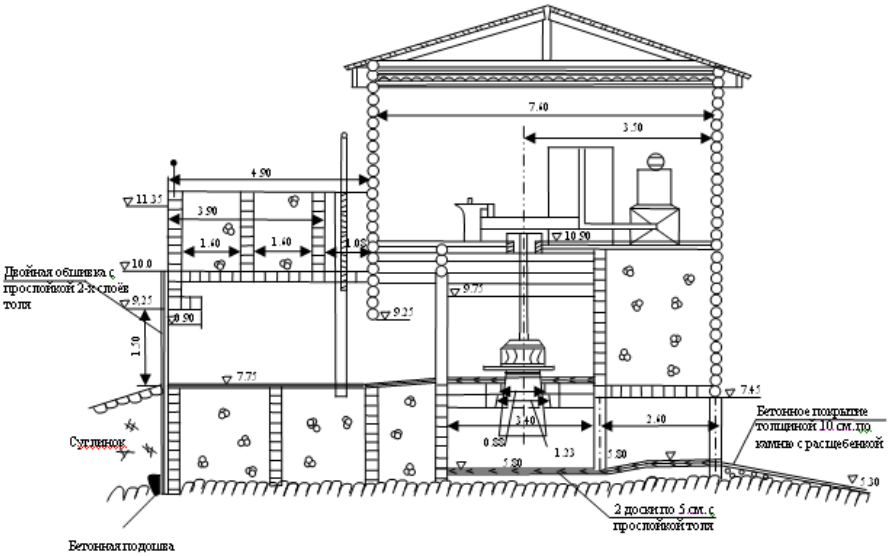


Рис.2. Здание малой ГЭС на р. Чаванья

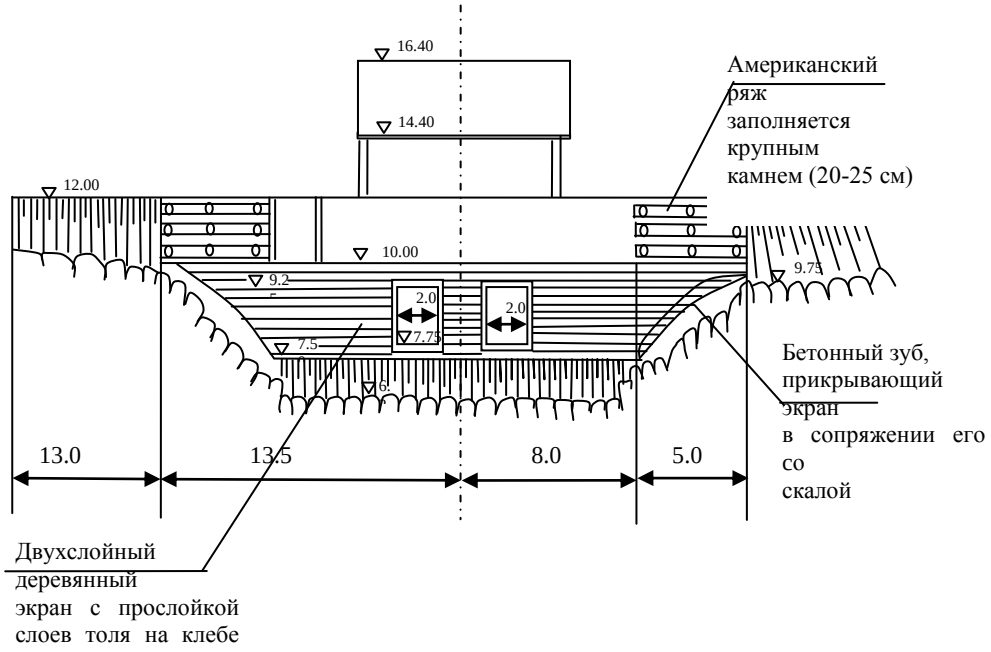


Рис.3. Вид со стороны верхнего бьефа

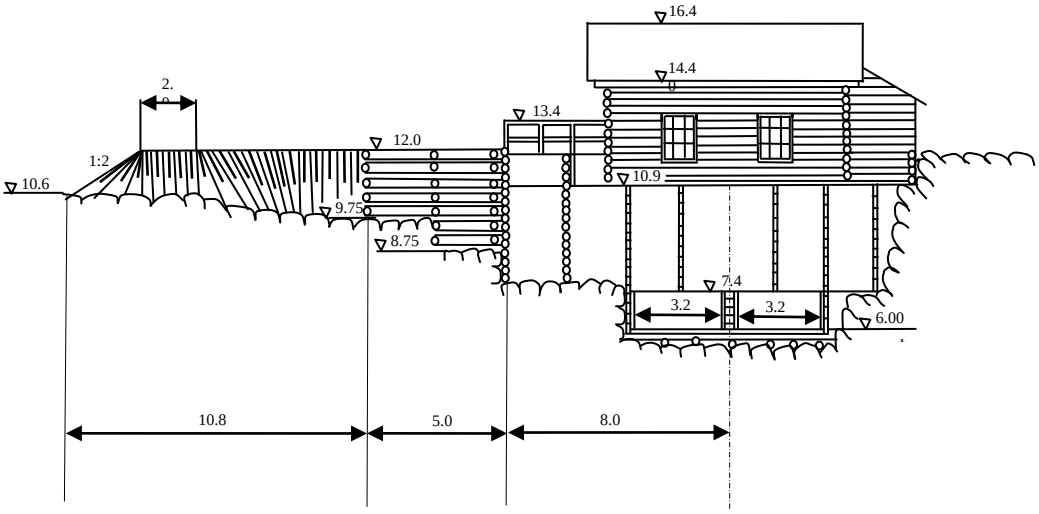


Рис.4. Вид со стороны нижнего бьефа

За годы советской власти в конструкцию деревянных плотин было внесено много изменений, созданы новые типы плотин, разработана теория расчета и методы возведения плотин. Новые деревянные плотины отличаются более простыми формами элементов, врубок и других частей, что позволяет создавать их не вручную, а механизированным способом. Особый интерес представляют собой наклонные ряжевые плотины с горизонтальной диафрагмой. Диафрагма задерживает воду в верхней части тела плотины, увеличивая ее вес. А затем вода, выливаясь в отверстия по сливной грани, увлажняет древесину, предохраняя ее таким образом от загнивания. По такому принципу построена Шаваньская ряжевая водосливная плотина на р. Выг.

В настоящее время вновь возобновилось строительство малых деревянных ряжевых плотин небольшого напора, особенно в районах богатых лесоматериалами. Так, в 2002 году НПО ИНСЭТ построило миниГЭС «Кайру» в республике Алтай мощностью 400 кВт для электроснабжения с. Балыкча. Плотина станции выполнена ряжевой с использованием лиственницы, очень долговечного материала, что обеспечивает прочность и надежность сооружения (рис. 5-7) [2]. Напор на ГЭС составляет 60 м, расход воды 0.9 $м^3/с$. В здании ГЭС установлено две радиально-осевые турбины мощностью по 200 кВт. Станция работает в автономном режиме.

В 2001 году той же фирмой была введена в строй миниГЭС «Кызыл-Хая» мощностью 150 кВт в Республике Тыва (рис. 8-10) [2]. Станция построена на высоте 3000 м над уровнем моря и эксплуатируется в суровых климатических условиях при температуре зимой до -50° и сейсмической зоне. Здание ГЭС построено из бруса лиственницы, усиленного металлическим каркасом, и в нем расположено 3 пропеллерных гидротурбины мощностью по 50 кВт. Плотина – ряжевая из лиственницы, снабжена донной галереей для забора в деривационный лоток подруслового стока. Расчетный напор 8 м, расход воды – 2.8 $м^3/с$. Станция рассчитана на сейсмическую устойчивость до 9 баллов по шкале Рихтера. ГЭС полностью автоматизирована.

Возвращение к строительству ряжевых деревянных плотин на новом современном уровне строительства с новыми технологиями, современной техникой и оборудованием может быстро вернуть в строй множество полуразрушенных гидроэнергетических объектов, так необходимых сегодня многим удаленным поселкам, где основным источником энергоснабжения являются дизельные электростанции. А наличие местных строительных материалов (лесоматериалов, гравия и валунов) будет способствовать снижению стоимости строительства. Так, восстановление малой ГЭС мощностью 90 кВт на р. Чаваньга в створе старой плотины с использованием деревянных ряжевых конструкций, обойдется в 133.3 млн руб. (в ценах I кв. 2015 года), что на 28.2 млн руб. дешевле варианта с бетонной плотиной. Основной недостаток древесины – недолговечность в условиях переменной влажности – может быть устранен пропиткой антисептиками. Это позволит удлинить срок службы сооружений. А разработка дешевого технологического процесса консервирования древесины и создание стойких против гниения и прочных клееных и прессованных деревянных элементов конструкции даст новый толчок для использования их в гидротехническом строительстве.

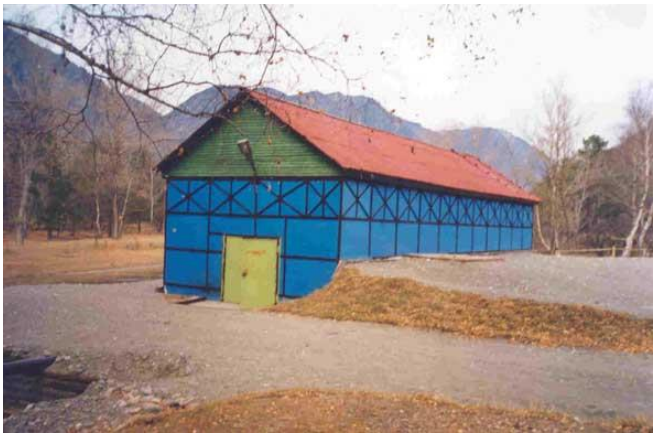


Рис.5. Здание миниГЭС «Кайру»

Рис.6. Плотина миниГЭС «Кайру»

Рис.7. Строительство ряжевой плотины миниГЭС «Кайру»

Рис.8. Здание миниГЭС «Кызыл-Хая»

Рис.9. Плотина миниГЭС «Кызыл-Хая»

Рис.10. Машинный зал миниГЭС «Кызыл-Хая»

Выводы

Деревянные ряжевые конструкции в гидротехническом строительстве еще не исчерпали своих возможностей. Использование таких конструкций в создании современных малых ГЭС может быть экономически оправдано в зонах децентрализованного электроснабжения. В Мурманской области восстановление Чаваньгской ГЭС, где в 1950-1970 годы существовала приплотинная деревянная ряжевая электростанция, может служить таким примером. Восстановление малых ГЭС позволит экономить средства регионального бюджета, затраты на покупку и доставку дизельного топлива и эксплуатационные расходы, связанные с выработкой электроэнергии ДЭС.

Литература

1. Зимнюков В.А., Зборовская М.И., Герасимов М.Ю. Применение ячеистых конструкций в гидротехническом строительстве // knu.znate.ru: сайт. – URL: knu.znate.ru/docs/index-588490.html (дата обращения: 03.09.2015).

2. Реализованные проекты «МНТО ИНСЭТ» // ИНСЭТ: сайт. – URL: http://www.inset.ru/r/02tab.htm (дата обращения: 03.09.2015).

Сведения об авторах

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

Морошкина Тамара Николаевна,
лаборант лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

Научное издание

ТРУДЫ
КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

ЭНЕРГЕТИКА
Выпуск 10

Редактор Е.Н. Еремеева
Технический редактор В.Ю. Жиганов

Подписано к печати 06.07.2015
Формат бумаги 60x84 1/8.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Times/Cyrillic
Усл. печ. л. 15.67. Заказ № 23. Тираж 300 экз.

Российская Академия Наук

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Кольский научный центр Российской академии наук
184209, Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14