



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

5/2019 (10)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 18

Апатиты
2019

0+

5/2019 (10)
издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314
ISSN 2307-5252

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 18

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5

Научно-информационный журнал

Основан в 2010 году
Выходит 11 раз в год

Учредитель — Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Кольский научный центр Российской академии наук»

Свидетельство о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-58457 от 25.06.2014
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.

Главный редактор, председатель Редакционного совета
С. В. Кривовичев, чл.-корр. РАН, д. г.-м. н., проф.

Заместитель главного редактора

В. К. Жиров, чл. - корр.

Редакционный совет:
академик Г. Г. Матишов,
чл. - корр. А. И. Николаев,
д. э. н. Ф. Д. Ларичкин
д. т. н. В. А. Путилов,
д. ф. - м. н. Е. Д. Терещенко,
к. т. н. А. С. Карпов (отв. секретарь)

Редколлегия серии «Энергетика»:
к.т.н. В. Н. Селиванов (отв. редактор),
к.т.н. В. А. Минин (зам. отв. редактора),
д.т.н. Н. В. Коровкин,
д.г.-м.н. А. А. Жамалетдинов,
к.т.н. А. Н. Данилин,
к.т.н. Н. М. Кузнецов

Научное издание

Ответственный за выпуск: к.т.н. В. Н. Селиванов
Технический редактор: В. Ю. Жиганов
Подписано к печати 09.10.2019.
Дата выхода в свет 28.12.2019.
Формат бумаги 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 12.1. Заказ № 31. Тираж 300 экз.
Свободная цена.

Адрес учредителя, издателя и типографии:
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Федеральный исследовательский центр
«Кольский научный центр РАН»
184209, г. Апатиты, Мурманская обл.,
ул. Ферсмана, 14
Тел.: (81555) 7-53-50; 79-5-95, факс: (81555) 76425
E-mail: ksc@ksc.ru, www.ksc.ru, naukaprint.ru

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

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера - филиал
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Федерального исследовательского центра "Кольский научный
центр Российской академии наук, 2019
© ФГБУН ФИЦ «Кольский научный центр Российской академии
наук», 2019

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Минин В. А. Характеристики источников теплоснабжения городов Мурманской области	5
Шевцов А. Н., Жамалетдинов А. А., Колобов В. В., Баранник М. Б., Селиванов В. Н. Эксперимент FENICS-2014 по глубинному зондированию земной коры с применением двух взаимно ортогональных ЛЭП и результаты углубленной обработки данных на профиле Уполокша — Сямозеро.....	20
Кузнецов Н. М. Повышение энергоэффективности зданий в Мурманской области.....	39
Фастий Г. П. Анализ комбинированных нарушений на участке сети 110 кВ с односторонним питанием.....	47
Коновалова О. Е. Энергетическое использование возобновляемых речных ресурсов Северного экономического района РФ.....	57
Карпов А. С., Ярошевич В. В., Фастий Г. П. Воздушные линии электропередачи в условиях Арктики.....	70
Евстигнеев А. В. Исследование устойчивости схемы управления повышающим преобразователем с ПИ-регулятором.....	82
Бежан А. В., Рожкова А. А., Минин В. А. Перспективные площадки для возможного строительства ВЭУ на побережье Кольского полуострова.....	88
Климов А. А. Исследование схем синхронизации высоковольтных импульсных источников, разряжающихся на общую нагрузку.....	96
Коновалова О. Е. Гидроэнергетические ресурсы Республики Коми...	104
Куклин Д. В. Проблемы разработки устройства для измерения электрических параметров грунта и их решения.....	115
Ивонин В. В., Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Карпов А. С., Климов А. А. Экспериментальные исследования пробоя гирлянды изоляторов воздушных линий электропередачи.....	120
Залесова О. В. Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения.....	125
Потокин А. С., Кузнецов Н. Н., Земцовский А. В. Обзор методов измерения параметров акустической и электромагнитной эмиссии в массивах горных пород.....	132

Russian Academy of Sciences

5/2019 (10)

UDC 621.314
ISSN 2307-5252

TRANSACTIONS

Kola Science Centre

Editor-in-Chief: S. V. Krivovichev,
Corr. Member of the RAS, Prof.

Deputy Editor-in-Chief:
V. K. Zhironov, Cor. Member of RAS

Editorial Council:

G. G. Matishov, Acad. of RAS,
A. I. Nikolaev, Cor. Member of RAS,
F. D. Larichkin, Dr. Sc. (Economics),
V. A. Putilov, Dr. Sc. (Engineering),
E. D. Tereshchenko, Dr. Sc.
(Physics and Mathematics),
A. S. Karpov PhD (Engineering) –
Executive Secretary

ENERGY TECHNOLOGY

Series 18

Editorial Board of Energy Technology Series:

V. N. Selivanov, PhD (Eng.), Executive Editor
V. A. Minin, PhD (Eng.),
N. V. Korovkin, Dr. Sc. (Eng.),
A. A. Zhamaletdinov, Dr. Sc. (Eng.),
A. N. Danilin, PhD (Eng.),
N. M. Kuznetsov, PhD (Eng.).

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5

14, Fersman str., Apatity, Murmansk Region, 184209, Russia
Tel. (81555) 79380. Fax: (81555) 76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.ksc.ru>

© Northern Energetics Research Centre, 2019
© Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2019

CONTENTS

	Page
Minin V. A. Characteristics of heat supply sources of the Murmansk region towns.....	5
Shevtsov A. N., Zhamaletdinov A. A., Kolobov V. V., Barannik M. B., Selivanov V. N. The FENICS-2014 experiment for the deep sounding of the Earth crust with the use of two mutually orthogonal power transmission lines and the results of advanced data processing of the Upoloksha — Syamozero depth-sounding profile.....	20
Kuznetsov N. M. The energy efficiency of buildings in the Murmansk region.....	39
Fastiy G. P. Analysis of the combined disturbances in the 110 kV network area with one-way power supply.....	47
Konovalova O. E. Energy use of renewable river resources of the Northern economic region of the Russian Federation.....	57
Karpov A. S., Yaroshevich V. V., Fastiy G. P. Overhead electric power lines in the Arctic conditions.....	70
Evstigneev A. V. Investigation of the control system stability of step-up converter with PI-regulator.....	82
Bezhan A. V., Rozhkova A. A., Minin V. A. Perspective sites for possible construction of wind power plants on the coast of the Kola Peninsula.....	88
Klimov A. A. Research on common load-discharged HV pulse sources synchronization schemes.....	96
Konovalova O. E. The hydropower resources of the Republic of Komi.....	104
Kuklin D. V. Challenges during development of measurement device for soil electrical properties and solutions.....	115
Ivonin V. V., Danilin A. N., Efimov B. V., Karpov A. S., Klimov A. A. Experimental investigations of high voltage power transmission line insulators breakdown.....	120
Zalesova O. V. The selection of high-voltage surge arresters.....	125
Potokin A. S., Kuznetsov N. N., Zemtsovskii A. V. The review of the methods of measuring the acoustic and electromagnetic emission parameters in rock masses.....	132

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.5-19
УДК 621.548 (470.21)

В. А. Минин

ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Представлены сведения об источниках тепловой энергии в городах Мурманской области, являющихся центрами промышленного развития региона. Показана структура теплогенерирующего оборудования, используемого на котельных и ТЭЦ, указаны марки котлов, их количество, вид используемого топлива. Оценены годовая выработка источников тепловой энергии, степень загруженности котельного оборудования, потребность в резервных мощностях.

Ключевые слова:

города Мурманской области, котельные установки, ТЭЦ, энергоэффективность.

V. A. Minin

CHARACTERISTICS OF HEAT SUPPLY SOURCES OF THE MURMANSK REGION TOWNS

Abstract

The information about the heating energy sources in the towns of the Murmansk region, which are the industrial development centres of the region, is presented. The structure of heat-generating equipment used at boiler rooms and TPP plants is shown, the brands of boilers, their quantity, type of usable fuel are indicated. Annual output of heating energy sources, the loading level of boiler equipment, the backup power demand are assessed.

Keywords:

towns of the Murmansk region, boiler rooms, TPP, energy efficiency.

Город Мурманск

Мурманск расположен на побережье Кольского залива Баренцева моря (рис. 1). Это крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом. По состоянию на начало 2019 г. в городе проживало 292,6 тыс. чел., что составляет 39,1 % населения области.

Город Мурманск находится в довольно суровой по климатическим условиям субарктической зоне. Однако за счет влияния теплого течения Гольфстрим климат характеризуется продолжительной относительно мягкой зимой, прохладным сырым летом, высокой влажностью воздуха, большой облачностью и муссонными ветрами.

Характерные климатические параметры в районе областного центра: абсолютная минимальная температура воздуха — $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$; абсолютная максимальная температура воздуха — $+33\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура воздуха наиболее холодной пятидневки — $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$; средняя максимальная температура наиболее теплого месяца — $+17,4\text{ }^{\circ}\text{C}$; продолжительность отопительного периода — 275 сут.

Мурманск является крупным морским транспортным узлом и рыбопромышленным центром Северо-Запада России, что обусловлено особенностями его экономико-географического положения. Основными отраслями экономики, получившими развитие в Мурманске, являются рыболовство и рыбопереработка, морской транспорт, судоремонт,

геологоразведочные работы на шельфе арктических морей. В городе базируется мощный транспортный флот, в том числе танкерный и атомный ледокольный флот, обеспечивающий круглогодичную навигацию в Арктике. Порт Мурманск является уникальным в европейской части России, он может принимать суда водоизмещением более 200 тыс. т.

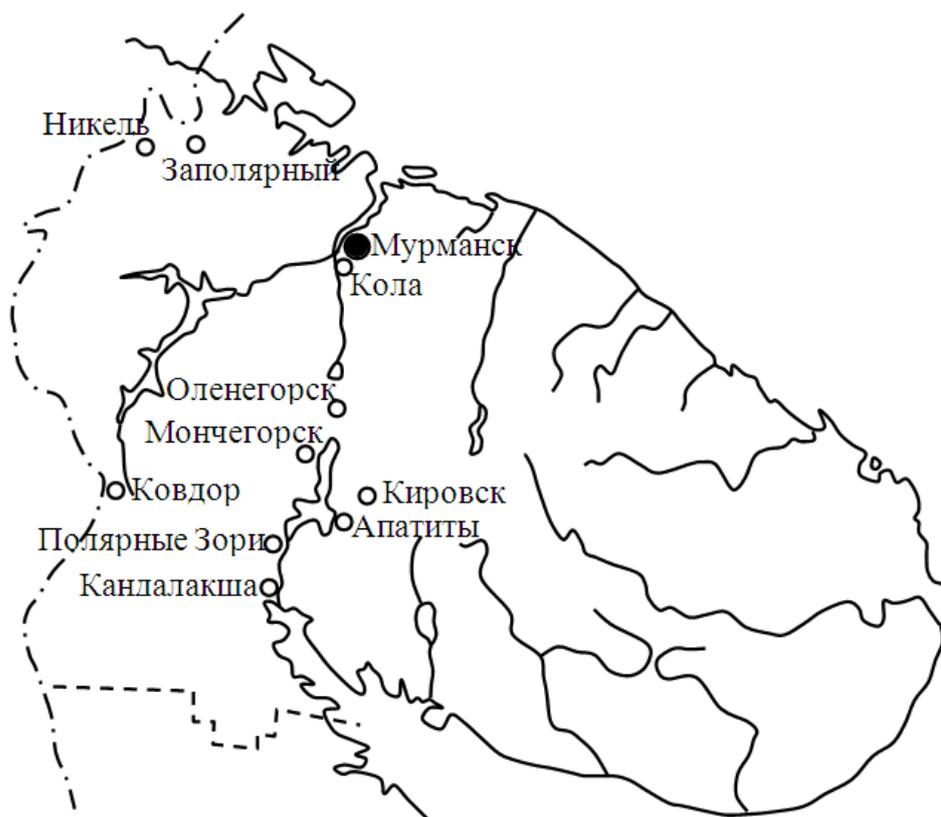


Рис. 1. Расположение городов Мурманской области

Fig. 1. The location of the Murmansk region towns

В границах города Мурманска действует один крупный источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (Мурманская ТЭЦ) и 13 котельных. Централизованным теплоснабжением охвачено более 90 % потребителей жилого фонда.

В таблице 1 сведены основные показатели работы источников централизованного теплоснабжения областного центра. Из нее следует, что от четырех наиболее крупных источников теплом обеспечивается 88 % всего жилого фонда города. К этим источникам относятся ОАО «Мурманская ТЭЦ» (включая котельные «Южная» и «Восточная») и котельная «Северная».

Всего на отопление жилищной и производственной сфер в г. Мурманске работает 84 котла суммарной установленной мощностью 1817 Гкал/ч, которые в год вырабатывают более 3170 тыс. Гкал тепловой энергии.

Источники тепловой энергии г. Мурманска (2017 г.) [1, 2]

Таблица 1

Table 1

Heating energy sources of Murmansk (2017) [1, 2]

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
				марка	количество
Восточная котельная	390	157	483	ГМ-50	3
				КВГМ-100	3
Южная котельная	461	300	937	ДКВР-20	3
				ПТВМ-100	3
				КВГМ-100	2
Мурманская ТЭЦ	271	285	733	ТП-30	3
				ТП-35	1
				БМ-35	2
				ГМ-50	1
				ПТВМ-50	2
				ПТВМ-100	1
Северная котельная	368	206	634	ДКВР-25/13р	5
				ПТВМ-30	4
				ГМ-50-14/250	6
Котельная «Абрам-мыс»	24,2	4,0	16,6	ДКВР-10/13	2
				ДКВР-25/13р	1
Котельная «Роста»	60	27	99	ГМ-50-14/250	2
				КВГМ-50	2
Котельная «ММРП»	140	20,4	54,1	ГМ-50-14/250	4
Котельная ТЦ «Росляково-1»	32,6	19	92,3	ДКВР	3
				ДЕ	3
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	5,6	2,2	13,8	«Нева» КП 26-1,0	2
				Е-0,7-1,2 «Лотос»	1
				КВТ 1/95	3
				СТВ-0,8	4
Котельная Мурманского морского торгового порта	15,5	13,3	18,1	ДКВР-10/13	1
				ДЕ-10/14ГМ	1
				«Турботерм»	1
Котельная завода ТБО	30,1	15,4	81	КЧД Дукла	2
Котельная на дизтопливе (п. Дровяное)	2,1	0,9	3,4	ГТЕ-521	1
				ГТЕ-511	2
Котельная на угле (п. Дровяное)	3,1	0,93	4,7	Э5-Д5 пар	2
				Э5-Д5 вод	3
				КСВр-0,8 вод.	1
				НИИСТУ 5М	2
Котельная № 22	14,3	1,7	2,8	КВВА 6/15	1
				ДЕ-16/14ГМ	1
Всего	1817,5	1052,8	3172,8	–	84

Город Апатиты

Город расположен в центре Кольского полуострова (рис. 1), население — 55,7 тыс. чел. (2018 г.). Единственным источником централизованного теплоснабжения города является Апатитская ТЭЦ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Установленная электрическая мощность ТЭЦ — 230 МВт, тепловая мощность — 535 Гкал/ч [3]. Подключенная нагрузка ТЭЦ составляет по г. Апатиты 198 Гкал/ч, по г. Кировску — 112 Гкал/ч, по промплощадке АНОФ-2 — 125 Гкал/ч. Всего — 435 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии с коллекторов г. Апатиты в 2017 г. составил 1005 тыс. Гкал, при этом полезный отпуск собственно городу Апатиты составил 558 тыс. Гкал.

Основным видом топлива для Апатитской ТЭЦ является каменный уголь Интинского, Кузнецкого и Хакасского месторождений с теплотворной способностью соответственно 3900, 5400 и 4800 ккал/кг. Мазут используется как растопочное топливо.

Теплоснабжение города от Апатитской ТЭЦ осуществляется по трем магистральным сетям до границы раздела с теплосетевой организацией г. Апатиты — АО «Апатитыэнерго». Далее по квартальным сетям тепловая энергия поступает к потребителям. Схема теплоснабжения открытая (водоразбор на нужды горячего водоснабжения осуществляется непосредственно из системы отопления).

Основными потребителями тепловой энергии, производимой Апатитской ТЭЦ, являются жилищно-коммунальный сектор г. Апатиты и АО «Апатит», а также ряд других предприятий и организаций, имеющих прямые договоры с Апатитской ТЭЦ. Весь отопительный сезон Апатитская ТЭЦ работает в теплофикационном режиме (комбинированная выработка электрической и тепловой энергии).

На станции установлены: 1) турбоагрегаты № 3, 4 с турбинами ПР-28-90/10/2,0 электрической мощностью 28 МВт и тепловой мощностью 90 Гкал/ч; 2) турбоагрегат № 6 с турбиной Р-21-90-8 электрической мощностью 21 МВт и тепловой мощностью отбора пара на производство 90 Гкал/ч; 3) турбоагрегат № 7 с турбиной Т-85/100-90/2,5 электрической мощностью 85 МВт (100 МВт в конденсационном режиме) и тепловой мощностью 100 Гкал/ч; 4) турбоагрегат № 8 с турбиной Р-68-90/2,5 электрической мощностью 68 МВт и тепловой мощностью отбора пара на теплофикацию 165 Гкал/ч; 5) восемь котлоагрегатов типа ПК-10п-2 паропроизводительностью 220 т/ч (132 Гкал/ч) каждый; 6) две быстродействующие редуционно-охладительные установки БРОУ 100/10 тепловой мощностью по 90 Гкал/ч; 7) одна БРОУ 100/1,7 тепловой мощностью 75 Гкал/ч; 8) одна РОУ 100/2,5 тепловой мощностью 30 Гкал/ч.

Расчетная температура наружного воздуха для отопления $t_{нр} = -30$ °С. Расчетная температура внутри помещений $t_{вн} = +18$ °С, для АНОФ-П — $t_{вн} = +16$ °С. Продолжительность отопительного сезона 6528 ч, летнего — 1896 ч.

С 2013 г. к Апатитской ТЭЦ подключена система теплоснабжения г. Кировска.

Город Кировск

Город располагается в центре Кольского полуострова (рис. 1), у подножия Хибинских гор, население города — 28,7 тыс. чел. (2018 г.). Основным градообразующим предприятием является ОАО «Апатит». До 2013 г. источники централизованного теплоснабжения г. Кировска и объектов, расположенных на подведомственной территории, находились в ведении этого предприятия.

Согласно Схеме теплоснабжения Кировска [4] в 2013 г. вся нагрузка котельных переведена на вновь построенный ЦТП, подключенный посредством тепловой магистрали к Апатитской ТЭЦ. Длина теплопровода около 14 км. Теперь почти вся нагрузка существовавших ранее котельных переведена на ЦТП, подключенный к Апатитской ТЭЦ. Исключение составляет котельная АНОФ-3, от которой осуществляется теплоснабжение и горячее водоснабжение промплощадки АНОФ-3, п. Титан, а также пароснабжение АНОФ-3.

Теплофикационная установка Апатитской ТЭЦ, ориентированная на теплоснабжение Кировска, выделена в самостоятельный блок. Он состоит из трех основных подогревателей и двух пиковых подогревателей, суммарная тепловая мощность составляет 300 Гкал/ч (присоединенная нагрузка 159 Гкал/ч плюс резерв 141 Гкал/ч).

Эксплуатация котельной АНОФ-3 сохраняется, от нее осуществляется отопление и горячее водоснабжение производственных площадок фабрики и п. Титан.

В настоящее время в стадии рассмотрения находится проект по переводу части нагрузки котельной АНОФ-3 на Апатитскую ТЭЦ. В результате реализации проекта нагрузка ТЭЦ увеличится на 66 Гкал/ч.

Город Мончегорск

Город расположен в центральной части Кольского полуострова (рис. 1), соединен железной дорогой со станцией Оленегорск. Население города составляет 45,6 тыс. чел. (2018 г.)

Основной источник теплоснабжения г. Мончегорска — ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК». Согласно Схеме теплоснабжения Мончегорска [5] установленная тепловая мощность ТЭЦ составляет 680 Гкал/ч, подключенная нагрузка — 282 Гкал/ч, топливо — мазут марки М-100. Перечень оборудования ТЭЦ и трех близлежащих угольных котельных в населенных пунктах 25-й километр и 27-й километр приведен в табл. 2. Годовой отпуск тепловой энергии всем потребителям составляет около 660 тыс. Гкал.

Таблица 2

Показатели источников теплоснабжения в г. Мончегорске

Table 2

Performances of heating energy sources of Monchegorsk

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
1	2	3	4	5
<i>ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»</i>				
680	282	660	ПТВМ-50	1
			КВГМ-100	4
			БП-200	3
			ГМ-50-14	4
			БКЗ-75-39	2
<i>Угольная котельная, 25-й километр</i>				
2,0	0,6	3,1	КВ-1,16К	1
			КВр-1,16	1

1	2	3	4	5
<i>Угольная котельная № 110 в/г 56, н. п. 27-й километр</i>				
9,9	2,6	Н/д	КВс-1,16	5
			КВр-0,63	2
			КС-5	2
			Э5-Д2	2
<i>Угольная котельная № 113 в/г 56, н. п. 27-й километр</i>				
9,2	2,8	Н/д	КСВр-0,8	1
			КСВр-0,6	1
			КВс-1,16	5
			КС-5-2	1
			НИИСТУ 5-2	2
<i>Всего</i>				
701,1	288,0	663,1	–	37

Система теплоснабжения г. Мончегорска открытая, тепловая сеть двухтрубная, тупиковая. Протяженность тепловой сети города в двухтрубном исполнении около 75 км. Удельный вес жилищного фонда, оборудованного централизованным теплоснабжением, — 97 %. Система регулирования отпуска тепловой энергии централизованная. Режим отпуска тепла осуществляется по временному температурному графику 115–70 °С.

Город Оленегорск

Город находится в центре Кольского полуострова (рис. 1), население — 29,9 тыс. чел. (2018 г.). Основным градообразующим предприятием является Оленегорский горно-обогатительный комбинат, разрабатывающий Оленегорское железорудное месторождение. В городе расположен также Оленегорский механический завод, выпускающий запчасти и оборудование для горно-металлургических предприятий.

Основной источник теплоснабжения Оленегорска — угольная котельная МУП «Оленегорские тепловые сети» (табл. 3) установленной мощностью 247 Гкал/ч. Как следует из Схемы теплоснабжения города Оленегорска [6], основное оборудование котельной — четыре котла БелКЗ-75/39-100/13ФБ. В качестве топлива используется каменный уголь Интинского, Кузнецкого и Воркутинского бассейнов.

Таблица 3

Показатели источников теплоснабжения г. Оленегорска

Table 3

Performances of heating energy sources of Olenegorsk

Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Угольная котельная МУП «ОТС»</i>				
247	129	392	БелКЗ-75/39-100/13ФБ	4

Город Полярные Зори

Расположен в южной части Кольского полуострова (рис. 1). Население города составляет 16,7 тыс. чел. (2018 г.). Основным градообразующим предприятием является Кольская атомная электростанция.

Источники теплоснабжения города Полярные Зори и поселка Зашеек — это объединенные в единый технологический комплекс мазутная котельная филиала ООО «АТЭС» — Полярные Зори мощностью 117 Гкал/ч и электрокотельная Кольской атомной станции филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» мощностью 56 МВт (48,2 Гкал/ч), которую филиал ООО «АТЭС» обслуживает на основании заключенного договора.

Характеристики перечисленных источников теплоснабжения, заимствованные из [7], сведены в табл. 4. Основное оборудование мазутной котельной ООО «АТЭС» — Полярные Зори включает семь котлоагрегатов типа Е-25/15ГМ. Топливо — мазут топочный марки М-100. Оборудование электрокотельной Кольской АЭС включает четыре электрических котлоагрегата типа КЭПр 14000/6,3 суммарной установленной мощностью 56 МВт.

Таблица 4

Показатели источников теплоснабжения г. Полярные Зори и п. Зашеек, 2017 г.

Table 4

Performances of heating energy sources of Polyarnye Zori and Zasheek, 2017

Источник	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
				марка	количество
Мазутная котельная ООО «АТЭС»	109,5	89,6	183	Е-25/15ГМ	4
				Е-25/15ГМ	3
Электрокотельная КАЭС	48,2			КЭПр 14000/6,3	4
Всего	157,7	89,6	183	–	11

Город Кандалакша

Город расположен в южной части Мурманской области, на побережье Кандалакшского залива Белого моря (рис. 1). Население города составляет 31,3 тыс. чел. (2018 г.). Градообразующим предприятием города является Кандалакшский алюминиевый завод (КАЗ). Кроме того, экономика города представлена морским портом, опытным машиностроительным заводом, железнодорожной станцией Кандалакша и другими предприятиями.

Источниками теплоснабжения г. Кандалакши являются котельные № 1, 21, 8 и 10 «Кандалакшской теплосети», из которых три первые работают на мазуте, а последняя — на дизтопливе. В дополнение к этому имеется котельная ООО «Центра коммунальных технологий» (ЦКТ), электрокотельная ОАО «Кандалакшская городская электросеть», угольная котельная МУП «Недвижимость Кандалакши». Основные показатели работы перечисленных котельных города представлены в табл. 5. Из таблицы следует, что на три самые

крупные котельные города приходится 244,7 Гкал/ч тепловой мощности (94 %) и 444, 8 тыс. Гкал выработки (94 %). На этих котельных задействовано пятнадцать крупных котельных агрегатов мощностью от 6 до 30 Гкал/ч. На остальные пять мелких котельных приходится всего около 6 % годовой выработки, но на них задействовано двадцать три котла малой производительности.

Показатели источников теплоснабжения г. Кандалакши, 2017 г. [8]

Таблица 5

Table 5

Performances of heating energy sources at Kandalaksha, 2017 [8]

Источник	Установ- ленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подклю- ченная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
				марка	коли- чество
«Кандалакшская теплосеть»					
котельная № 1	116,6	56,8	204	ПТВМ-30М	2
				ДЕ-25-14-ГМ	3
				ДКВР-10/13-25	1
котельная № 21	56,1	30,4	102	ДКВР-10/13-25	1
				ДКВР-10/13	1
				ДЕ-25/14	1
				ДКВР-20/13	2
котельная № 10	2,6	0,96	3,3	ТТ-100	2
котельная участка № 5	72	41,9	138,8	ДКВР-20/13	1
				ТП-30	2
				К-50-14	1
Угольная котельная, 3-я линия ООО «ТЕПЛОНОРД»	0,28	0,22	0,67	Универсал-6	3
<i>Кандалакшский военный гарнизон № 1, котельные ФБГУ «ЦЖКУ»</i>					
Угольная котельная № 1	5,82	0,66	2,02	Универсал- 6М	2
				КВр-1,45	4
				Э5-Д2	1
Угольная котельная № 3	4,83	3,98	14,0	КВр-1,45	3
				НИИСТУ-5	2
Угольная котельная № 4	3,36	1,5	6,09	НИИСТУ	3
				Э5-Д2	4
Всего	261,59	136,42	470,88	–	39

Город Ковдор

Город расположен на юго-западе Кольского полуострова (рис. 1). Этот район получил свое экономическое развитие в связи с освоением месторождения железной руды. В 1950-е гг. был создан Ковдорский горно-обогатительный комбинат, который до сих пор является основным градообразующим предприятием города. Население Ковдора, являющегося районным центром, составляет 16,6 тыс. чел. (2018 г.).

Основным источником теплоснабжения города и объектов ОАО «Ковдорский ГОК» является котельная г. Ковдора, работающая на топочном мазуте марки М-100. Как следует из табл. 6, установленная тепловая мощность котельной составляет 500 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка 194,9 Гкал/ч, отпуск тепловой энергии за 2017 г. составил 559 тыс. Гкал.

Таблица 6

Показатели котельной г. Ковдора, 2017 г. [9]

Table 6

Performances of Kovdor boiler room, 2017 [9]

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Котельная г. Ковдора</i>				
500	194,9	559	ТП-35-У	3
			ГМ-50	3
			ПТВМ-50	3
			КВГМ-100	2
<i>Итого</i>				
500	194,9	559	–	11

Город Кола

Город находится в приустьевой части рек Кола и Тулома, впадающих в Кольский залив (рис. 2). Население — 9,7 тыс. чел. (2018 г.). Город удален от Мурманска на 12 км. Основным источником централизованного теплоснабжения является котельная ОАО «Мурманскэнергосбыт» мощностью 62,7 Гкал/ч (табл. 7). Часть тепловой нагрузки Колы (3,3 Гкал/ч) обеспечивается от Южной котельной г. Мурманска, принадлежащей ОАО «Мурманская ТЭЦ».

Таблица 7

Показатели котельной г. Колы, 2017 г. [10]

Table 7

Performances of Kola boiler room, 2017 [10]

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Котельная ОАО «Мурманскэнергосбыт»</i>				
62,7	44	86,8	ДКВР 20/13	4
			КВГМ-10	3
<i>Итого</i>				
62,7	44	86,8	–	7



Рис. 2. Расположение закрытых административно-территориальных образований (ЗАТО) Мурманской области
 Fig. 2. The location of the Murmansk region closed administrative-territorial formations

Город Заполярный и поселок городского типа Никель

Эти населенные пункты относятся к Печенгскому муниципальному району и располагаются в крайней северо-западной части Кольского полуострова (рис. 1). Административным центром района является п. г. т. Никель, его население в 2018 г. составляло 11,4 тыс. чел. Другим крупным населенным пунктом района является г. Заполярный (15,0 тыс. чел.). Градообразующим предприятием этих двух городских поселений является горно-металлургический комбинат «Печенганикель», входящий в состав «Норильского никеля». Показатели работы основных источников теплоснабжения населенных пунктов приведены в табл. 8.

Таблица 8

Показатели источников теплоснабжения г. Заполярного и п. г. т. Никеля, 2016 г. [11, 12]

Table 8

Performances of heating energy sources of Zapolyarny and Nikel, 2016 [11, 12]

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Город Заполярный, ТЭЦ ОАО «Кольская ГМК»</i>				
252	136	290,6	ПТВМ-50	1
			КВГМ-50-150	1
			ГМ-50-1	5
<i>Поселок городского типа Никель, Котельная ЭЦ-2</i>				
188,1	60,34	200	ДКВР6,5/13	2
			ДКВ 10/13	3
			ПТВМ 50	2
			КВГМ 50	1
<i>Итого</i>				
440,1	196,34	490,6	–	15

Город Североморск

Закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Североморск с населением около 52,2 тыс. чел. (2018 г.) располагается примерно в 20 км к северо-востоку от Мурманска (рис. 2). Градообразующими предприятиями города являются судоремонтные и строительные предприятия, молочный и колбасный заводы, завод безалкогольных напитков. Структура теплогенерирующего оборудования, его установленная мощность и годовая выработка тепла представлены в табл. 9. Основное топливо котельных — мазут, в отдельных случаях используется уголь и дизельное топливо.

Город Александровск

Закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Александровск расположен севернее Мурманска (рис. 2). Численность населения в 2018 г. составляла 45,1 тыс. чел. ЗАТО образовано путем слияния существовавших ранее трех других образований: Гаджиево (13,0 тыс. чел.), Снежногорска (12,6 тыс. чел.) и Полярного (17,7 тыс. чел.). Градообразующим предприятием Снежногорска является судоремонтный завод «Нерпа». Теплоснабжение ЗАТО Александровска ведется от пяти котельных, которые располагаются в названных населенных пунктах (табл. 10).

Таблица 9

Показатели источников теплоснабжения г. Североморска [13]

Table 9

Performances of heating energy sources of Severomorsk [13]

Котельная	Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
				марка	количество
№ 1 345 ТЦ	170	60,1	242	ДЕ 25/14	5
				КВГМ 20	5
№ 2 46 ТЦ	189	85,4	321	ДЕ 25/14	6
				ПТВМ 30М	6
№ 3 452 ТЦ	23,6	7,7	Н/д	Н/д	Н/д
№ 6 33 ТЦ	53,6	13,3	47,7	ДЕ 10/14	1
				ДЕ 16/14	2
				КВГМ 10	3
№ 6, ул. Кортик	4,3	1,6	9,9	НИИСТУ 5	5
				НИИСТУ 8	2
Угольная котельная № 6, ул. Восточная	1,7	0,6	2,4	«Нева» КП26-1	1
				«Нева» КВ-Р-0,8	3
				СТН	2
Итого	442,2	168,7	623	—	41

Таблица 10
Показатели работы котельных в ЗАТО Александровске [14–17]

Performances of Aleksandrovsk boiler rooms [14–17]

Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Полярный</i>				
102	58,4	203,1	ДЕ 25/14 ГМ	7
<i>Снежногорск</i>				
102,3	48,3	155,2	ПТВМ 30М	2
			КВГМ 30-150	1
			КПЖ 2,5-0,8М	2
<i>Снежногорск-2</i>				
54	49	52	ДКВР 20/13	2
			ДЕ 25/14	2
<i>Гаджиево</i>				
82,5	30,9	102,3	ДЕ 25/14 ГМ	5
<i>Оленья Губа</i>				
6,9	3,4	8,6	Wartsila Biopower OY	2
<i>Итого</i>				
347,7	190,0	521,2	–	23

ЗАТО поселок Видяево и ЗАТО город Заозерск

Поселок Видяево находится в 40 км к северу от Мурманска (рис. 2). Численность населения в 2018 г. составила 6,0 тыс. чел. Теплоснабжение населенного пункта осуществляется от котельной, имеющей шесть котлоагрегатов суммарной мощностью 42,4 Гкал/ч. Годовое потребление тепловой энергии поселка составляет около 60 тыс. Гкал (табл. 11).

Город Заозерск находится примерно в 20 км к западу от п. Видяево. Численность населения в 2018 г. составила 9,9 тыс. чел. Теплоснабжение населенного пункта до 2017 г. осуществлялось от котельной, имеющей шесть котлоагрегатов суммарной мощностью 142 Гкал/ч. Годовое потребление тепловой энергии составляло около 85 тыс. Гкал (табл. 11).

Подводя итог рассмотрению источников теплоснабжения в крупных городах Мурманской области, можно отметить следующее. Теплоснабжение городов и поселков городского типа осуществляется от 49 источников (ТЭЦ и котельных) общей установленной мощностью 5949 Гкал/ч (табл. 12). Это около (40 %) от общего количества источников в Мурманской области, но на них за год вырабатывается около 9,5 млн Гкал, или 92 % всей тепловой энергии. Общая подключенная тепловая нагрузка абонентов городов и поселков городского типа региона составляет 3019 Гкал/ч (вдвое меньше установленной мощности котельных), что свидетельствует об избытке мощностей на большинстве источников энергоснабжения и о возможности полного удовлетворения потребностей как в настоящее время, так и в перспективе.

Таблица 11

Показатели работы котельных в ЗАТО Видяево [18] и ЗАТО Заозерске [19]

Table 11

Performances of Vidyaevo [18] and Zaozersk [19] boiler rooms

Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	Котлы	
			марка	количество
<i>Поселок Видяево</i>				
42,4	26,3	59,2	ДКВР 10/13 ГМ	1
			ДЕ 16/14 ГМ-0	4
			ДЕ 10/14 ГМ	1
<i>Город Заозерск</i>				
142	20,8	85	ДКВР 10/13	5
			КВГМ-20-150	1
<i>Итого</i>				
184,4	47,1	144,2	–	12

Таблица 12

Общая характеристика источников теплоснабжения городов Мурманской области

Table 12

General characterization of Murmansk region heat supply

Населенный пункт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла, тыс. Гкал	Количество	
				источников	котлов
Мурманск	1818	1053	3173	14	84
Апатиты	535	323	1005	1	8
Кировск	251	159	401	2	10
Мончегорск	701	288	663	4	37
Оленегорск	247	129	392	1	4
Ковдор	500	195	559	1	11
Полярные Зори	158	90	183	2	11
Кандалакша	262	136	471	8	39
Кола	63	44	87	1	7
Заполярный	252	136	291	1	7
Никель	188	60	200	1	8
ЗАТО					
Североморск	442	169	623	6	41
Александровск	348	190	521	5	23
Видяево	42	26	59	1	6
Заозерск	142	21	85	1	6
Всего	5949	3019	8713	49	302

Литература

1. Разработка систем управления энергоэффективностью и направлений развития возобновляемой энергетики в условиях Арктической зоны РФ: отчет о НИР / Центр физико-технических проблем энергетики Севера (ЦФТПЭС) Кольского научного центра РАН; рук. Минин В. А., отв. исполн. Кузнецов Н. М. Апатиты, 2018. 221 с. № государственной регистрации НИОКТР АААА-А17-117020110072-0.
2. Схемы теплоснабжения муниципального образования город Мурманск с 2014 по 2029 годы. Санкт-Петербург, 2016. URL: http://953_shema_teplosnabjeniya.pdf Adobe Reader.
3. Схема теплоснабжения МО город Апатиты на 2013–2028 гг. // Город Апатиты с подведомственной территорией: сайт. URL: <https://apatity.govmurman.ru/administration/struktura/ozhkh/scheme/thermo.php> (дата обращения: 06.11.2019).
4. Схема теплоснабжения МО город Кировск на период до 2033 года. Актуализация на 2019 год. Кировск, 2018 // Официальный сайт органов местного самоуправления города Кировска Мурманской области. URL: www.kirovsk.ru/files/docs/ukgh/2018/proj_shema_teplosnab_2019.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
5. Схема теплоснабжения МО город Мончегорск на период до 2020 года (по состоянию на 2017 год). Мончегорск, 2016 // Город Мончегорск с подведомственной территорией: сайт. URL: https://monchegorsk.govmurman.ru/gorod/munitsipalnye-uchrezhdeniya-goroda/mku-uzhkhkh/proekty-normativno-pravovykh-aktov-/2017/2017_teplosnabjenie.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
6. Схема теплоснабжения городского округа город Оленегорск на 2016–2031 годы. (Актуализированная редакция на 2019 год) // Официальный сайт органов местного самоуправления муниципального образования город Оленегорск с подведомственной территорией. URL: https://olenegorsk.govmurman.ru/UGH/JKH/teplo/mat_aktualizacii_256_11042018.pdf
7. Схема теплоснабжения МО г. Полярные Зори, 2018 г. // Официальный сайт органов местного самоуправления. Город Полярные Зори с подведомственной территорией: сайт. URL: www.pzcity.ru/images/2018/04/OM_SxTs_Полярные_Зори_1том.pdf
8. Обосновывающие материалы по актуализации схемы теплоснабжения МО «Городское поселение Кандалакша» до 2028 года. «ЭКСПЕРТЭНЕРГО», 2017 г. // Администрация муниципального образования городское поселение Кандалакша: сайт. URL: www.amo-kandalaksha.ru/index.php/skhema-teplosnabzheniya
9. Схема теплоснабжения территории МО Ковдорский район Мурманской области на период до 2027 г. (Актуализация на 2017 г.), 2016 г. // Администрация Ковдорского района: официальный сайт. URL: http://kovadm.ru/Upload/Attach/5877_20160525082758.docx
10. Схема теплоснабжения МО город Кола Мурманской области до 2028 года // Муниципальное образование город Кола: сайт. URL: <http://www.govkola.ru/index.php/2016-06-16-08-44-33.html>

11. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования городское поселение Заполярный Печенгского района Мурманской области на период до 2032 года. СПб., 2017. 222 с.
12. Схема теплоснабжения МО городское поселение Никель Печенгского района Мурманской области на период до 2028 года (актуализация на 2016–2028 годы). Никель. 2016 г. // Муниципальное образование Печенгский район: сайт. URL: http://pechengamr.ru/load/obshhie_dokumenty/dokumenty_po_otdelam/skhema_teplosnabzhenija_municipalnogo_obrazovanija_gorodskoe_poselenie_nikel_pechengskogo_rajona_murmanskoj_oblasti_na_period_do_2028_goda/50-1-0-2146
13. Схема теплоснабжения МО ЗАТО город Североморск до 2029 года. Североморск. 2014 г. // Администрация. ЗАТО г. Североморск: сайт. URL: http://admin.citysever.ru/img/all/317_shema_teplosnabzheniya_mo_zato_g_severomorsk_2.pdf
14. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования ЗАТО Александровск Мурманской области на период до 2029 года. Книга 1. н. п. Оленья Губа. Т. II // ЗАТО Александровск: официал. сайт. URL: http://www.zato-a.ru/download/materialy_OG.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
15. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования ЗАТО Александровск Мурманской области на период до 2029 года. Книга 2. г. Гаджиево. Т. II // ЗАТО Александровск: официал. сайт. URL: http://www.zato-a.ru/download/materialy_GADJIEVO.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
16. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования ЗАТО Александровск Мурманской области на период до 2029 года. Книга 3. г. Полярный. Т. II // ЗАТО Александровск: официал. сайт. URL: http://www.zato-a.ru/download/materialy_POLYARNY.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
17. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования ЗАТО Александровск Мурманской области на период до 2029 года. Книга 4. г. Снежногорск. Т. II // ЗАТО Александровск: официал. сайт. URL: http://www.zato-a.ru/download/materialy_SNEZNOGORSK.pdf (дата обращения: 06.11.2019).
18. Схема теплоснабжения городского округа ЗАТО Видяево Мурманской области на 2013–2017 годы. ЗАО «УСМП», 2013 // ЗАТО Видяево: сайт. URL: <http://zatovid.ru/up/Pages/gradost/teplosnab/Schema.doc>
19. Схема теплоснабжения МО ЗАТО город Заозерск с 2013 по 2028 год. Санкт-Петербург, 2013 // Официальный сайт органов местного самоуправления ЗАТО город Заозерск. URL: <http://www.zatozaozersk.ru/getfile.php?fileid=1251>

Сведения об авторе

Минин Валерий Андреевич

заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: minin@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.20-39

УДК 621.314:550.837

**А. Н. Шевцов, А. А. Жамалетдинов, В. В. Колобов,
М. Б. Баранник, В. Н. Селиванов**

**ЭКСПЕРИМЕНТ FENICS-2014 ПО ГЛУБИННОМУ ЗОНДИРОВАНИЮ
ЗЕМНОЙ КОРЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХ ВЗАИМНО ОРТОГОНАЛЬНЫХ ЛЭП
И РЕЗУЛЬТАТЫ УГЛУБЛЕННОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ
НА ПРОФИЛЕ УПОЛОКША — СЯМОЗЕРО**

Аннотация

В ходе эксперимента FENICS-2014 по глубинному зондированию литосферы Фенноскандинавского щита выполнены частотные зондирования (ЧЗ) с контролируемым источником в комплексе с магнитотеллурическими зондированиями. В качестве контролируемого источника поля использовались две взаимно ортогональные заземленные воздушные линии электропередачи (ВЛ), питаемые от генератора «Энергия-2». Разработанный специально для зондирований с ВЛ генератор «Энергия-2» мощностью 200 кВт с выходным напряжением до 1000 В позволяет формировать в линии ток произвольной формы. В диапазоне частот зондирований 0,01–200 Гц генератор обеспечил амплитуду тока в линиях от 250 до 30 А, что позволило исследовать электропроводность литосферы в диапазоне глубин от нескольких сотен метров до 100 км на разносах от источника до 860 км. Описаны методика и результаты углубленной обработки данных зондирований. Углубленная обработка проводилась для определения погрешности измерений сигнала путем вычисления статистических оценок по нескольким фрагментам записи на данной частоте. Для этого рассматривались синхронные записи силы тока в источнике и измеряемых компонент поля для каждого из используемых фрагментов записи. В каждом из фрагментов выполнялся спектральный анализ авто- и взаимных корреляционных функций наблюдаемых компонент поля и силы тока в источнике. Для каждой частоты тока источника определялись измеренное значение и погрешность измерений амплитуд наблюдаемых компонент поля, фазовых сдвигов между компонентами поля и амплитуды силы тока в источнике. Выполнен теоретический анализ учета величины статического сдвига кривых ЧЗ для электрических компонент поля и эффективного импеданса от контролируемого источника по отношению к кривым для магнитных составляющих. Представлена методика учета статических искажений для кривых ЧЗ, осложненных действием волновода Земля — ионосфера и тока смещения Максвелла в воздухе. В результате углубленной обработки данных уточнены параметры «нормального» разреза для литосферы до глубины 80–100 км.

Ключевые слова:

глубинное зондирование, контролируемый источник, воздушные линии электропередачи, мощный генератор, произвольная форма тока, углубленная обработка данных, интерпретация, кривые частотного зондирования, статический сдвиг.

**A. N. Shevtsov, A. A. Zhamaletdinov, V. V. Kolobov,
M. B. Barannik, V. N. Selivanov**

**THE FENICS-2014 EXPERIMENT FOR THE DEEP SOUNDING
OF THE EARTH CRUST WITH THE USE OF TWO MUTUALLY ORTHOGONAL
POWER TRANSMISSION LINES AND THE RESULTS
OF ADVANCED DATA PROCESSING OF THE UPOLOKSHA —
SYAMOZERO DEPTH-SOUNDING PROFILE**

Abstract

In the course of FENICS-2014 experiment on deep sounding of the lithosphere in the Fennoscandian shield area, deep controlled source audio-frequency magnetotelluric

(CSAMT) soundings in combination with magnetotelluric soundings were performed. As powerful controlled sources of different polarization, two mutually orthogonal grounded overhead transmission lines (OHL) powered by the "Energy-2" generator were used. Specially designed for deep soundings by using an OHL, the 200 kW generator with output voltage up to 1000 V allows to generate an arbitrary waveform. In the soundings frequency range of 0,01–200 Hz it provided the amplitude of the current from 250 to 30 A. As a result, the electrical conductivity of the lithosphere has been investigated in the depth range from a few hundred meters to 100 km at up to 860 km separation from the source. The method and results of advanced processing of the soundings data are described. The aim of advanced data processing was to determine the signal measurement error by calculating statistical estimates for several recording fragments at a given frequency. For this purpose, synchronous records of the source current strength and the measured field components, for each of recording fragments, were considered. Spectral analysis of the auto- and cross-correlation functions of the observed field components and the source current strength was performed for each of the recording fragments. The measurement error of the amplitudes of the observed field components, the phase shifts between the field components and the source current amplitude were determined by the root-mean-square deviation of the measured values for each fragment of the record, from the mean value of all records for a given frequency. The theoretical analysis of possibility to determine the static shift of the CSAMT curves for electric field components and for effective impedance, relative to the curves for magnetic field components, was performed. The method for correcting the static shift, complicated by the effect of the Earth — ionosphere waveguide and of displacement currents, was presented. As a result of the advanced data processing the structure of "normal conductivity profile" to a depth of 80—100 km was refined.

Keywords:

deep sounding, controlled source, magnetotelluric, overhead power transmission line, high-power transmitter, arbitrary current form, advanced data processing, interpretation, frequency sounding curve, static shift.

Введение

Основной особенностью международного эксперимента FENICS-2014 по тензорному ЧЗ земной коры и верхней мантии является использование в качестве заземленных питающих линий двух взаимно ортогональных высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП). Для создания контура с током «дальний» конец каждой ВЛ заземляется на удаленной подстанции, а «ближний» подключается к мощному геофизическому источнику тока, расположенному на общей для двух ВЛ подстанции. В ходе эксперимента источник тока поочередно подключается к каждой из линий. Регистрация вторичного электромагнитного (ЭМ) поля в точках зондирования осуществляется широкополосными пятикомпонентными измерительными станциями для магнитотеллурических зондирований (МТЗ).

Такой метод можно сравнить с техникой ЭМ-зондирований в аудио диапазоне частот с использованием длинных горизонтальных заземленных линий, которая известна как аудиоманителлурические зондирования с контролируемым источником (Controlled Source Audio Magneto Telluric — CSAMT) и применяется в прикладной геофизике для исследования приповерхностного слоя земной коры на глубинах до 2–3 км [1]. Использование двух взаимно ортогональных питающих линий обеспечивает ортогональную поляризацию первичного ЭМ-поля, что сближает такие CSAMT-зондирования как по измерительной технике, так и по методике обработки и интерпретации результатов с МТ-АМТ-зондированиями (magnetotelluric-audiomagneto telluric soundings) в полях естественных источников.

Основными отличиями тензорных частотных ЭМ-зондирований с использованием ЛЭП от метода CSAMT являются мощность или сила (strength of source) контролируемого источника [2], частотный диапазон и, соответственно, разность источник — приемник и глубина исследования. Так, в ходе эксперимента FENICS-2014 ЭМ-зондирования выполнялись в частотном диапазоне от 0,1 до 200 Гц, а для питания линий использовался источник тока мощностью до 200 кВт, что позволило в условиях плохо проводящего Балтийского щита исследовать электропроводность литосферы до глубины 80–100 км на разносах до 860 км от источника. Таким образом, проведенные частотные электромагнитные зондирования в поле двух взаимно ортогональных ВЛ можно обозначить как глубинные CSAMT-зондирования (deep CSAMT soundings) [3].

В настоящей работе кратко рассматриваются технические вопросы глубинных CSAMT-зондирований, выполненных в рамках эксперимента FENICS-2014 по изучению электропроводности литосферы на территории Фенноскандинавского щита. Основное же внимание уделено методике и результатам углубленной обработки данных, полученных в измерительных точках профиля зондирования Уполокша — Сямозеро.

Техника глубинных CSAMT-зондирований

Схема проведения глубинных CSAMT-зондирований в полях двух взаимно ортогональных ЛЭП приведена на рис. 1. В качестве широтной питающей линии L1 использовалась ВЛ Л-401 длиной 110 км, а в качестве меридиональной линии L2 — ВЛ Л-153 длиной 120 км. Мощный источник тока размещался на общей для двух ВЛ подстанции «Выходной». Положение питающих линий показано на рис. 2.

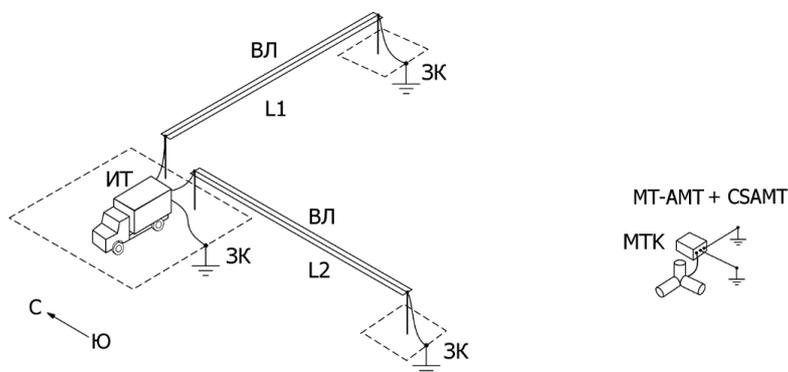


Рис. 1. Схема проведения глубинных CSAMT-зондирований с использованием двух взаимно ортогональных линий электропередачи:

ВЛ — воздушная линия электропередачи; ЗК — контур заземления подстанции;

ИТ — источник тока (генератор «Энергия-2»); МТК — пятикомпонентный широкополосный магнитотеллурический измерительный комплекс

Fig. 1. Schematic of the deep CSAMT soundings by using two mutually orthogonal power transmission lines:

ВЛ (OHL) — overhead power transmission line; ЗК (SGS) — substation grounding system; ИТ (CS) — current source (“Energy-2” transmitter); МТК (MTS) — five-component wideband magnetotelluric measuring system

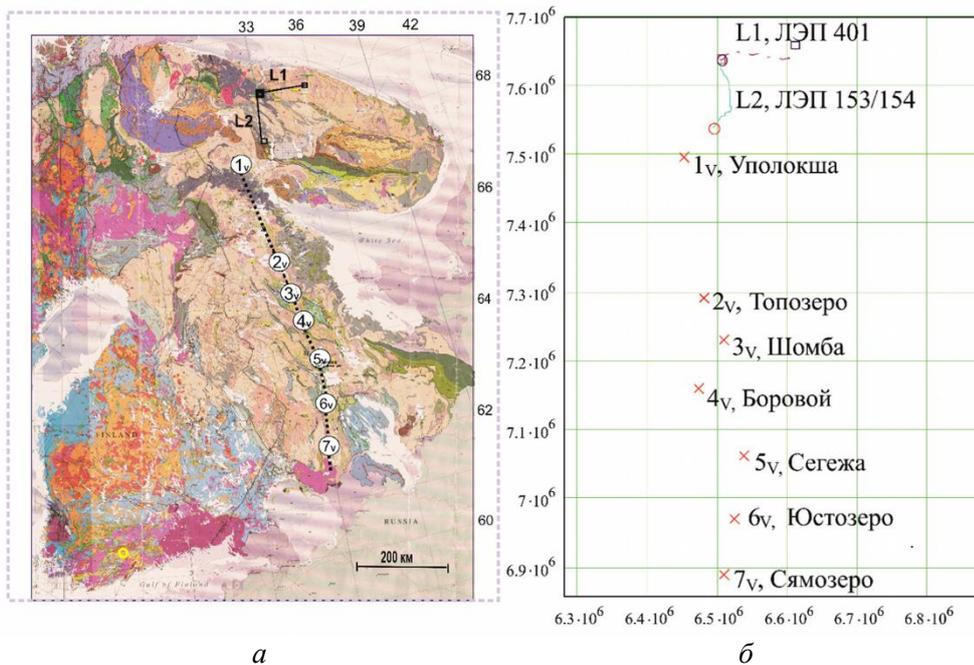


Рис. 2. Положение питающих линий (L1, L2) и точек зондирования (1_v–7_v) на геологической основе с географическими координатами (а) и на прямоугольной сетке Гаусса — Крюгера (б); пояснения даны в тексте

Fig. 2. The location of the transmitting lines (L1, L2) and sounding points (1_v–7_v), shown on the geological base map with the geographic coordinates (a) and in the Gauss — Kruger grid (b); the description is given in the text

В качестве источника тока в эксперименте FENICS-2014 использовался генератор «Энергия-2» мощностью 200 кВт, специально разработанный для ЧЗ с ВЛ в диапазоне сверхнизких и крайне низких частот (КНЧ-СНЧ). Подробному описанию функциональной схемы, принципа работы, технических характеристик генератора, а также рассмотрению схмотехнических и конструкционных решений, использованных при разработке отдельных узлов и блоков, посвящен ряд работ, например [4–7]. Здесь отметим только основные особенности КНЧ-СНЧ-генератора «Энергия-2».

1. Повышенная амплитуда выходного напряжения — до 1000 В, которая в совокупности с большой выходной мощностью генератора позволяет в излучающем контуре с сопротивлением постоянному току 4–5 Ом (определяется суммой сопротивлений контура заземления (ЗК) удаленной подстанции и ЗК подстанции, на которой установлен генератор, активным сопротивлением проводов ВЛ) обеспечивать на низших частотах зондирования ток с амплитудой до 200–250 А.

2. Формирование выходного напряжения методом широтно-импульсной модуляции (ШИМ), вследствие чего генератор может рассматриваться как универсальный (многозадачный) геофизический источник тока произвольной формы, позволяющий формировать в ВЛ ток, форма и амплитуда которого может

меняться в зависимости от решаемой задачи. Так, например, синусоидальная форма или меандр могут использоваться для ЧЗ, а модифицированный меандр с изменяемой скважностью — для зондирований в ближней зоне источника с использованием метода становления поля (ТЕМ — transient electromagnetic method). Примеры формы тока в ВЛ длиной 110 км при проведении зондирований в рамках эксперимента FENICS-2014 приведены на рис. 3.

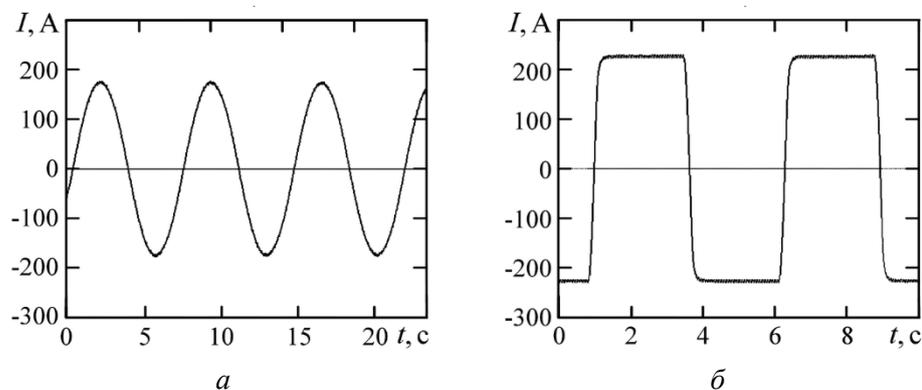


Рис. 3. Примеры осциллограмм токов в заземленной ВЛ длиной 110 км, используемой в качестве контролируемого источника электромагнитного поля для глубинных частотных зондирований:

a — синусоидальный ток с частотой 0,094 Гц; *б* — меандр с частотой 0,194 Гц

Fig. 3. Examples of oscillograms of the current in the grounded 110 km long OHL, used as a controlled source for frequency domain deep electromagnetic soundings:

a — sinusoidal current of frequency 0,094 Hz; *b* — square wave with a repetition frequency of 0,194 Hz

3. Использование согласующего устройства (СУ) продольной емкостной компенсации, включаемого между выходом генератора и линией на частотах, когда индуктивная составляющая суммарного продольного импеданса [3] ограничивает силу тока в линии (обычно на частотах от 5 Гц и выше). Использование СУ с регулируемой емкостью позволяет скомпенсировать частотно-зависимое индуктивное сопротивление соединенных параллельно фазных проводов ВЛ и увеличить амплитуду тока [5].

В ходе эксперимента FENICS-2014 генератор «Энергия-2» обеспечил амплитуду тока в линиях в диапазоне от 30 А на верхней частоте зондирований 194,2 Гц до 230 А на частотах ниже 3,82 Гц. Это позволило получить электрический момент контролируемого источника (силу источника), определяемый силой тока в линии и ее длиной, в пределах $3 \cdot 10^6 - 2 \cdot 10^7 \text{ А} \cdot \text{м}$.

Кроме того, для увеличения силы зондирующего сигнала использовалось синхронизированное с источником накопление зарегистрированных сигналов на измерительных точках, для чего на каждой частоте зондирования ток подавался в линию в течение длительного интервала времени — от 10 мин до 1 ч — в зависимости от частоты [3].

В каждой точке наблюдения эксперимента FENICS-2014 на земной поверхности измерялись три магнитные и две электрические составляющие

электромагнитного поля. Синхронно с этим регистрировалась величина силы тока, подаваемого от генератора «Энергия-2» в ВЛ.

Так как для измерений электромагнитного поля разными коллективами, участвующими в эксперименте, использовались пятикомпонентные измерительные станции разного типа и отсутствовала возможность провести совместные наблюдения в одной точке, то качество записей оценивалось операторами по результатам первичной спектральной обработки измерительных сигналов в точке регистрации. Основными оценочными критериями были: проявление в спектральных характеристиках Шумановских резонансов в диапазоне 7–32 Гц как по электрическим, так и по магнитным компонентам; присутствие в спектральных характеристиках зарегистрированных компонент электромагнитного поля спектральной линии с частотой, совпадающей с частотой тока в питающей линии в данный интервал времени, определяемой расписанием режимов работы генератора тока эксперимента FENICS-2014.

При проведении глубинных CSAMT-зондирований в ЭМ-полях двух взаимно ортогональных ЛЭП, питаемых от КНЧ-СНЧ-генератора «Энергия-2», достигнуты уникальные для мировой практики разности источник — приемник (более 850 км). Проведенные зондирования позволили исследовать электропроводность литосферы в большом диапазоне глубин — от нескольких сотен метров до 80–100 км.

Более подробно теоретические основы, методика и техника эксперимента FENICS-2014, результаты обработки первичных данных и примеры геолого-геофизической интерпретации результатов приведены в работах [3, 8, 9].

Методика углубленной обработки данных

Профиль Уполокша — Сямозеро включает семь точек зондирования: Уполокша, Топозеро, Шомба, Боровой, Сегежа, Юстозеро и Сямозеро (рис. 2). Разности от источника до ближней (Уполокша) и дальней (Сямозеро) точек профиля составляют 105 и 760 км соответственно. В каждой точке профиля были выполнены CSAMT- и МТ-АМТ-зондирования. Для измерений использовалась многофункциональная широкополосная магнитотеллурическая станция VMTU-10 [10] с индукционными датчиками IMS-007 [11]. Регистрация данных выполнена с частотой дискретизации 1 кГц.

Для углубленной обработки и интерпретации записей 2014 г. выбирались сигналы на частоте 0,382–194,2 Гц. Этот диапазон обеспечивал получение кривых кажущегося сопротивления в ближней, промежуточной, квазистационарной («волновой» — дальней) и, собственно, волновой зонах. «Полные» кривые частотного зондирования были получены на основе совместной обработки сигналов от контролируемого источника и данных МТЗ.

Оперативная обработка, выполнявшаяся в ходе измерений, состояла в том, чтобы по спектральной мощности сигнала, рассчитанной за весь интервал работы источника, оценить амплитуды, а по спектрам взаимнокорреляционной функции — фазовый сдвиг между измеряемыми компонентами поля. При этом оценка погрешности выполнялась по отношению сигнал — шум. Далее по нормальному полю источника в дипольном приближении, в условиях «дальней» зоны, рассчитывались геометрические коэффициенты (величины, обратные к значениям нормального поля источника над однородным полупространством при удельном сопротивлении подстилающего полупространства, равном одному Ом-метру, и силе тока в источнике, равной 1 А) [12, 13]. По амплитудам

измеренных компонент поля, умноженным на геометрические коэффициенты, с учетом значений силы тока в источнике выполнялись вычисления значений кажущегося сопротивления для измеряемых компонент поля.

Углубленная обработка предполагает определение погрешности измерений сигнала путем вычисления статистических оценок (среднего значения, дисперсии и среднеквадратичного отклонения) по нескольким фрагментам записи на данной частоте. Для этого рассматривались синхронные записи силы тока в источнике и измеряемых компонент поля для каждого из используемых фрагментов записи. В каждом из фрагментов выполнялся спектральный анализ авто- и взаимных корреляционных функций наблюдаемых компонент поля. Погрешность измерений амплитуд наблюдаемых компонент силы тока в источнике и фазовых сдвигов между компонентами поля определялась по среднеквадратичному отклонению (СКВО) от среднего значения. Среднее значение амплитуды и СКВО рассчитывались по трем фрагментам записи поля на данной частоте колебаний тока в источнике. Начало и конец фрагмента длительностью в 1/3 длительности записи сигнала — от 15 мин (для частоты сигнала 0,381 Гц) до 6 мин (для частоты сигнала 194,2 Гц) — на каждой частоте определялись с точностью до 1 с путем синхронизации записей силы тока в источнике и компонент поля в измерительной точке.

Фрагменты записей тока и сигналов поля прореживались до одной частоте дискретизации, равной: 1 кГц — для записей сигналов на частотах 94,2–194,2 Гц; 500 Гц — для частот 38,2–64,2 Гц; 250 Гц — для частот 1,942–19,42 Гц; 62,5 Гц — для частот 0,382–0,942 Гц. Децимация выполнялась путем замены участка записи из k -отсчетов средним значением на участке, где k — шаг децимации.

Определение амплитуд в каждом из трех фрагментов выполнено по Фурье-спектру автокорреляционной функции с окном Блэкмана — Харриса с 50-процентным перекрытием. Фазовые сдвиги между компонентами поля определялись по Фурье-спектрам взаимнокорреляционных функций с тем же окном. Пример спектральной оценки амплитуды тока на частоте 9,422 Гц для каждого источника поля (ВЛ Л-401 и Л-153) приведены на рис. 4 и 5. Спектры рассчитаны методом быстрого преобразования Фурье (БПФ) [14]. Таким образом, сила тока в линиях определялась с относительной погрешностью не более 0,5 %.

Обработка записей сигналов от измерительных датчиков проводилась по тем же фрагментам, с той же частотой дискретизации и теми же окнами, что и обработка записей тока. Синхронизация фрагментов записей сигналов и тока выполнялась по GPS-меткам с погрешностью не более чем 0,5 с.

Поскольку удаление от центров питающих линий L1 и L2 для ряда точек наблюдений не превышает пяти длин самих линий (рис. 2), то нормальное поле источника в дальней зоне вычислялось с учетом конечных размеров и формы источника.

Нормальное поле длинной линии, лежащей на плоской границе земля — воздух, определялось путем интегрирования поля горизонтального электрического диполя (ГЭД) в дальней зоне по контуру питающей линии. Поле ГЭД в дальней зоне, записанное в локальной системе координат источника, определяется [15] ортом $x(s)$, параллельным касательному вектору ds , ортом $z(s)$, направленным по вертикали, и ортом $y(s)$, являющимся векторным произведением единичных векторов $z(s)$ и $x(s)$: $\bar{y}(s) = \bar{z}(s) \times \bar{x}(s)$.

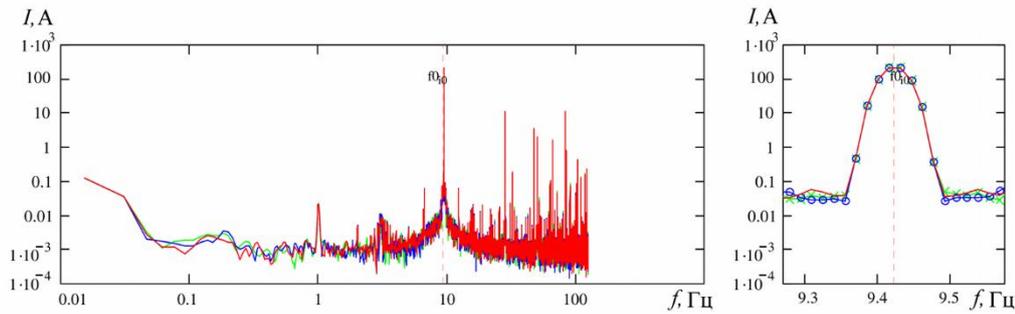


Рис. 4. Пример спектральной оценки амплитуды тока в ВЛ Л-401; частота 9,422 Гц; дата, время: 29.08.2014, 23:39:55 — 23:50:00 UT.
 Красная линия — для первого фрагмента записи, синяя — для второго, зеленая — для третьего. Синие кружки — значения амплитуды силы тока на частотах БПФ для второго фрагмента.
 Зеленые косые кресты — то же для третьего фрагмента

Fig. 4. Example of spectral density estimation of the magnitude of the current in the L-401 OHL; the frequency is 9,422 Hz; the date, the time: 29.08.2014, 23:39:55 — 23:50:00 UT. The red line plots the first sample of the recording, the blue line plots the second sample and the green line is the third sample. The blue circles mark the magnitude of the current at the FFT frequencies for the second sample. The green oblique crosses mean the same for the third fragment

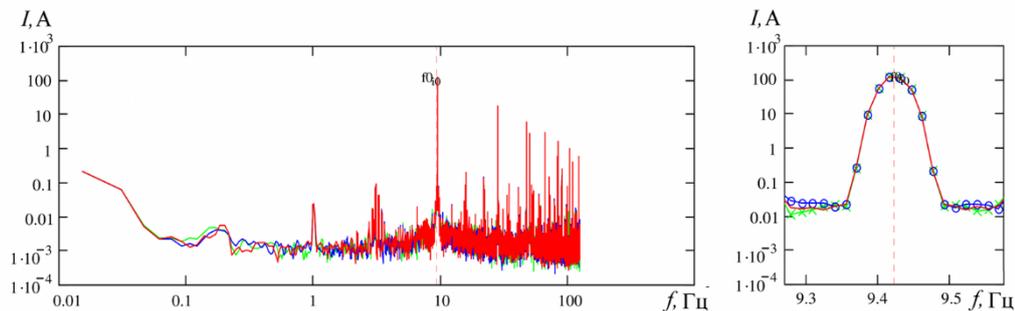


Рис. 5. Пример спектральной оценки амплитуды тока в ВЛ Л-153; частота 9,422 Гц, дата, время: 01.09.2014 04:09:13 — 04:20:00 UT.
 Обозначения те же, что и на рис. 4

Fig. 5. Example of spectral density estimation of the magnitude of the current in the L-153 OHL; the frequency is 9,422 Hz; the date, the time: 01.09.2014 04:09:13 — 04:20:00 UT. Same legends as in Fig. 4.

Электрическое поле ГЭД с силой тока I на поверхности однородного полупространства с удельным сопротивлением ρ можно записать как:

$$dE(I, ds, \rho, r, \theta) = \frac{I \cdot ds \cdot \rho}{2\pi \cdot r^3} \begin{bmatrix} e_x(\theta) \\ e_y(\theta) \\ e_z(\theta) \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Здесь электрические числа e_x, e_y, e_z определяются углом θ между осью диполя ds и радиус-вектором \bar{R} на точку наблюдений:

$$e_x(\theta) = 3\cos^2\theta - 2; \quad (2)$$

$$e_y(\theta) = 3\cos\theta \cdot \sin\theta; \quad (3)$$

$$e_z(\theta) = -\frac{3}{4}\cos\theta. \quad (4)$$

Для магнитного поля ГЭД можно записать:

$$dH(I, ds, \rho, r, \theta) = \frac{I \cdot ds}{2\pi \cdot r^3} \frac{\lambda}{2\pi \cdot \sqrt{2}} \begin{bmatrix} h_x(\theta) \\ h_y(\theta) \\ h_z(\theta, r) \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Здесь магнитные числа зависят от угла θ :

$$h_x(\theta) = -3\cos\theta \cdot \sin\theta; \quad (6)$$

$$h_y(\theta) = -(1 - 3\sin^2\theta), \quad (7)$$

а вертикальное магнитное число, кроме угла θ , еще и от отношения длины волны λ к расстоянию $r = |R|$:

$$h_z(\theta, r) = 3\sin\theta \cdot \lambda / (2\pi\sqrt{2} \cdot r), \quad (8)$$

где $\lambda = 2\pi\sqrt{2\rho/\omega\mu_0}$.

Проекция вектора поля $F = dE$ или $F = dH$ на направление вдоль датчика поля, задаваемое единичным вектором e_l , определяется скалярным произведением dEe_l . В локальной системе источника ds вектор e_l представлен вектором:

$$e_l^{ds} = Rot(-\varphi^{ds})e_l, \quad (9)$$

где φ^{ds} — угол между осью диполя ds и направлением e_l . Здесь $Rot(\alpha)$ — матрица поворота вокруг вертикальной оси:

$$Rot(\alpha) = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & \sin(\alpha) & 0 \\ -\sin(\alpha) & \cos(\alpha) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Кажущееся сопротивление для измеренных электрических компонент E поля ГЭД определялось выражением:

$$\rho_{\omega E} = \frac{K_{vE}(ds, r, \theta)E}{I}. \quad (11)$$

Здесь:

$$K_{vE}(ds, r, \theta) = \frac{2\pi r^3}{e_v(\theta)ds}. \quad (12)$$

Кажущееся сопротивление для измеренных горизонтальных магнитных компонент H поля ГЭД определялось выражением:

$$\rho_{\omega H} = \omega\mu_0 \left(\frac{K_{vH}(ds, r, \theta)H}{I} \right)^2. \quad (13)$$

Здесь:

$$K_{vH}(ds, r, \theta) = \frac{2\pi r^3}{h_v(\theta)ds}. \quad (14)$$

Для вертикальной магнитной компоненты кажущееся сопротивление имеет вид:

$$\rho_{\omega Hz} = \frac{\omega\mu_0 K_{vHz}(ds, r, \theta)H_z}{I}, \quad (15)$$

где:

$$K_{vHz}(ds, r, \theta) = \frac{2\pi r^4}{3ds \sin\theta}. \quad (16)$$

Для питающих линий конечной длины нормальное поле в точке наблюдений P определяется интегрированием поля ГЭД по контуру источника:

$$F(I, AB, \rho, P) = \int_A^B dF(I, ds, \rho, r_p, \theta_p), \quad (17)$$

где $F = E, H$, а r_p, θ_p — полярные координаты точки наблюдений в локальной системе координат элементарного диполя ds .

Кроме того, вычислялись значения кажущегося сопротивления по импедансным отношениям главных сопряженных компонент поля (т. е. компонент, имеющих наибольшее значение амплитуды для данной частоты):

$$\rho_{\omega Z} = (\omega\mu_0)^{-1} |Z|^2, \quad (18)$$

где $Z = E_X / H_Y$ — входной импеданс для меридиональной питающей линии, а $Z = E_Y / H_X$ — для широтной.

Дальнейший анализ кривых кажущегося сопротивления проводился с целью выявить их статические искажения. Для количественной оценки статического искажения применялось отношение медиан кривых кажущегося сопротивления для главных сопряженных магнитных и электрических компонент поля. Соответствующие выражения для питающих линий Л-401 и Л-153 имеют вид:

$$ksEH_{L-401} = \frac{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Hx}\})}{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Ey}\})}, \quad (19)$$

$$ksEH_{L-153} = \frac{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Hy}\})}{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Ex}\})}. \quad (20)$$

При этом должны быть исключены значения кажущегося сопротивления в ближней зоне, где магнитные компоненты теряют связь с электропроводностью подстилающего полупространства. Для этого по значениям кажущегося сопротивления, частоты и расстояния до источника рассчитывался волновой параметр Вешева:

$$p(\rho_{\omega Z}, f, r) = 2\pi \cdot r \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{0,2}{\rho_{\omega Z} \cdot f}}. \quad (21)$$

При условии $p(\rho_{\omega Z}, f, r) < 1$, данные $\rho_{\omega Z}, f$ исключались.

Коэффициенты $ksEH_{L-401}$ служат оценкой статического искажения для кривой кажущегося сопротивления для E_y -компоненты ($ksE_y = ksEH_{L-401}$) и, соответственно, для коррекции значения кажущегося сопротивления для электрического поля умножались на эту величину. А квадрат этой величины служил поправочным коэффициентом для значений кажущегося сопротивления по импедансу для значений, полученных как с контролируемым источником, так и для АМТ-данных: $ksZ_{yx} = ksE_y^2$.

Аналогично для замеров поля Л-153: $ksE_x = ksEH_{L-153}$; $ksZ_{xy} = ksE_x^2$.

С другой стороны, поправочный коэффициент для импеданса можно ввести по отношению медианы кажущегося сопротивления по магнитному полю к медиане кажущегося сопротивления по импедансу:

$$ksHZ_{L-401} = \frac{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Hx}\})}{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Zyx}\})}; \quad (22)$$

$$ksHZ_{L-153} = \frac{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Hy}\})}{\text{mediana}(\{\rho_{\omega Zxy}\})}. \quad (23)$$

При отсутствии влияния ионосферы и токов смещения (на удалениях точки измерений от источника, не превышающих эффективную высоту ионосферы) в дальней зоне поля источника получим: $ksHZ_{L-401} = ksZ_{yx}$ и $ksHZ_{L-153} = ksZ_{xy}$.

В общем случае можно уточнить поправку за статическое смещение и влияние ионосферы, введя следующие коэффициенты:

$$ksE_y = \frac{ksEH_{L-401}}{\sqrt{ksHZ_{L-401}}}; \quad (24)$$

$$ksE_x = \frac{ksEH_{L-153}}{\sqrt{ksHZ_{L-153}}}. \quad (25)$$

На рисунке 6, а показаны значения коэффициентов для электрического поля $ksEH_{L-401}$, $ksEH_{L-153}$, импеданса $ksHZ_{L-401}$, $ksHZ_{L-153}$ и исправленных с учетом влияния ионосферы коэффициентов статического смещения для широтной (красные сплошные) и меридиональной (синий пунктир) компонент электрического поля ksE_y , ksE_x , полученных по измерениям в поле ВЛ Л-401 и Л-153. На рис. 6, б показаны вычисленные значения поправочных коэффициентов для ионосферы в виде полупространства с нижней границей на высоте 100 км и удельным сопротивлением 10^4 Ом·м.

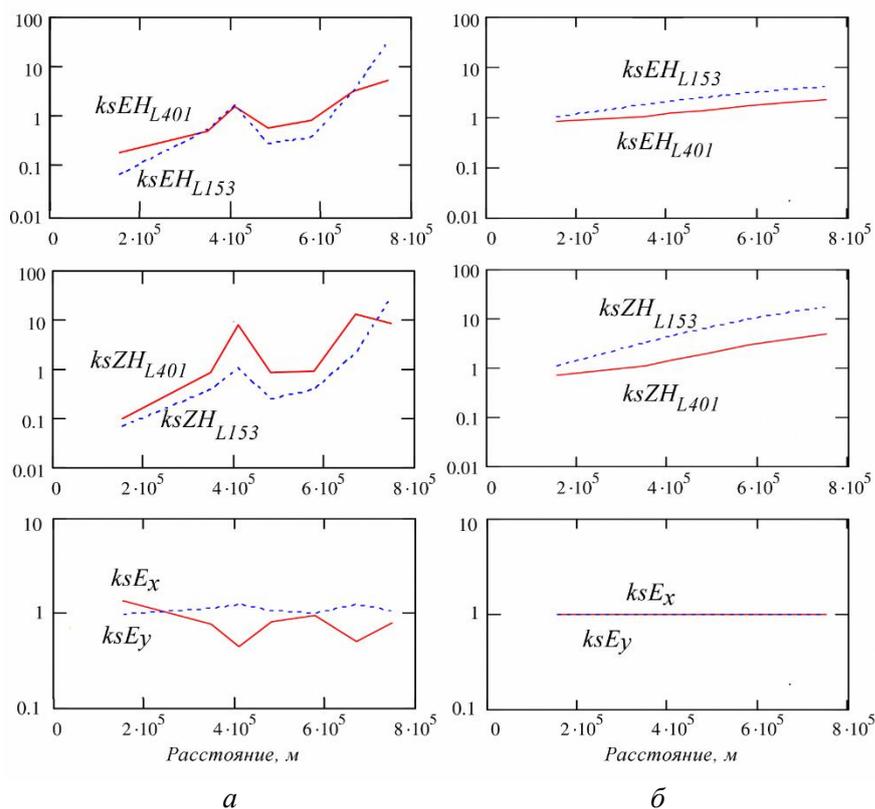


Рис. 6. Экспериментальные (а) и теоретические (б) оценки коэффициентов статического смещения. Синий пунктир — для ВЛ Л-153, красные сплошные линии — для ВЛ Л-401. Теоретические оценки получены для ионосферы с нижней границей на высоте 100 км и удельным сопротивлением 10^4 Ом·м. По горизонтальной оси отложено расстояние по профилю от общего заземлителя линий на подстанции «Выходной»

Fig. 6. The experimental (a) and theoretical (b) estimations of the static shift coefficients. The blue dotted line is for L-153 OHL, the red solid line is for L-401 OHL. The theoretical estimates are obtained for the ionosphere with a lower boundary at altitude of 100 km and resistivity of 10^4 Ohm·m. The horizontal axis shows the distance along the profile from the common ground system of the power lines at the “Vyhodnoy” substation

Обратный вид теоретических графиков (коэффициенты для Л-401 лежат ниже, чем для Л-153), скорее всего, связан с пренебрежением анизотропными свойствами ионосферы, проводимость которой вдоль силовых линий магнитного поля в меридиональном направлении много выше, чем поперек магнитного поля. Экстремумы в окрестности третьей и шестой точек зондирования, возможно, свидетельствуют о существенном статическом смещении или наличии значительной горизонтальной неоднородности в этих пунктах наблюдений.

Проведенные расчеты выполнены на основе обобщенного представления электромагнитного поля дипольных источников в горизонтально-слоистых средах [16, 17].

Результаты углубленной обработки данных

Аналогично подходам, развиваемым в магнитотеллурике, для уменьшения влияния приповерхностных горизонтальных неоднородностей были использованы кривые для полных горизонтальных составляющих электрического поля $E_{tot} = \sqrt{E_x^2 + E_y^2}$, магнитного поля $H_{tot} = \sqrt{H_x^2 + H_y^2}$ и импеданса $Z_{tot} = E_{tot} / H_{tot}$. Сводная диаграмма результатов углубленной обработки данных эксперимента FENICS-2014 представлена на рис. 7 на примере широтной линии L1. Положение питающей линии L1 и пунктов зондирования 1v – 7v показано на рис. 2, а.

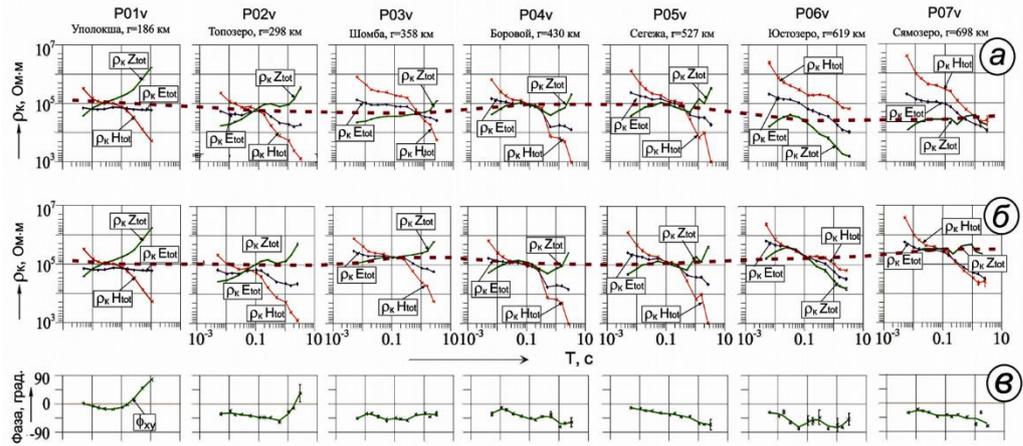


Рис. 7. Сводная диаграмма с результатами углубленной обработки материалов эксперимента FENICS-2014:

a–в — результаты зондирований с ВЛ Л-401, ориентированной по широте (по оси Y); легенда обозначена буквами в кружках:

a — измеренные кривые кажущегося сопротивления по полному магнитному полю ($\rho_k H_{tot}$), полному электрическому полю ($\rho_k E_{tot}$) и полному входному импедансу ($\rho_k Z_{tot}$); *б* — исправленные с учетом статического сдвига кривые кажущегося сопротивления; *в* — кривые фазы импеданса между сопряженными компонентами E_x и H_y

Fig. 7. The summary diagram with the results of the in-depth processing of the materials of the FENICS-2014 experiment:

a–в are the results of soundings from the L-401 oriented in latitude (along the Y axis); the legend is given by letters in the circles:

a — the measured curves of apparent resistivity over the total magnetic field ($\rho_k H_{tot}$), over the total electric field ($\rho_k E_{tot}$) and over the total input impedance ($\rho_k Z_{tot}$); *б* — the same curves corrected for the influence of static shift; *в* — impedance phase curves between the conjugate components E_x and E_y

На рисунке 7 приведены измеренные (рис. 7, *a*) и исправленные с учетом эффекта статического смещения (рис. 7, *б*) кривые кажущегося сопротивления по полному горизонтальному магнитному полю $\rho_k H_{tot}$, по полному электрическому полю $\rho_k E_{tot}$ и по полному входному импедансу $\rho_k Z_{tot}$. Можно видеть, что измеренные кривые кажущегося сопротивления (рис. 7, *a*) располагаются

с большим разбросом значений (от $2 \cdot 10^4$ до 10^5 Ом·м). В то же время кривые фазы импеданса имеют стабильный характер по форме и амплитуде. Это свидетельствует об отсутствии в разрезе резких горизонтальных неоднородностей сопротивления. Следовательно, изменение кривых кажущегося сопротивления обусловлено влиянием приповерхностных статических искажений. После внесения соответствующих поправок по описанной выше схеме поведение кривых кажущегося сопротивления выравнивается, свидетельствуя о том, что свойства глубинного разреза близки к свойствам модели одномерного горизонтально-слоистого полупространства (рис. 7, б). Приняв за фоновое значение кажущегося сопротивления на периоде 0,1 с величину 10^5 Ом·м, найдем, что геоэлектрический разрез характеризуется повышенным сопротивлением в точках Шомба (P03v), Юстозеро (P06v) и Сямозеро (P07v). До введения статической поправки эти точки характеризовались аномально пониженными значениями кажущегося сопротивления. Эта особенность результатов обработки наиболее ярко проявляется в результатах зондирований в поле субширотной ВЛ Л-401 (L1), т. е. в условиях экваториальной установки зондирования. Для осевой установки зондирования с ВЛ Л-153 (L2) значения кажущегося сопротивления изменяются более резко, но общий характер геоэлектрического разреза сохраняется.

Отсутствие статических искажений наиболее четко проявляется в точках Боровой (P04v) и Сегежа (P05v). Измеренные кривые кажущегося сопротивления для всех трех типов нормировок для Л-401 практически совпадают.

Сопоставление с результатами АМТ-зондирований показывает, что практически на всех точках профиля протяженностью 750 км кривые кажущегося сопротивления АМТЗ хорошо согласуются с результатами CSAMT-зондирований, нормированными по входному импедансу. Это свидетельствует, с одной стороны, о высоком качестве современной цифровой измерительной аппаратуры и, с другой стороны, о важности применения продвинутой (углубленной) методики обработки, опирающейся на самые современные теоретические концепции. Одновременно при этом возникает вопрос: в чем же заключается преимущество сложных и дорогих зондирований с контролируруемыми источниками? Ответом на этот вопрос может служить сводная диаграмма, на которой приведены результаты углубленной обработки данных CSAMT-зондирований совместно с АМТЗ для двух точек зондирования — Боровое и Сямозеро (рис. 8, 1 и 8, 2 соответственно).

В точке Боровое измеренные кривые кажущегося сопротивления CSAMT-зондирований для всех трех нормировок практически совпадают между собой (рис. 8, 1, а). Исправленные кривые тоже совпадают без коррекции статического смещения (рис. 8, 1, в). Это свидетельствует о том, что результаты зондирования не подвержены влиянию статического смещения. Соответственно, кривая $\rho_{kAMTЗ}$ кажущегося сопротивления по данным АМТ-зондирования, почти совпадающая с импедансной кривой кажущегося сопротивления $\rho_{kZ_{tot}}$ по данным CSAMT-зондирований, не смещается (рис. 8, 1, з). Решение обратной задачи может выполняться по результатам АМТЗ без внесения статических поправок (рис. 8, 1, е).

Другая ситуация наблюдается в точке Сямозеро. Измеренные кривые кажущегося сопротивления CSAMT-зондирований для всех трех нормировок резко отличаются между собой (рис. 8, 2, а). В средней части частотного диапазона, в районе 10 Гц, они смещены параллельно на 0,5 порядка между собой

за счет эффекта статического смещения. Чтобы внести поправку, мы смещаем кривую $\rho_k E_{tot}$ по электрическому полю вверх на 0,5 порядка, а импедансную кривую $\rho_k Z_{tot}$ смещаем вверх на один порядок. После этого они совпадают (рис. 8, 2, в). Кривая Рока по данным АМТ-зондирования ρ_{kAMT3} совпадает на частотах ниже 2–3 Гц с импедансной кривой кажущегося сопротивления $\rho_k Z_{tot}$ по данным CSAMT-зондирований (рис. 8, 2, г). Решение обратной задачи может выполняться с помощью смещенной на один порядок вверх кривой АМТЗ (рис. 8, 2, е) или по импедансной кривой CSAMT-зондирований в пределах волновой зоны, т. е. на частотах выше 2–3 Гц.

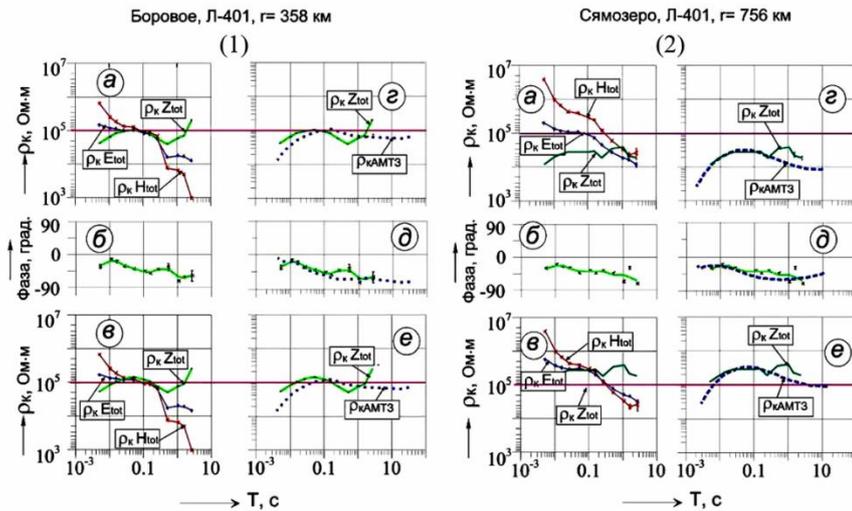


Рис. 8. Сопоставление результатов углубленной обработки CSAMT-зондирований и результатов АМТЗ в точках Боровое и Сямозеро; пояснения к рисунку даны в тексте

Fig. 8. A comparison of the results of advanced processing of the CSAMT data and the AMT sounding results obtained at Borovoye and Syamozero points; the detailed explanations are given in the text

Решение обратной задачи может быть получено с использованием трех различных приемов — метода контролируемой трансформации [18], на основе метода эффективной линеаризации (МЭЛ) [19] или обычного метода подбора [20]. Последний оказался наиболее эффективен при выполнении бимодальной интерпретации. Инверсия выполняется с использованием фазы импеданса. Фаза играет вспомогательную роль в качестве «индикатора гладкости» кривой кажущегося сопротивления. Согласие результатов бимодальной инверсии с экспериментальными данными, полученными при двух квазиортогональных поляризациях первичного поля, является важным дополнительным аргументом при принятии решения в пользу одномерной или двухмерной (трехмерной) интерпретации.

На первом этапе ограничимся построением начального приближения в классе однородно-слоистых сред. Для этого воспользуемся дифференциальной трансформацией Молочнова — Ле Вьета [21].

Эффективную глубину оценим как толщину скин-слоя, деленную на квадратный корень из двух:

$$z = \frac{\delta}{\sqrt{2}} = \sqrt{\frac{1}{\omega\mu_0\sigma}} = \sqrt{\frac{\rho_T \cdot T}{2\pi \cdot \mu_0}}. \quad (26)$$

Удельное сопротивление на данной глубине кривой кажущегося сопротивления в зависимости от периода:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho = \rho_T \left(1 + 0,5 \frac{d\log(\rho_T)}{d\log(T)} \right)^2, \text{ если } \frac{d\log(\rho_T)}{d\log(T)} < 0, \text{ нисходящая ветвь;} \\ \rho = \rho_T \left(1 - 0,5 \frac{d\log(\rho_T)}{d\log(T)} \right)^{-2}, \text{ если } \frac{d\log(\rho_T)}{d\log(T)} > 0, \text{ восходящая ветвь.} \end{array} \right. \quad (27)$$

На кривых удельного сопротивления исключим из рассмотрения области ближней зоны (постоянного тока) и дополним кривые зондирования с контролируемыми источниками кривыми АМТ-зондирования. Результат одномерной трансформации представлен на рис. 9. По горизонтальной оси отложено расстояние по профилю от центрального заземлителя линий (подстанция «Выходной»). По вертикальной оси отложена эффективная глубина. Пунктиром для каждой точки зондирования обозначен базовый уровень удельного сопротивления 10^4 Ом·м. Масштаб по горизонтальной оси удельного сопротивления: 25 км по оси расстояния соответствует одному порядку удельного сопротивления от базового уровня.

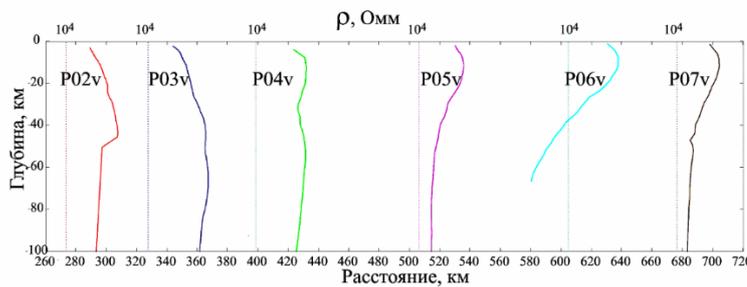


Рис. 9. Пример построения геоэлектрических разрезов на профиле наблюдений на основании измерений кажущегося сопротивления

по эффективному импедансу в поле ЛЭП, дополненных АМТ-данными:

P02v — Топозеро; P03v — Шомба; P04v — Боровой; P05v — Сегежа;

P06v — Юостозеро; P07v — Сязозеро; пояснения к рисунку даны в тексте

Fig. 9. Example of electrical profiles located on the observation line and based on the measurement data of effective impedance of apparent resistivity, obtained in the power transmission lines field and supplemented by the AMTS data, where the soundings points are: Topozero (P02v), Shomba (P03v), Borovoy (P04v), Segezha (P05), Yustozero (P06v) and Syamozero (P07v); the detailed explanations are given in the text

Выводы

Результаты углубленной обработки данных зондирования в полях двух взаимно ортогональных контролируемых источников в комплексе с АМТ-

зондированиями показывают, что исследуемый профиль Уполокша — Сямозеро расположен на однородном по горизонтали участке земной коры сопротивлением более 10^5 Ом·м на глубинах 10–15 км. Результаты углубленной обработки измерений с контролируемым источником позволили получить количественную оценку статических искажений. Согласие кривых кажущегося сопротивления МТ-АМТ-зондирований в пределах погрешности с кривыми кажущегося сопротивления CSAMT-зондирований по компонентам импеданса в дальней зоне позволяет, с одной стороны, расширить частотный диапазон исследований с контролируемым источником за счет данных МТ-АМТ-измерений. С другой стороны, поправки на статическое смещение для кривых CSAMT-измерений могут и должны быть применены и к кривым кажущегося сопротивления МТ-АМТ-зондирований. При этом поведение кривых кажущегося сопротивления, с учетом поправок на статическое искажение и фазы импеданса, свидетельствует о том, что свойства глубинного разреза близки к свойствам модели одномерного горизонтально-слоистого полупространства. Следующий этап интерпретации предполагает решение обратной задачи в классе одномерных (горизонтально-слоистых) и двумерных моделей с целью уточнения параметров геоэлектрического разреза по бимодальной схеме [20]. При этом будет последовательно подобран ряд моделей для двух поляризаций поля источника. Эта работа будет выполнена с привлечением как новых результатов эксперимента FENICS-2019, так и по имеющимся данным. Важной задачей, которая будет решаться в ходе эксперимента FENICS-2019, является исследование влияния ионосферы и токов смещения на результаты наблюдений.

Переходя от конкретных геолого-геофизических результатов углубленной обработки данных частотных и магнитотеллурических зондирований, выполненных в рамках эксперимента FENICS-2014, к методологическим аспектам глубинных зондирований в целом, необходимо отметить, что совместная обработка и интерпретация данных двух методов зондирования — АМТ и CSAMT — обладает рядом неоспоримых методических преимуществ [22]. Так, например, данные CSAMT-зондирований позволяют оценить влияние гальванических искажений на данные МТЗ и при необходимости откорректировать статическое смещение кривых зондирования. В свою очередь, данные магнитотеллурических зондирований позволяют расширить частотный диапазон зондирований с контролируемым источником поля. Комплексная обработка независимых результатов не только позволяет получить более надежные оценки функций отклика среды, но и существенно сузить пределы эквивалентности при решении обратной задачи глубиной геоэлектрики, повысить устойчивость получаемых оценок электропроводности литосферы и достоверность геолого-геофизической интерпретации результатов электромагнитных зондирований в целом.

Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ, тема ГИ КНЦ РАН № 0226-2019-0052 (измерение и обработка сигналов), тема ЦЭС КНЦ РАН № 0226-2019-0067 (проектно-конструкторские работы и генерация сигналов) при частичной финансовой поддержке РФФИ, проект № 018-05-00528 А (методика обработки и интерпретация результатов).

Литература

1. Zonge K. L., Hughes L. J. Controlled source audio-frequency magnetotellurics // *Electromagnetic methods in applied geophysics: Theory and practice* // Soc. expl. geophys. / ed. M. N. Nabighian. 1991. Vol. 2B. P. 713–809.
2. Vanyan L. L. *Electromagnetic depth soundings*. N. Y.: Consultants Bureau, 1967. 312 p.
3. Исследование взаимодействия электромагнитных волн КНЧ-СНЧ диапазона с земной корой и ионосферой в поле промышленных линий электропередачи (эксперимент FENICS) / А. А. Жамалетдинов и др. // *Геофизические процессы и биосфера*. 2015. Т. 14, № 2. С. 5–49.
4. Высоковольтный силовой инвертор генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений / М. Б. Баранник и др. // *Сейсмические приборы*. 2009. Т. 45, № 2. С. 5–23.
5. Разработка согласующего устройства стационарного источника электромагнитного излучения экстремально низкочастотного диапазона / Е. Д. Терещенко и др. // *Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика*. 2012. № 1 (8). С. 68–77.
6. 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.
7. Колобов В. В., Баранник М. Б. Исследование режима работы индуктивного фильтра мощного высоковольтного однофазного инвертора при различных типах широтно-импульсной модуляции // *Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика*. 2018. № 3 (16). С. 106–114.
8. Колобов В. В., Баранник М. Б., Жамалетдинов А. А. Опыт применения КНЧ-генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований в ходе международного эксперимента FENICS-2014 // *Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика*. 2015. № 2 (28). С. 52–64.
9. Частотное электромагнитное зондирование с промышленными ЛЭП на Карело-Кольском геотраверсе / А. Н. Шевцов и др. // *Записки Горного института*. 2017. Т. 224. С. 178–188.
10. Многофункциональные широкополосные магнитотеллурические станции VMTU / Е. А. Копытенко и др. // *Материалы Пятой всероссийской школы-семинара им. М. Н. Бердичевского и Л. Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли — ЭМЗ-2011 (Санкт-Петербург, 16–21 мая 2011 г.)*. В 2 кн. СПб.: СПбГУ, 2011.
11. Линейка индукционных датчиков магнитного поля для геофизических исследований / С. В. Поляков и др. // *Сейсмические приборы*. 2016. Т. 52, № 1. С. 5–27.
12. Вешев А. В. *Электромагнитное профилирование на постоянном и переменном токе*. Л.: Недра, 1980. 391 с.
13. Ваньян Л. Л. *Электромагнитные зондирования*. М.: Научный мир, 1997. 218 с.
14. Солодовников А. И., Спиваковский А. М. *Основы теории и методы спектральной обработки информации*. Л.: ЛГУ, 1986. 272 с.
15. Светов Б. С. *Основы геоэлектрики*. М.: ЛКИ, 2008. 656 с.
16. Boerner D. E., West G. F. A generalized representation of the electromagnetic fields in layered earth // *Geophysical Journal*. 1989. Vol. 97. P. 529–548.

17. Шевцов А. Н. Прямая и обратная задачи частотного электромагнитного зондирования с промышленными линиями электропередачи // Теория и методика глубинных электромагнитных зондирований на кристаллических щитах. Апатиты: КНЦ РАН, 2006. С. 7–23.
18. Бердичевский М. Н., Дмитриев В. И. Магнитотеллурическое зондирование горизонтально-однородных сред. М.: Недра, 1992. 250 с.
19. Porokhova L. N., Kharlamov M. M. The solution of the one-dimensional inverse problem for induction soundings by an efficient linearization technique // Physics of the Earth and Planetary Interiors. 1990. Vol. 60. P. 68–79.
20. Бердичевский М. Н., Дмитриев В. И. Модели и методы магнитотеллурики. М.: Научный мир, 2009. 656 с.
21. Анализ и интерпретация магнитотеллурических данных / М. Н., Бердичевский и др. М.: Диалог-МГУ, 1997. 162 с.
22. Shevtsov A. N. Joint Interpretation of Magnetotelluric and CSAMT Data on the Kola Peninsula (Kovdor Area) // Practical and Theoretical Aspects of Geological Interpretation of Gravitational, Magnetic and Electric Fields / eds. D. Nurgaliev and N. Khairullina. Cham: Springer, 2019. P. 23–30.

Сведения об авторах

Шевцов Александр Николаевич

старший научный сотрудник лаборатории геологии докембрия Геологического института — обособленного подразделения Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат физико-математических наук
Россия, 184209, Мурманская обл., г. Апатиты, ул. Ферсмана, 14
эл. почта: anshev2009-01@rambler.ru

Жамалетдинов Абдулхай Азымович

главный научный сотрудник Санкт-Петербургского филиала Учреждения Российской академии наук Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова (СПбФ ИЗМИРАН), доктор физико-математических наук
Россия, 191023, Санкт-Петербург, Мучной пер., 2, а/я 188
эл. почта: abd.zham@mail.ru

Колобов Виталий Валентинович

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: 1_i@mail.ru

Баранник Максим Борисович

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

Селиванов Василий Николаевич

директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала
Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального
исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»,
кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.39-47
УДК 620.9 (470.21)

Н. М. Кузнецов

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ
В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

Аннотация

Приведены результаты анализа использования энергоресурсов в жилищно-коммунальном секторе городов Мурманской области. Произведена оценка возможной экономии энергетических ресурсов. Рассмотрены направления энергосбережения в жилищно-коммунальной и бюджетной сферах. Показана необходимость создания интегрированной измерительно-информационной системы учета и анализа потребляемых энергоресурсов для управления энергопотреблением.

Ключевые слова:

энергоэффективность зданий, энергосберегающие мероприятия, энергетическое обследование, теплопотребление, энергетический паспорт.

N. M. Kuznetsov

THE ENERGY EFFICIENCY OF BUILDINGS IN THE MURMANSK REGION

Abstract

Results of the analysis of energy use in the residential sector of the Murmansk region towns and evaluation of possible energy savings, are given. The directions of energy saving in housing and communal and public sectors, are considered. It was shown that energy management requires the creation of integrated measurement and information system of accounting and analysis of energy use.

Keywords:

building energy efficiency, energy saving measures, energy audit, heat consumption, energy performance certificate.

Основными направлениями экономии энергии в районах Севера являются: проведение организационных мероприятий и разъяснительной работы среди населения; усиление теплоизоляции зданий; использование вторичных ресурсов; исследование и устранение потерь энергии во всей технологической цепи добычи, транспорта топлива, производства, передачи и распределения энергии [1].

Анализ работы теплового хозяйства городов Апатиты, Кировск, Полярные Зори [2] показал, что состояние теплоснабжения коммунальных потребителей в районах Севера требует более надежной и экономичной работы теплоснабжающих систем. Основными причинами перерасхода теплоэнергии

являются: неотрегулированность систем отопления; перерасход горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения; низкие теплозащитные качества ограждающих поверхностей зданий; потери тепла при транспорте теплоносителя из-за плохого качества изоляции трубопроводов. Перерасход тепловой энергии в системе отопления зданий составляет 15–20 %. В результате проведения исследований теплозащитных свойств и энергопотребления жилого дома установлено, что наибольшее количество тепла от общих потерь через ограждающие конструкции теряется из-за неутепленных окон и дверей (40 %). Потери через оконные стекла составляют 15 %, через полы и потолки — 7 %, через стены — 38 %.

Удельное потребление тепловой энергии жилищно-коммунального сектора в городах Мурманской области [3] значительно различается (рис. 1).

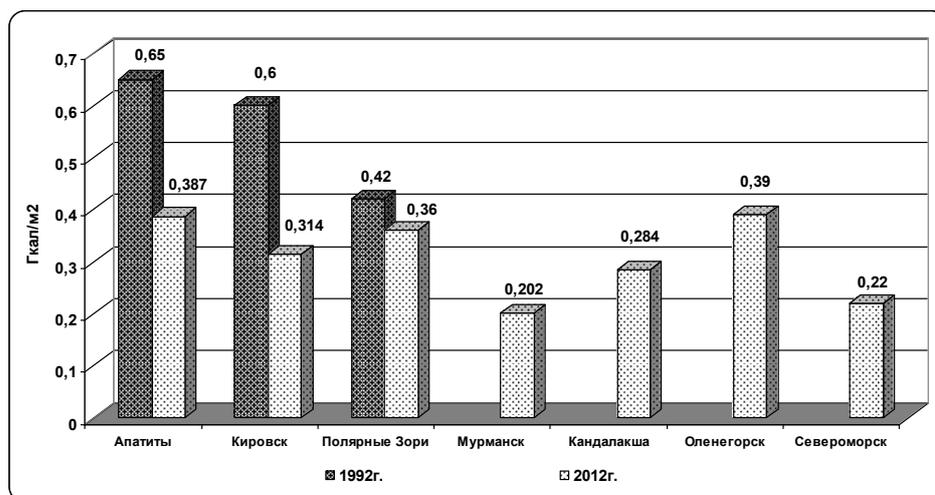


Рис. 1. Удельное теплосодержание в жилищно-коммунальном секторе

Fig. 1. Housing and communal sector specific heat consumption

Это объясняется различной протяженностью тепловых сетей; тепловыми потерями, обусловленными изношенностью теплопроводов, гидравлическими режимами, условиями эксплуатации. Поэтому актуальными задачами для каждого из городов являются разработка программы рационализации структуры и перспективного развития теплового хозяйства, разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий.

Большинство зданий и сооружений имеют наружные ограждающие конструкции, не соответствующие современным нормативным требованиям по сопротивлению теплопередаче. Поэтому очень важным является проведение массового и оперативного обследования фактического теплотехнического состояния зданий или, другими словами, фактического распределения температурных полей на поверхности наружных ограждающих конструкций зданий и сооружений. Температура поверхностей строительных конструкций зависит от теплофизических свойств их материалов, наличия теплопроводных включений, как конструктивно обусловленных, так и случайных, являющихся технологическими или

конструктивными дефектами и др. Если пользоваться традиционными методами, то для определения теплофизического состояния ограждающих конструкций здания необходимо установить несколько сотен или тысяч термодатчиков. Естественно, большая трудоемкость и высокая стоимость такой работы затрудняют осуществление необходимого контроля теплофизических свойств во время приемки зданий в эксплуатацию, особенно перед капитальным ремонтом или реконструкцией. Однако в настоящее время на вооружении специалистов имеется эффективный метод контроля и определения пространственного распределения тепловых потоков (температур) по поверхности ограждающих конструкций зданий с применением тепловизора. Тепловизор позволяет получить обзорный тепловой «портрет» ограждающей конструкции здания, проанализировать изображение на компьютере и принять экспертное заключение по способу теплоизоляции здания, а после выполнения работ по утеплению — вновь снять тепловой «портрет» ограждающей конструкции и проверить качество выполненных работ. Температурные характеристики объекта отображаются последовательностью цветов синий — лиловый — красный — оранжевый — желтый — белый по мере повышения его температуры. На рис. 2 представлены результаты тепловизионной съемки ограждающих конструкций здания бюджетной сферы.



Рис. 2. Термограмма наружной торцевой стены детского сада

Fig. 2. Thermogram of the kindergarten outer end wall

Анализ термограммы позволяет сделать выводы о значительных потерях через оконные блоки, стеновые панели и дверные проемы. Выполненные мероприятия по совершенствованию теплозащиты зданий позволят значительно сократить расходы тепловой энергии (на рис. 2 справа).

При внедрении мероприятий по энергосбережению необходимо совершенствование системы управления энергопотреблением (учет электроэнергии, диагностика состояния, показатели качества энергии и т. д.), а также установка устройств, позволяющих контролировать энерготехнологические параметры для последующего анализа потребления энергоресурсов и принятия мер по снижению затрат и поддержанию оптимального уровня энергопотребления. Система управления должна обеспечивать сбор данных о потреблении энергоресурсов в режиме реального времени; оценку состояния энергооборудования; возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами; визуализацию информации об объектах с использованием систем энергомониторинга. Установленная на объекте автоматическая система электроснабжения создает необходимые условия для эффективного энергосбережения [4].

Для внедрения индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием необходимо определить условия установки тепловых пунктов в многоквартирных домах и бюджетных учреждениях, а также разработать механизмы экономического стимулирования. Расчет экономической эффективности внедряемых наилучших доступных технологий [5] производится по методике, представленной в [6].

При внедрении индивидуального теплового пункта в здании потребители имеют возможность регулировать расход тепла в зависимости от своих собственных потребностей. Для поддержания требуемого температурного графика в системе отопления устанавливаются регуляторы на отопление 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.

Меры по повышению энергетической эффективности объектов жилищного фонда, зданий, строений и сооружений определены Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Проблемные вопросы для повышения энергетической эффективности зданий на различных этапах жизненного цикла указаны в дорожной карте по повышению энергетической эффективности зданий, строений и сооружений, утвержденной распоряжением правительства РФ № 1853-р от 1 сентября 2016 г. Основными целями дорожной карты являются: 1) обеспечение рационального использования энергоресурсов при эксплуатации объектов капитального строительства за счет установления требований энергоэффективности зданий; 2) снижение платежной нагрузки на население за коммунальные услуги за счет повышения энергоэффективности в жилищном фонде, в том числе путем проведения капитальных ремонтов МКД и развития энергосервиса; 3) увеличение объема проектирования и строительства зданий высокой энергетической эффективности; 4) развитие методологии, информационного обеспечения, пропаганды и обучения в области повышения энергетической эффективности зданий.

Удельные величины потребления энергетических ресурсов для учреждений бюджетной сферы и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области приведены в табл. 1. Этот показатель призван обеспечить связь энергетических паспортов бюджетных организаций с региональными и муниципальными программами в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Таблица 1

Удельные расходы топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) [7]

Table 1

Specific consumption of fuel and energy resources [7]

Удельные расходы ТЭР	2015 г.	2016 г.	2017 г.	По России
<i>Жилищно-коммунальное хозяйство</i>				
Удельный расход				
воды населением, м ³ /чел.	65,6	66,4	66,9	46,8
ЭЭ на ОДН в МКД, кВт·ч/м ²	31,3	30,7	42,0	22,0
ТЭ в МКД, Гкал/м ²	0,22	0,23	0,23	0,18
<i>Бюджетный сектор</i>				
Удельный расход				
ТЭ учреждений здравоохранения, Гкал/м ²	0,26	0,26	0,26	0,2
ЭЭ учреждений здравоохранения, кВт·ч/м ²	79,6	95,1	84,5	57,6
ТЭ учреждений образования, Гкал/м ²	0,27	0,30	0,36	0,19
ЭЭ учреждений образования, кВт·ч/м ²	46,7	56,0	57,0	32,1

Контрольным показателем реализации дорожной карты является уменьшение удельного годового расхода тепловой и электрической энергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах, административных и общественных зданиях. К 2025 г. предполагается уменьшить этот показатель на 25 % по сравнению с 2015 г.

Благодаря действию программы Фонда ЖКХ с 2010 г. в регионах РФ выполняется строительство энергоэффективных домов, применяются современные энергоэффективные технологии, позволяющие в значительной степени сократить потребление энергоресурсов и уменьшить размер коммунальных платежей. Направлениями повышения энергоэффективности в энергосберегающих домах являются: 1) снижение потерь тепла: утепление ограждающих конструкций жилого дома, оборудование подъездов тамбурами, применение в подъездах доводчиков на дверях, установка системы приточно-вытяжной вентиляции с рекуперацией тепла; 2) рациональное потребление энергоресурсов: установка датчиков движения, оснащение светодиодным оборудованием, применение энергосберегающих ламп, меридиональная ориентация жилого дома, горизонтальная разводка системы теплоснабжения здания; 3) внедрение возобновляемых источников энергии для снижения затрат

на эксплуатацию жилых помещений: установка тепловых насосов, солнечных фотоэлектрических батарей, вакуумных солнечных коллекторов для нагрева воды, ветроустановок; 4) внедрение автоматизированных систем управления жилым домом: организация системы учета за потребляемыми энергоресурсами, установка счетчиков для учета выработки энергоресурсов оборудованием возобновляемых источников энергии, установка программного обеспечения для формирования отчетной информации по энергопотреблению дома.

Для оценки потребности энергии на отопление и вентиляцию в здании установлены классы энергосбережения (табл. 2) в процентах отклонения расчетной удельной характеристики расхода тепловой энергии от нормируемой величины.

Таблица 2

Классы энергосбережения жилых и общественных зданий [8]

Table 2

Energy saving classes of residential and public buildings [8]

Класс		Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания от нормируемого, %	Рекомендуемые мероприятия, разрабатываемые субъектами РФ
обозначение	наименование		
<i>При проектировании и эксплуатации новых и реконструируемых зданий</i>			
A++ A+ A	Очень высокий	Ниже -60 От -50 до -60 включительно От -40 до -50 включительно	Экономическое стимулирование
B+ B	Высокий	От -30 до -40 включительно От -15 до -30 включительно	То же
C+ C C-	Нормальный	От -5 до -15 включительно От +5 до -5 включительно От +15 до +5 включительно	Мероприятия не разрабатываются
<i>При эксплуатации существующих зданий</i>			
D	Пониженный	От +15,1 до +50 включительно	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании
E	Низкий	Более +50	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании или снос

Проектирование зданий с классом энергосбережения «D», «E» не допускается. Классы «A», «B», «C» устанавливаются для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проектной документации. Впоследствии при эксплуатации класс энергосбережения должен быть уточнен в ходе энергетического обследования. С целью увеличения доли зданий с классами «A» и «B» субъекты Российской Федерации должны применять меры по экономическому стимулированию.

Присвоение зданию класса «А» и «В» производится только при условии включения в проект следующих обязательных энергосберегающих мероприятий: 1) устройство индивидуальных тепловых пунктов, снижающих затраты энергии на циркуляцию в системах горячего водоснабжения и оснащенных автоматизированными системами управления и учета потребления энергоресурсов, горячей и холодной воды; 2) применение энергосберегающих систем освещения общедомовых помещений, оснащенных датчиками движения и освещения; 3) применение устройств компенсации реактивной мощности двигателей лифтового хозяйства, насосного и вентиляционного оборудования.

На 2019 г., по данным Фонда содействия реформированию ЖКХ, в Российской Федерации построено 154 энергоэффективных дома, в Северо-Западном федеральном округе — 65 домов, из них 37 в Мурманской области. В рамках российских проектов строительства энергоэффективного жилья используются следующие технические средства: тепловой насос, система рекуперации воздуха, солнечный коллектор, солнечные батареи, датчики движения, индивидуальный тепловой пункт, теплоизоляция ограждающих конструкций, энергосберегающие лампы, миниТЭЦ.

Строительство энергоэффективных домов позволило определить барьеры, которые препятствуют внедрению энергосберегающих мероприятий и ключевых энергоэффективных технологий: 1) отсутствие механизма финансирования строительных компаний, участвующих в строительстве дома и выполнении капитального ремонта; 2) отсутствие в ряде регионов требуемых по проекту сертифицированных строительных материалов, транспортировка их из других регионов повышает срок и стоимость строительных работ; 3) проблемы с обслуживанием энергосберегающего оборудования и систем автоматизации здания.



Рис. 3. Энергоэффективный дом в г. Мурманске

Fig. 3. Energy-efficient house in Murmansk

В 2013 г. в г. Мурманске построен энергоэффективный 24-квартирный дом, в котором выполнено утепление ограждающих конструкций, смонтирована система автоматического учета расхода тепловой энергии, установлены датчики движения и энергосберегающие лампы освещения (рис. 3). Для обеспечения горячей водой установлены пластинчатые теплообменники.

Класс энергетической эффективности дома — «В». Экономия энергии от мероприятий по энергосбережению, примененных при строительстве дома, и затрат на оплату жилого помещения и коммунальных услуг относительно аналогичного дома класса «С» составляет 20 %.

Выводы

Реализация комплекса энергосберегающих мер в жилищной сфере должна осуществляться: при капитальном ремонте жилых зданий; при эксплуатации жилых домов существующего жилищного фонда; при новом строительстве жилых зданий.

Для более результативной работы в этом направлении необходимо обеспечить: 1) обязательные энергетические обследования зданий с установлением классов энергоэффективности и составлением энергетических паспортов зданий; 2) обязательное размещение на здании указателей класса по энергоэффективности; 3) разработку региональных требований по энергоэффективности зданий при проведении капитального ремонта и при новом строительстве жилых зданий; ремонтах; 4) привлечение частных инвестиций в энергосбережение через энергосервисные контракты.

Литература

1. Кузнецов Н. М. Об экономии энергии в районах Севера // Проблемы энергетики Мурманской области и соседних районов. Апатиты, 1980. С. 60–66.
2. Разработка концепции и комплексной программы коренной перестройки систем централизованного теплоснабжения районов Севера в новых социально-экономических условиях: отчет о НИР № 2-92-0012 / ИФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Кузнецов Н. М.; исполн.: Степанов И. Р. [и др.]. Апатиты, 1993. 151 с. № ГР 0190009663.
3. Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н. Международное сотрудничество по повышению эффективного управления энергопотреблением в Баренц-регионе // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 7 (26). С. 93–97.
4. Кузнецов Н. М., Клюкин А. М., Трибуналов С. Н. Управление энергоэффективностью и энергосбережением // Вестник Кольского научного центра РАН. 2016. № 2 (25). С. 97–102.
5. Кузнецов Н. М., Коновалова О. Е., Победоносцева В. В. Управление энергоэффективностью в регионах Арктической зоны Российской Федерации // Труды Кольского научного центра РАН. 2018. № 8–17 (9). С. 20–34. DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.9.8.20-34
6. Кузнецов Н. М., Победоносцева В. В. Эффективность внедрения наилучших доступных энергосберегающих технологий в Мурманской области // Фундаментальные исследования. 2017. № 6. С. 143–148. DOI: 10.17513/fr.41564

7. Разработка систем управления энергоэффективностью и направлений развития возобновляемой энергетики в условиях Арктической зоны РФ: отчет о НИР (заключит.) № 0226-2016-0001 / ФИЦ КНЦ РАН; ЦФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Минин В. А.; отв. исп. Кузнецов Н. М.; исполн.: Победоносцева В. В. [и др.]. Апатиты, 2018. 221 с. № НИОКТР АААА-А17-117020110072-0. Рег. № ИКРБС.
8. СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий (Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003) / Минрегион России. М., 2012. 98 с.

Сведения об авторе

Кузнецов Николай Матвеевич

ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 21 А
эл. почта: kuzn55@mail.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.47-57
УДК 621.311

Г. П. Фастий

АНАЛИЗ КОМБИНИРОВАННЫХ НАРУШЕНИЙ НА УЧАСТКЕ СЕТИ 110 кВ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Аннотация

Приведены результаты исследований продольно-поперечных нарушений в сети 110 кВ одного из участков Кольской энергосистемы. Рассматриваемый участок состоит из нескольких последовательно включенных протяженных линий электропередачи с промежуточными подстанциями и односторонним питанием. Исследования проводились на модели, выполненной с помощью программы АТР-ЕМТР.

Ключевые слова:

перенапряжение, обрыв провода, короткое замыкание, трансформатор, нейтраль.

G. P. Fastiy

ANALYSIS OF THE COMBINED DISTURBANCES IN THE 110 kV NETWORK AREA WITH ONE-WAY POWER SUPPLY

Abstract

The results of the studies of longitudinal-transverse disturbances in the 110 kV network of a Kola energy system section are presented. The section under consideration consists of several sequentially connected extended power lines with intermediate substations and one-way power supply. ATP-EMTP software model was used for the studies.

Keywords:

overvoltage, wire break, short circuit, transformer, neutral.

Обеспечение надежности и безопасности энергоснабжения непосредственно зависит от условий эксплуатации электрооборудования, его защищенности от опасных электромагнитных воздействий. Это определяет актуальность прогнозирования перенапряжений, в том числе возникающих в результате развития нарушений в электрической сети. При этом развитие нештатной ситуации в любом месте системы электроснабжения может вызывать большое разнообразие комбинаций последовательности событий. Это приводит к неоднозначности характеристик комбинированных перенапряжений, которые в большинстве случаев могут не приводить непосредственно к аварии, но периодически воздействуют на изоляцию линейного и подстанционного оборудования.

Особую актуальность исследования комбинированных внутренних перенапряжений, которые возникают в результате развития нарушений и отказов в распределительных электрических сетях, приобретают в структуре сетей, характерных для удаленных потребителей северных энергосистем. Эти системы электроснабжения чаще всего включают участки из нескольких последовательно включенных протяженных линий электропередачи с промежуточными подстанциями и односторонним питанием. Такие сети используются, например, для электроснабжения удаленных потребителей, для разработки и эксплуатации удаленных месторождений и т. д. Кроме того, именно на протяженных линиях электропередачи в ненаселенных районах повышена вероятность обрыва проводов вследствие сложности обслуживания этих линий. Наиболее проблемными являются схемы электроснабжения удаленных потребителей без резервирования высоковольтной сети. Один из таких участков электроснабжения, находящийся на Кольском полуострове, рассматривается в данной статье. Вследствие повышенной гололедной нагрузки или налипания снега с ветровой нагрузкой в сети на воздушной линии (ВЛ) электропередачи происходят обрыв фазного провода, обрыв с последующим падением на провода других ВЛ и т. д. Кроме климатических условий эксплуатацией отмечены случаи вандализма с отстрелом изоляторов и проводов. Указанные нарушения относятся к нарушениям *продольной* несимметрии.

Другой тип несимметрии — *поперечная* несимметрия. В большинстве случаев это различные виды замыканий: однофазное на землю, двухфазное на землю или замыкание между двумя фазами. Возможно также возникновение замыкания двух фаз через землю в случаях, когда замыкания фаз на землю происходят на разных и удаленных элементах сети.

Исследования влияния комбинированных нарушений в схеме электроснабжения с последовательным включением электропередач и односторонним питанием выполнено на примере одного из участков сети 110 кВ Кольской энергосистемы, схема которого в обобщенном виде приведена на рис. 1.

Главные особенности рассматриваемого участка заключаются в следующем:

- 1) на данном участке сети при параллельной работе ВЛ-1 и ВЛ-4 нет возможности обеспечить автоматическое отключение систем шин подстанции (ПС-1), в связи с этим подстанция ПС-1 работает в раздельном режиме;
- 2) воздушные линии ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 включены последовательно, и при нарушениях предусмотрена возможность автоматического отключения

электропередач на ПС-1 (2 с. ш.) и силовых трансформаторов на всех присоединениях;

3) как видно из представленной схемы на рис. 1, последовательно включенные ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3 образуют одну длинную электропередачу, общая длина которой составляет около 250 км;

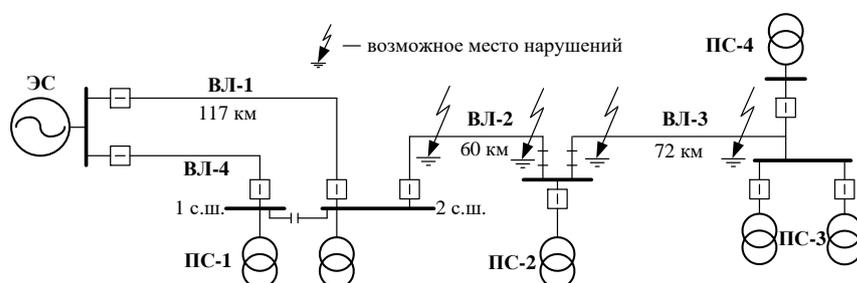


Рис. 1. Схема участка сети 110 кВ с односторонним питанием:
ВЛ — воздушная линия электропередачи; ПС — подстанция, с. ш. — система шин

Fig. 1. Scheme of the 110 kV network section with one-way power supply:
ВЛ — overhead transmission line; ПС — substation, с. ш. — bus system

4) в рассматриваемой схеме имеется только один источник питания — это шины электростанции ЭС, наличие резервирования питающих линий ВЛ-1 и ВЛ-4, резервирование трансформаторов на ПС-1;

5) частичное разземление нейтралей для целей релейной защиты — изолированы нейтралы трансформаторов на ПС-2, ПС-4 и одного из трансформаторов ПС-3.

Для рассматриваемого участка характерно достаточно большое сопротивление силовых трансформаторов и линий электропередачи.

Необходимо отметить, что в схемах электроснабжения удаленных потребителей малой мощности по линиям большой протяженности возможны квазистационарные повышения напряжения вследствие емкостного эффекта длинных линий.

Расчетная модель для исследования влияний комбинированных перенапряжений на электрооборудование подстанций

Возникновение режимов продольно-поперечной несимметрии (ППН) и их длительное существование может вызвать: повреждения силовых трансформаторов из-за длительного протекания токов, превышающих их номинальные токи в 2–4 раза [1], электроприемников, чувствительных к несимметрии напряжения (электродвигателей), перенапряжения в незаземленных нейтралях силовых трансформаторов, повреждения измерительных трансформаторов напряжения и т. д.

Режим ППН, сопровождаемый разрывом фазного провода ВЛ с последующим коротким замыканием на землю в сети рассматривался на модели, выполненной с помощью программы АТР-ЕМТР в среде разработки

ATPDraw [2]. Программа обладает рядом достоинств, в том числе возможностью наглядного представления конфигурации исследуемого участка сети, включения исходных (паспортных) данных трансформаторов, формирование модели в трехфазной постановке без увеличения числа элементов в графическом интерфейсе. Однако использование программного комплекса ATP-EMTP для многовариантных исследований связано со значительными затратами времени ввиду отсутствия автоматизированного варьирования параметров. Поэтому подготовка модели для каждого варианта и проведение расчета выполняется индивидуально. Расчетная модель электроснабжения удаленных потребителей с односторонним питанием представлена на рис. 2.

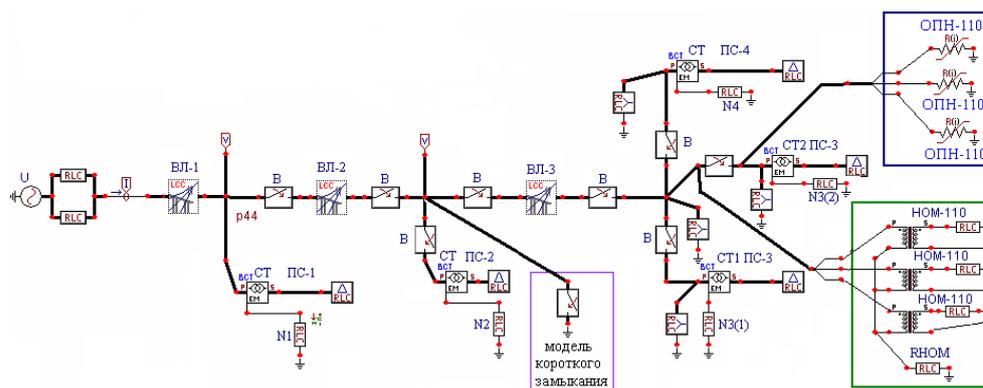


Рис. 2. Расчётная модель участка сети 110 кВ в программе ATP-EMTP:

В — выключатель; СТ, СТ1, СТ2 — силовой трансформатор;
 N1, N2, N3(1), N3(2), N4 — сопротивление заземления нейтрали трансформаторов

Fig. 2. ATP-EMTP software calculation model of the 110 kV network section:

В — switch; СТ, СТ1, СТ2 — power transformer;
 N1, N2, N3(1), N3(2), N4 — neutral grounding resistance of the transformers

На модели исследуется участок сети с воздушными линиями 110 кВ (ВЛ-1, ВЛ-2 и ВЛ-3), трехфазными двухобмоточными силовыми трансформаторами типа ТМН-2500/110 с соединением обмоток Y/Δ на ПС-2, ПС-3, ПС-4, с трансформатором типа ТДМ-10000/110 на ПС-1.

У силовых трансформаторов ПС-1, СТ1 ПС-3 нейтраль заземлена, ПС-2, СТ2 ПС-3, ПС-4 — нейтраль изолирована.

Представленная модель позволяет выполнять моделирование процессов, происходящих при разрыве фазного провода ВЛ с последующим замыканием этой же фазы на любом участке сети. Можно смоделировать различные виды замыканий в точках короткого замыкания, в том числе замыкания на землю одной или нескольких фаз. При помощи коммутаций отдельными выключателями (В) можно смоделировать нарушение продольной симметрии (обрыв) фазы на любой из линий. Также предусмотрена возможность изменения параметров ВЛ, режима заземления нейтрали сети. Участки сети, на которых не предполагаются нарушения, могут быть замещены элементами расчетной модели, эквивалентной нагрузкой в узле либо эквивалентными линией и подстанцией. Соответственно,

имеется возможность учета одностороннего питания участка сети либо наличия резервного источника энергии.

В результате расчетов на разработанной модели наиболее опасного варианта продольно-поперечной несимметрии (разрыв провода на фазе А в начале линии ВЛ-3 с последующим со стороны системы замыканием на землю этой же фазы) получены осциллограммы напряжений на силовом трансформаторе СТ2 ПС-3, которые приведены на рис. 3.

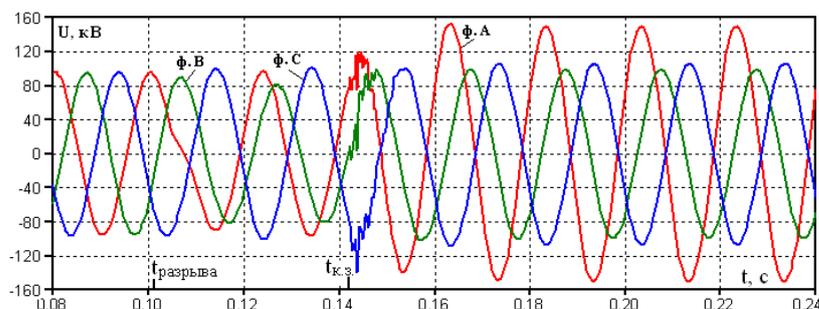


Рис. 3. Расчетные осциллограммы напряжений на силовом трансформаторе СТ2 ПС-3 при возникновении разрыва фазного провода на ВЛ-3 с последующим замыканием:

$t_{\text{разрыва}} = 0,101$ с — момент времени разрыва фазы А в начале линии ВЛ-3;

$t_{\text{к.з.}} = 0,142$ с — момент времени короткого замыкания фазы А ВЛ-3

Fig. 3. Calculated oscillograms of voltages on the СТ2 ПС-3 power transformer in the event of the phase wire break on the ВЛ-3 followed by short circuit:

$t_{\text{разрыва}} = 0,101$ sec — the moment of the time of phase А break at the beginning of the ВЛ-3 line; $t_{\text{к.з.}} = 0,142$ sec — the moment of the time of ВЛ-3 phase А short circuit

Из осциллограмм (рис. 3) видно, что после разрыва фазного провода нарушается симметрия. Однако амплитуды фазных напряжений на шинах подстанции ПС-3 практически не превышают 100 кВ, что является характеристикой заземления сети. В данной ситуации при обрыве фазы повышение напряжения не превышает 65 % от линейного значения. Переходный процесс при замыкании на землю не сопровождается большими перенапряжениями. Однако в установившемся режиме на рабочей частоте возникает значительное повышение напряжения (перенапряжение) на поврежденной фазе А. Следовательно, при комбинированных нарушениях рассмотренного вида квазистационарное перенапряжение [3, 4] может представлять опасность для изоляции всего оборудования подстанций, в том числе силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, нелинейных ограничителей перенапряжений и т. д. Наибольшее повышение напряжения на рабочей частоте происходит на поврежденной фазе А и достигает 150 кВ, что превышает максимально допустимое повышение рабочего напряжения в 1,45 раза. Указанное квазистационарное повышение напряжения может вызвать намагничивание трансформатора напряжения [5].

При проведении расчетов для варианта разрыва фазного провода на фазе А ВЛ-3 с последующим замыканием этой же фазы со стороны системы контролировались процессы, происходящие в нейтрали трансформаторов подстанций ПС-2, ПС-3 и ПС-4. Осциллограммы напряжений в нейтрали трансформаторов подстанций ПС-2, ПС-3 и ПС-4 приведены на рис. 4.

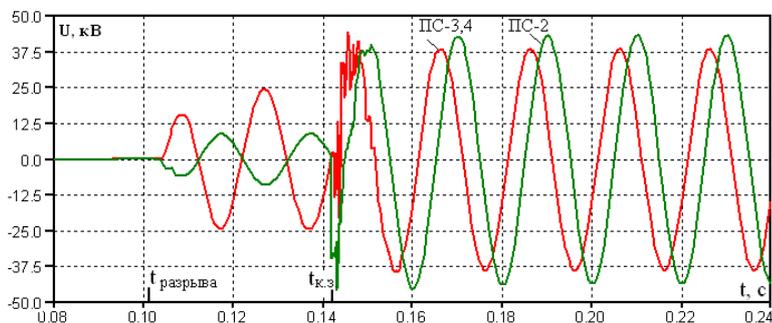


Рис. 4. Осциллограммы напряжений в нейтрали трансформаторов подстанций ПС-2, ПС-3 и ПС-4

Fig. 4. Oscillograms of voltage in a neutral of the transformers at PS-2, PS-3 and PS-4 substations

Из осциллограмм (рис. 4) видно, что наибольшее повышение напряжения в нейтрали трансформаторов ПС-3, ПС-4 и ПС-2 происходит после короткого замыкания на землю и достигает примерно 39 и 44 кВ соответственно. Действующее значение напряжений 25,7 и 31 кВ. Необходимо отметить, что ПС-2 находится ближе к месту нарушения, чем подстанции ПС-3 и ПС-4.

Для контроля опасности токов, возникающих после нарушений, которые могут вызывать повреждения силовых трансформаторов, проведен расчет и анализ полученных осциллограмм токов, протекающих в воздушной линии ВЛ-1 и поступающих на ПС-1, ПС-2, ПС-3, ПС-4. Осциллограммы токов ВЛ-1 и подстанций приведены на рисунках 5–10. Указанный режим заземления нейтралей силовых трансформаторов обеспечивает селективность релейной защиты.

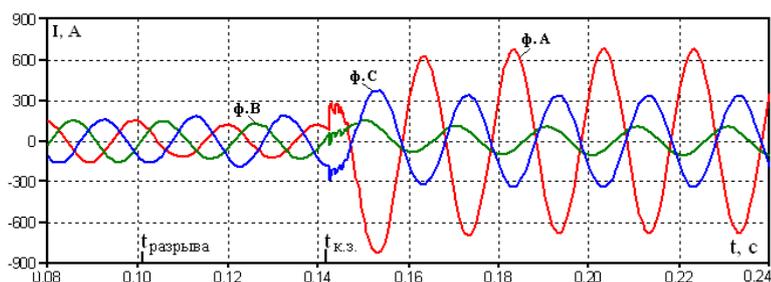


Рис. 5. Осциллограммы токов на воздушной линии ВЛ-1

Fig. 5. Oscillograms of currents on the ВЛ-1 overhead transmission line

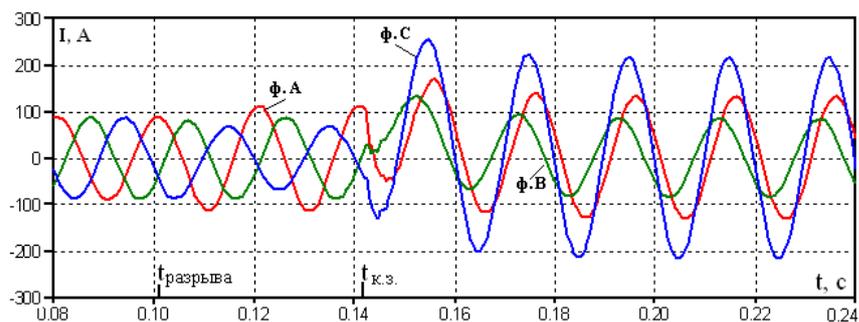


Рис. 6. Осциллограммы токов на высокой стороне трансформатора ПС-1.
 Нейтраль трансформатора заземлена
 Fig. 6. Oscillograms of the currents on the high side of the ПС-1 transformer.
 The neutral of the transformer is grounded

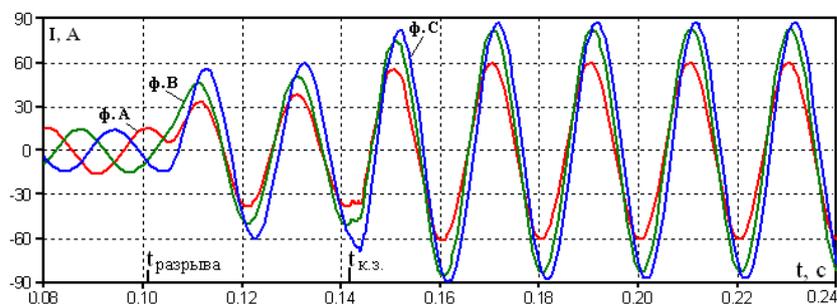


Рис. 7. Осциллограммы токов на высокой стороне трансформатора СТ1 ПС-3.
 Нейтраль трансформатора заземлена
 Fig. 7. Oscillograms of the currents on the high side of the ПС-3 СТ1 transformer.
 The neutral of the transformer is grounded

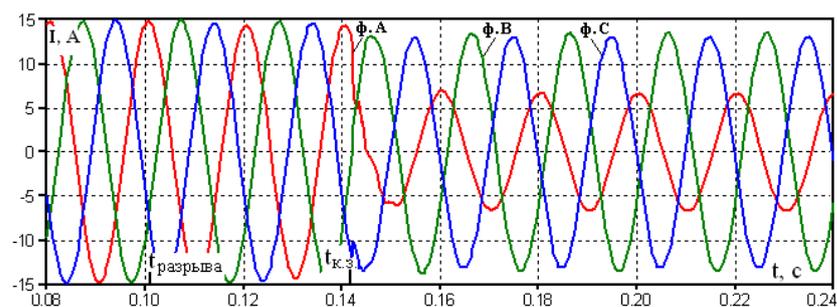


Рис. 8. Осциллограммы токов на высокой стороне трансформатора ПС-2.
 Нейтраль трансформатора изолирована
 Fig. 8. Oscillograms of the currents on the high side of the ПС-2 transformer.
 The neutral of the transformer is isolated

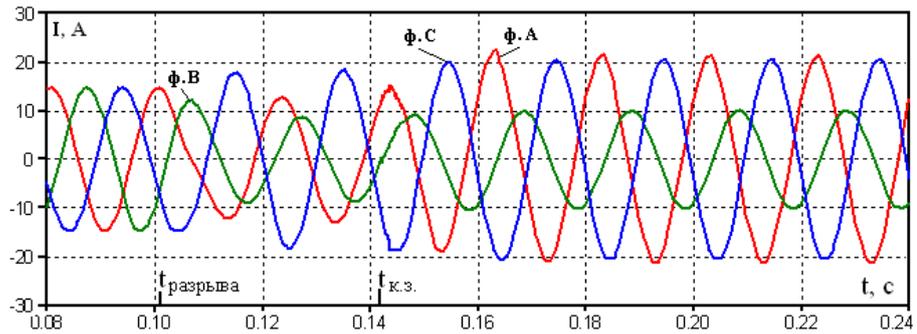


Рис. 9. Осциллограммы токов на высокой стороне трансформатора СТ2 ПС-3.
Нейтраль трансформатора изолирована

Fig. 9. Oscillograms of the currents on the high side of the ПС-3 СТ2 transformer.
The neutral of the transformer is isolated

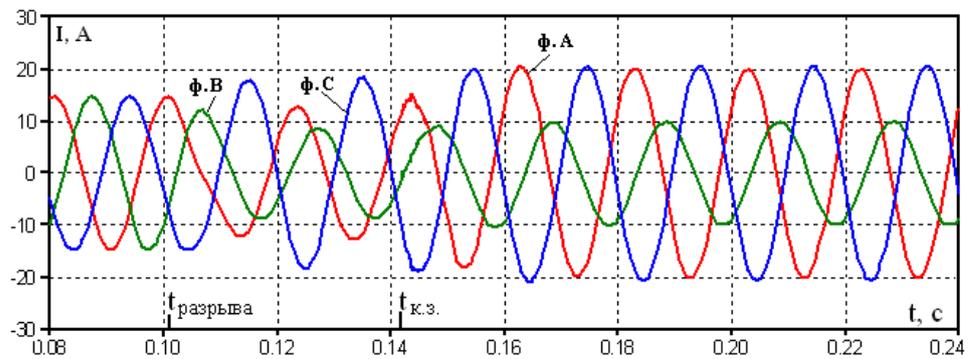


Рис. 10. Осциллограммы токов на высокой стороне трансформатора ПС-4.
Нейтраль трансформатора изолирована

Fig. 10. Oscillograms of the currents on the high side of the ПС-4 transformer.
The neutral of the transformer is isolated

Из осциллограмм (рис. 5) видно, что после короткого замыкания на землю происходит значительное увеличение тока в фазе А. В стационарном режиме ток достигает приблизительно 678 А (амплитудно-фазное значение). Действующее значение тока равно 479 А и превышает номинальный ток ($I_{\text{ном.}} = 226 \text{ А}$) питающего трансформатора мощностью 45 000 кВ·А приблизительно в 2 раза.

Из осциллограмм видно, что после короткого замыкания на землю в стационарном режиме ток в фазе С увеличивается почти в 2 раза и достигает приблизительно 215 А (амплитудно-фазное значение). Действующее значение тока равно 152 А и превышает номинальный ток ($I_{\text{ном.}} = 50 \text{ А}$) трансформатора ТДМ-10000/110 приблизительно в 3 раза.

Из осциллограмм (рис. 7) видно, что после разрыва сильно нарушается симметрия фазных токов и происходит увеличение, что негативно может сказываться на работе электродвигателей. Значительное повышение токов происходит после короткого замыкания на землю в стационарном режиме. Ток в фазе С достигает приблизительно 87 А, в фазе В — 83 А, в фазе А — 60 А.

Действующее значение токов соответственно равно 62, 59 и 42 А и превышает номинальный ток ($I_{ном.} = 12,5$ А) трансформатора ТМН-2500/110 приблизительно в 3–5 раз.

Длительное протекание полученных токов может привести к тепловому повреждению силовых трансформаторов или появлению дефектов изоляции.

Из осциллограмм токов (в соответствии с рис. 8) видно, что после разрыва фазного провода на ВЛ-3 на ПС-2 симметрия не нарушается и ток практически не меняется. После короткого замыкания на землю ток незначительно уменьшается на фазах В и С, на фазе А уменьшается примерно в 2 раза.

Из осциллограмм токов (в соответствии с рис. 9 и 10) видно, что ток на ПС-4 и на силовом трансформаторе СТ2 ПС-3 практически повторяется. После продольно-поперечного нарушения в ВЛ-3 на ПС-4 и СТ2 ПС-3 происходит нарушение симметрии и увеличение токов. Токи на фазах А и С на ПС-3 и ПС-4 после короткого замыкания на землю достигают 20 А, на фазе В ток наоборот уменьшается.

Номинальный ток силовых трансформаторов ТМН-2500/110 на ПС-2, СТ2 ПС-3 и ПС-4 равен 12,5 А. Токи, возникающие после нарушений, не представляют опасности для силовых трансформаторов.

Как показали расчеты, неполнофазные режимы существенно нарушают симметрию напряжений (см. рис. 6, 7) и наиболее опасны для электродвигателей, поэтому защита срабатывает на отключение нагрузки или ее снижение. Соответственно, отключение нагрузки сопровождается снижением ее шунтирующего действия и увеличением добротности резонансных контуров, включающих междуфазные емкости линий. Как следствие, увеличивается амплитуда перенапряжений. Характерные осциллограммы напряжений приведены на рис. 11.

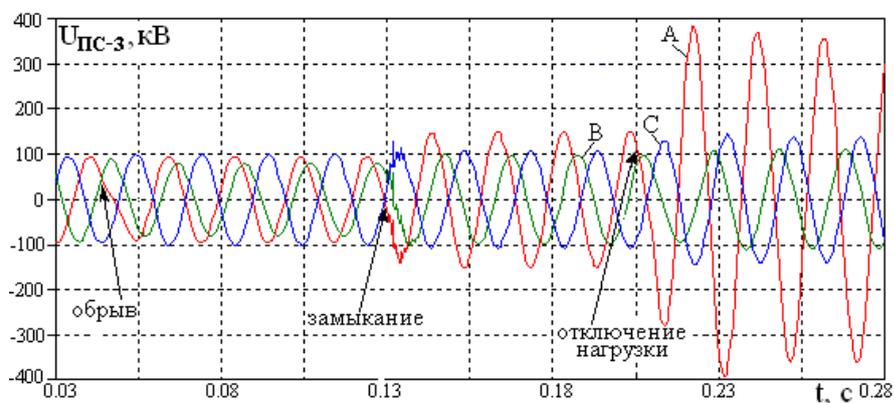


Рис. 11. Развитие перенапряжений на шинах подстанции 110 кВ ПС-3 при комбинированных нарушениях в начале воздушной линии ВЛ-3 и коммутациях при ликвидации нарушений

Fig. 11. Occurrence of overvoltages at ПС-3 110 kV substation buses in case of combined disturbances at the beginning of ВЛ-3 overhead transmission line and in case of switching actions at elimination of the disturbances

Из осциллограмм (рис. 11) видно, что отключение нагрузки вызывает значительное увеличение опасности перенапряжений. В рассмотренном случае происходит увеличение перенапряжений почти в 2,5 раза, что представляет опасность даже для вентильных разрядников (при их использовании в схеме) [6]. Таким образом, приоритетной коммутацией является не отключение нагрузки, а отключение элемента сети, на котором произошло комбинированное нарушение.

Выводы

На основе проведенных расчетов и анализа результатов моделирования продольно-поперечных нарушений в сети (обрыва одного из фазных проводов ВЛ с последующим коротким замыканием на землю этой же фазы со стороны системы) можно сделать следующие выводы.

1. Перенапряжения при комбинированных нарушениях определяются квазистационарными процессами на промышленной частоте.

2. Наибольшее повышение напряжения на рабочей частоте происходит на поврежденной фазе А и достигает 150 кВ, что превышает максимально допустимое повышение рабочего напряжения в 1,47 раза.

3. Квазистационарные перенапряжения могут представлять опасность для изоляции всего оборудования подстанций, в том числе силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, нелинейных ограничителей перенапряжений и т. д.

4. Длительное протекание токов, превышающих номинальные токи силовых трансформаторов, может привести к тепловому повреждению силовых трансформаторов или появлению дефектов изоляции.

5. При возникновении нарушения продольной симметрии фазных напряжений приоритетной коммутацией является не отключение нагрузки, а отключение элемента сети, на котором произошло комбинированное нарушение.

Литература

1. Нагай В. В. Адаптивная релейная защита от продольно-поперечной несимметрии распределительных сетей электроэнергетических систем: дис. ... канд. тех. наук. Новочеркасск, 2004. 275 с. // disserCat: электронная библиотека диссертаций: сайт. URL: <http://www.dissercat.com/content/adaptivnaya-releynaya-zashchita-ot-prodolno-poperechnoi-nesimmetrii-raspredelitelnykh-setei-#ixzz2CeRf5SON> (дата обращения: 07.11.2019).
2. Селиванов В. Н. Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107–112.
3. Кадомская К. П., Лавров Ю. А., Рейхердт А. А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. Новосибирск: Новосибирский ГТУ, 2004. 319 с.
4. Квазистационарные перенапряжения в энергосистемах: учеб. пособие / М. В. Костенко и др. Л.: ЛПИ, 1987. 72 с.
5. Анализ условий работы трансформатора напряжения / Г. П. Фастий и др. // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. 2017. Т. 20, вып. 4. С. 714–722.

6. ГОСТ 16357-83. Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Введ. 1984—07—01 // Библиотека нормативной документации. URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/10/10572> (дата обращения: 07.11.2019).

Сведения об авторе

Фастий Галина Прохоровна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.57-69
УДК 556.18:621.311.212(470.1/22)

О. Е. Коновалова

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ РЕЧНЫХ РЕСУРСОВ СЕВЕРНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЙОНА РФ

Аннотация

Дана оценка водных ресурсов на территории Северного экономического района (СЭР). Показано распределение среднегодового стока рек по площади. Дана характеристика гидрографической сети и объемов поверхностных вод каждого региона, входящего в СЭР. Определены гидроэнергоресурсы крупных, средних и малых рек рассматриваемых областей и республик. Дана оценка энергетического использования речных ресурсов и перспектив развития гидроэнергетики по каждому региону отдельно.

Ключевые слова:

водные ресурсы, речной сток, гидроэнергоресурсы, гидроэлектростанции, малая гидроэнергетика.

О. Е. Konovalova

ENERGY USE OF RENEWABLE RIVER RESOURCES OF THE NORTHERN ECONOMIC REGION OF THE RUSSIAN FEDERATION

Abstract

The article assesses the water resources in the Northern economic region (SIR). The distribution of average annual river flow by area is shown. The characterization of the hydrographic network and the volume of the surface waters of each region of the SIR are given. Hydropower resources of large, medium and small rivers of the considered regions and republics are determined. The assessment of energy use of river resources and prospects of hydropower development for each region are given separately.

Keywords:

water resources, river flow, hydropower, hydroelectric power stations, small hydropower.

Водные ресурсы — это запасы поверхностных и подземных вод, которые используются в различных сферах деятельности человека. Для энергетики

наибольший интерес представляют речные ресурсы. По годовому стоку всех рек Россия занимает второе место в мире после Бразилии.

Северный экономический район, в состав которого входят Мурманская область, Республика Карелия, Архангельская и Вологодская области, а также Республика Коми, наиболее богат водными ресурсами. Средний многолетний речной сток района составляет более 500 км³/год (табл. 1).

Таблица 1

Средние многолетние ресурсы речного стока СЭР, км³/год [1]

Table 1

Average long-term river flow resources of the Northern economic region, km³/year [1]

Административная территория	Приток	Местный сток	Общий сток
Мурманская область	12,5	56,0	68,5
Республика Карелия	2,45	51,9	54,4
Архангельская область	196	201	397
Вологодская область	10,1	39,2	49,3
Республика Коми	14,1	158	172
Северный экономический район	13,6	506	519,6
Российская Федерация	206	4118	4324

Наибольшие водные запасы сосредоточены на территории Архангельской области (около 40 % от всех местных запасов СЭР) и в Республике Коми (более 30 %). Здесь протекают две крупнейшие реки Северо-Запада — Северная Двина и Печора.

Гидрографическая сеть региона относится к бассейнам пяти морей — Баренцева, Карского, Белого, Балтийского и Каспийского. Распределение речного стока по территории крайне неравномерно, что в основном зависит от количества выпадающих осадков и рельефа местности. Слой поверхностного стока меняется от 300 до 1200 мм. Уменьшение наблюдается с севера на юг и с востока на запад (рис. 1). Максимальные значения наблюдаются на западных склонах Северного Урала, где за год выпадает более 1000 мм осадков, и на северном побережье Мурманской области, а также в Хибинских, Ловозерских и Мончегорских горных тундрах. Минимальные значения отмечаются на Понойско-Варзугской и Прибеломорской низменностях, а также на юге Вологодской области и Республики Коми, в пределах Восточно-Европейской равнины.

Мурманская область

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

Здесь насчитывается более 107 тыс. озер общей площадью зеркала 8195 км², 10 водохранилищ и около 21 тыс. рек общей протяженностью 60485 км. Большинство рек (19597) имеют длину менее 10 км и относятся к разряду малых, они составляют 95,1 % от общего числа водотоков, а их суммарная длина 61,2 %

от общей длины всех рек. Протяженность более 100 км на Кольском полуострове имеют всего 15 рек. Их суммарная длина составляет 4,0 % от общей длины водотоков.

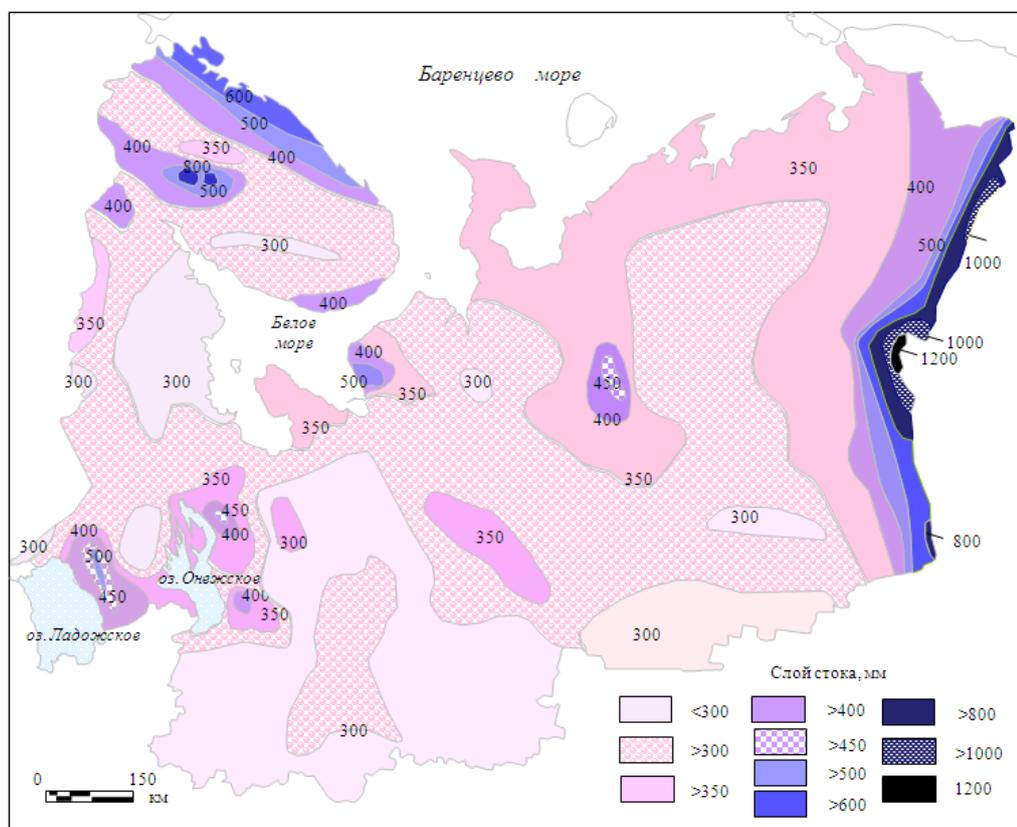


Рис. 1. Распределение речного стока по территории СЭР [1]

Fig. 1. Distribution of river flow along the Northern economic region [1]

Реки Мурманской области относятся к рекам преимущественно снегового питания. Годовой режим стока характеризуется высоким весенним половодьем, низкой зимней и летней меженью, относительно небольшими летне-осенними дождевыми паводками. Водные ресурсы, формирующиеся на территории области, составляют 56 км³ в год, еще 12,5 поступает из Карелии, Финляндии и Норвегии. В Баренцево море уходит 47 % суммарного стока и 53 % — в Белое море.

Полные потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек Мурманской области оцениваются в 19,3 млрд кВт·ч, на треть они уже освоены. Действующие 17 гидроэлектростанций вырабатывают в среднем 6,4 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Технический потенциал малых и средних рек Кольского полуострова составляет 4,4 млрд кВт·ч.

Семнадцать гидроэлектростанций (табл. 2) административно объединены в три каскада, расположенные на реках Нива, Ковда (Кума, Иова), Паз, Тулома, Воронья, Териберка. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет

1600 МВт, или около 44 % от суммарной установленной мощности энергосистемы. Удельный вес гидроэлектростанций в годовой выработке не постоянен и зависит от водности года. В среднем он составляет 35–40 % [2].

Таблица 2

Основные показатели действующих гидроэлектростанций Кольской энергосистемы

Table 2

The main indicators of the operating Kola hydroelectric power system

ГЭС	Река	Год пуска	Установленная мощность, МВт	Напор, м	Вид регулирования	Среднегодовая выработка энергии, млн кВт·ч
<i>Каскад Нивских ГЭС</i>						
«Нива-I»	Нива	1952	26,0	11,5	Многолетнее	129
«Нива-II»	То же	1934	60,0	36,0	Недельное	410
«Нива-III»	»	1949	155,5	74,0	Суточное	850
Кумская	Кума	1962	80,0	32,0	Многолетнее	346
Иовская	Иова	1960	96,0	36,0	Сезонное	536
Князегубская	Ковда	1955	152,0	34,0	То же	706
<i>Каскад Пазских ГЭС</i>						
«Кайтакоски»	Паз	1959	11,2	7,0	Многолетнее	68
«Янискоски»	То же	1950	30,5	21,5	Суточное	210
«Раякоски»	»	1955	43,2	20,5	То же	220
«Хеваскоски»	»	1970	47,0	16,9	»	213
Борисоглебская	»	1964	56,0	19,3	»	275
<i>Каскад Туломских и Серебрянских ГЭС</i>						
Верхне-туломская	Тулома	1965	268,0	58,5	Многолетнее	800
Нижне-туломская	То же	1937	57,2	17,5	Суточное	250
Серебрянская-I	Воронья	1970	204,9	75,0	Многолетнее	550
Серебрянская-II	То же	1972	156,0	62,5	Сезонное	519
Верхне-Териберская	Териберка	1984	130,0	111,0	То же	236
Нижне-Териберская	То же	1987	26,5	21,4	»	54
Итого:	–	–	1600	–	–	6372

Гидроэлектростанции Кольского полуострова в основном являются низко- и средненапорными и оборудованы, как правило, турбинами поворотно-лопастного типа. Три ГЭС имеют напор выше семидесяти метров — Нива-3 (напор 74 м), Серебрянская ГЭС-1 (напор 75 м) и Верхне-Териберская (напор 111 м).

Всего на гидроэлектростанциях установлено 45 гидроагрегатов мощностью от 5,6 до 130 МВт. Подавляющее большинство ГЭС спроектированы Ленинградским отделением ВГПИ и НИИ «Гидропроект» и построены отечественными строительными организациями с установкой отечественного оборудования. Некоторые гидроэлектростанции сооружены финскими и норвежскими фирмами, на них часть гидросилового оборудования изготовлена финской фирмой «Тампелла» и шведской «КМ».

Наиболее перспективные створы 14 системных малых гидроузлов расположены на семи реках Мурманской области — Пиренге, Большой Оленке, Рынде, Харловке, Уре, Титовке и Тумче (табл. 3.). Эти реки еще не освоены и принадлежат в основном бассейну Баренцева моря, за исключением Пиренги и Тумчи, являющихся притоками рек, впадающих в Белое море. И два створа малых ГЭС для электроснабжения изолированных потребителей расположены на Ельреке (притоке Поноя) в центре Кольского полуострова — для энергоснабжения села Краснощелье — и на реке Чаваньге — для энергообеспечения одноименного села на южном побережье Кольского полуострова.

Самые эффективные проекты малых ГЭС, которые могут быть осуществлены в будущем, — это малая ГЭС на реке Чаваньга мощностью 1250 кВт и малая ГЭС на Ельреке мощностью 500 кВт. Суммарный интегральный эффект от строительства этих гидроэлектростанций, включая экономию дизельного топлива, пополнение налогов и бюджетов разных уровней, а также чистую прибыль составит 354 и 594 млн руб. соответственно. При этом снизятся выбросы в атмосферу окислов азота, серы и парниковых газов [2, 3].

Таблица 3

Малые и средние реки, перспективные для сооружения системных малых ГЭС

Table 3

Small and medium rivers, promising for small hydro system construction

Река	Количество гидроузлов малых ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч
Пиренга	1	6,00	29,5
Большая Оленка	2	9,80	49,1
Рында-Харловка	5	60,03	119,6
Ура	2	4,64	24,0
Титовка	1	3,3	15,8
Тумча	3	37,90	170,9
Чаваньга	1	1,25	6,30
Ельрека	1	0,50	2,70
Всего	16	123,5	417,9

Республика Карелия

Гидрографическая сеть Республики Карелия относится к бассейнам Белого и Балтийского морей. На территории республики (включая Карельский перешеек) насчитывается порядка 26,7 тыс. водотоков. Подавляющее

большинство из них (95 %) — реки длиной менее 10 км. Длину более 100 км имеют 30 рек. В средний по водности год сток рек Карелии составляет 54,4 км³, из них 51,9 км³ — местный сток и 2,45 км³ поступает из сопредельных территорий. Около 55 % речного стока стекает в Белое море, 25 и 20 % поступает в акваторию Ладожского и Онежского озер и затем в Балтийское море [4].

Многие крупные реки Карелии представляют собой озерно-речные системы, которые хорошо зарегулированы. На территории республики насчитывается 61,1 тыс. озер суммарной площадью около 18 тыс. км². Озерность территории одна из самых высоких в мире.

Крупнейшие реки — Кемь, Выг и Ковда — относятся к первому классу рек по потенциальной мощности (свыше 100 МВт), на них построены каскады гидроэлектростанции. Реки Суна, Шуя, Волда (притоки Онежского озера) и Тумча относятся ко второму классу (50–100 МВт), а Янисйоки (впадает в Ладожское озеро) и Чирка-Кешь к третьему. Озера-водохранилища на основных реках республики Кемь, Выг и Ковда — котловинного типа, позволяют концентрировать большие объемы воды и вести многолетнее регулирование стока. Большинство построенных ГЭС деривационного или приплотинного типа.

По уточненным данным, валовый потенциал гидравлической энергии рек Карелии составляет 14,2 млрд кВт·ч в год [5]. Технический потенциал равен 7,4 млрд кВт·ч в год, а экономический — 6,0 млрд кВт·ч в год. Но по соображениям рыбоводства и экологии целесообразным для эксплуатации принято считать потенциал 4,9 млрд кВт·ч в год.

В настоящее время на территории Карелии действует двадцать ГЭС суммарной установленной мощностью 638,3 МВт, что составляет 58 % от мощности энергосистемы. Из них шесть — малые ГЭС, расположенные в Западной Карелии и отнесенные административно к каскаду Сунских ГЭС, три — вновь построенные малые ГЭС АО «Норд Гидро», а также Ондская ГЭС, выведенная сейчас из каскада Выгских ГЭС и принадлежащая ООО «Евросибэнерго — тепловая компания» (табл. 4).

Республика Карелия не может полностью обеспечить себя электроэнергией. Собственное производство составляет примерно 60 % и около 40 % поступает из смежных энергосистем Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Мурманской и Вологодской областей. На долю ГЭС в энергобалансе приходится около 60 % всей электроэнергии, оставшуюся часть вырабатывают ТЭЦ и электростанции промышленных предприятий. Выработка ГЭС неравномерна и напрямую зависит от гидрологической обстановки. В маловодные 2011 и 2013 гг. она составляла 55 и 56 % соответственно.

В последнее десятилетие ЗАО «Норд Гидро» по соглашению с правительством Республики Карелия ведет активное строительство малых ГЭС. В настоящее время ЗАО «Норд Гидро» вместе с Российским фондом прямых инвестиций (РФПИ) и китайскими компаниями ведет строительство Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2 мощностью 24,9 МВт каждая на реке Кемь выше Кривопорожской ГЭС, в районе деревни Панозеро (рис. 2). Перспективными также являются малая ГЭС «Реболы» на реке Мельничная, п. Реболы Муезерского района, мощностью 0,5 МВт и малая ГЭС «Шуя-1» мощностью 5,1 МВт [6].

Таблица 4

Основные показатели действующих гидроэлектростанций Республики Карелия

Table 4

The main indicators of the operating hydroelectric power plants of the Republic of Karelia

ГЭС	Река	Год пуска	Установленная мощность ГЭС, МВт	Напор, м	Вид регулирования	Выработка энергии в 2016 г., млн кВт·ч
<i>Каскад Кемских ГЭС</i>						
Путкинская	Кемь	1967	84,0	20,1	Суточное	453,53
Подужемская	То же	1971	48,0	10,7	Недельное	239,06
Кривопорожская	»	1990	180,0		Суточное	550,23
Юшкозерская	»	1980	18,0	8,5	Многолетнее	80,79
<i>Каскад Сунских ГЭС</i>						
Кондопожская	Суна	1947	25,60	28,0	Многолетнее	100,23
Пальозерская	То же	1954	25,00	28,2	Сезонное	92,57
Группа малых ГЭС						
«Питкяоски»	Киттеййоки	1935	1,26	10,0	Суточное	7,0
«Хямекоски»	Янисйоки	1903	1,78	11,3	То же	26,9
«Харлу»	То же	1936	3,0	9,8	»	20,9
«Пиени-йоки»	Тулемайоки	1920	1,28	11,0	»	7,1
«Суури-йоки»	То же	1919	1,28	12,0	»	7,9
«Игнойла»	Шуя	1937	2,7	8,0	»	18,0
<i>Каскад Выгских ГЭС</i>						
Маткожненская	Выг	1953	63,00	19,6	Суточное	307,45
Выгостровская	То же	1961	40,00	12,0	То же	240,57
Беломорская	»	1962	27,00	7,2	»	143,53
Палакоргская	»	1967	30,00	8,3	Сезонное	97,99
Малые ГЭС АО «Норд Гидро»						
«Ляскеля»	Янисйоки	2011	4,80	13,6	Суточное	20,47
«Рюмякоски»	Тохмайои	2013	0,63	8,8	То же	2,02
«Каллиокоски»	То же	2014	0,975	9,5	»	5,4
Ондская ГЭС ООО «Евросибэнерго-тепловая компания»	Выг	1956	80,0	26,0	Многолетнее	395,6
Итого:	–	–	638,305	–	–	2817,24

ОАО «РусГидро» в рамках программы развития возобновляемой и малой энергетики России разработало технико-экономическое обоснование проектов строительства двух гидроэлектростанций суммарной мощностью 52,2 МВт на реке Водле: Пудожской ГЭС в районе деревни Кривцы установленной мощностью 20,6 МВт и Средне-Водлинской ГЭС в районе деревни Кубово установленной мощностью 31,6 МВт [7].

Рыбохозяйственное значение большинства рек Карелии препятствует более масштабному развитию гидроэнергетики.



Рис. 2. Белопорожские малые ГЭС-1 и ГЭС-2 [8]

Fig. 2. Beloporozhskie small hydro power plants 1 and 2 [8]

Вологодская область

Вологодская область располагает достаточно большими запасами водных ресурсов, полностью обеспечивая себя водой. Среднегодовой объем речного стока составляет $39,2 \text{ км}^3$ в год, а с учетом притока из сопредельных областей — $49,3 \text{ км}^3$. На территории области насчитывается около 20 тыс. рек, 98 % из которых малые, и более 5 тыс. озёр.

Рельеф местности преимущественно равнинный, но здесь имеются низменности (Прионежская, Молого-Шекснинская), гряды (Андогская, Белозерская, Кирилловская) и возвышенности (Андомская, Вепсовская, Вологодская, Галичская, Верхневажская). На юго-востоке области расположены Северные Увалы. По Андомской возвышенности проходит водораздел между водосборами трех бассейнов (Балтийского, Беломорского и Каспийского), и это определяет главную особенность рек Вологодской области: большинство рек представляют собой истоки и верховые участки водосборных площадей этих морей и уносят свои воды за пределы области.

Наиболее крупные реки, относящиеся к бассейну Белого моря, — это Сухона (558 км) и Юг (574 км), при своем слиянии образующие Малую Северную Двину, а также Свидь (приток реки Онеги, 64 км). На их долю приходится около 60 % годового стока области.

Реки Молога (456 км), Шексна (139 км) и Суда (184 км) несут свои воды в бассейн Каспийского моря. Их сток составляет 33 % суммарного местного стока.

Реки, впадающие в Онежское озеро (Андома, Вытегра, Водлица), не так многоводны и принадлежат бассейну Балтийского моря. Их водные ресурсы составляют 7 %.

Питание рек области преимущественно снеговое, доходит до 50–70 % годового стока. На долю дождевого стока приходится 20–25 %.

На территории Вологодской области имеется ряд крупных озер и водохранилищ, а также расположены Волго-Балтийский канал и Северо-

Двинская шлюзованная система. Наиболее крупные озера находятся в западной части: Онежское озеро площадью 9880 км²; Белое озеро — 1290 км²; Кубенское озеро — 470 км²; озеро Воже — 416 км²; Рыбинское водохранилище — 4500 км²; Шекснинское водохранилище — 380 км² [9].

Волго-Балтийский канал и Северо-Двинская шлюзованная система используются для доставки грузов водным транспортом и туристических целей. Северо-Двинская система существует уже более 180 лет и соединяет бассейн Волги и Северной Двины. Она проходит от р. Шексны, притока Волги, до р. Сухоны и состоит из 5 шлюзов, 8 плотин, ряда озер и каналов. Протяженность этого водного пути 127 км.

Несмотря на значительные объемы водных ресурсов, в засушливые годы предприятия области испытывают их недостаток. В маловодные годы (1992–1993, 2000–2001, 2002–2003, 2005–2006) на Северо-Двинской шлюзованной системе и Рыбинском водохранилище наблюдалось понижение уровня воды ниже минимальных для навигации отметок, что привело к убыткам грузоотправляющих предприятий и гибели нерестилищ рыб. Частично промерзло озеро Кубенское, предприятия жилищно-коммунальной структуры некоторых городов испытывали трудности с водоснабжением. Все это происходит из-за того, что большая часть речного стока (в весеннее половодье) не аккумулируется в водохранилищах, а уносится с территории области. Также происходит сброс воды для поддержания необходимых судоходству глубин на реке Волге, на участке Городец — Нижний Новгород [10]. Часть этих проблем решается за счет программы «Вода Вологодчины», рассчитанной на 2011–2020 гг. Для обеспечения безопасности гидротехнических сооружений в рамках программы намечено провести капитальный ремонт 14 гидротехнических сооружений.

В энергетических целях водные ресурсы области используются незначительно. В Вологодской области действуют только три ГЭС: Шекснинская мощностью 24 МВт (в 2013 г. произошло снижение установленной мощности, вызванное перемаркировкой оборудования) и среднегодовой выработкой 125 млн кВт·ч электроэнергии, ГЭС N31 и N32 в г. Вытегре мощностью 2,28 МВт и среднегодовой выработкой около 10 млн кВт·ч. Все электростанции принадлежат филиалу Федерального бюджетного учреждения «Администрация Волго-Балтийского бассейна внутренних водных путей». Приоритетной задачей этих ГЭС является обеспечение судоходства по каналу, а не производство электроэнергии.

Вологодская область является энергодефицитной. Около трети потребности в электроэнергии обеспечивают тепловые станции (Череповецкая ГРЭС, Вологодская ТЭЦ, Красавинская ГТ ТЭЦ), более 36 % электроэнергии вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и ГЭС, а остальное поступает из-за пределов области. В середине прошлого века на территории области действовало 46 малых ГЭС. В настоящее время малой гидроэнергетике уделяется большое внимание. Руководством области заключено соглашение с ЗАО «Норд Гидро» о строительстве, реконструкции и вводе в эксплуатацию 10 объектов, работающих на возобновляемых источниках энергии (табл. 5).

Наиболее перспективными из них являются два объекта на базе гидротехнических сооружений Череповецкой ГРЭС.

Таблица 5
Перечень ГЭС, планируемых к реализации на территории Вологодской области [11]
Table 5
The list of HPPs planned for implementation in the Vologda region [11]

ГЭС	Вид станции	Местоположение	Планируемая установленная мощность, МВт	Средняя многолетняя выработка, млн кВт·ч
ГЭС Череповецкой ГРЭС № 1	Малая ГЭС	Река Суда	2,5	8,0
ГЭС Череповецкой ГРЭС № 2	То же	Пруд-охладитель	1,0	7,0
ГЭС Вологодского водоканала	»	Река Вологда	0,40	1,72
Плотина «Александровская»	»	Река Ковжа	0,35	1,53
Плотина «Ковжа»	»	Озеро Ковжа	0,20	0,87
Плотина «Депю»	»	Река Белый Ручей	0,08	0,35
МГЭС «Опоки»	»	Река Сухона	10,00	43,80
Плотина «Красавино»	»	Пруд ОАО «Вологодский текстиль»	0,040	0,27
Шекснинская ГЭС	ГЭС	Река Шексна	200,0 – 800,0	400,0
МГЭС «Вытегра»	Малая ГЭС	Река Вытегра	1,20	6,00

Архангельская область

Архангельская область располагает избыточными водными ресурсами. На ее территории формируется 201 км³ местного стока, 196 км³ воды поступает из Вологодской области и Республики Коми. Здесь насчитывается около 70 тыс. больших и малых рек суммарной протяженностью 275 тыс. км. Четыре крупнейшие реки (Северная Двина, Печора, Онега и Мезень) впадают в арктические моря. Их суммарный среднегодовой сток составляет более 285 млрд м³, а это более 70 % полных потенциальных гидроэнергоресурсов области. Широкая и глубокая река Северная Двина является основным водным путем.

Крупные и средние реки области многоводны, но обладают широкими поймами и небольшим удельным падением по длине реки, кроме того в бассейнах рек Северная Двина и Печора обнаружены обширные карстовые явления, что затрудняет их гидроэнергетическое использование. К тому же многие крупные и средние реки являются естественными нерестилищами ценных пород рыб и закрыты для гидротехнического строительства.

На территории области в 1940–1950-х гг. насчитывалось около 60 малых ГЭС мощностью от 6,5 до 107 кВт. В настоящее время в регионе нет ни одной действующей гидроэлектростанции. Но в области достаточно малых и средних рек, которые могут рассматриваться с точки зрения энергетического использования. Специалистами Института физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН в середине 1990-х гг. был оценен полный теоретический и технический потенциал 43 рек Архангельской области. Технический потенциал составляет 792 млн кВт·ч среднегодовой выработки энергии [12, 13].

В качестве первоочередных для строительства малых ГЭС были выбраны створы на реках Пурнеме и Кулосега (Онежский и Пинежский районы соответственно) из-за наиболее значительного роста цен на топливо для дизельных электростанций (ДЭС) и отсутствия централизованного электроснабжения.

Створ малой ГЭС на реке Пурнеме выбран в 4,5 км от населенного пункта Пурнема. Ранее здесь существовала малая колхозная ГЭС. ГЭС мощностью 660 кВт может обеспечить электроснабжение четырех поселков — Верхнеозерска, Нижмозера, Лямцы, Пурнемы.

Река Кулосега протекает в Верхнетоемском и Пинежском районах и является притоком реки Пинеги, в месте ее впадения в Пинегу расположен поселок Кулосега, в 5 км от которого находится поселок Сульца, примерно в 13 км — поселок Мамониха и в 16 км — поселок Сосновка. Электроснабжение этих поселков осуществляется от ДЭС. Малая ГЭС на реке Кулосега мощностью 280 кВт могла бы удовлетворить потребность в электроэнергии всех этих поселков.

Сегодня себестоимость местной электроэнергии, получаемой от ДЭС, в удаленных поселках Архангельской области доходит до 15–30 руб/кВт·ч, а себестоимость производства электроэнергии от рассмотренных выше малых ГЭС на реке Пурнеме составляет 3,5 руб/кВт·ч, а на реке Кулосега — 5,1 руб/кВт·ч (в ценах 2017 г.).

Кроме того, ЗАО «Норд Гидро» подписало соглашение с правительством области о строительстве в качестве пилотного проекта Соловецкой ГЭС на Большом Соловецком острове. Ранее существовавшая там Соловецкая ГЭС (сегодня оставшиеся от нее руины) была пущена в 1909 г., заброшена в 1940-х гг.

Республики Коми

По объему водных ресурсов Республика Коми в СЭР занимает второе место после Архангельской области. Здесь в среднем за год формируется 158 км³ водных ресурсов и 14,1 км³ поступает из Ненецкого АО. Гидрографическая сеть густая и хорошо развитая. На территории Республики Коми насчитывается более 58 тыс. рек протяженностью около 403 тыс. км, около 3650 рек длиной более 10 км из них: 833 — длиной от 25 до 100 км, 108 — длиной от 100 до 500 км и 9 — длиной более 500 км.

Главные реки республики — Печора (притоки Уса и Ижма), Мезень и Вычегда, являющаяся крупнейшим притоком Северной Двины, характеризуются повышенной водностью.

Распределение годового стока по территории Республики Коми неравномерно. Наибольшие модули речного стока наблюдаются на востоке республики, в предгорной части Урала, а наименьшие в юго-западной части. Питание рек смешанное с преобладанием снегового. Большие и средние реки на большей своей части равнинные и имеют спокойный характер. На севере и северо-востоке республики преобладают тундровые, полугорные и горные реки.

Теоретический (валовый) гидроэнергетический потенциал республики составляет 20,3 млрд кВт·ч в год, технический потенциал малой энергетики 6,5 млрд кВт·ч в год, а технически целесообразный, определяемый наличием потребителей, — 0,7–1,0 млрд кВт·ч год [14], и он практически не используется. На территории Республики Коми нет ни одной действующей ГЭС, хотя в середине прошлого века там эксплуатировались 15–20 малых ГЭС, расположенных в основном в южной части республики. Единственная Кажимская

малая ГЭС мощностью 550 кВт, восстановлением которой занимается ЗАО «Норд Гидро», еще не вырабатывает электроэнергию. Пока реконструирована водосливная плотина, которая позволяет сбрасывать излишки паводковых вод из водохранилища. Трудности со строительством здания ГЭС связаны с отсутствием софинансирования из федерального бюджета.

Создание гидроузлов на крупных реках не предусматривается в силу их равнинного характера и затопления огромных площадей сельхозугодий. Малая гидроэнергетика может быть востребована в зонах децентрализованного электроснабжения. Первоочередными для поиска створов малых ГЭС являются реки бассейна Печоры, поскольку здесь сосредоточено около 87 % технического гидроэнергетического потенциала.

Выводы

1. Северный экономический район — наиболее богатый водными ресурсами регион северо-запада европейской части России. Здесь протекают две крупнейшие реки России — Северная Двина и Печора. Ежегодный сток СЭР составляет около 520 км³. Наибольшими водными ресурсами располагают Архангельская область и Республика Коми, на их территориях формируется около 40 и 31 % местного стока всего СЭР. Менее всего возобновляемыми речными ресурсами обеспечена Вологодская область, на ее долю приходится 7 % местного стока СЭР.

2. Несмотря на значительные потенциальные гидроэнергоресурсы, используются они не в полной мере. Наибольшее развитие гидроэнергетики получила в Мурманской области и Республике Карелия. В составе объединенной энергосистемы здесь действуют соответственно 17 и 20 гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 1600 и 638 МВт. В Вологодской области работают три ГЭС установленной мощностью 26 и 2,28 МВт, а в Архангельской области и Республике Коми действующих ГЭС нет, хотя опыт эксплуатации малых колхозных ГЭС имеется.

3. Возможности развития гидроэнергетики в основном связаны с энергодефицитной Республикой Карелия, где в настоящее время ведется строительство малых Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2. Уже построены три малые ГЭС «Ляскеля», «Рюмякоски» и «Каллиокоски», и имеются дальнейшие согласованные с правительством республики планы. В остальных областях и Республике Коми также имеются перспективы развития малой гидроэнергетики, но пока строительство не предполагается.

Литература

1. Филатов Н. Н., Литвиненко А. В., Богданова М. С. Водные ресурсы Северного экономического района России: состояние и использование // Водные ресурсы. 2016. Т. 43, № 5. С. 502–514. DOI: 10.7868/S0321059616050059
2. Разработка систем управления энергоэффективностью и направлений развития возобновляемой энергетики в условиях Арктической зоны РФ: отчет о НИР (заключ.) / ЦЭС КНЦ РАН; рук. Минин В. А. Апатиты, 2018. 219 с. № НИОКТР АААА-А17-117020110072-0; рег. № темы 0226-2016-0001.
3. Коновалова О. Е., Кузнецов Н. М. Возобновляемые источники Мурманской области // Промышленная энергетика. 2018. № 9. С. 51–56.
4. Водные ресурсы Карелии: основные проблемы рационального использования и охраны / А. В. Литвиненко и др. // Труды Карельского научного центра РАН. 2011. № 4. С. 12–20.

5. Сидоренко Г. И. Ресурсы, эффективность и перспективы использования возобновляемых источников энергии // Возобновляемая малая энергетика 2013: сб. тр. X междунар. ежегод. конф. (Москва, 17–18 июня 2013 г.). М., 2013. С. 20–27.
6. Программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2020 года [Электронный ресурс] // Министерство строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия: сайт. URL: http://минстройрк.рф/deyatelnost/investicionnaya_politika_v_elektroenergetike/shema_i_programma_perspektivnogo_razvitiya_elektroenergetiki_respubliki_kareliya_na_period_do_2020_goda/ (дата обращения: 11.04.2019).
7. Кузнецов И. М. Местные энергосистемы на основе малых гидроэлектростанций для электроснабжения городов в новых промышленных районах [Электронный ресурс] // ECOTECO: сайт. URL: <https://ecoteco.ru/?id=1223> (дата обращения: 27.03.2019).
8. Проект строительства Белопорожских ГЭС п. Шомба, Республика Карелия 2016 г. [Электронный ресурс] // ВЭБ.РФ: сайт. URL: <http://www.premiya-razvitiya.ru/files/2017-i3-prezentatsiya.pdf> (дата обращения: 27.03.2019).
9. Схема и программа развития электроэнергетики Вологодской области на 2014–2018 гг. [Электронный ресурс] // Официальный портал Правительства Вологодской области. URL: <https://vologda-oblast.ru/upload/iblock/04b/0056.0-P3-T2.1%20Изм.3.pdf> (дата обращения: 27.03.2019).
10. Кумзеров В. М. Водные проблемы и водные проекты Вологодчины // Проблемы развития территорий. 2010. Вып. 3 (49). С. 37–46.
11. Вологодская область делает ставку на возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс] // Сайт губернатора Вологодской области. URL: http://okuvshinnikov.ru/press/news/vologodskaya_oblast_delaet_stavku_na_vozobnovlyaemye_istochniki_energii/ (дата обращения: 27.03.2019).
12. Разработка технико-экономического доклада по энергообеспечению дефицитных и экологически неблагоприятных районов Архангельской области на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: отчет о НИР (заключ.) / ЦФТПЭС КНЦ РАН, рук. В. А. Минин. Апатиты, 1993. 193 с. X/д № 2365.
13. Коновалова О. Е., Победоносцева В. В. Возможности малой гидроэнергетики Архангельской области // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. № 5 (56). С. 181–190.
14. Колобов Ю. И., Чайка Л. В. Малая энергетика в системе энергоснабжения Республики Коми. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2000. 140 с.

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук» Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: konovalova@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.70-81

УДК 621.311

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

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Аннотация

Промышленность Арктики нуждается в надежности энергосистемы и безотказности ее работы. Это становится все более важной целью для инвестиционной привлекательности региона и стратегической энергобезопасности страны. Поэтому приведен анализ энергосистемы Мурманской области, а также состояния ее элементов воздушных линий электропередач с классом напряжений от 150 до 330 кВ. Обобщены характерные проблемы ЛЭП в межремонтный период, показаны фотографии дефектов опор. Приведена общая характеристика технического состояния обследованных ЛЭП в Мурманской области, которая подтверждает необходимость дополнительного контроля за элементами энергосистемы, работающей в условиях Арктики. Подтверждена необходимость корректировки нормативной документации в отношении подобных высоковольтных сетей по грозовой активности региона, ветровой нагрузке, электромагнитной защите сети, а также пересмотра нормативов по обеспечению заземления подстанций и опор ЛЭП.

Ключевые слова:

электроснабжение, воздушные линии электропередач, опора, изолятор, подстанция, электрическая сеть, потребители, надежность электроснабжения, электромагнитная совместимость.

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

ELECTRIC TRANSMISSION AIR LINES IN THE ARCTIC CONDITIONS

Abstract

The Arctic industry needs power system reliability and failsafe work. This is becoming an increasingly important goal for investment attractiveness of the region and strategic energy security of the state. Therefore, the Murmansk region power system analysis, as well as the state of its overhead transmission lines elements with voltage class from 150 to 330 kV, is presented. The characteristic problems of the power transmission lines during the overhaul period are summarized and the photographs of transmission towers defects are given. The presented general technical condition description of the surveyed Murmansk region power lines confirms the importance of additional control over the power system elements operating in the Arctic. The necessity of adjusting the regulatory documents for such high-voltage networks on thunderstorm activity in the region, wind load, electromagnetic network protection, as well as the necessity of the revision of the standards for grounding substations and power transmission lines, were confirmed.

Keywords:

power supply, overhead power lines, transmission tower, insulator, substation, electrical network, consumers, reliability of power supply, electromagnetic compatibility.

Передача электроэнергии при помощи ЛЭП является наиболее удобным и экономически эффективным способом. Одним из основных преимуществ является доступность этих линий для обслуживания. На основании нормативных документов [1–11] техническое освидетельствование энергетических объектов проводится в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, пункт 1.5.2, утвержденными Минэнерго России № 229 от 19 июня 2003 г. и зарегистрированными Минюстом России № 4799 от 20 июня 2003 г.,

и Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, пункты 1.6.7, 2.3.7 и 2.3.11, утвержденными Минэнерго России № 6 от 13 января 2003 г. и зарегистрированными Минюстом России № 4145 от 22 января 2003 г.

Нормативными документами регламентируются принципы проектирования, прокладки, обслуживания и контроля состояния воздушных ЛЭП. Следует учитывать, что правила являются общеиспользуемыми и усредненными, без разделения на регионы, что усложняет их эксплуатацию, поскольку климатические и грунтовые условия на широте около 40° не сопоставимы с широтами около 70° .

Характерным примером является грозовая активность в Мурманской области, где согласно стандартам интенсивность составляет лишь 10 ч в год на большей части региона. Мониторинг грозовой активности только за последние пять лет показывает, что количество грозовых часов в Мурманской области бывает намного выше [12–14]. Это напрямую связано с состоянием элементов воздушных ЛЭП.

Аналогичная проблема с грунтовыми условиями в арктических регионах России и Скандинавии. Скалистый грунт обладает диэлектрическими свойствами и не позволяет произвести полноценное заземление опор и подстанций. Это крайне неблагоприятные условия для аварийных режимов, во время грозы или электромагнитной бури. Следует отметить, что на широте выше $66^\circ 33' 44''$ интенсивность влияния электромагнитной бури на энергосистему увеличивается в десятки раз. На рис. 1 показано положение Кольского полуострова относительно Северного полярного круга и Северного полюса Земли.

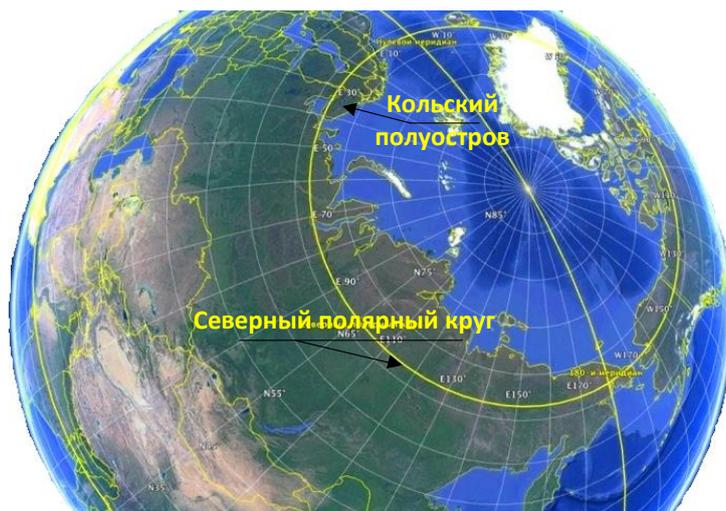


Рис. 1. Кольский полуостров на карте Земли

Fig. 1. Kola Peninsula on the Earth map

Вышесказанное показывает недостаточную оценку условий арктического региона. Мурманская область имеет стратегическое значение для российского Севера. Запасы природных ресурсов, содержащихся в недрах Кольского полуострова, необходимость надежного энергоснабжения мощностей морских портов, транспортной инфраструктуры, частей и соединений Вооруженных сил РФ обусловили развитие заполярной энергетики начиная со второй половины 1930-х гг.

Нормальная работа любой энергосистемы невозможна без сетевого комплекса. Общая протяженность сетей составляет 6683 км, в том числе воздушных линий (ВЛ) электропередачи 150 кВ — 2135 км и 330 кВ — 757 км.

Анализ опыта эксплуатации выявил наличие в энергосистеме Кольского полуострова большого числа ВЛ с большим сроком эксплуатации, достигающим 40–50 лет и более.

Кольский полуостров является крайней северо-западной частью территории России. Его территория относится в основном к районам, подверженным гололедообразованию и значительным ветровым нагрузкам. Кроме того, здесь в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ, из которых львиная доля приходится на цветную металлургию. Основными источниками выбросов являются предприятия ОАО «ГМК «Печенганикель»» и ОАО «Комбинат «Североникель»». Все это оказывает влияние на износ электрооборудования. Поэтому для поддержания технического состояния ВЛ необходимо проводить периодические осмотры оборудования. Это успешно выполняется силами ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «МРСК Северо-Запада», входящих в группу компаний ПАО «Россети», несмотря на заниженные нормативы стандартов, климатические условия и труднодоступность магистральных линий.

Текущее развитие электрической сети Кольской энергосистемы идет в основном за счет строительства подстанций и ВЛ класса 330 кВ и реконструкции отдельных участков линий напряжением 110–150 кВ.

Для оценки состояния воздушных ЛЭП, работающих в условиях Арктики, ЦЭС КНЦ РАН было проведено низовое выборочное обследование состояния ряда ВЛ класса 150 и 330 кВ на основе технической документации и актов технического освидетельствования ВЛ. Важно отметить, что обслуживающими организациями проводится аналогичный постоянный контроль состояния воздушных ЛЭП в Кольской энергосистеме, выявленные дефекты доказывают интенсивность влияния климата и условий работы на элементы ЛЭП.

При обследовании опор были обнаружены следующие дефекты: проседание фундамента на трех опорах; разрушение фундамента (сколы, раковины, трещины) на сорока пяти опорах; оголение арматуры подножников на восьми опорах; неплотное прилегание пят к подножникам на двадцати девяти опорах; язвенная коррозия пяты и подпятника на двух опорах; язвенная коррозия пяты на пяти опорах; отсутствие болтов в креплениях стяжек на двух опорах; отсутствие одной из стяжек на двух опорах; коррозия оттяжек и их креплений к фундаментам на трех опорах; язвенная коррозия заземляющих спусков с разрушением более 50 % сечения на трех опорах; коррозия заземляющих спусков на шестидесяти пяти опорах; отсутствие заземляющих спусков на двадцати семи опорах; обрыв заземляющего спуска на двух опорах; повреждения изоляции (количество разбитых изоляторов) — 56 изоляторов; налет ржавчины на верхних изоляторах всех поддерживающих гирлянд обследованных опор — на всех обследованных ста шестнадцати опорах; коррозия на поверхности арматуры на ста шести опорах; деформация траверсы на одной опоре; погнутость троса гасителя вибрации на одной опоре. Примеры дефектов представлены на рис. 2–7.

На опорах № 292 и 324 линии Л-153/154 имеется существенное оседание фундаментов (рис. 2, а, б).



а

б

Рис. 2. Оседание фундамента опор линии Л-153/154:
а — опора № 292; *б* — опора № 324

Fig. 2. The subsidence of the L-153/154 line pylons foundation:
a — pylon No. 292 *б* — pylon No. 324

У опоры № 136 Л-153/154 отмечены дефекты трех подножников. На одном из подножников есть трещины и раковина размером около 10x3 см и глубиной около 1,5 см (рис. 3, *а*), на другом подножнике — значительные сколы бетона (рис. 2, *в*). Стяжки имеют сварное соединение с ногами опоры (рис. 3, *б, в*).

У опоры № 59а Л-171/172 обнаружено неплотное прилегание пят двух ног опоры к подножникам с образованием зазора около 1 см. Кроме того, на двух подножниках имеются раковины и сколы бетона; в бетоне присутствуют глубокие отверстия по всей высоте фундамента (рис. 4).

У опоры № 200 Л-397 отмечено неплотное прилегание пяты к фундаменту, между пятой и подножником установлена металлическая пластина (рис. 5, *а*). Также отмечено неплотное прилегание пят к другим подножникам вследствие неровности поверхностного слоя бетона подножников (рис. 5, *б-г*).

У опоры № 21 Л-398 отмечена язвенная коррозия пяты. Наблюдается частичное разрушение фундамента с оголением арматуры. Оголенные участки арматуры фундамента подвержены коррозии. В бетоне имеются включения щебенки (рис. 6).

Выявлены дефекты у опор № 77, 85 и 129 Л-400, такие как: разрушение фундамента и плохое закрепление опоры (рис. 7, *а*), сквозное коррозионное поражение пяты опоры (рис. 7, *б*), коррозионное поражение пяты опоры (рис. 7, *в*).



a



б



в

Рис. 3. Дефекты фундаментов опоры № 136 Л-153/154. Пояснения (*a–в*) в тексте
 Fig. 3. Defects in the foundation of the L-153/154 line pylon No. 136.
 See the text for *a–в* explication



Рис. 4. Раковины и сколы бетона подножников. Неплотное прилегание пят к подножникам. Опора 59а Л-171/172
 Fig. 4. Footboard concrete deflections and chips. Loose fit of the heels to the footrests.
 L-171/172 line pylon 59a



а



б



в



г

Рис. 5. Дефекты подножников опоры № 200 Л-397. Пояснения (а-г) в тексте
Fig. 5. Footrest defects of the L-397 pylon No. 200. See the text for *a-g* explication



Рис. 6. Частичное разрушение подножника опоры № 21 Л-398
Fig. 6. Partial destruction of the footrest of the L-398 pylon No. 21

В соответствии с Методическими указаниями по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ и их элементов (СПО ОРГРЭС, Москва, 1996 г.) по результатам оценки всех элементов ВЛ определяется коэффициент дефектности ВЛ.

По результатам проведенного обследования ВЛ, а также с использованием полученных данных расчетов и испытаний элементов ВЛ (если последние проводились) определяется комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ в целом и ее элементов (опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры) согласно требованиям норм и допускам, приведенным в проектных материалах обследуемой ВЛ, в государственных стандартах, ПУЭ [1–11, 15–20].

По результатам документального и выборочного натурных обследований получены ориентировочные оценки реального состояния ВЛ, степень износа рассматриваемых линий Кольской энергосистемы (табл.).

Нормативный срок службы воздушных линий электропередачи напряжением 35–220, 330 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах составляет 50 лет [2].



а



б



в

Рис. 7. Примеры дефектов опор Л-400:
а — опора № 77; *б* — опора № 85; *в* — опора № 129

Fig. 7. Defects of the L-400 pylons:
а — pylon No. 77; *б* — pylon No. 85; *в* — pylon No. 129

Характеристика технического состояния линий электропередачи
Description of the power lines technical condition

Системный номер линии	Класс напряжения, кВ	Год постройки	Срок эксплуатации, лет	Количество опор, шт.	Коэффициент дефектности ВЛ, КДВЛ	Оценка состояния, мероприятия	Степень износа, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Л-153/154	150	1968	41	447	30 (75,4*)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, опор, изоляторов, арматуры	70
Л-171/172	150	1966 (1980)	43/29	128	30 (67,1*)	То же	70
Л-179	150	1982	27	100+26	30 (75,4*)	»	54
Л-223/224	150	1957	52	160/158	30	Удовлетворительное. Требуется обследование	60
Л-226	150	1988	21	303	30 (более 80*)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, восстановление заземлений	42
Л-397	330	1980	29	204	20 (более 80*)	Требуется восстановление и защита фундаментов и крепежа опор	58

Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
Л-398	330	1973	36	193	20 (более 80*)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, восстановление заземлений	70
Л-399	330	1976	33	85	20 (42,1*)	Удовлетворительное. Требуется восстановление фундаментов и заземлений	66
Л-400	330	1976	33	263	20 (более 80*)	Неудовлетворительное. Требуется восстановление фундаментов и заземлений	66
Л-401	330	1973 2001 (рек.)	8 (после рек.)	332	20 (9,6*)	Удовлетворительное. Требуется контроль	16
Л-404	330	1989	20	180	20 (57,1*)	Удовлетворительное. Требуется восстановление и защита фундаментов, защита опор и крепежа от коррозии	40
Л-406	330	1989	20	290	10 (62,5*)	То же	40

Примечание. Коэффициент дефектности выборочно обследованных опор приведен в скобках. Полученная оценка имеет ограниченный объем обследований и ограниченный характер вследствие несоответствия числа обследованных опор рекомендациям РД.

Расчетные оценки степени износа приведены в таблице. При оценке учтены проведенные реконструкции и частичная замена элементов линий при проведении ремонтных работ, а также коэффициенты дефектности по эксплуатационным данным (даны в скобках). Ориентировочные оценки, полученные при выборочном обследовании линий, учитывают ограниченную представительность этих обследований вследствие относительно небольшого числа опор и обследованных участков.

Выводы

В приведенном материале по обследованиям линий отмечается значительная разница с данными эксплуатации. Для всех обследованных участков характерен недостаточный уровень эксплуатационных обследований линий и принятия своевременных решений об устранении недостатков в межремонтный плановый период. Поэтому необходимым мероприятием повышения эффективности эксплуатации ВЛ и продления их срока службы является повышение количества осмотров и обследований специализированными службами и своевременное принятие решений об устранении выявленных недостатков.

В Положении об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше [18] сформулированы методические рекомендации по организации внутреннего контроля (самоаудита) состояния и условий эксплуатации ВЛ.

Проведение экспертизы и оценки является одним из элементов самоаудита, осуществляемого собственными специалистами и техническими руководителями энергопредприятий в соответствии с Основными положениями контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем (РД 153-34.0-08.102-98) [19].

Выполненные обследования показали, что независимая оценка при техническом освидетельствовании энергетических объектов может оказать существенную помощь при анализе состояния ВЛ и послужить гарантией повышения объективности самооценки состояния и уровня эксплуатации ВЛ.

Литература

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2003 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
2. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей / Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». СО 34.04.181-2003 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
3. РД 153-34-3-03-285-2002. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. С. 101 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
4. СТО 56947007-29.240.01.053-2010. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий

- электропередачи ЕНЭС. Введ. 2010–08–24. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» // Консорциум Кодекс. Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200088720> (дата обращения: 13.11.2019).
5. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Энергосервис, 2003 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 6. СТО 56947007-29.240.55.016-2008. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. С. 72 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 7. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ. М.: Издательство НЦ ЭНАС 2003. С. 133 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 8. СО 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. С. 177 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 9. РД 34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. М.: СПО ОРГРЭС, 2000 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 10. РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. М.: СПО ОРГРЭС, 2000 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 11. Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ и их элементов на основании комплексного инструментального обследования. М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
 12. Burtsev A. V., Yaroshevich V. V, Fastiy G. P. The Concept of Lightning Detection Network Enhancement on the Kola Peninsula // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602585
 13. Yaroshevich V. V, Karpov A. S, Burtsev A. V. The consumer localization distorting power quality: studying of a possibility // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602817
 14. Бурцев А. В. Фастий Г. П., Ярошевич В. В. Сопоставление результатов регистрации различных систем грозопеленгации в Кольском регионе // Труды Кольского научного центра РАН. 2018. Т. 9. С. 48–52.
 15. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. С. 51 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
 16. Постановление Совета министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР // Законы, кодексы и нормативно-правовые акты Российской Федерации: сайт. URL: <https://legacts.ru> (дата обращения: 13.11.2019).

17. Правила устройства электроустановок / под ред. С. Г. Королева. 7-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2007 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
18. РД 153-34.3-20.524-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
19. РД 153-34.0-08.102-98. Основные положения контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методические указания по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).
20. СТО 56947007-29.240.003-2008. Методические указания по дистанционному оптическому контролю изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока напряжением 35–1150 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. С. 99 // Бесплатная база ГОСТ. URL: <https://docplan.ru> (дата обращения: 13.11.2019).

Сведения об авторах

Карпов Алексей Сергеевич

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: karпов@admksk.apatity.ru

Ярошевич Вера Васильевна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

Фастий Галина Прохоровна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

А. В. Евстигнеев

ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШАЮЩИМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ С ПИ-РЕГУЛЯТОРОМ

Аннотация

Выполнен анализ устойчивости системы управления повышающим преобразователем напряжения. Рассмотрено влияние ПИ-регулятора (пропорционально-интегрального) на динамические характеристики системы управления.

Ключевые слова:

повышающий преобразователь напряжения, ПИ-регулятор, диаграмма Боде.

A. V. Evstigneev

INVESTIGATION OF THE CONTROL SYSTEM STABILITY OF STEP-UP CONVERTER WITH PI-REGULATOR

Abstract

In this paper analysis of step-up converter control system stability is performed. The influence of PI-regulator on control system dynamic characteristics is considered.

Keywords:

step-up converter, PI-regulator, Bode diagram.

Разрабатываемый повышающий преобразователь постоянного напряжения является составной частью устройства (генераторно-измерительного комплекса) для измерения сопротивления заземления опор воздушных линий электропередачи. В данном устройстве предусмотрено автономное питание от литиевого аккумулятора. В связи с этим необходимо применение повышающего преобразователя для получения выходного напряжения заданного уровня, подаваемого на исследуемую опору.

Для идеального преобразователя (рис. 1) связь выходного напряжения с входным определяется выражением:

$$V_{\text{OUT}} = V_{\text{IN}} \cdot \frac{1}{1 - D}. \quad (1)$$

В реальных условиях могут происходить отклонения как входного напряжения и выходного тока, так и параметров элементов самого преобразователя. Поэтому необходимо применение специального устройства — регулятора, который снижает влияние указанных выше отклонений на выходное напряжение преобразователя воздействием на коэффициент заполнения. Помимо этого, введение регулятора дает возможность влиять на качество системы в переходном и установившемся режимах.

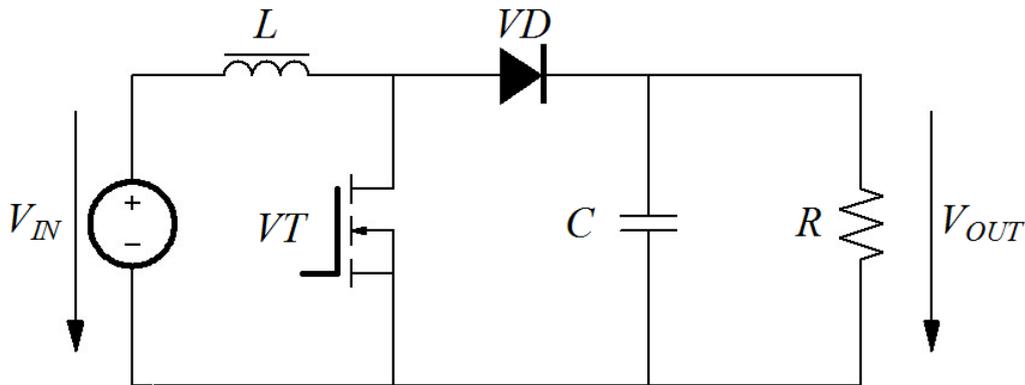


Рис. 1. Повышающий преобразователь постоянного напряжения

Fig. 1. DC-voltage step-up converter

Существуют два основных способа регулирования выходного напряжения: с обратной связью по напряжению и с обратной связью по току. В данной статье рассматривается способ регулирования по выходному напряжению.

Для исследования работы регулятора можно использовать линеаризованную малосигнальную схему замещения преобразователя (рис. 2).

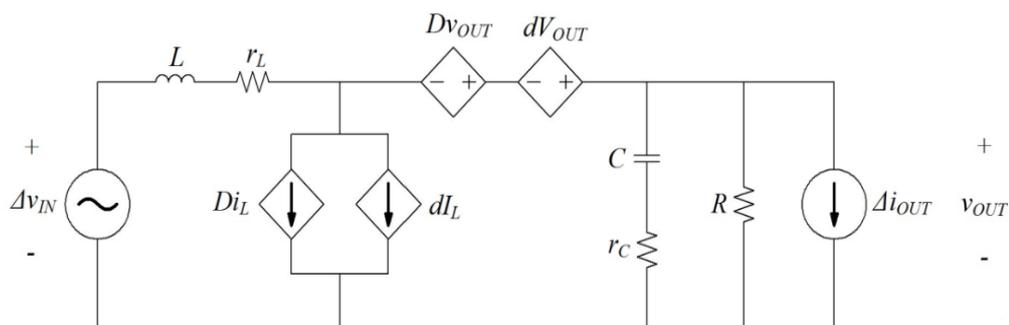


Рис. 2. Малосигнальная схема замещения повышающего преобразователя

Fig. 2. Small-signal model of step-up converter

Для данной схемы замещения рассматривают следующие передаточные характеристики [1]: $T_P(s)$ — «управляющее воздействие — выходное напряжение»; $M_V(s)$ — «входное напряжение — выходное напряжение»; $Z_{OUT}(s)$ — выходное сопротивление преобразователя.

Передаточная характеристика $T_P(s)$ определяет отклик выходного напряжения на изменение управляющего сигнала:

$$G_P(s) = \frac{v_{OUT}(s)}{d(s)} = T_{PK} \cdot \frac{(s + \omega_{ZN}) \cdot (s - \omega_{ZP})}{s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2}. \quad (2)$$

Передаточная характеристика $M_V(s)$ определяет отклик выходного напряжения на изменение входного напряжения:

$$M_V(s) = M_{VX} \cdot \frac{s + \omega_{ZN}}{s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2} \quad (3)$$

Выходное сопротивление $Z_O(s)$ определяет отклик выходного напряжения на изменение выходного тока:

$$Z_O(s) = \frac{v_T(s)}{i_T(s)} = Z_{OO} \cdot \frac{(s + \omega_{ZN}) \cdot (s + \omega_{RL})}{s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2} \quad (4)$$

Для разрабатываемого преобразователя параметры схемы замещения приведены в таблице.

На рисунке 3 приведена блок-схема регулятора преобразователя. При регулировании с обратной связью по напряжению выходное напряжение преобразователя (v_{FB}) сравнивается с опорным (v_{REF}). При этом формируется сигнал рассогласования, на основе которого устанавливается коэффициент заполнения, обеспечивающий равенство выходного напряжения опорному.

Параметры передаточных характеристик повышающего преобразователя
Parameters of step-up converter transfer functions

Обозначение	Формула	Значение
r	$r = D \cdot r_{DS} + (1-D) \cdot R_F + r_L$	$9,897 \cdot 10^{-2}$
T_{PX}	$-\frac{V_{OUT}}{1-D} \cdot \frac{r_c}{R+r_c}$	$-1,751 \cdot 10^{-3}$
ω_{ZN}	$\frac{1}{r_c \cdot C}$	$5 \cdot 10^5$
ω_{XP}	$\frac{R \cdot (1-D)^2 - r}{L}$	$7,239 \cdot 10^4$
ω_0	$\sqrt{\frac{R \cdot (1-D)^2 + r}{L \cdot C \cdot (R+r_c)}}$	$1,377 \cdot 10^3$
ξ	$\frac{L + C \cdot (r \cdot (R+r_c) + R \cdot r_c \cdot (1-D)^2)}{2 \cdot \sqrt{L \cdot C \cdot (R+r_c) \cdot (R \cdot (1-D)^2 + r)}}$	$6,408 \cdot 10^{-1}$
Q	$\frac{1}{2 \cdot \xi}$	$7,802 \cdot 10^{-1}$
α	$2 \cdot \xi \cdot \omega_0$	$1,765 \cdot 10^3$
M_{VX}	$\frac{R \cdot (1-D) \cdot r_c}{L \cdot (R+r_c)}$	$3,606 \cdot 10^1$
ω_{RL}	$\frac{r}{L}$	$1,736 \cdot 10^3$
Z_{OO}	$\frac{R \cdot r_c}{R+r_c}$	$2 \cdot 10^{-2}$
H	—	$5,897 \cdot 10^{-2}$
V_M	—	1

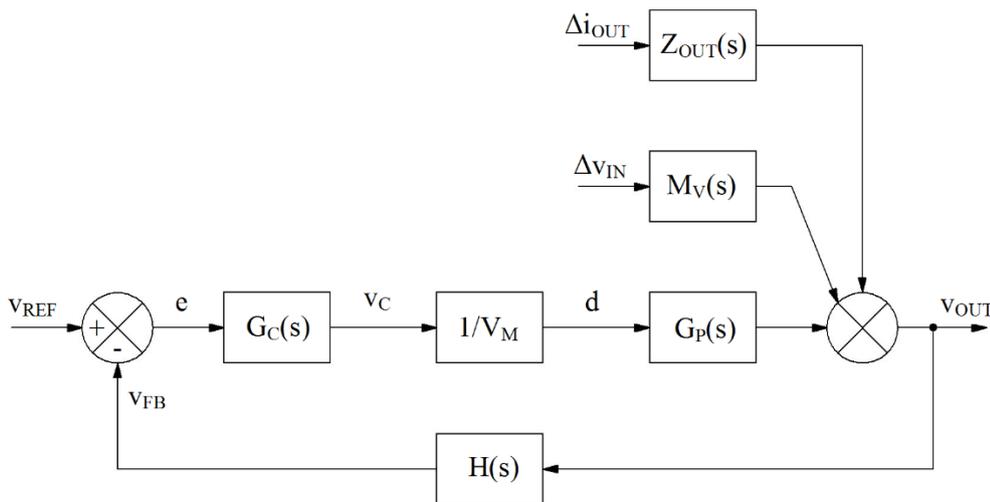


Рис. 3. Малосигнальная модель регулятора повышающего преобразователя

Fig. 3. Small-signal model of step-up converter regulator

Передаточные характеристики при введении обратной связи примут вид:

$$G_P^{cl}(s) = \frac{v_{OUT}(s)}{v_{REF}(s)} = \frac{1}{H(s)} \cdot \frac{T(s)}{1+T(s)}, \quad (5)$$

$$M_V^{cl}(s) = \frac{v_{OUT}(s)}{v_{IN}(s)} = M_V(s) \cdot \frac{1}{1+T(s)}, \quad (6)$$

$$Z_{OUT}^{cl}(s) = \frac{v_{OUT}(s)}{i_{OUT}(s)} = Z_O(s) \cdot \frac{1}{1+T(s)}, \quad (7)$$

где

$$T(s) = \frac{H(s)}{V_M} \cdot G_C(s) \cdot G_P(s).$$

При введении в объект управления обратной связи он может стать неустойчивым, т. е. объект будет иметь неограниченную реакцию на ограниченное входное воздействие. Устойчивость объекта управления определяется расположением корней его характеристического уравнения на комплексной плоскости.

Помимо использования обратной связи применяют специальные компенсаторы с передаточной характеристикой $G_C(s)$. Компенсаторы помогают обеспечить устойчивость системы управления и получить требуемые динамические характеристики объекта управления.

Рассмотрим компенсатор ПИ-типа с $K_P = 0,5$ и $K_I = 200$, передаточная характеристика которого определяется выражением:

$$G_C(s) = K_P + \frac{K_I}{s} = 0,5 + \frac{200}{s}. \quad (8)$$

Для ответа на вопрос, является ли система управления устойчивой, рассмотрим диаграмму Бode для функции $T(s)$ (рис. 4) и определим по ней запас по фазе и запас по амплитуде [2].

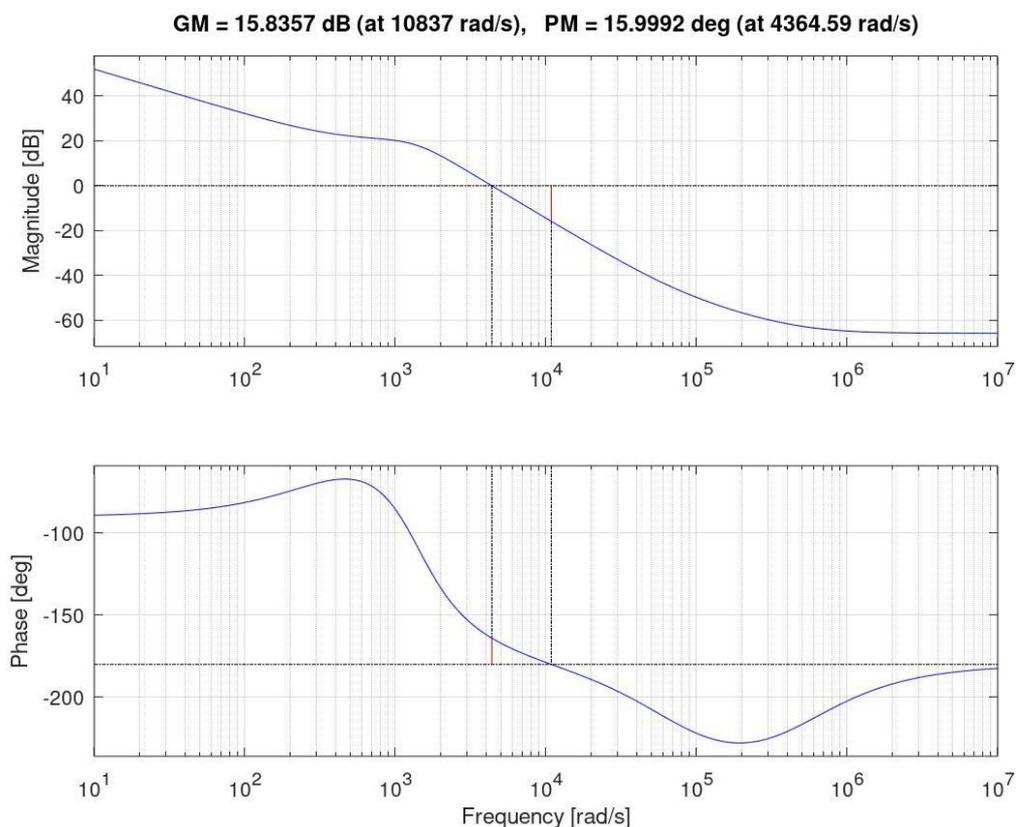


Рис. 4. Диаграмма Бode схемы управления с ПИ-регулятором

Fig. 4. Bode diagram of control system with PI-regulator

Из диаграммы видно, что запас по фазе составляет примерно 16 градусов, запас по амплитуде равен примерно 15,8 децибел. Таким образом, система управления с ПИ-компенсатором является устойчивой.

В качестве примера рассмотрим реакцию системы управления на ступенчатое изменение входного напряжения во временной области (рис. 5).

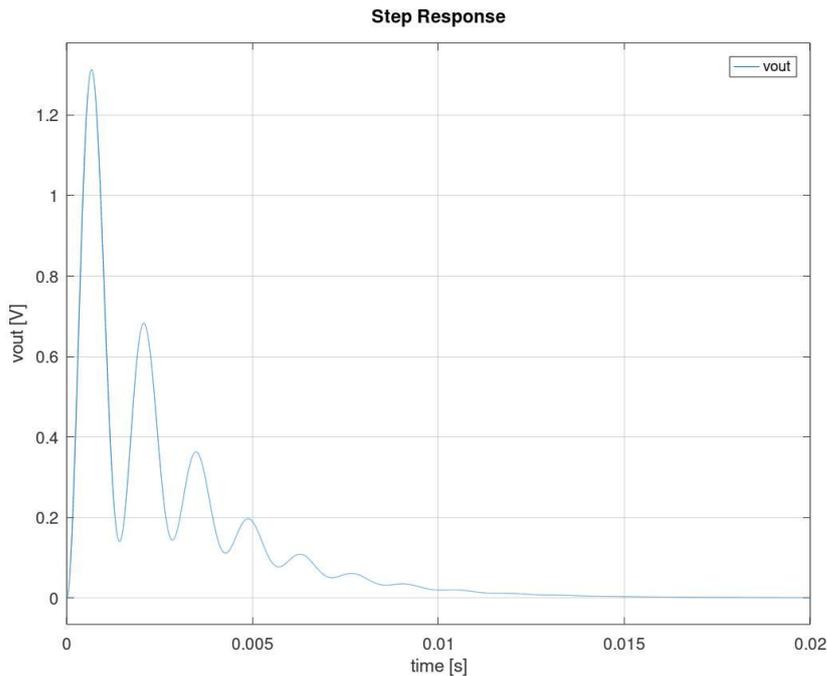


Рис. 5. Реакция системы управления на ступенчатое изменение входного напряжения
 Fig. 5. Control system response to step change in input voltage

Выводы

Рассмотрено применение системы управления с ПИ-регулятором для стабилизации выходного напряжения повышающего преобразователя. Применение регулятора данного типа позволяет уменьшить отклонение выходного напряжения в установившемся режиме. Однако при этом трудно обеспечить хорошие динамические характеристики системы управления в переходных режимах. Для решения этой задачи необходимо применение системы управления с обратной связью по току в дросселе.

Литература

1. Kazimierczuk M. K. Pulse-width modulated DC-DC power converter. Wiley, 2008. P. 782.
2. Дорф Р., Бишоп Р. Современные системы управления / пер. с англ. Б. И. Копылова. М.: Лаборатория базовых знаний, 2002. 832 с.

Сведения об авторе

Евстигнеев Артем Викторович

инженер лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»

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

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.88-95

УДК 621.548(470.21)

А. В. Бежан, А. А. Рожкова, В. А. Минин

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ ВОЗМОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ВЭУ НА ПОБЕРЕЖЬЕ КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Аннотация

Рассмотрено три объекта в прибрежной зоне северного побережья Кольского полуострова, для которых может оказаться перспективным сооружение ветропарков или отдельных ВЭУ, способных внести весомый вклад в повышение эффективности энергоснабжения удаленных потребителей региона. В числе рассмотренных объектов ветропарк мощностью 200 МВт в районе Верхне-Серебрянской ГЭС, ветропарк мощностью 5 МВт в районе г. Островного, на востоке Кольского полуострова, и отдельная ветроустановка мощностью 150 кВт вблизи н. п. Цыпнаволока, которую предлагается внедрить в целях экономии топлива на местной котельной.

Ключевые слова:

ветроэнергетика, ветроэнергетическая установка, Мурманская область, электроснабжение, теплоснабжение.

A. V. Bezhan, A. A. Rozhkova, V. A. Minin

PERSPECTIVE SITES FOR POSSIBLE CONSTRUCTION OF WIND POWER PLANTS ON THE COAST OF THE KOLA PENINSULA

Abstract

Three facilities in the coastal zone of the northern coast of the Kola Peninsula, for which the construction of wind farms or individual wind turbines, which can make a significant contribution to improving the efficiency of energy supply to remote consumers in the region, have been considered. A wind farm with the capacity of 200 MW near Verkhne-Serebryanskaya HPP, a wind farm with the capacity of 5 MW near Ostrovnoy in the east of the Kola Peninsula and an individual wind turbine with the capacity of 150 kW near the settlement of Tsipnavolok, which is proposed to be implemented in order to save fuel in the local boiler, are among the objects considered.

Keywords:

wind energy, wind power plant, Murmansk region, power supply, heat supply.

Центром физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН ведутся исследования, направленные на освоение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ), их вовлечение в топливно-энергетический баланс Мурманской области.

Одним из перспективных направлений успешного развития возобновляемой энергетики в Мурманской области является освоение ресурсов энергии ветра, запасы которых велики, особенно в прибрежных районах Баренцева и Белого морей [1]. В этих районах для получения электрической и тепловой энергии имеются уникальные возможности для применения ветроэнергетических установок (ВЭУ), особенно это актуально применительно к удаленным рассредоточенным потребителям, доставка топлива которым для организации традиционного энергоснабжения от дизельных электростанций и котельных сопряжена с большими трудностями [2–5].

Начиная с 2000 г. на территории Мурманской области в разных местах были смонтированы и введены в эксплуатацию ВЭУ мощностью от 1,4 до 500 кВт

(рис. 1). Их суммарная установленная мощность составила приблизительно 870 кВт [6, 7].

Находящиеся в эксплуатации ветроэнергетические установки положили начало развитию современной ветроэнергетики на Кольском полуострове. В настоящей статье рассматриваются возможности сооружения двух ветропарков, ориентированных на работу в составе Кольской энергосистемы, а также отдельной ветроустановки средней мощности в н. п. Цыпнаволоке на полуострове Рыбачьем, ориентированной на совместную работу с местной котельной.

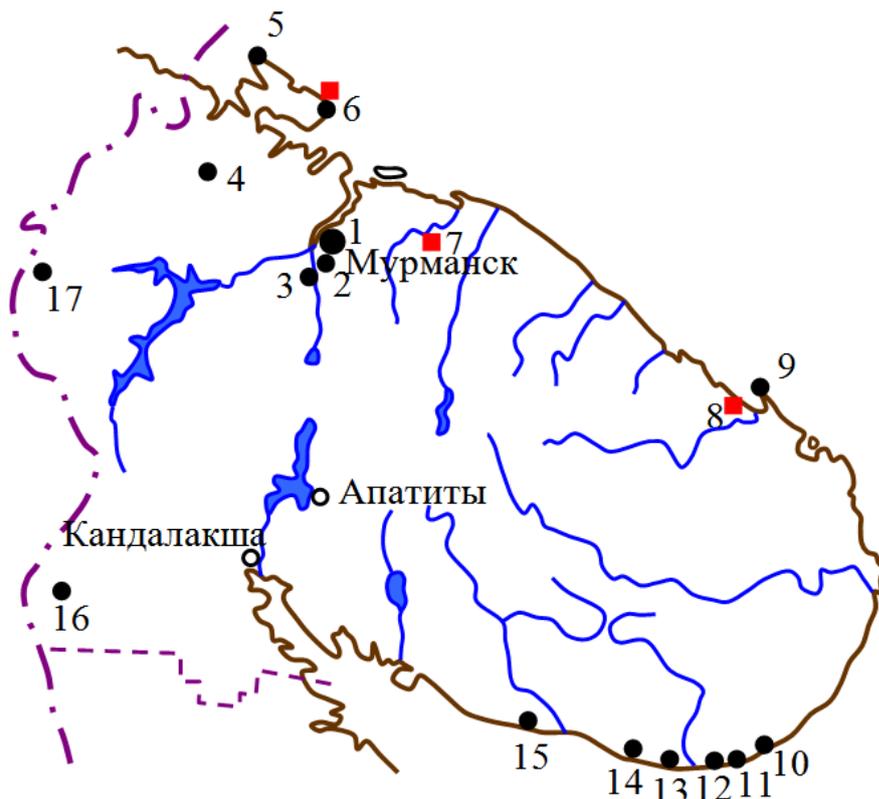


Рис. 1. Расположение ВЭУ на территории Мурманской области:

- 1 — г. Мурманск; 2 — г. Кола; 3 — п. Молочный; 4 — н. п. Новая Титовка;
 5 — н. п. Вайда-Губа; 6 — н. п. Цыпнаволоке; 7 — район автодороги Мурманск — Терiberка; 8 — г. Островной; 9 — мыс Святой Нос; 10 — с. Пялица;
 11 — с. Маяк Никодимский; 12 — с. Чапома; 13 — с. Тетрино; 14 — с. Чаваньга;
 15 — с. Кашкаранцы; 16 — н. п. Куолоярви; 17 — н. п. Светлый

Fig. 1. Location of wind power plants on the territory of the Murmansk region:

- 1 — Murmansk; 2 — Kola; 3 — Molochniy; 4 — Novaya Titovka; 5 — Vayda-Guba;
 6 — Tsypravolok; 7 — Murmansk — Teriberka highway area; 8 — Ostrovnoy;
 9 — Cape Svyatoy Nos; 10 — Pyalitsa; 11 — Mayak Nikodimsky; 12 — Chapoma;
 13 — Tetrino; 14 — Chavan'ga; 15 — Kashkarantsy; 16 — Kuolajarvi; 17 — Svetliy

Ветропарк в районе восемьдесят первого километра автодороги Мурманск — Териберка

Площадка этого ветропарка (рис. 1, 7) расположена в 40 км от открытого побережья Баренцева моря, на возвышенности с высотными отметками 240–300 м над уровнем моря. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка к энергосистеме, расположена на Верхне-Серебрянской ГЭС мощностью 205 МВт. Ориентировочное значение среднегодовой скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли в этом районе составляет 6,3 м/с.

На выбранной площадке предлагается разместить 100 ВЭУ (рис. 2) мощностью 2 МВт каждая [8]. В качестве прототипа взята современная ВЭУ Vestas V-80-2,0 с диаметром ветроколеса 80 м и высотой башни 78 м. Ветроустановки размещаются на площадке с учетом местной розы ветров на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга. Суммарная выработка от 100 ВЭУ составит примерно 750 млн кВт·ч.

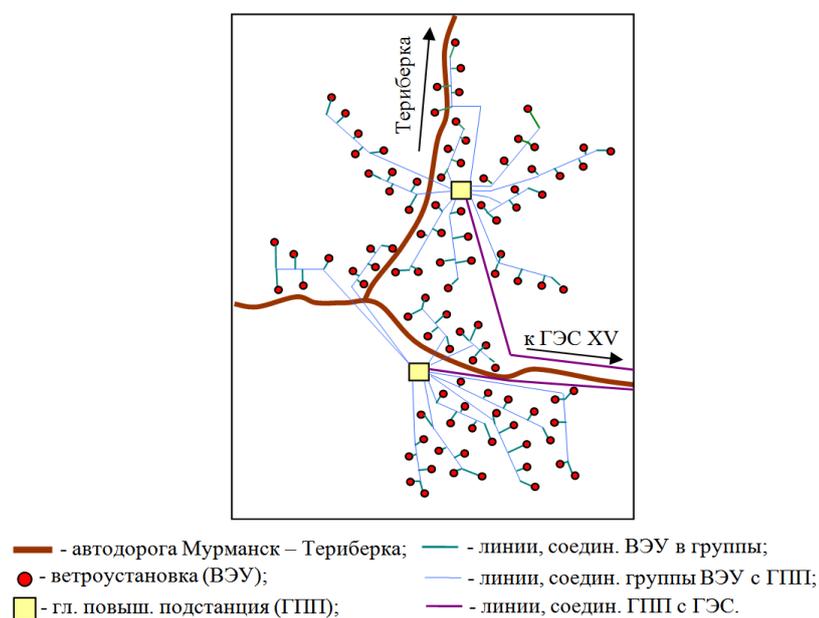


Рис. 2. Схема сетей ветропарка

Fig. 2. Wind farm network layout

При разработке схемы ветропарка было принято решение объединить ВЭУ между собой в группы по пять штук для уменьшения суммарной длины линий электропередачи, а затем соединить их в одном месте — на шинах главной повышающей подстанции (ГПП). Место расположения ГПП выбиралось исходя из минимума затрат на распределительную сеть. Так как проектируемый комплекс состоит из большого числа ВЭУ, оказалось целесообразным установить две ГПП, приблизить каждую из них к центру выдачи мощности, что в конечном счете позволило снизить длины линий, соединяющих ветроустановки, и сократить расходы.

В условиях Севера стоимость одного установленного киловатта ВЭУ с учетом повышенных транспортных расходов, таможенных сборов, расходов на сооружение фундамента, подъездных дорог и монтаж ветроустановки составит около 1500 евро/кВт. При курсе 73 руб/евро (май 2019 г.) каждый кВт ВЭУ обойдется почти в 110 тыс. руб.

При расчете срока окупаемости капиталовложений были взяты предполагаемый уровень инфляции и возможный рост тарифов на электроэнергию. Министерство экономического развития России прогнозирует, что в 2020 г. на фоне повышения НДС инфляция опустится до 3,8 % и далее в 2021–2024 гг. закрепится на уровне 4 % [9]. Если предположить, что в следующие двадцать лет инфляция будет оставаться на том же уровне и рост тарифов на электрическую энергию будет повышаться в соответствии с указанным уровнем инфляции, то за время службы ВЭУ (20 лет) тариф возрастет с 2,30 до 5,03 руб/кВт·ч.

Для оценки прибыльности проекта использовался чистый дисконтируемый доход, который учитывает изменение стоимости финансовых средств с течением времени работы ветропарка. Расчеты показали, что капиталовложения в строительство ветропарка составят примерно 22 млрд руб. Через 15,5 лет затраты окупятся, и к двадцатому году службы ветропарк принесет доход в размере 4,5 млрд руб.

Необходимо отметить, что данная площадка уже находит свое практическое применение. Компания ПАО «Энел Россия» в 2017 г. выиграла тендер на сооружение на данной площадке Кольской ВЭС мощностью 201 МВт. Инвестиции для реализации проекта составляют около 20 млрд руб. В ноябре 2018 г. правительство Мурманской области и ПАО «Энел Россия» заключили соглашение о сотрудничестве в реализации этого проекта в 2019–2021 гг.

Ветропарк в районе ЗАТО г. Островной

Закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) г. Островной, в котором находится военно-морская база Северного флота, расположено на побережье Баренцева моря, к западу от мыса Святой Нос, в 360 км от Мурманска (рис. 1, 8). Население города по состоянию на 1 января 2019 г. составляло около 1700 чел. Город Островной состоит из двух микрорайонов, расположенных в 5 км друг от друга и связанных регулярным внутригородским автобусным сообщением. У ЗАТО нет ни автомобильного, ни железнодорожного сообщения с центральными районами Мурманской области. Добраться сюда можно по морю, на теплоходе (14 ч пути от Мурманска), или с помощью вертолета.

Город Островной получает электрическую энергию от Нижне-Серебрянской ГЭС по воздушной одноцепной линии протяженностью около 220 км. Мощность установленных трансформаторных подстанций составляет 32 (16x2) МВт.

Теплоснабжение и горячее водоснабжение всех категорий потребителей города осуществляется за счет использования электроэнергии из электрической сети. Автоматические электронагревательные котлы «Интойс» и «Невский» мощностью соответственно 27–45 и 45–100 кВт были установлены в 20 жилых домах и на 12 социально-значимых и производственных объектах. Всего по городу установлено 145 котлов суммарной мощностью около 8,5 МВт. Таким

образом, Островной является единственным городом в Мурманской области, который полностью переведен на электрическое теплоснабжение.

Для резервирования системы энергоснабжения в городе имеется дизельная электростанция (3 ДГУ типа 11Д100 мощностью по 1000 кВт и 2 ДГУ Т-2200 мощностью по 1600 кВт) суммарной мощностью 6,2 МВт. Работу ДЭС может дополнить газотурбинная электростанция, где имеется два агрегата по 2,5 МВт каждый. В целом резерв электрических мощностей в городе составляет более 11 МВт.

Для модернизации системы электроснабжения города предлагается параллельно с дизельными генераторами ввести в действие 5 ВЭУ (рис. 3) суммарной мощностью 5 МВт [10]. Подходящее место для установки ВЭУ находится в 4 км к юго-западу от города. Предполагаемое значение среднегодовой скорости ветра составляет 7 м/с. В качестве прототипа взята ветроустановка Enecon E-58/10,58 с диаметром ветроколеса около 60 м и высотой башни около 70,5 м. Выдачу мощности от ветропарка в систему можно выполнить с помощью подключения к подстанции 51, находящейся в 1 км к востоку от ЗАТО.



Рис. 3. Ветропарк в районе г. Островного

Fig. 3. Wind park near Ostrovnoy

Для определения инвестиций, необходимых для реализации этого проекта, был также использован показатель чистого дисконтированного дохода. Расчеты показали, что капиталовложения в строительство ветропарка составят примерно 565 млн руб., срок окупаемости ветропарка около 16 лет, доход к двадцатому году службы составит 122 млн руб.

Ветроустановка в населённом пункте Цыпнаволоке

Перспективным для Мурманской области является вовлечение энергии ветра в технологии производства тепла для целей теплоснабжения. В этом случае

основной эффект от применения ВЭУ выражается в экономии привозного органического топлива, используемого на котельных. В работе [11] рассмотрен вариант строительства ВЭУ мощностью 150 кВт для работы совместно с котельной в н. п. Цыпнаволоке, расположенном севернее Мурманска, на полуострове Рыбачьем (рис. 1, б).

Численность населения составляет 35 чел. Для удовлетворения производственных и коммунально-бытовых нужд проживающего населения требуется котельная мощностью 0,2 Гкал/ч. В работе [12] установлено, что оптимальная мощность ветроустановки, включаемой для совместной работы с котельной, может составлять 0,6–0,8 от мощности котельной. Для участия в теплоснабжении н. п. Цыпнаволока может быть рекомендована ВЭУ марки Bonus мощностью 150 кВт (65 % от подключённой нагрузки котельной) с диаметром ветроколеса 23,8 м и высотой башни 30 м (рис. 4). Годовая выработка энергии ветроустановки, которая может быть использована для отопления, оценивается в 570 тыс. кВт·ч, число часов использования установленной мощности ВЭУ в году — 3800.



Рис. 4. Общий вид ветроэнергетической установки Bonus мощностью 150 кВт

Fig. 4. General view of the 150 kW wind turbine Bonus

Удельная заводская стоимость рассматриваемой ВЭУ составляет около 1200 евро/кВт. Последующие расходы, связанные с доставкой ВЭУ, сооружением фундамента, монтажом ВЭУ и вводом её в эксплуатацию, приведут к увеличению стоимости ВЭУ примерно до 1600 евро/кВт.

Располагая представленными данными, можно перейти к оценке себестоимости энергии, произведённой ВЭУ. Она зависит от ежегодных

амортизационных отчислений, расходов на зарплату и прочих расходов. Если заложить срок службы ВЭУ, равный пятнадцати годам, то себестоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ, составит около 3500 руб/Гкал. Эта величина меньше среднего тарифа на тепловую энергию, установленного на 2019 г. на уровне примерно 4100 руб/Гкал теплоснабжающими организациями, входящими в муниципальное образование г. п. Печенга и охватываемыми в том числе н. п. Цыпнаволоком. Данное обстоятельство оправдывает целесообразность применения ВЭУ, так как за время своей работы она не только окупится, но и может принести прибыль. Особенно это оправдано в районах, где тариф на тепловую энергию не покрывает всех расходов, связанных с производством тепловой энергии, и часть нагрузки приходится на государственный бюджет.

Таким образом, применение ВЭУ на нужды теплоснабжения в районах с повышенным потенциалом ветра может рассматриваться как мероприятие, направленное на снижение годового расхода топлива котельной на 40–70 % и сокращение дотаций из регионального и местного (муниципального) бюджетов. В настоящее время это обстоятельство является актуальным.

Выводы

1. Прибрежные районы Мурманской области располагают повышенным потенциалом энергии ветра, что открывает большие перспективы для развития здесь системной и автономной ветроэнергетики.
2. Первый крупный ветропарк мощностью 201 МВт на Кольском полуострове в районе Верхне-Серебрянской ГЭС планирует запустить в 2021 г. компания ПАО «Энел Россия». Ожидаемая выработка ветропарка — около 700 млн кВт·ч в год.
3. Перспективным для Мурманской области представляется использование энергии ветра для теплоснабжения прибрежных потребителей. Сооружение ветропарка мощностью 5 МВт в г. Островном, единственном городе с электроотоплением, способно существенно повысить надежность и эффективность теплоснабжения. Внедрение ВЭУ в н. п. Цыпнаволоке на полуострове Рыбачьем может сэкономить значительную часть (до 40–70 %) привозного органического топлива.

Литература

1. Энергия ветра — перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области: препринт / В. А. Минин и др. Апатиты: КНЦ РАН, 2006. 73 с.
2. Победоносцева Г. М., Победоносцева В. В. Особенности экономического развития северных территорий России в условиях глобализации // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2018. № 5 (61). С. 180–189.
3. Бежан А. В., Минин В. А. Оценка эффективности системы теплоснабжения на основе котельной и ветроустановки в условиях Севера // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 51–60.
4. Коновалова О. Е., Кузнецов Н. М. Возобновляемые источники энергии в Мурманской области // Промышленная энергетика. 2018. № 9. С. 51–56.
5. Гасникова А. А. Состояние, проблемы и перспективы развития энергоснабжения арктических районов России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2018. № 3 (59). С. 69–77.

6. Бежан А. В. Ветроэнергетика Мурманской области // Электрические станции. 2017. № 7. С. 51–55.
7. Бежан А. В. Региональный опыт использования ветроэнергетических установок в Мурманской области // Возобновляемые источники энергии: материалы всерос. науч. конф. с междунар. участием и XI науч. молодежной школы (Москва, 3–6 декабря 2018 г.). М.: МАКС Пресс, 2018. С. 209–213.
8. Рожкова А. А. Ветропарк в районе автодороги Мурманск — Териберка // Будущее Арктики начинается здесь: сб. материалов II всерос. науч.-практич. конф. с междунар. участием / отв. ред. Н. Г. Дяченко. Апатиты: Мурманский арктический государственный университет, филиал в г. Апатиты, 2018. С. 95–99.
9. Минэкономразвития спрогнозировало рост инфляции в 2019 году на фоне повышения НДС [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/ (дата обращения: 13.11.2019).
10. Рожкова А. А. Модернизация системы электроснабжения города Островной за счет использования ветроэнергетических установок // Промышленная энергетика. 2019. № 2. С. 50–53.
11. Бежан А. В. Повышение экономической эффективности систем теплоснабжения за счёт применения ветроэнергетических установок в регионах Арктической зоны РФ // Труды КНЦ РАН. Серия «Энергетика». 2018. № 3, вып. 16. С. 140–146.
12. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.

Сведения об авторах

Бежан Алексей Владимирович

научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: abezh@rambler.ru

Рожкова Анастасия Александровна

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: nastasya_rozhkova@bk.ru

Минин Валерий Андреевич

заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: minin@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.96-104

УДК 621.314.235

А. А. Климов

ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМ СИНХРОНИЗАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ИСТОЧНИКОВ, РАЗРЯЖАЮЩИХСЯ НА ОБЩУЮ НАГРУЗКУ

Аннотация

Описан способ синхронизации двух импульсных генераторов с разными уровнями напряжения и энергии, воздействующих на общую нагрузку. Синхронизация была достигнута при помощи использования насыщающегося магнитного ключа в качестве задерживающего элемента. Рассмотрена возможность обеспечения непрерывного выделения энергии, накопленной в ёмкости генератора импульсных токов, путём применения возвратных диодов.

Ключевые слова:

синхронизация генераторов импульсов, магнитный ключ, возвратный диод.

A. A. Klimov

RESEARCH ON COMMON LOAD-DISCHARGED HV PULSE SOURCES SYNCHRONIZATION SCHEMES

Abstract

The paper describes the synchronization method of two pulse generators having different voltage and energy levels and discharging on a common load. Synchronization was achieved using a saturable magnetic switch as a delaying element. The possibility of ensuring the continuous release of energy accumulated in the current pulse generator capacitors by using a flyback diode is considered.

Keywords:

pulse generators synchronization, magnetic switch, flyback diode.

Введение

Электроимпульсный (ЭИ) метод разрушения горных пород основан на явлении внедрения разряда в образец, находящийся в диэлектрической жидкости (обычно в воде). Данное явление возникает при соответствии длительности фронта импульса области, где вольт-секундная характеристика (ВСХ) среды проходит выше ВСХ разрушаемой породы. Традиционно данный метод реализуется за счёт использования высоковольтного генератора импульсных напряжений (ГИН) с заданной ёмкостью в ударе, формирующего в породе быстро расширяющийся канал разряда [1].

Помимо одиночных ГИН предложены схемы с разделением генераторной части на два различных импульсных источника, а именно на генератор напряжения и на генератор тока (ГИТ). Предполагается, что это может повысить эффективность установки ЭИ-разрушения за счёт разделения затрат энергии: ГИН с малой накапливаемой энергией, выдающий импульсы с крутым фронтом, создаёт канал в породе, в который затем с помощью ГИТ закачивается необходимое количество энергии для быстрого расширения канала разряда и разрушения породы. Синхронизация их воздействия при работе на общую нагрузку может быть достигнута включением в цепь ГИТ устройства, предотвращающего разряд высоковольтного ГИН на ГИТ с малым напряжением на время формирования канала пробоя в нагрузке импульсом ГИН. При этом

до пробоя нагрузки данное устройство должно иметь большое сопротивление, а затем после пробоя рабочего промежутка сопротивление необходимо снизить для уменьшения потерь энергии [2]. В качестве такого устройства можно использовать насыщающийся ограничивающий элемент — магнитный ключ. Необходимо также не допустить возникновения колебательного разряда ГИТ в нагрузку, что обеспечивается включением в контур ГИТ возвратного диода.

Синхронизация разряда ГИН и ГИТ

Для определения возможности согласования двух источников с разными уровнями напряжения и запасённой энергии с помощью магнитного ключа была создана схема с общей нагрузкой в виде водного промежутка с системой электродов «остриё — остриё». Высоковольтным источником служил генератор импульсных напряжений, состоящий из пяти ступеней с конденсаторами ИМН-100-0,1. Зарядное напряжение конденсаторов ограничивалось величиной промежутка первого (задающего) разрядника ГИН и составляло 24 кВ. Таким образом, ГИН имел общее максимальное напряжение в ударе ~ 110–120 кВ и ёмкость в ударе 20 нФ.

Низковольтный источник представлял собой генератор импульсных токов, состоящий из двух соединённых параллельно конденсаторов ИК1-100-0,4, с максимальным напряжением 24 кВ и общей ёмкостью 0,8 мкФ. Параллельно конденсаторам подключался возвратный диод для предотвращения колебательного разряда ГИТ, о котором будет сказано далее. Схема установки изображена на рис. 1.

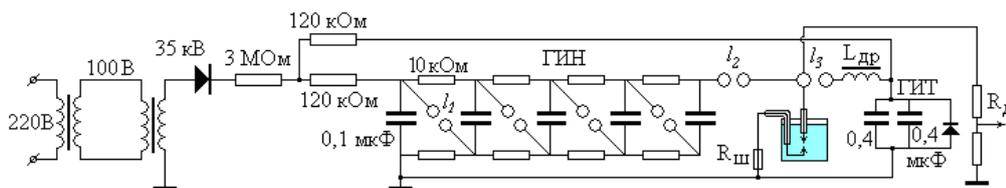


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:

l_1 — задающий разрядник ГИН; l_2 — выходной разрядник ГИН;
 l_3 — выходной разрядник ГИТ

Fig. 1. Experimental setup circuit diagram:

l_1 — high-voltage pulse generator control spark gap; l_2, l_3 — high-voltage pulse generator (HVPG) and current pulse generator (CPG) output spark gaps respectively

Оба источника заряжались от измерительного трансформатора ЗНОМ-35 через однополупериодный выпрямитель. Генераторы были отделены от нагрузки выходными разрядниками для предотвращения утечки тока через нагрузку, причём длина промежутка выходного разрядника ГИТ устанавливалась соответствующей заведомо большему разрядному напряжению, чем зарядное напряжение ГИТ. При срабатывании ГИН оба выходных разрядника зажигались почти одновременно, затем должен был следовать пробой нагрузки.

Основная функция магнитного ключа заключалась в задержке протекания тока из контура ГИН в контур ГИТ после коммутации выходных разрядников и приложения напряжения ГИН к нагрузке. Дроссель подбирался таким образом,

чтобы до пробоя нагрузки его сердечник не входил в насыщение, а при стекании через него тока ГИТ в нагрузку приходил в насыщение и его индуктивность многократно снижалась, т. е. реактивное сопротивление контура разряда ГИТ резко падало и обеспечивалось быстрое выделение энергии из ГИТ в нагрузку. Из этого следует, что сердечник должен обладать достаточно высокой индукцией насыщения и малой остаточной намагниченностью.

Учитывая эти факторы, были собраны магнитные ключи с магнитопроводами двух разных типов (рис. 2): четыре сердечника DT400 из материала марки K52 (распылённое железо) фирмы Micrometals Inc. [3] и сборный сердечник из двух половин АМСС-320 из материала марки 2605SA1 (аморфный сплав) фирмы Hitachi [4]. Параметры сердечников приведены в таблице. Остаточная намагниченность сердечника из аморфного сплава регулировалась шириной воздушного зазора между двумя половинами.

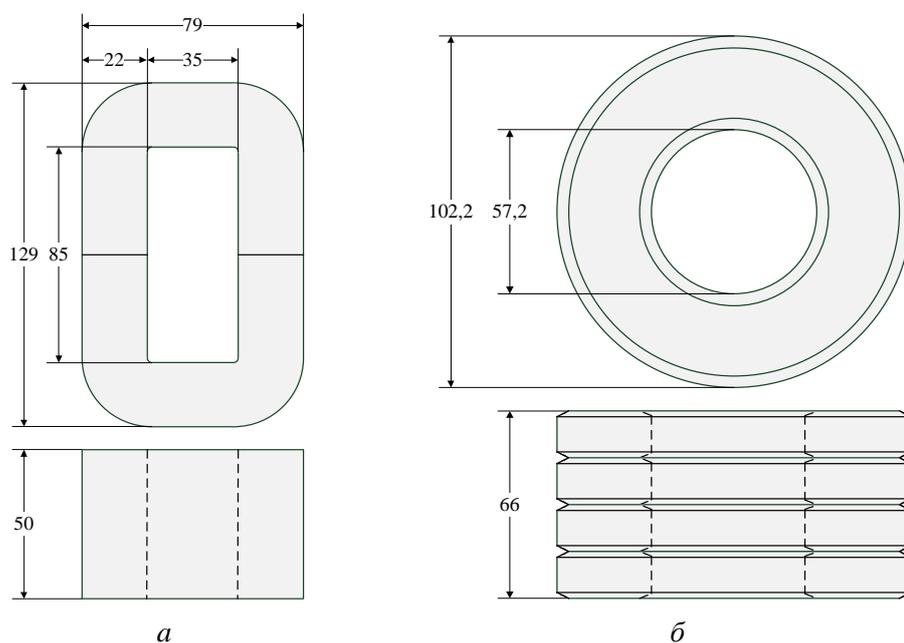


Рис. 2. Основные размеры применённых сердечников

Fig. 2. Main dimensions of the cores used

Необходимые магнитные и геометрические параметры сердечников
Required magnetic and geometric parameters of the cores

Параметр	DT400-52 Powder Core	2506SA1 Hitachi Metglas
Остаточная индукция B_R , Тл	0,145	–
Индукция насыщения B_S , Тл	1,4	1,56
Средняя длина магнитной линии, м	0,25	0,325
Площадь сечения, м ²	$1,384 \cdot 10^{-3}$	$0,93 \cdot 10^{-3}$

Для ориентировочного определения минимального количества витков, при котором дроссель не входил бы в насыщение при приложении к нему разности напряжений ГИН и ГИТ, были использованы упрощённые выражения для расчёта потокоцепления дросселя:

$$U\Delta t = \Delta\Phi = w\Delta BS, \quad (1)$$

$$w = \frac{U\Delta t}{\Delta BS}, \quad (2)$$

где U — напряжение, приложенное к дросселю; Δt — необходимое время задержки насыщения магнитопровода; ΔB — изменение магнитной индукции дросселя; S — площадь поперечного сечения магнитопровода.

Для определения необходимого времени задержки насыщения дросселя были проведены опыты по пробой водного промежутка одиночным ГИН без подключения ГИТ к контуру. Исходя из осциллограмм, было выяснено, что при данной конфигурации схемы пробой водного промежутка происходит через 0,1–0,5 мкс после коммутации ГИН (рис. 3).

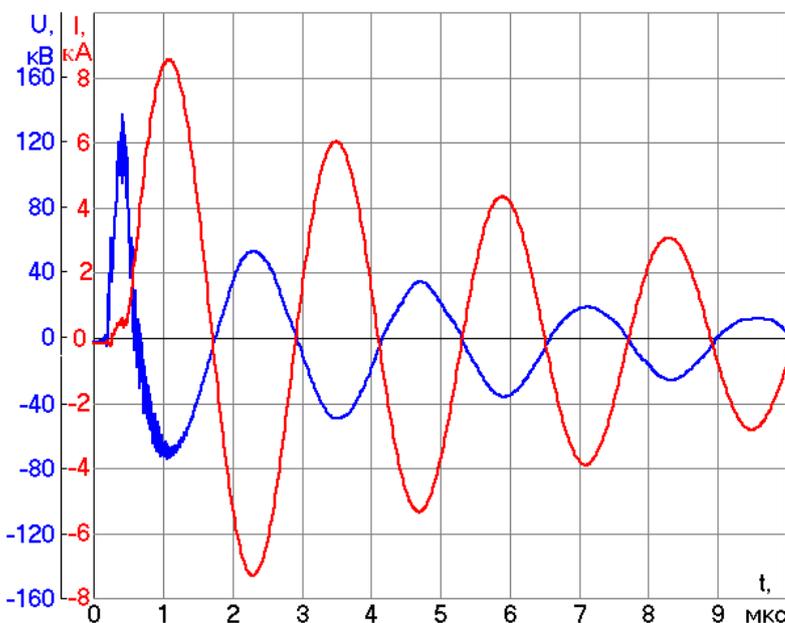


Рис. 3. Осциллограммы тока и напряжения в нагрузке при разряде одиночного ГИН
 Fig. 3. Load current and voltage waveforms during a discharge of the single HVPG

Затем на основе приведённых выше уравнений рассчитывалось минимальное количество витков магнитного ключа. Напряжение на дросселе после срабатывания ГИН составляло примерно 80 кВ. Величина изменения индукции ΔB заменялась на индукцию насыщения B_s дросселей. Для дросселя с магнитопроводом из расплывлённого железа критическое количество витков оказалось равным 17, из аморфного сплава — 22.

Для подтверждения правильности оценки были проведены опыты, в которых дроссель на магнитопроводе из расплывлённого железа наматывался

с заведомо большим количеством витков, а затем постепенно разматывался до критического количества витков. После каждого разматывания дроссель подключался в контур ГИТ, затем проводилось осциллографирование токов и напряжений нагрузки (рис. 4).

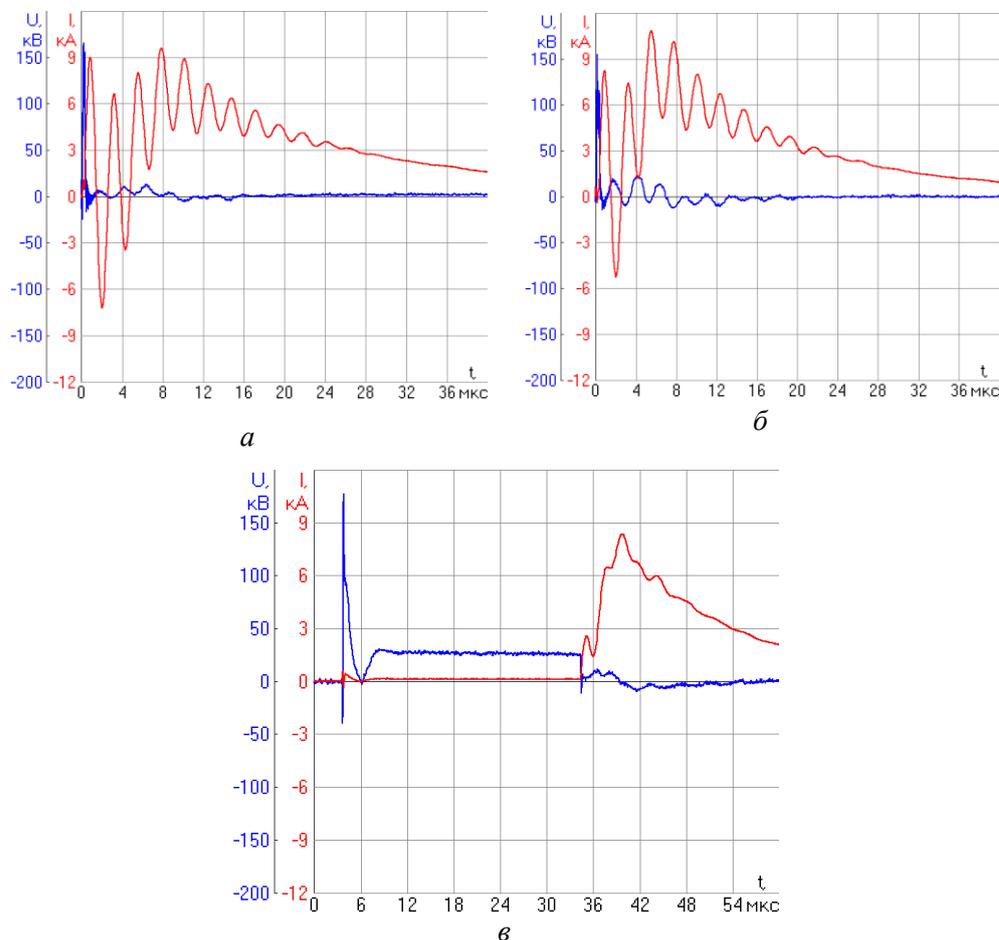


Рис. 4. Осциллограммы тока и напряжения в нагрузке при различном количестве витков в обмотке магнитного ключа с сердечником из расплывлённого железа: *a* — 30 витков; *б* — 16 витков; *в* — 16 витков, запоздалый пробой нагрузки

Fig. 4. Load current and voltage waveforms at different number of turns in the winding of the iron powder core magnetic switch:

a — 30 turns; *б* — 16 turns; *в* — 16 turns, delayed load breakdown

На осциллограммах тока в нагрузке на основной кратковременный колебательный разряд ГИТ наложен длительный разряд ГИТ, состоящий из участка с насыщением магнитного ключа и участка с непрерывным протеканием тока из накопителя ГИТ.

После разматывания обмотки магнитного ключа до количества витков, приблизительно равного расчётному критическому, происходили нерегулярные пробой нагрузки, пробой с длительной задержкой. Это означало быстрое

насыщение магнитопровода дросселя током между ГИН и ГИТ сразу после зажигания выходных разрядников. На рисунке 4, *в* отражён колебательный процесс снижения напряжения на нагрузке от приблизительно 100 кВ до установившегося значения 24–25 кВ, причём пробой произошёл только через 31 мкс после зажигания разрядников генераторов и приложения напряжения к водному промежутку.

Использование дросселя с магнитопроводом из аморфного сплава дало схожие результаты, однако его время насыщения было больше из-за более высокой максимальной индукции (рис. 5).

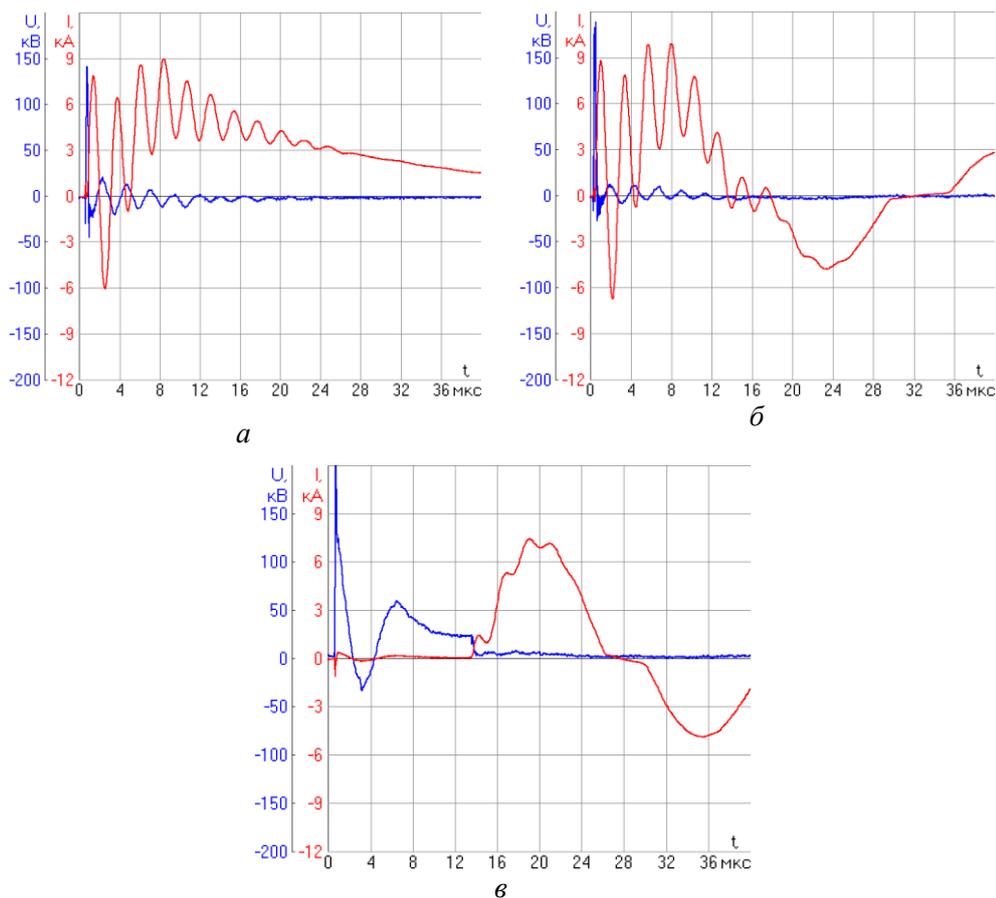


Рис. 5. Осциллограммы тока и напряжения в нагрузке при различном количестве витков в обмотке магнитного ключа с сердечником из аморфного сплава:
a — 25 витков; *б* — 20 витков, без возвратного диода; *в* — 20 витков, без возвратного диода, запоздалый пробой нагрузки

Fig. 5. Load current and voltage waveforms at different number of turns in the winding of the amorphous alloy core magnetic switch:
a — 25 turns; *б* — 20 turns, without flyback diode; *в* — 20 turns, without flyback diode, delayed load breakdown

Непрерывное выделение энергии накопителя ГИТ

Дроссель с сердечником из аморфного сплава также использовался в опытах по достижению непрерывного выделения энергии в нагрузку при установке возвратного диода в цепь ГИТ. На рисунке 6 показаны осциллограммы токов через накопитель и диод отдельно и общего тока в контуре ГИТ, а также схемы с конкретными местами установки измерительного шунта.

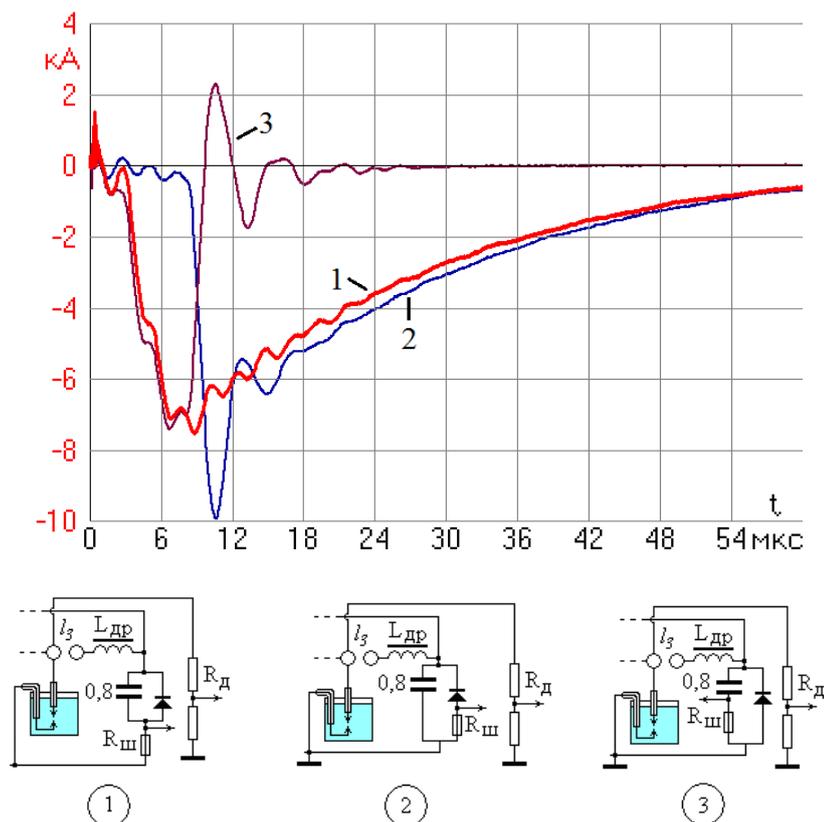


Рис. 6. Токи в различных ветвях контура ГИТ с подключенным возвратным диодом

Fig. 6. Currents flowing in different branches of the CPG circuit with the flyback diode

Для предотвращения колебательного разряда ГИТ в нагрузку использовался возвратный диод, представляющий собой столб, состоящий из 12 диодов, разделённых на три последовательные сборки. Были использованы диоды Д123-250-38(40) на напряжение 3,8 и 4 кВ, параллельно каждому были установлены конденсаторы 15 нФ на 3 кВ и два последовательных резистора МЛТ-2 по 7,5 МОм. Резисторы предназначались для выравнивания потенциала по всей длине возвратного диода; конденсаторы использовались для подавления высокочастотных колебаний, возникающих при быстром запираии диодов. На рисунке 7 приведены токи разряда ГИН и ГИТ в нагрузку без возвратного диода в цепи ГИТ и с ним.

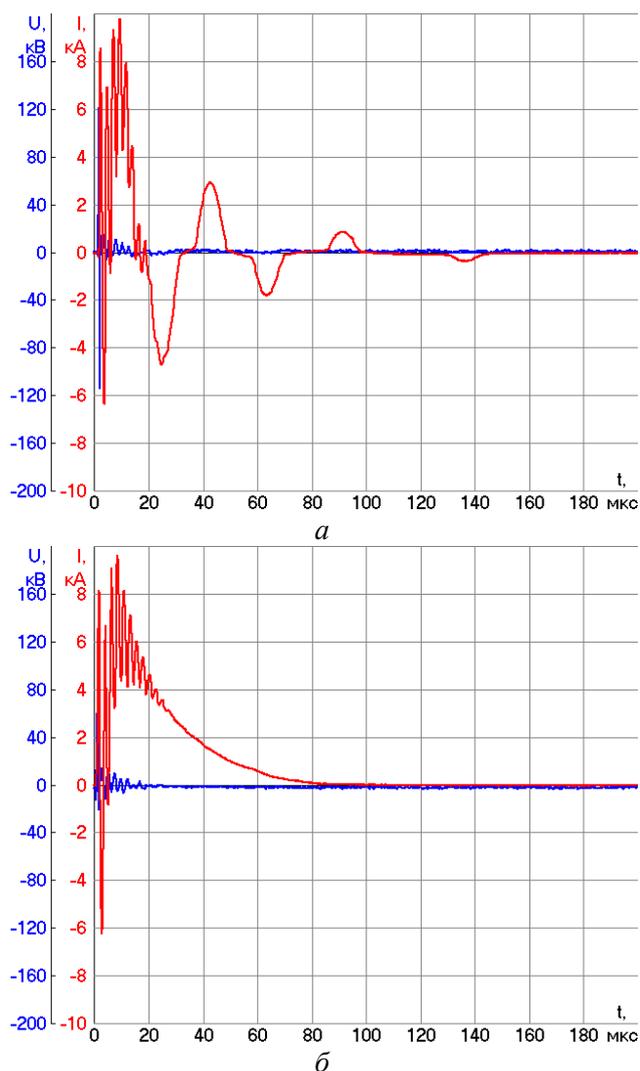


Рис. 7. Осциллограммы токов в нагрузке без (а) и с (б) возвратным диодом в контуре ГИТ

Fig. 7. Load current waveforms without (a) and with (b) the flyback diode connected to the CPG circuit

Без подключения возвратного диода в цепь ГИТ после пробоя водного промежутка в нём происходило длительное выделение энергии конденсаторов в виде колебательного разряда с переменным насыщением дросселя. Из осциллограмм можно увидеть, что время выделения всей энергии, накопленной в конденсаторах ГИТ, при использовании диодного столба оказалось в два раза меньше, чем без него.

Заключение

Использование насыщающегося магнитного ключа для синхронизации двух импульсных источников с разными уровнями напряжения при

ЭИ-дробления позволяет уменьшить запасаемую в ГИН энергию практически до уровня, который требуется только для создания канала разряда в дробимой породе.

После установки сборного возвратного диода резко повысилась скорость выделения в нагрузку энергии, запасённой при заряде ёмкостных накопителей ГИТ. Также благодаря диоду до окончания процесса разряда не происходило восстановления индуктивности магнитного ключа и повышения реактивного сопротивления контура ГИТ.

Литература

1. Импульсный пробой и разрушение диэлектриков и горных пород / А. А. Воробьёв и др. Томск: ТГУ, 1971. 227 с.
2. Электроразрядные технологии обработки и разрушения материалов: учеб. пособие / В. И. Курец и др.; Томский политехнический университет. Томск: ТПУ, 2012. 272 с.
3. Cox J. Iron Powder Cores for Switchmode Power Supply Inductors // Micrometal Iron Powder Cores Inc., Anaheim, California, 2002.
4. Development of a 0.6-MV Ultrasonic Magnetic Core Pulsed Transformer for High-Power Applications / L. Pecastaing et al. // IEEE Transactions on Plasma Science. 2018. No. 1. P.156–166.

Сведения об авторе

Климов Андрей Александрович

инженер лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 47 А
эл. почта: klimov@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.104-114

УДК 621.311.212(470.1)

О. Е. Коновалова

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РЕСПУБЛИКИ КОМИ

Аннотация

Дана оценка водных ресурсов на территории Республики Коми. Показаны изменения модулей годового стока рек и их среднегодовых объемов, а также минимального зимнего стока. Дана характеристика, раскрыты назначение и использование крупнейших водохранилищ республики. Определены гидроэнергоресурсы крупных и средних рек. Рассмотрены существующие гидротехнические сооружения и некоторые проектные варианты строительства гидроэлектростанций на территории республики. Очерчены перспективы развития малой гидроэнергетики.

Ключевые слова:

водные ресурсы, речной сток, гидроэнергоресурсы, гидротехнические сооружения, малая гидроэнергетика.

O. E. Konovalova

THE HYDROPOWER RESOURCES OF THE REPUBLIC OF KOMI

Abstract

The article presents the generalized characteristics of the water resources of the Komi Republic. Changes in the modules of the annual flow of the rivers and their average annual volumes, as well as the minimum winter flow are shown. The characterization, purpose and use of the largest reservoirs of the republic are given. The hydropower resources of the large and medium rivers of the Komi Republic are identified. The existing hydrotechnical structures and some design options for the construction of hydroelectric power stations on the territory of the republic are considered. The prospects for the development of small hydropower are outlined.

Keywords:

water resources, river flow, hydropower resources, hydraulic structures, small hydropower.

Республика Коми — одна из северных областей России. Ее территория — 816,8 тыс. км². Численность населения в 2018 г. составляла 840,87 тыс. чел. [1]. С юго-востока на северо-запад по территории республики распространяется Тиманский кряж, на востоке находятся Уральские горы. Между Уралом и Тиманским кряжем расположена Печорская низменность.

Республика богата гидроэнергетическими ресурсами. На ее территории насчитывается более 58 тыс. рек протяженностью около 403 тыс. км, большая часть которых — малые реки и ручьи. Гидрографическая сеть относится к бассейнам Белого, Баренцева, Карского и Каспийского морей (рис. 1).

Большие и часть средних рек республики на большем своем протяжении могут быть отнесены к категории равнинных рек. На севере и северо-востоке преобладают тундровые реки, на Урале и Тиманском кряже — горные и полугорные реки. Они чаще всего характеризуются многочисленными порогами, имеют большое падение и текут в узких долинах. Для рек Республики Коми характерно смешанное питание с преобладанием снегового (50–80 %), а также высокое весеннее половодье, летне-осенняя межень, прерываемая дождями, более продолжительными осенью, и низкая зимняя межень. Ледостав начинается в конце октября — середине ноября, заканчивается зимняя межень в конце апреля — начале мая. На севере республики зимняя межень длится дольше.

К большим рекам региона относятся Мезень, Вычегда (правый приток Северной Двины), Печора, Уса, Вымь, Сысола, Луза и другие.

Гидроэнергетические ресурсы Республики Коми распределены по отдельным районам и бассейнам рек крайне неравномерно. Среднегодовой речной сток составляет 158 км³/год. Распределение годового стока по территории Республики Коми представлено на рис. 1. Наибольшие модули речного стока наблюдаются на востоке республики, в предгорной части Урала, а наименьшие — в юго-западной части.

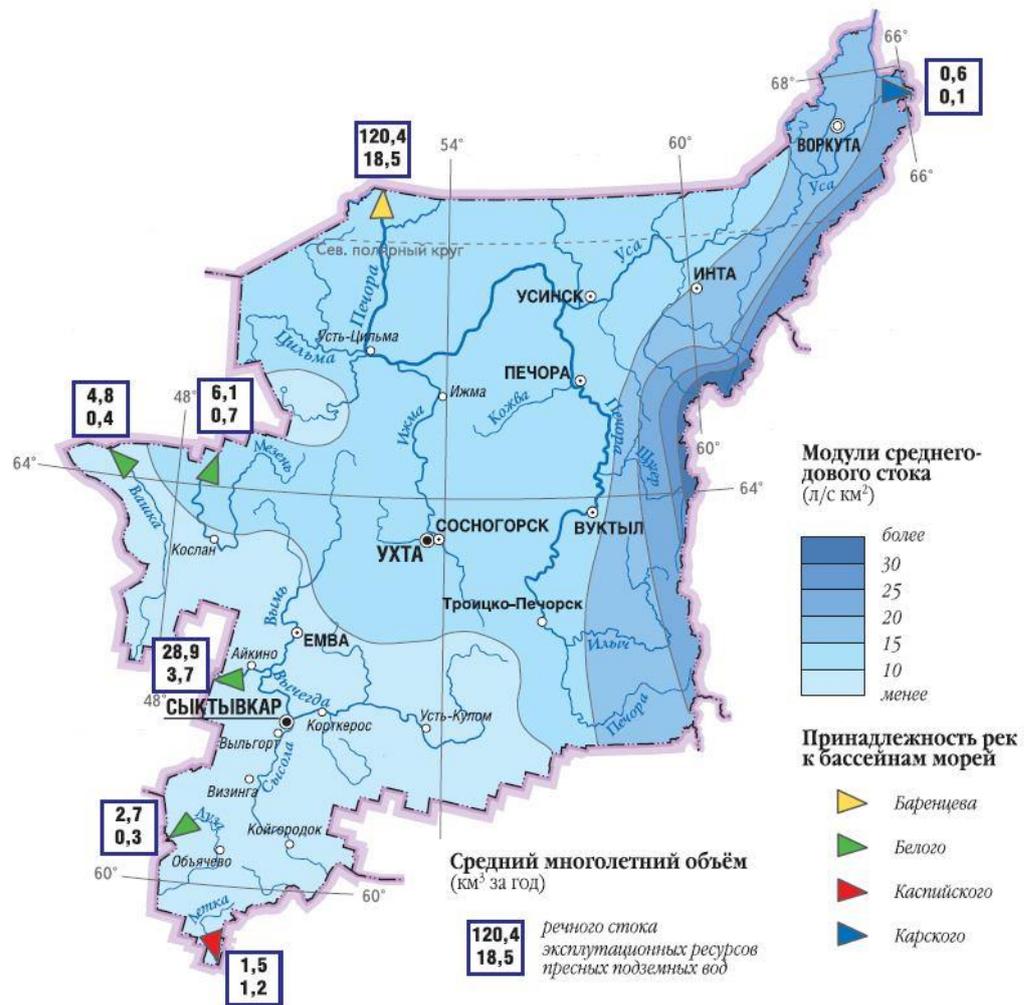


Рис. 1. Распределение годового стока по бассейнам морей и территории Республики Коми [2]

Fig. 1. Distribution of annual flow over the basins of the seas and the territory of the Komi Republic [2]

Средние многолетние модули минимального 30-суточного зимнего стока показаны на рис. 2. Наиболее низкие значения характерны для рек, протекающих в области многолетней мерзлоты (около 13 % территории), а наиболее высокие — для некоторых карстовых рек Тимана и Урала. При этом в маловодные годы значения минимального зимнего стока 75 и 95 %-й обеспеченности еще ниже, а малые реки на севере республики промерзают в зимнюю межень.

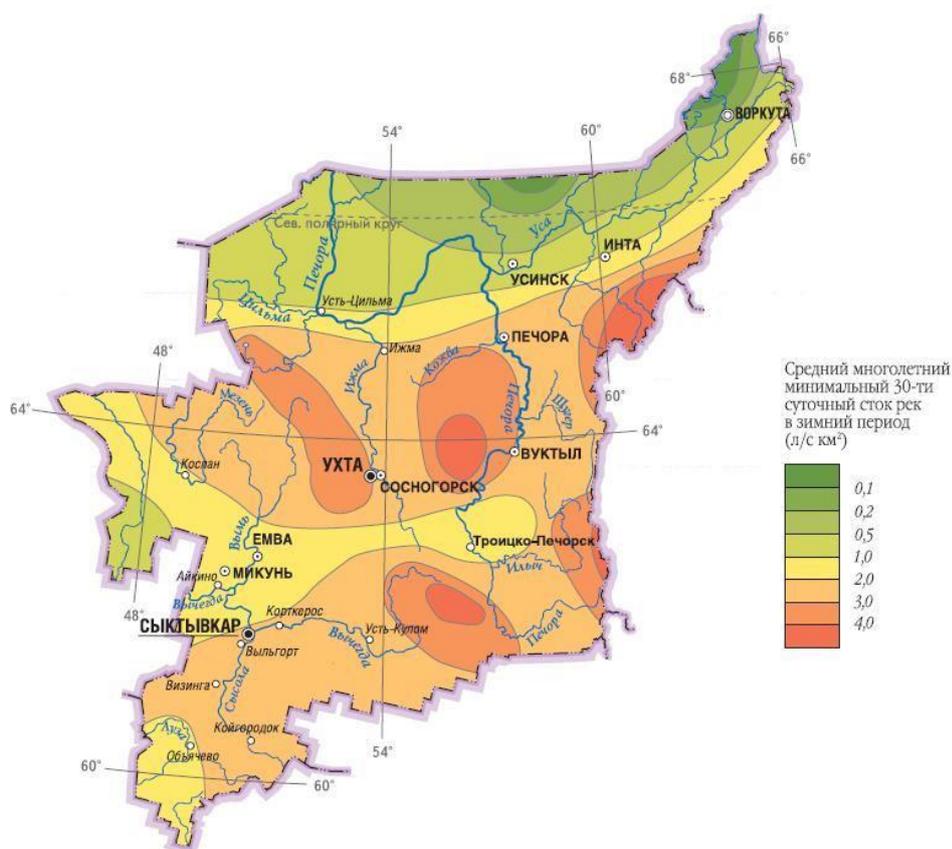


Рис. 2. Карта средних многолетних модулей минимального 30-суточного зимнего стока, л/с·км² [2]

Fig. 2. Map of average long-term modules of minimum thirty-day winter runoff, l/s · km² [2]

Полный гидроэнергетический потенциал по всем средним и малым рекам Республики Коми составляет 20,3 млрд кВт·ч электроэнергии, а технический приблизительно 6,5 млрд кВт·ч [3].

На территории Республики Коми насчитывается более 94,5 тыс. озер и искусственных водоемов, но почти все они небольшие, с площадью водной поверхности до 0,5 км².

Крупнейшими водоемами являются Яозеро площадью 31,1 км², а также Синдорское и Косминское озёра площадью 28,5 и 12,6 км² соответственно. Они имеют ледниковое происхождение.

Искусственных водоемов в республике очень мало, в основном это небольшие водохранилища, заполненные карьеры и котлованы. К наиболее крупным искусственным водоемам относятся Печорское водохранилище (водоём-охладитель Печорской ГРЭС) площадью около 5,74 км², Нювчимское водохранилище на реке Нювчим (рис. 3) и Кажимское водохранилище (рис. 4) на реке Кажим (правый приток реки Сысолы) площадью 1,72 и 1,45 км² соответственно.



Рис. 3. Общий вид Нювчимского водохранилища и сооружений гидроузла [4]
Fig. 3. General panorama of the Nuvchymkiy reservoir and waterworks structures [4]



Рис. 4. Общий вид Кажимского водохранилища [4]
Fig. 4. General panorama of the Kazhinsky reservoir [4]

В настоящее время на территории республики расположено 22 гидротехнических сооружения (ГТС), включенных в Российский регистр гидротехнических сооружений, в том числе: 17 ГТС объектов промышленности и энергетики и 5 ГТС водохозяйственного комплекса, из них три гидроузла и две плотины, которые эксплуатируются пятью организациями (табл. 1). Сооружения водохозяйственных комплексов используются в основном для технического и питьевого водоснабжения близлежащих населенных пунктов.

Самые крупные водохранилища — Кажимское и Нювчимское — были созданы в середине XVIII в. при металлургических заводах, но они действуют и сейчас (их полезные объёмы составляют соответственно 20,7 и 6,0 млн м³).

Кажымское водохранилище расположено на юге Республики Коми, в 240 км от г. Сыктывкара, у п. Кажыма Койгородского района. В 1956–1959 гг. сооружения гидроузла претерпели реконструкцию. При этом были возведены

новый водосброс свайно-ряжевой конструкции из дерева и приплотинная ГЭС мощностью 300 кВт. Общая длина плотины составила 1,2 км. В 1997–1998 гг. вновь были проведены работы по ремонту и восстановлению отдельных конструкций водосбросного сооружения, а здание ГЭС законсервировано. С тех пор гидроэлектростанция не работает, а само водохранилище используется для централизованного питьевого водоснабжения, а также для рыбохозяйственных и рекреационных целей. На территории Кажимского водохранилища с 2010 г. функционирует садковое форелевое хозяйство ООО «Кажим». Садковые площади составляют 2570 м², где выращивается около 200 т форели в год.

Таблица 1

Перечень ГТС водохозяйственного комплекса, расположенных на территории Республики Коми [5]

Table 1

List of hydraulic structures of the water management sector located in the territory of the Komi Republic [5]

Комплекс ГТС	Состав сооружений, входящих в комплекс ГТС	Класс ГТС	Собственник ГТС	Эксплуатирующая организация
<i>МО ГО «Ухта»</i>				
Плотина на р. Лушь-Вож	Защитная плотина Регулирующая плотина Поверхностный водозабор Насосная станция I подъема	IV	МО ГО «Ухта»	МУП «Ухта-водоканал»
<i>МО МР «Сосногорск»</i>				
Гидроузел на р. Вонью	Плотина Водосброс	IV	МО МР «Сосногорск»	ООО «Водоканал Нижний Одес»
<i>МО ГО «Воркута»</i>				
Гидроузел на р. Усе	Бетонная водосливная плотина Донный водосброс Глубинный водозабор Насосная станция I подъема	III	МО ГО «Воркута»	ООО «Водоканал»
<i>МО МР «Сыктывдинский»</i>				
Плотина на р. Ньючим	Плотина Шахтный водосброс Водовыпуск донный	IV	Территориальное управление Федерального агентства по управлению федеральным имуществом в Республике Коми	ФГБУ «Управление “Комимелио-водхоз”»
<i>МО МР «Койгородский»</i>				
Гидроузел на р. Кажым	Насыпная неоднородная плотина Монолитный железобетонный водосброс	IV	Министерство имущественных и земельных отношений Республики Коми	ООО «Кажым»

В 2014 г. в рамках Соглашения о сотрудничестве в области малой гидроэнергетики между правительством Республики Коми и ЗАО «Норд Гидро» был разработан проект восстановления малой ГЭС мощностью 550 кВт. В результате в 2011–2013 гг. была проведена замена деревянного водосброса на монолитное железобетонное сооружение и осуществлен пуск воды (рис. 5). Новый железобетонный водосброс смещен вправо на 80 м от существовавшего на участок, свободный от застройки. Стоимость строительства составила 169 млн руб. В 2014 г. для регулирования уровней воды в водохранилище и возможностей аварийных водоспусков планировалась установка двух нитей стальных трубопроводов диаметром 1420 мм и длиной 85,5 и 83,7 м. Но это не было сделано из-за отсутствия софинансирования из федерального бюджета. Ввод новой станции в эксплуатацию планировался в 2016 г., но пока строительство не завершено.



Рис.5 Новый водосброс Кажимского гидроузла

Fig. 5. New spillway of the Kazhinsky hydroelectric complex

Нювчимское водохранилище расположено в южной части Республики Коми, на реке Нювчим, у п. Нювчима Сыктывдинского района. Оно было создано для нужд чугунолитейного завода. Капитальная реконструкция с возведением ГЭС мощностью 120 кВт была проведена в 1928–1930 гг. В 1977 г. водосброс паводковыми расходами был разрушен, а вода из водохранилища сброшена. В 1998 г. водохранилище было введено в эксплуатацию после реконструкции шахтного водосброса плотины на реке Нювчим с наращиванием отметки порога шахты на 0,7 м. При этом отметка НПУ водохранилища была увеличена до 100,7 м и объем водохранилища составил 2,37 млн м³. Это расширило возможности использования водохранилища в рыбохозяйственных и рекреационных целях. Здание ГЭС не восстанавливалось. Наибольшая длина водохранилища составила 3,4 км, ширина до 0,5 км, глубина до 7 м. Водохранилище является проточным водоемом, в которое впадают реки Нювчим и Дендель, а вытекает река Нювчим. На территории Нювчимского водоема с 2006 г. расположено холодноводное садковое форелевое хозяйство ООО «Нювчим», где ежегодно выращивается до 80 т форели. Эксплуатацию сооружений гидроузла

осуществляет Сыктывдинское межрайонное управление по эксплуатации мелиоративных систем (СМУЭМС) Комимелиоводхоза.

Гидроузел на реке Усе расположен в 43 км от её устья и предназначен для водоснабжения г. Воркуты (полезный объём 16,0 млн м³). Гидротехнические сооружения введены в эксплуатацию в декабре 1994 г. Гидроузел на аккумуляцию речного стока не рассчитан, пропуск паводка осуществляется через водосливную плотину и донный водосброс. Общая длина напорного фронта составляет 150 м, из них протяженность водосливно-го фронта водосливной плотины — 118 м. В состав сооружений входят: бетонная водосливная плотина, донный водосброс, глубокий водозабор, насосная станция I подъема.

Плотина расположена в русле р. Усы и примыкает к левому берегу. Плотина практического профиля без затворов, заканчивается носком, обеспечивающим поверхностный режим сопряжения бьефов. Сопряжение плотины и донного водосброса осуществляется разделительным бычком. Отметка гребня плотины 115,5 м.

Водосброс выполнен из бетона, имеет четыре донных отверстия размером 2,5 x 4,0 м, перекрываемых металлическими плоскими затворами. Отметка порога донных отверстий — 104,0 м. Водосброс разделен на две части бычком.

Насосная станция размещается в правобережном устье водосброса. В насосной станции установлены семь насосов марки 14Д-6м с электродвигателями мощностью 630 кВт (пять рабочих, два резервных). Водозаборные окна расположены в два ряда по два размером 2 x 2,5 м и перекрываются металлическими решетками. При отключении камер вместо решеток устанавливаются плоские металлические затворы. В нормальном состоянии все затворы открыты и забор воды осуществляется всеми окнами. При сработке водохранилища ниже окон второго яруса последние закрываются затворами и забор воды производится только через окна нижнего яруса.

В настоящее время гидротехнические сооружения на р. Усе находятся в удовлетворительном состоянии, а водоводы, подающие воду в г. Воркуту, нуждаются в реконструкции.

Водоем-охладитель Печорской ГРЭС (водохранилище наливного типа) создан искусственно на правом берегу реки Печоры в 1984 г., вблизи г. Печоры. Водоем поглотил два небольших озера и прилегающие заболоченные лесные участки. Площадь водоема составила 574 га. Он вытянут с запада на восток, продольная ось около 5 км, максимальная ширина до 1,5 км. Средняя глубина в пределах 5 м, максимальная глубина составляет около 14 м. Береговая линия водоема практически не изрезана, южный берег укреплен бетонными плитами. Общий объем около 30 млн м³. Водоем-охладитель имеет обратное водоснабжение. Подпитка необходимого объема производится из реки Печоры и продолжается до 10 месяцев в году. Температура воды на водосбросе и малой акватории охладителя изменяется от 12–15 °С зимой до 30–35 °С летом, а льдом покрывается не более 30 % площади. На территории водохранилища в 1980–1990-х гг. располагалось крупнейшее в республике рыбоводное предприятие АО «Рыбосадковое хозяйство». В основе рыбоводных технологий лежало использование теплых вод от электростанции и круглогодичное выращивание рыбы. Оно имело пять линий на 575 садков с общей площадью 6912 м² и плановой мощностью 450 т карпа, 100 т форели и 30 т осетра. Общее количество производимой рыбы в конце 1980-х гг. достигало 300 т. В конце 1990-х гг.

предприятие было закрыто. С 2010 г. там располагается рыболовное хозяйство ООО «Аквакомплекс», занимающееся товарным выращиванием сибирского осетра, стерляди и радужной форели.

Плотина на реке Лунь-Вож регулирует сток реки Лунь-Вож с целью поддержания уровня воды в водохранилище, откуда производится забор воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения трех населенных пунктов: Ярега, Нижний Доманик и Первомайский (МО ГО «Ухта»).

В состав гидротехнических сооружений, входят: защитная плотина, регулирующая плотина, поверхностный водозабор, насосная станция I подъема.

В 2017 г. при поддержке федерального бюджета был проведен капитальный ремонт регулирующей плотины, предназначенной для обеспечения подпора воды. Общая стоимость работ составила 10,9 млн руб.

Таким образом, существующие на территории Республики Коми гидротехнические сооружения в настоящее время не предназначены для выработки электроэнергии. Хотя в 1920–1930-х гг. на базе существовавших плотин на притоках рек Сысолы и Вычегды было начато строительство ГЭС. В довоенный период на территории республики было создано еще три небольших ГЭС (на реках Ньючим, Чов-Ю и Соп-Ю). После Великой Отечественной войны, в период с 1946 по 1970 гг., в республике действовало 15–20 малых ГЭС, сосредоточенных в основном в административных районах южной части республики [2]. Затем малые ГЭС оказались нерентабельными и были закрыты.

В середине прошлого века Гидроэнергопроектом были определены гидроэнергоресурсы крупных и средних рек Республики Коми и разработаны проекты строительства ряда ГЭС (табл. 2).

Таблица 2

Гидроэнергоресурсы крупных и средних рек Республики Коми (по данным альбома Гидроэнергопроекта, 1951 г.) [6]

Table 2

Hydropower resources of the large and medium-sized rivers of the Komi Republic (according to the Hydropower Project Album, 1951) [6]

Река, пункт	Среднегодовой расход, м ³ /сек	Напор, м	Мощность ГЭС, тыс. кВт		Среднегодовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч
			установленная	зимняя обеспеченная	
1. Вычегда, Усть-Кулом	233	39	60	–	2
2. Сторожевск	265	9	20	–	98
3. Зеленец	858	12	72	–	331
4. Карабчильская ГЭС	910	11	75	–	382
5. Вымь, Гучерт	240	10	20	3	100
6. Серегово	310	12	35	5	155
7. Илыч, Усть-Илыч	130	25	40	5	190
8. Печора, Петрушино	640	45	90	12,5	354
9. Ижма, Кедва	208	25	50	30	330
10. Большое Галово	275	22	60	37	360
11. Уса, Елец	93	17	15	–	70
12. Адак	835	40	400	–	1900
13. Макариха	1060	7	70	–	315

Строительство крупных ГЭС на реках Вычегде и Печоре, данные по которым приведены в табл. 2 (пункты 1 и 8), позволило бы кроме выработки электроэнергии улучшить условия лесосплава и судоходства по Печоре, Вычегде и Каме, а дополнительное строительство ГЭС на Каме по разработкам Гидропроекта позволило бы осуществить переброску части стока Печоры и Вычегды в бассейн Каспийского моря, создав при этом огромную воднотранспортную систему.

Создание Адакского гидроузла на реке Усе сделало бы судоходной реку Воркуту от ее устья до Воркутинского угольного месторождения и позволило бы вывозить значительную часть добытого угля водным транспортом. Но при этом могла возникнуть угроза подтопления горных выработок Интинского месторождения угля.

Ни один из предложенных вариантов строительства ГЭС на территории Республики Коми не был осуществлен.

Ученые Коми филиала АН СССР доказали негативное влияние переброски стока на сельское и лесное хозяйство, нефтегазовую промышленность, рыбное хозяйство и климат. Создание Камско-Вычегодско-Печорского водохозяйственного комплекса привело бы к подтоплению сельскохозяйственных угодий, так как реки здесь имеют преимущественно равнинный характер и широкие поймы, занятые лугами. Из-за затоплений был бы нанесен существенный ущерб для нефтегазовой и угольной промышленности. Также было выявлено занижение капитальных затрат на строительство. В результате авторы предложили альтернативный вариант развития энергетики для Республики Коми с использованием тепловых электростанций, работающих на угле Интинского месторождения. Таким образом, огромный гидроэнергетический потенциал региона так и остался невостребованным.

В настоящее время на территории Республики Коми нет ни одной действующей гидроэлектростанции, а энергетический сектор представлен шестью крупными и рядом мелких тепловых электростанций [7]. Гидроэнергетический потенциал республики может быть задействован при использовании малых ГЭС на существующих водохранилищах и особенно микроГЭС в отдаленных населенных пунктах (на туристических базах, фермерских и садоводческих хозяйствах). Уточненный технический потенциал малых рек, входящих в бассейны основных рек области (Вычегды, Сысолы, Выми, Мезени, Вашки) составляет 144 МВт установленной мощности и 730 млн кВт·ч среднегодовой выработки электроэнергии [3]. Малые и микроГЭС в настоящее время могут быть рентабельными за счет упрощения схемы их управления (например, за счет балластной нагрузки) и работы в автоматическом режиме.

По принципу работы микроГЭС можно разделить на два типа: 1) использующие потенциальную энергию водного потока (к ним можно отнести микроГЭС с традиционным оборудованием — русловые, деривационные и, как разновидность последних, рукавные микроГЭС); 2) использующие кинетическую энергию потока (свободнопоточные ГЭС, гиляндрные ГЭС, триплексная вертикальная ГЭС Ю. М. Новикова, штанговая плоскопараллельная и плоскоподъемная ГЭС М. И. Логинова, зарубежные гидроагрегаты роторного и капсульного типа).

Современное оборудование для малых и микроГЭС изготавливается компактным, в комплекте с гидрогенератором и системой автоматического регулирования, что позволяет станции работать в автоматическом режиме без дежурного персонала [8].

Выводы

1. Республика Коми богата гидроэнергетическими ресурсами. На ее территории насчитывается более 58 тыс. рек и более 94,5 тыс. озер и искусственных водоемов. Гидроэнергетические ресурсы распределены по отдельным районам и бассейнам рек крайне неравномерно. Среднегодовой речной сток составляет 158 км³/год. Полный гидроэнергетический потенциал по всем средним и крупным рекам равняется 20,3 млрд кВт·ч электроэнергии, а технический — 6,5 млрд кВт·ч среднегодовой выработки.

2. В настоящее время на территории республики расположено 22 гидротехнических сооружения, ни одно из которых не работает с целью выработки электроэнергии. Использование гидроэнергетического потенциала республики возможно с помощью создания малых ГЭС при водохранилищах и микроГЭС на малых реках и ручьях для нужд туристического бизнеса, частных фермерских хозяйств и других потребителей.

Литература

1. Оценка численности населения по городским округам, муниципальным районам, поселениям и городским населенным пунктам Республики Коми // Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Коми: официальный сайт. URL: http://komi.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/komi/ru/statistics/population/ (дата обращения: 14.06.2018).
2. Коковкин А. В., Братцев А. А. Водные ресурсы Республики Коми: их использование в прошлом, настоящем и будущем // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2016. № 3 (27). С. 35–41.
3. Колобов Ю. И., Чайка Л. В. Малая энергетика в системе энергоснабжения Республики Коми. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2000. 140 с.
4. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Республики Коми в 2001 году» / Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми; ГБУ РК «ТФИ РК». Сыктывкар, 2002. 165 с.
5. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Республики Коми в 2017 году» / Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми; ГБУ РК «ТФИ РК». Сыктывкар, 2018. 176 с.
6. Производительные силы Коми АССР. М.: АН СССР, 1955. Т. II.
7. Коновалова О. Е. Энергообеспечение Республики Коми и роль возобновляемой энергетики в энергетике региона // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2018. № 8 (9). С. 68–78.
8. Коновалова О. Е., Иванова Е. А. Возможности использования микроГЭС на Кольском полуострове // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2013. № 4 (17). С. 132–138.

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук» Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: konovalova@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.115-120

УДК 621.311

Д. В. Куклин

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГРУНТА И ИХ РЕШЕНИЯ

Аннотация

Ранее было создано устройство для измерения электрических параметров грунта. В процессе его разработки и использования был выявлен ряд практических проблем. В статье описываются данные проблемы, выполненные модификации устройства, а также дальнейшие усовершенствования, повышающие точность измерений и удобство использования.

Ключевые слова:

измерительное устройство, удельное сопротивление, диэлектрическая проницаемость, частотная зависимость.

D. V. Kuklin

CHALLENGES DURING DEVELOPMENT OF MEASUREMENT DEVICE FOR SOIL ELECTRICAL PROPERTIES AND SOLUTIONS

Abstract

A measurement device for frequency-dependent electrical soil properties has been created earlier. During the development, a number of practical problems were identified. The article deals with these problems, their solutions and further improvements for increasing device measurement accuracy and usability.

Keywords:

measurement device, resistivity, permittivity, dielectric dispersion.

Введение

Ранее была проведена оценка параметров измерительного устройства частотно-зависимых параметров грунта (внутренний импеданс измерительных пробников, импеданс относительно «корпуса» и пр.) с использованием установок метода вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) [1]. Также были выполнены расчеты, касающиеся электромагнитного влияния между измерительными цепями [2, 3]. Поскольку импеданс между цепями измерения тока и напряжения должен быть высоким [1], была выбрана оптоволоконная развязка. После этого был создан и протестирован прототип измерительного устройства [4]. Затем с целью сокращения времени измерений была проведена модификация устройства, и в процессе дальнейшей эксплуатации выявлены прочие недостатки. В статье описываются дальнейшие усовершенствования, позволяющие повысить точность измерений и удобство использования устройства.

Краткое описание прототипа измерительного устройства электрических параметров грунта

Функциональная схема измерительного устройства и его подключение к электродам изображены на рис. 1. Измерительная установка состоит из трех основных частей: блок с платой управления (содержащей микроконтроллер),

генератором, схемой измерения тока и приемником; блок, содержащий пробник для измерения напряжения и передатчик; осциллограф.

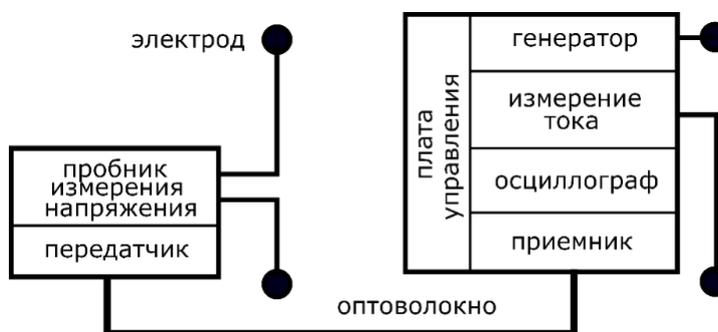


Рис. 1. Функциональная схема измерительного устройства и его подключение

Fig. 1. Block diagram of the measurement device and its connection during measurements

Для генерирования выбрана синусоидальная форма сигнала, поскольку это позволяет охватить необходимый частотный диапазон более простым способом. Генератор сигнала синусоидальной формы содержит микросхему цифрового вычислительного синтезатора (ЦВС) и усилитель. Необходимая частота задается микроконтроллером, находящимся в блоке управления. В устройстве имеется возможность контролировать амплитуду сигнала с помощью усилителя, регулируемого напряжением.

Схема измерения тока содержит шунт (подключенный между генератором и одним из электродов) и операционный усилитель. Сигнал с выхода операционного усилителя поступает в осциллограф.

Пробник измерения напряжения на рис. 1 представляет собой дифференциальный пробник с высоким входным импедансом. Выходное напряжение с пробника преобразуется в ток для питания светодиода передатчика. Сигнал, поступающий в приемник, преобразуется в напряжение и поступает в осциллограф.

Для оцифровки сигналов используется портативный осциллограф с частотой дискретизации 100 МГц. Он подключается к смартфону, который управляет осциллографом и служит для сохранения результатов измерений.

Поскольку разность фаз между током и напряжением должна измеряться точно [1], необходимо учитывать фазовые характеристики цепей измерения тока и напряжения. Для учета разности фаз применяется калибровка устройства измерения. Во время калибровки один и тот же сигнал используется в качестве входа для обеих цепей (тока и напряжения) и угол между выходными сигналами измеряется для каждой частоты. В процессе измерений электрических параметров грунта после измерения тока $I(t)$ и напряжения $V(t)$ и применения к ним преобразования Фурье полученные при калибровке углы учитываются путем поворота тока или напряжения на значения данных углов, после чего рассчитываются удельное сопротивление и диэлектрическая проницаемость.

Полный процесс измерения состоит из следующих этапов для каждой частоты: измерение разности фаз между выходными сигналами цепей измерения тока и напряжения (для одного и того же входного сигнала) во время калибровки; измерение тока $I(t)$ и напряжения $V(t)$ для конкретной установки ВЭЗ и грунта; применение преобразования Фурье к измеренному току и напряжению; корректировка разности фаз между $I(\omega)$ и $V(\omega)$ на значение угла, измеренного при калибровке; расчет удельного сопротивления и диэлектрической проницаемости.

Поскольку оптоволоконно (его длина, изгибы и пр.) может влиять на амплитуду сигнала, необходима также калибровка амплитуды (причем во время калибровки оптоволоконно не должно быть существенно изогнутым). В отличие от фазы, амплитуда относительно постоянна во всем диапазоне частот.

Модификация измерительного устройства

При использовании прототипа устройства выяснилось, что процесс измерения занимает ощутимое время, так как ток и напряжение измерялись осциллографом, а обработка результатов измерений выполнялась на компьютере. Те же действия можно производить внутри микроконтроллера, выполняя оцифровку сигналов при помощи аналого-цифрового преобразователя (АЦП), находящегося в самом устройстве.

Вышеописанные изменения были выполнены, и это привело к существенному сокращению времени измерений (которое стало сравнимо с временем, затрачиваемым на измерение стационарного удельного сопротивления грунта). Фотография усовершенствованного устройства представлена на рис. 2. Для оцифровки сигналов был использован внутренний АЦП микроконтроллера LPC4370. Этот же микроконтроллер применен для расчета электрических параметров.

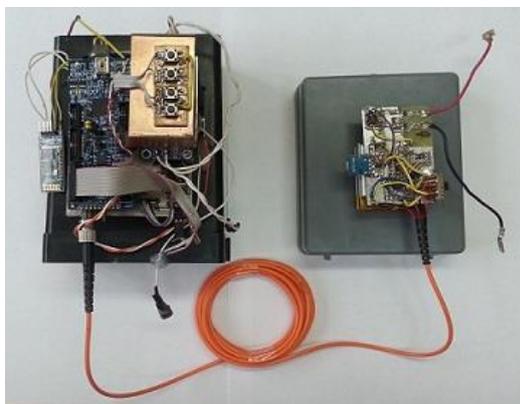


Рис. 2. Усовершенствованное измерительное устройство

Fig. 2. Improved measurement device

В модифицированном устройстве, однако, также обнаружился недостаток. Основной недостаток вызван взаимным влиянием напряжений между каналами АЦП, что может приводить к ошибкам измерений на высоких частотах. Также существует ошибка измерения диэлектрической проницаемости на низких

частотах. Прочие недостатки относятся к удобству использования устройства и являются менее существенными: отсутствует автоматический выбор токового шунта и амплитуды генерируемого сигнала, а также удобное отображение результатов измерений и управление устройством.

Ошибки измерения параметров грунта увеличиваются на частотах ниже десятков кГц и на частотах выше единиц МГц. В том случае, когда угол между током и напряжением близок к девяноста градусам (что происходит на высоких частотах), косинус угла близок к нулю и незначительная ошибка измерения угла приводит к значительной ошибке измерения удельного сопротивления (так как косинус угла находится в знаменателе при расчете удельного сопротивления). Ошибка измерения диэлектрической проницаемости на частотах порядка нескольких десятков кГц (и ниже) связана, по-видимому, с тем, что на низких частотах преобладает ток проводимости.

Дальнейшее усовершенствование измерительного устройства

В первую очередь, необходимо устранить ошибки, связанные с АЦП. Для этого нужно либо уменьшить импеданс источника [5], либо использовать два независимых АЦП для оцифровки сигналов тока и напряжения. Второй вариант более предпочтителен, так как он к тому же позволяет повысить частоту дискретизации и увеличить размер памяти (для сохранения измеренных величин). Уменьшения ошибки диэлектрической проницаемости можно добиться путем проведения нескольких измерений и использования усредненного результата.

Для удобства управления устройством, отображения результатов, а также получения дополнительных данных об измерении (координат, времени и пр.), была создана вспомогательная программа для смартфона. Программа также позволяет сохранять результаты измерений и открывать файлы с предыдущими результатами. Прототип программы представлен на рис. 3.



Рис. 3. Вид прототипа программы

Fig. 3. Mobile application prototype

Как показала практика, в том случае, если расчеты электрических параметров выполняются при помощи смартфона (а не в устройстве), можно добиться существенного сокращения времени измерения, так как смартфон обладает более производительным процессором. Таким образом, устройство может только производить измерение напряжения и тока и отправлять данные на смартфон, после чего тот рассчитывает необходимые параметры, сохраняет результаты и т. д.

При использовании микроконтроллера (для расчета параметров) одно измерение занимает порядка одной минуты (если измеряется по 2000 точек для оцифровки тока и напряжения на одну частоту, причем количество частот равно 21). С увеличением числа точек или количества частот время измерения может возрасти существенно. В том случае, когда используется смартфон, расчет параметров занимает единицы секунд (или доли секунды). Единственным фактором, заметно влияющим на время измерения (при использовании смартфона), является передача оцифрованных осциллограмм тока и напряжения на смартфон. В случае 6000 точек и 20 частот передача данных и расчет параметров занимают около 25 с (поскольку почти все время уходит на передачу данных, при 2000 точках этот процесс занял бы 7 с, т. е. скорость измерения была бы увеличена почти в десять раз по сравнению с применением микроконтроллера для расчета параметров в аналогичном случае). Дальнейшее сокращение времени измерения может быть достигнуто путем увеличения скорости передачи данных.

Если необходимо, чтобы расчеты выполнялись именно самим устройством, возможно использование более быстрых алгоритмов расчета преобразования Фурье.

Выводы

В статье представлено описание практических проблем, связанных с созданием измерительного устройства частотно-зависимых параметров грунта. Также описаны решения данных проблем и возможные варианты дальнейших модификаций устройства.

Стоит отметить, что, помимо использования численных способов определения разности фаз между током и напряжением и отношения их амплитуд, данное действие возможно выполнять также путем аналоговой обработки сигналов. Наличие шумов в измеряемых сигналах, однако, может усложнить применение данного подхода.

Литература

1. Куклин Д. В. Оценка параметров измерительного устройства электрических характеристик грунта // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2018. № 17 (8). С. 60–67.
2. Kuklin D. Using pole-dipole array for measurements of frequency dependent soil electrical properties // Far East Con-2018 — International Multi-conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. 2018. P. 1–5.
3. Kuklin D. Numerical Analysis of Electromagnetic Coupling Effects in Measurements of Frequency Dependent Soil Electrical Properties // Progress in Electromagnetics Research. 2019. (79). P. 101–111.
4. Kuklin D. Prototype of a measurement device for frequency dependent soil electrical properties. Находится в печати.

5. LPC43xx/LPC43Sxx ARM Cortex-M4/M0 multi-core microcontroller, user manual UM10503 / Rev. 2.4, NXP Semiconductors, 2018. 1444 p.

Сведения об авторе

Куклин Дмитрий Владимирович

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: kuklindima@gmail.com

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.120-125
УДК 621.311

В. В. Ивонин, А. Н. Данилин, Б. В. Ефимов, А. С. Карпов, А. А. Климов

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБОЯ ГИРЛЯНДЫ
ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Аннотация

Представлены результаты экспериментальных исследований пробоя гирлянды подвесных изоляторов. Получены вольт-секундные характеристики гирлянды, состоящей из 1–3 изоляторов. Показано, что при пробое изоляторов на линии образуется волна с фронтами 0,10–0,12 мкс.

Ключевые слова:

линия электропередачи, подвесной изолятор, пробой изолятора.

V. V. Ivonin, A. N. Danilin, B. V. Efimov, A. S. Karpov, A. A. Klimov

**EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS OF HIGH VOLTAGE POWER TRANSMISSION
LINE INSULATORS BREAKDOWN**

Abstract

The article presents the results of experimental investigations of the high voltage insulators breakdown. The volt-second characteristics of 1–3 insulators are obtained. It has been shown that during the breakdown of insulators, a wave is formed on the line with fronts of 0,10–0,12 μ s.

Keywords:

high voltage transmission line, suspension insulator, insulator breakdown.

Введение

В районах с высоким удельным сопротивлением грунта при ударе молнии в опору или грозозащитный трос часто происходит обратное перекрытие гирлянд изоляторов высоковольтной линии.

При грозовом перекрытии гирлянды возникает короткое замыкание и, как правило, срабатывает защита, отключающая линию, но при этом в линии формируется волна с крутым фронтом. Амплитуда волны определяется волновым сопротивлением линии и временем перекрытия гирлянды. Величина волнового сопротивления составляет 0,5 Z_w , где Z_w — волновое сопротивление линии

в один конец от точки перекрытия гирлянды. Волна с крутым фронтом по линии передается на оборудование подстанции, в том числе на обмотки силовых трансформаторов, и при неправильной организации защиты может вызвать его повреждение. Задача данной работы заключалась в определении параметров волны, формирующейся после перекрытия гирлянды изоляторов.

Экспериментальная установка

Исследования проводились на лабораторной высоковольтной установке (рис. 1), включающей в себя генератор импульсного напряжения C_1 (ГИН), собранный по схеме Аркадьева — Маркса. ГИН состоит из 10 ступеней и собран на основе высоковольтных конденсаторов ИК-100/0,1 с емкостью 0,1 мкФ. Предельное напряжение генератора $U_{\max} = 500$ кВ, емкость в ударе $C_{\text{уд.}} = 0,01$ мкФ.

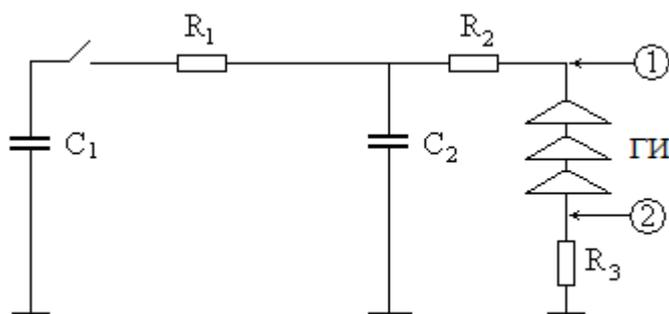


Рис. 1. Схема высоковольтной установки:

ГИ — гирлянда изоляторов; C_1 — генератор импульсного напряжения;
 R_1 — формирующий резистор; C_2 — формирующий конденсатор;
 R_3 — волновое сопротивление линии; 1 и 2 — точки измерения

Fig. 1. High voltage setup scheme:

ГИ — garland of insulators; C_1 — impulse voltage generator; R_1 — generating resistor; C_2 — generating capacitor; R_3 — line wave impedance; 1, 2 — metering points

С помощью элементов внешней схемы $R_1 = 500$ Ом и $C_2 = 1000$ пФ на гирлянде изоляторов формировался импульс с фронтом 1 мкс. Волновое сопротивление линии электропередачи (ЛЭП) в обе стороны от точки перекрытия гирлянды изоляторов моделировалось резистором $R_3 = 250$ Ом. Измерения напряжения проводились в точках 1 и 2 цифровым осциллографом АКИП-4113/2, соединенным с омическим делителем напряжения.

Исследования проводились на гирляндах, состоящих из 1–3 стеклянных подвесных изоляторов типа ПС-120В.

Результаты экспериментов

На рисунке 2 приведены совмещенные осциллограммы напряжения при перекрытии одного изолятора в зависимости от амплитуды напряжения импульса. Измерения проводились в точке 1 (рис. 1). По результатам этих измерений построены вольт-секундные зависимости перекрытия 1–3 изоляторов (рис. 3).

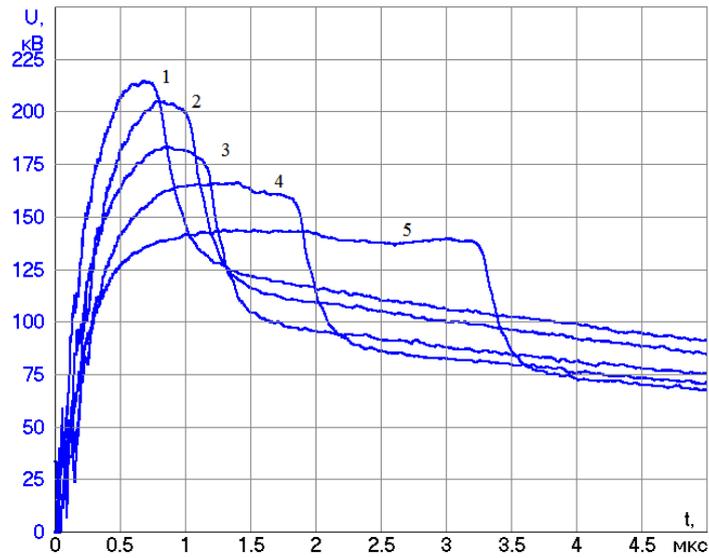


Рис. 2. Осциллограммы напряжения в точке 1 при разных амплитудах импульса, кВ:
 1 — 215; 2 — 200; 3 — 190; 4 — 165; 5 — 140

Fig. 2. Voltage waveforms at point 1 for different impulse amplitudes, kV:
 1 — 215; 2 — 200; 3 — 190; 4 — 165; 5 — 140

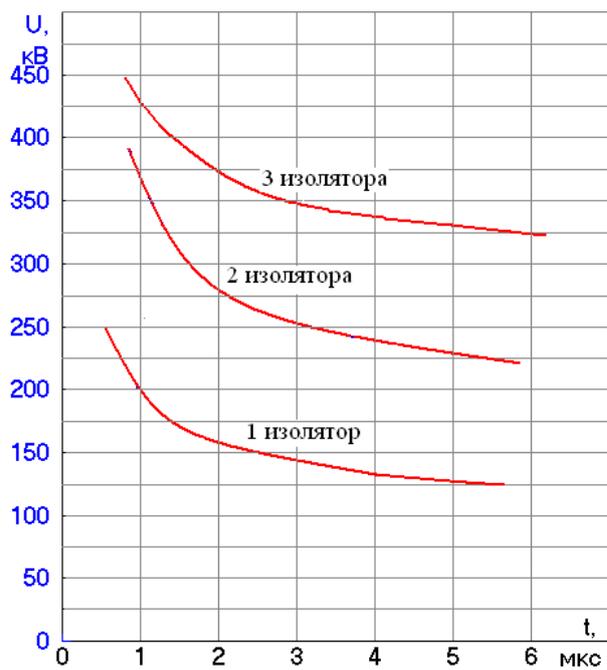


Рис. 3. Вольт-секундные характеристики перекрытия гирлянды изоляторов
 Fig. 3 Volt-second characteristics of insulators breakdown

Наибольший интерес представляют осциллограммы импульсов на резисторе R_3 — эквиваленте волнового сопротивления линии. Как указывалось, эти импульсы могут по линиям приходить на оборудование подстанций. Измерения выполнены в точке 2 (рис. 1). На рисунках 4, 5 представлены осциллограммы импульсных напряжений в точке 2 для одного и трех изоляторов в зависимости от напряжения импульса ГИИ.

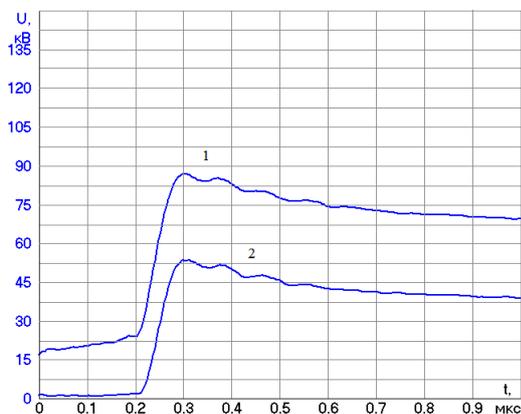


Рис. 4. Осциллограммы напряжения в точке 2 при пробое одного изолятора при разных амплитудах импульса:
1 — 85 кВ; 2 — 50 кВ

Fig. 4. Voltage waveforms at point 2 during one insulator breakdown for different impulse amplitudes:
1 — 85 kV; 2 — 50 kV

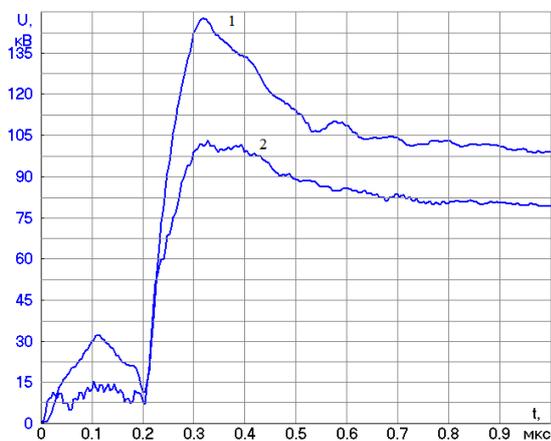


Рис. 5. Осциллограммы напряжения в точке 2 при пробое трех изоляторов при разных амплитудах импульса:
1 — 145 кВ; 2 — 100 кВ

Fig. 5. Voltage waveforms at point 2 during three insulators breakdown for different impulse amplitudes:
1 — 145 kV; 2 — 100 kV

Выводы

Результаты экспериментов показывают, что фронты импульсов на линии после перекрытия гирлянды изоляторов лежат в интервале 0,10–0,12 мкс. В работах [1, 2] было показано, что при столь крутых фронтах в контурах, образуемых ограничителями перенапряжений (ОПН), ошиновкой, соединяющей ОПН с трансформатором и входной емкостью вторичной обмотки трансформатора, возникают колебания напряжения, амплитуда которых на вводе трансформатора значительно превышает напряжение среза ОПН. Именно эти явления представляют наибольшую опасность для изоляции вторичных обмоток трансформатора. Прямая волна грозового разряда по статистическим данным имеет фронты до десятков микросекунд и надежно срезается ОПН, не вызывая колебательного процесса в указанном контуре.

Литература

1. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах подстанций класса напряжения 110–150 кВ / А. Н. Данилин и др. // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2011. № 2 (5), вып. 3. С. 20–39.
2. Численный и экспериментальный анализ развития грозовых перенапряжений на подстанциях / Б. В. Ефимов и др. // Труды Кольского научного центра РАН. 2012. № 3 (10), вып. 5. С. 65–83.

Сведения об авторах

Ивонин Виктор Владимирович

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: ivonin@ien.kolasc.net.ru

Данилин Аркадий Николаевич

заведующий лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 47 А
эл. почта: danilin@ien.kolasc.net.ru

Ефимов Борис Васильевич

главный научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», доктор технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: efimov@ien.kolasc.net.ru

Карпов Алексей Сергеевич

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А,
эл. почта: karpov@admksk.apatity.ru

Климов Андрей Александрович

инженер лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 47 А
эл. почта: klimov@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.125-132

УДК 621.311

О. В. Залесова

ВЫБОР НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Аннотация

Рассматриваются вопросы защиты изоляции оборудования распределительных устройств от грозовых и коммутационных перенапряжений. Выполнен обзор мест установки и способов исполнения нелинейных ограничителей напряжения. Приведен пример выбора защитных аппаратов для энергосистемы 330 кВ.

Ключевые слова:

ограничитель перенапряжения, воздушная линия электропередачи, каскадная схема, максимально допустимое рабочее напряжение.

O. V. Zalesova

THE SELECTION OF HIGH-VOLTAGE SURGE ARRESTERS

Abstract

The paper considers the questions of the insulation protection of switchgear equipment from lightning and switching overvoltages. The view of the installation places and mounting mode of nonlinear overvoltage suppressors was performed. An example of the selection of protective devices for 330 kV power system is given.

Keywords:

high-voltage surge arrester, overhead power line, stage circuit, admissible maximum operating voltage.

Введение

Грозовые перенапряжения представляют реальную опасность для оборудования сетей практически всех классов номинального напряжения. В качестве защиты изоляции оборудования распределительных устройств (РУ) от грозовых и коммутационных перенапряжений выполняются следующие меры [1]: 1) применение тросового подхода воздушных линий (ВЛ) к РУ, на которых приняты меры по снижению числа грозовых волн с опасными параметрами, возникающих на изоляции ВЛ вследствие ударов молнии; 2) установка в выбранные места защитных аппаратов (ЗА) — нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) с необходимыми характеристиками.

Выбор мест установки ОПН

В стандарте организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.221-2016 «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110–750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» [2] указаны места установки ОПН в открытых распределительных устройствах (ОРУ) и на подстанциях (ПС): 1) на трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе — для защиты от коммутационных перенапряжений при их включении или отключении и от грозовых перенапряжений; 2) на шинах ОРУ для защиты электрооборудования от набегающих с ВЛ грозовых перенапряжений.

В работе [2] также отмечают, что ОПН может быть установлен на ВЛ за линейным выключателем для защиты электрооборудования, подключаемого к ВЛ за линейным выключателем, от коммутационных перенапряжений и набегающих с ВЛ волн грозовых перенапряжений.

Эффективной защитой изоляции оборудования от грозовых перенапряжений в мировой практике считается каскадная схема расстановки ограничителей перенапряжений (рис. 1) [3, 4]. В отличие от типовой схемы в данном случае ОПН размещаются у выводов каждого силового трансформатора (на схеме Т) и на входе в РУ каждой присоединенной ВЛ, вблизи от линейного измерительного трансформатора напряжения (на схеме ТН).

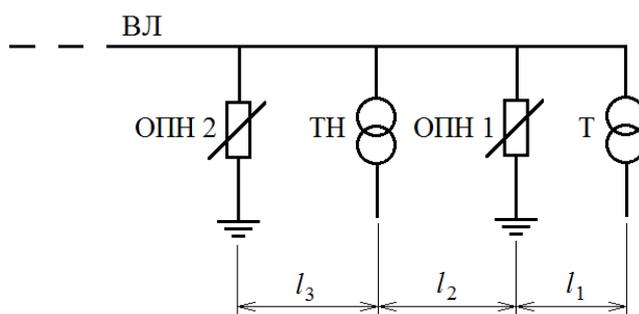


Рис. 1. Каскадная схема грозозащиты оборудования РУ

Fig. 1. Cascade circuit of equipment lightning protection

Каскадная схема позволяет существенно повысить защищенность оборудования от грозовых (и коммутационных) перенапряжений, поскольку все оборудование находится по ходу набегающей с ВЛ волны после защитных аппаратов, т. е. грозовые перенапряжения на оборудовании РУ определяются защитными характеристиками ЗА, обеспечивающими глубокое ограничение перенапряжений. Кроме того, в такой схеме расстояния L от оборудования до защитных аппаратов снижены, а, как известно, чем выше расстояние L от ЗА до защищаемого оборудования и чем меньше длительность фронта τ_f набегающих грозовых волн, тем значительно напряжение на оборудовании может превосходить напряжение на ЗА (тем более что наибольшим перенапряжениям подвергается не только оборудование, которое по ходу набегающей с ВЛ грозовой волны расположено до ЗА, но и наиболее удаленное от ЗА оборудование) [4]. Более того, если в каком-либо режиме одна из ВЛ отсоединена от РУ при помощи соответствующего выключателя или линейного

разъединителя, но при этом не заземлена (ВЛ может быть также отключена именно вследствие грозовой активности), то при возникновении грозových перенапряжений, в случае когда на входе ВЛ в РУ не был установлен ОПН, совершенно незащищенным окажется присоединенное к линии оборудование РУ (трансформаторы напряжения и тока, разомкнутый выключатель).

Каскадная схема считается наиболее эффективной при выполнении условия $l_3 + l_2 > l_1$, поскольку только в этом случае возможно обеспечить очередное, а не одновременное срабатывание обоих показанных на рис. 1 защитных аппаратов [4]. Таким образом, защита трансформатора напряжения (рис. 1) достигается за счет того, что он расположен после ЗА и близко к нему.

В работах [1, 4] согласно расчетам грозových перенапряжений и опыту эксплуатации в каскадной схеме вероятность повреждения изоляции оборудования РУ при грозových перенапряжениях на порядок меньше, чем в типовой схеме без дополнительных ЗА на входе РУ. Учитывая высокие показатели защищенности оборудования при каскадной расстановке ОПН, автор работ [1, 4] считает, что определение максимально допустимых расстояний между оборудованием и ЗА уже не является актуальным.

В каскадной схеме ОПН1 устанавливается на земле рядом с трансформатором. Для ОПН2 возможно как обычное исполнение на земле, на территории РУ, по аналогии с ОПН1, так и подвесное исполнение на ближайшей к РУ опоре ВЛ (рис. 2) [1]. Последнее может быть выполнено с внешним искровым промежутком, когда ОПН жестко крепится к опоре (рис. 2, а), и без внешнего искрового промежутка, в этом случае ОПН подвешивается на фазный провод за верхний фланец (рис. 2, б).

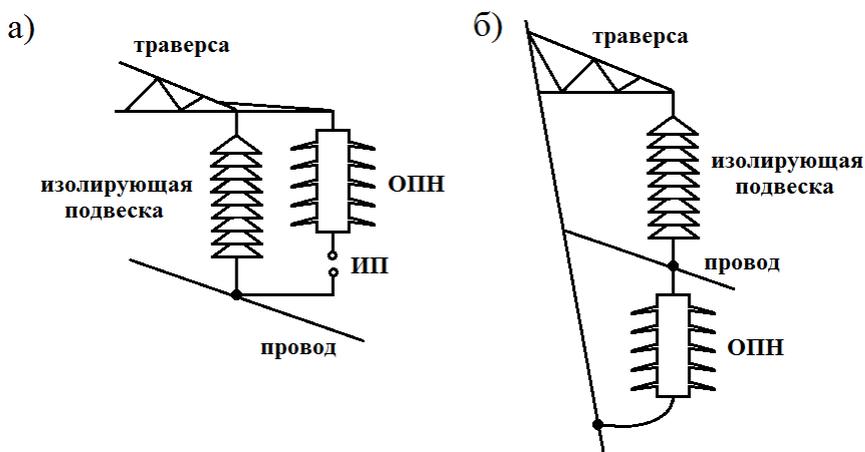


Рис. 2. Эскиз размещения ОПН на входной опоре ВЛ:

а — жесткое крепление на траверсу; б — подвес на фазный провод

Fig. 2. Sketch of mounting the surge arresters on the first pole of overhead line:
а — rigid fastening on a cross-arm; б — stringing of a phase conductor traverse

Оба варианта исполнения подвесного ОПН к фазным проводам имеют свои преимущества и недостатки. К основным преимуществам первого варианта присоединения (рис. 2, а) можно отнести отсутствие постоянно протекающего

тока в нормальном эксплуатационном режиме. Недостатком этого типа защиты является достаточно сложная координация пробивных напряжений открытых искровых промежутков с разрядными напряжениями защищаемой линейной изоляции. При выборе способа присоединения аппарата к проводу (рис. 2, б) прежде всего должны учитываться такие внешние факторы, как загрязнение изоляторов и ОПН, возможность длительного воздействия повышенного напряжения промышленной частоты и др. [5].

Наиболее удобным считается подвесное исполнение ОПН2 на опоре ВЛ (рис. 3), так как он не занимает места на земле, не требует фундамента или подставки. Чем больше расстояние между ОПН1 и ОПН2, тем эффективней каскадная схема защиты трансформаторов. Расчеты, выполненные в программе ЕМТР, показывают, что идеальным с точки зрения защиты (авто)трансформатора, было бы размещение комплекта ОПН на второй опоре от ОРУ. Однако для другого оборудования, например линейного трансформатора напряжения, этот вариант защиты является нежелательным, поскольку увеличивается расстояние между ЗА и ТН, тем более есть вероятность того, что молния может ударить между первой и второй опорами [1].

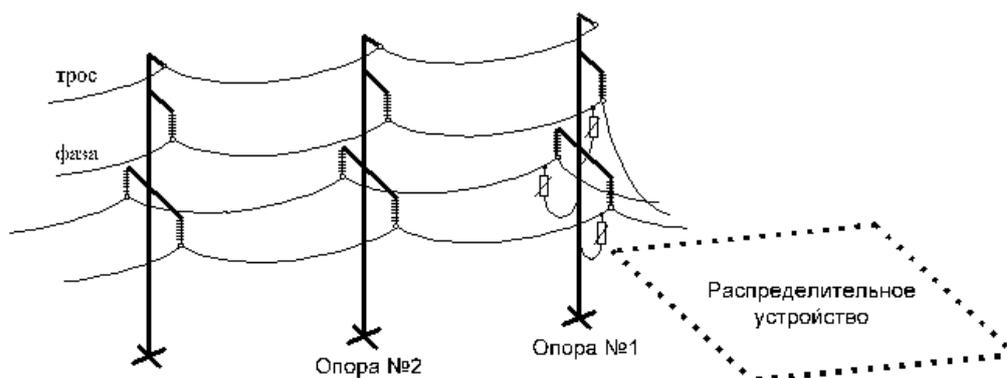


Рис 3. Установка ОПН на первой опоре

Fig. 3. Installation of surge arresters on the first pylon

В настоящее время в нашей стране на каждый класс номинального напряжения сети существует так называемый типовой ОПН с определенным значением наибольшего рабочего напряжения ОПН ($U_{нрО}$), поэтому влияние на защищенность изоляции оборудования РУ оказывает не выбор характеристик ОПН, а количество и выбор мест установки ОПН, что подтверждено теоретическими исследованиями [2, 3].

Выбор параметров ОПН

К основным параметрам ограничителя относятся: наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, номинальное напряжение, класс энергоемкости, уровни остающегося напряжения при коммутационном и грозовом импульсах, величина тока срабатывания противозрывного устройства, длина пути тока утечки внешней изоляции [6].

В качестве примера рассмотрим выбор ограничителей в сетях 330 кВ.

1. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{нр}$) должно быть не ниже наибольшего рабочего фазного напряжения сети, нормируемого ГОСТ 721.

Во всех случаях для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нро}$) не менее чем на 2–5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН ($U_{нс}$). При устойчивом существовании в нормальных режимах работы в месте установки ОПН высших гармоник $U_{нр}$ выбирают на 10 % выше наибольшего рабочего напряжения сети.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН не должно превышать допустимое повышение напряжения защищаемого оборудования при длительности 20 мин (ГОСТ 1516.3).

По этим требованиям для сетей 330 кВ наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{нр} = 1,1 \cdot U_{ном} / \sqrt{3} = 210$ кВ.

2. Номинальное напряжение ОПН — действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ограничитель может выдерживать в течение 10 с в процессе рабочих испытаний. Номинальное напряжение должно быть не менее 1,25 наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения [7].

В случае установки ЗА на ПС 330 кВ номинальное напряжение ОПН должно быть не менее $U_{ном} = 243$ кВ.

3. Номинальный разрядный ток (I_n) в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 53735.5 и МЭК 60099-5 следует принимать не менее 20 кА для класса напряжения 330 кВ [2].

4. Энергоемкость ОПН.

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств.

Известно, что номинальному разрядному току 20 кА соответствуют 4-й и 5-й классы энергоемкости (табл. 1). Следует отметить, что с увеличением класса энергоемкости стоимость ОПН возрастает. При отсутствии специальных указаний по выбору класса энергоемкости выбирают наиболее экономичный и проводят его проверку на соответствие условиям эксплуатации [6].

Таблица 1

Классы энергоемкости ОПН

Table 1

Energy intensity classes of surge arresters

Удельная энергоемкость U_n , кДж/кВ				
До 2,0	2,5–3,0	4,0–4,5	7,0	10,0
Амплитуда прямоугольного тока длительностью 2000 мкс, А ¹				
250–300	450–600	900–1000	1200–1350	1800–1900
Класс разряда линии				
1	2	3	4	5

Выбор параметров ОПН, устанавливаемых на входе РУ, подробно описан в работе [1] и сводится к определению наибольшего рабочего напряжения $U_{нр}$, а также удельной энергоемкости $W_{уд}$ с последующей проверкой прочих характеристик (остающихся напряжений и др.) выбранного типа ЗА конкретным условиям эксплуатации. Наибольшее рабочее напряжение ОПН, устанавливаемых на входе ВЛ 35-750 кВ в РУ, выбирается таким же, как и для ОПН в РУ. В работе [1] отмечается, что конкретное значение энергоемкости ОПН для ВЛ 35-750 кВ зависит от наличия грозотроса. Если на линии предусмотрена тросовая защита, то энергоемкость ОПН, устанавливаемого на ВЛ 35-750 кВ, может быть принята такой же, как и для ОПН в РУ.

На распределительном устройстве ПС перед (авто)трансформаторами рекомендуется устанавливать ОПН в фарфоровом корпусе, на ВЛ — полимерные ОПН. В таблицах 2 и 3 для первого и второго вариантов соответственно представлены расчетные характеристики и соответствующие им модели ЗА разных фирм.

Таблица 2

ОПН в фарфоровом корпусе

Table 2

Surge arresters in porcelain cover

Фактические параметры	Рекомендуемые параметры	
	АО «Завод энергозащитных устройств»	АО «НИИ «ЗАИ» ОПН-330/210/20/1500 УХЛ1
<i>Класс напряжения сети, кВ</i>		
330	330	330
<i>Номинальное напряжение ОПН, кВ, не менее</i>		
243	288	262
<i>Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нр}$), кВ действ., не менее</i>		
194	210	210
<i>Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА</i>		
20	20	20
<i>Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А, не менее</i>		
1200	1200/1500	1500
<i>Класс энергоемкости, не менее</i>		
4	4	4
<i>Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ, не менее</i>		
4,6	13,6/16,2 (по двум импульсам)	7,7

Таблица 3

Полимерные ОПН
Polymer surge arresters

Table 3

Фактические параметры	Рекомендуемые параметры			
	ООО «Форэнерго-волга» ОПНп-330/1200/230-20-III-УХЛ1	ЗАО «ПОЛИМЕР-АППАРАТ» ОПНп-330/1450/230-20-IV УХЛ1	ЗАО «ЗЭТО» ОПН-П1(2)-330/230/20/4 УХЛ1	ЗАО «ЗЭТО» ОПН-П1(2)-330/230/20/5 УХЛ1
<i>Класс напряжения сети, кВ</i>				
330	330	330	330	330
<i>Номинальное напряжение ОПН, кВ, не менее</i>				
243	302	288	288	288
<i>Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нр}$), кВ действ., не менее</i>				
194	230	230	230	230
<i>Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА</i>				
20	20	20	20	20
<i>Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А</i>				
1200	1200	1450	1200	1500
<i>Класс энергоемкости, не менее</i>				
4	4	4	4	4
<i>Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ, не менее</i>				
4,6	6,82	7,75	6,35	7,67

Заключение

Использование ОПН является неотъемлемым пунктом в комплексе мероприятий, обеспечивающих надежную эксплуатацию изоляции электрооборудования в сетях различного класса напряжения. В нашей стране для каждого класса номинального напряжения сети существует типовой ОПН с определенным значением наибольшего рабочего напряжения, поэтому особое внимание следует уделять выбору мест установки ОПН. Кроме того, в настоящее время существуют доступные программные комплексы (например, АТР-ЕМТР), позволяющие проводить полное моделирование как сети в целом, так и ЗА.

Литература

1. Дмитриев М. В. Грозовые перенапряжения на оборудовании РУ 35-750 кВ и защита от них. СПб.: ЗАО «Завод энергозащитных устройств», 2008. 61 с.
2. СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110–750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Введ. 2016–05–16. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2016. 46 с.
3. Гумерова Н. И., Косоруков А. В., Ефимов Б. В. Защищенные подходы к РУ // Новости электротехники. 2014. № 2 (86).
4. Дмитриев М. В. Грозовые перенапряжения на оборудовании РУ 35–750 кВ и защита от них. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 64 с.
5. Кадомская К. П. Нелинейные ограничители перенапряжений. Критерии выбора для разных условий эксплуатации // Новости электротехники. 2004. № 1 (25). С. 44–47.

6. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110–750 кВ / РАО «ЕЭС РОССИИ». М., 2000.
7. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. Введ. 2008–01–01. М.: Стандартинформ, 2007. 31 с.

Сведения об авторе

Залесова Ольга Валерьевна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
эл. почта: Drozdova_nord@mail.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.5.132-138
УДК 622.01

А. С. Потокин, Н. Н. Кузнецов, А. В. Земцовский

ОБЗОР МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ В МАССИВАХ ГОРНЫХ ПОРОД

Аннотация

Представлен обзор работ в области исследований акустической и электромагнитной эмиссии, параметры которой позволяют оценить состояние массива горных пород и осуществлять прогноз проявлений горного давления в динамической форме. В результате анализа были установлены основные преимущества и недостатки существующих методик и отмечены перспективные направления их развития.

Ключевые слова:

акустическая эмиссия, электромагнитная эмиссия, удароопасность, месторождение полезных ископаемых, массив горных пород.

A. S. Potokin, N. N. Kuznetsov, A. V. Zemtsovskii

THE REVIEW OF THE METHODS OF MEASURING THE ACOUSTIC AND ELECTROMAGNETIC EMISSION PARAMETERS IN ROCK MASSES

Abstract

The paper presents the review of the works in the field of researches of acoustic and electromagnetic emission which parameters allow to estimate rock mass condition and carry out the prediction of rock pressure occurrences in the dynamic form. The main advantages and disadvantages of the existing methods were established and the promising directions of their development were noted.

Keywords:

acoustic emission, electromagnetic emission, rockburst hazard, mineral deposit, rock mass.

При разработке месторождений полезных ископаемых и подземном строительстве в сложных горно-геологических условиях, когда работы ведутся на

больших глубинах или в условиях действия высоких тектонических напряжений, зачастую сталкиваются с такими опасными проявлениями горного давления, как горные удары и техногенные землетрясения. Подобные проявления могут приводить к большим материальным потерям, а также травмированию и гибели людей. В связи с этим особо актуальными являются исследования процессов динамического разрушения пород в массиве с целью их прогноза и предотвращения.

Как известно, при деформировании и разрушении твердых тел распространяются упругие колебания, которые могут регистрироваться средствами акустико-эмиссионного контроля [1]. Данный контроль проводится на предприятиях нефтегазовой сферы, металлопрокатных предприятиях, металлургических комбинатах, в авиационной и космической технике, на железных дорогах и во многих других отраслях промышленности. Его основной целью является обнаружение слабых мест (развивающихся дефектов) в трубопроводах, теплообменниках, реакторах, колоннах резервуаров, сосудах, сварных швах, деталях и узлах каких-либо механизмов. Применительно к массиву горных пород метод акустико-эмиссионного контроля (измерений) можно использовать также для поиска образовавшихся в массиве структурных неоднородностей и оценки напряженно-деформированного состояния, что, в свою очередь, позволяет осуществлять предварительный прогноз удароопасности участков массива.

Еще одним способом контроля процессов деформирования и разрушения твердых тел является измерение электромагнитной эмиссии. Этот метод основывается на нестационарном изменении потенциала электрического поля вблизи деформируемого сигнала и регистрации импульсного излучения электромагнитных и упругих колебаний от образующихся под действием предельных напряжений трещин разрушения.

Потребность в применении методов измерения параметров акустической и электромагнитной эмиссии в основном связана с тем, что для осуществления непрерывного контроля динамики изменения напряженно-деформированного состояния массивов горных пород и предупреждения возможных динамических проявлений горного давления в современных условиях ведения горных работ необходимо использовать высокоточное портативное оборудование.

Если обратиться к истории, можно отметить, что акустическая эмиссия как явление было обнаружено в середине XIX в. При деформировании олова процесс сопровождался характерным звуковым эффектом, который получил название «крик олова» [2].

В 1930-х гг. была опубликована работа Абрама Федоровича Иоффе, главной темой которой были механические свойства кристаллов. Публикацию данного труда можно принять за начало отсчета акустико-эмиссионных исследований геоматериалов [3]. Автор отмечал, что каждый из единичных актов скачкообразной деформации образцов каменной соли сопровождался шумом, который напоминал тиканье часов. Исследователь обратил внимание на возможность использования этого шума в качестве инструмента при изучении природы и закономерностей указанной деформации.

Позднее, в середине 1950-х гг., пришло понимание того, что акустическая эмиссия может быть одним из наиболее эффективных средств мониторинга разрушения горных пород в реальном времени. Подобная идея появилась после

ряда успешных использований сигналов акустической эмиссии, которые возникали в напряжённом массиве, для прогноза опасных динамических явлений на угольных шахтах [4]. В этот же период начинается систематическое изучение закономерностей акустической эмиссии на образцах горных пород, что позволяет выявить ряд преимуществ данного метода исследования. В 1970-х гг. была разработана высокочувствительная аппаратура и собран необходимый экспериментальный материал для решения задач на практике [5, 6].

Исследования электромагнитной эмиссии изначально проводили при нагружении металлов с разными электрическими и магнитными свойствами. Было установлено, что появление электромагнитных импульсов связано с изменением геометрии образцов при выходе полос пластической деформации на поверхность [7]. Также были получены иные результаты, когда появление подобных импульсов было вызвано электростатическим процессом при трещинообразовании. Подобное различие в результатах связывали с объективной сложностью измерений слабого электромагнитного излучения при механическом испытании, так как оно сопровождается, как правило, сильными электромагнитными помехами от электромагнитных узлов испытательных машин. Кроме того, амплитудные характеристики сигнала и его частотный спектр могут зависеть от методики измерения, а именно разные результаты могут появляться когда используются датчики ёмкостного типа, улавливающие изменения электрической составляющей излучения, и индуктивного типа, которые измеряют колебания магнитного потока.

В изучение акустической и электромагнитной эмиссии значительный вклад внесли отечественные ученые-исследователи: М. С. Анциферов, Н. И. Гершензон, В. С. Куксенко, В. И. Панин, А. Д. Рубан; зарубежные ученые: К. Моги, В. М. Маккейбл и др.

В качестве основных преимуществ методов измерений акустической и электромагнитной эмиссии можно выделить следующие: осуществляется непрерывный дистанционный контроль за напряженно-деформированным состоянием участка массива горных пород при минимальном количестве датчиков; измерения можно выполнять без остановки работы предприятия; отсутствует необходимость в специальной подготовке исследуемого участка массива для проведения измерений; степень загрязнения поверхности, на которую устанавливают оборудование, не влияет на результаты измерений.

Методика регистрации акустической эмиссии с успехом используется при проходке и эксплуатации горных выработок. Данный метод распространён при подземном расположении датчиков.

При очевидных достоинствах есть у вышеуказанных методов и недостатки: сигналы регистрируются от источника эмиссии одновременно с шумами постоянного или переменного уровня, таким образом, за счёт этого снижается эффективность акустических и электромагнитных измерений; методика ухода от шумов и помех ограничивается в основном простейшей реализацией амплитудных и частотных фильтров; аппаратная часть оборудования часто низкого качества с большим уровнем искажений, как следствие, это снижает качество анализа; высокая стоимость аппаратуры; отсутствие высококвалифицированных специалистов; необходимость акустического контакта преобразователя с объектами контроля [8].

Обозначенные недостатки приводят к возрастанию погрешности измерений акустической и электромагнитной эмиссии. Для решения этой проблемы необходимо создание серьезного математического обеспечения и аппаратной реализации технологий. Также целесообразным является расширение динамического диапазона оборудования на величину порядка 30–50 дБ; снижение уровня помех и искажений на 1–2 порядка по сравнению с традиционными приборами; расширение диапазона измерений в низкочастотной области вплоть до того, что будет достигаться суперспектральная полоса частоты от десятых долей герца для ультразвука. Все это позволит уйти от шумовых помех и искажений при измерениях.

В современных геофизических системах при внедрении методов акустической и электромагнитной эмиссии используют компьютеризированные устройства и новейшие ЭВМ, посредством которых проводится цифровая регистрация и обработка больших массивов информации. Также применяются современные материалы и изделия, которые позволяют проводить измерения на больших глубинах и в экстремальных климатических условиях. Благодаря этому можно применять новые подходы к самому процессу получения и обработки геофизической информации.

Прогресс в области технологии обработки акустических сигналов привел к возможности расширения области применения методов акустической и электромагнитной эмиссии для оценки напряженно-деформированного состояния массивов пород при помощи несложных аппаратных реализаций. В рамках множества проектов в настоящее время ведется научно-практическая работа, которая направлена на доведение данной работы до практических применений в диагностике [9].

Оборудованием для акустико-эмиссионного контроля являются усилители сигналов; модули, посредством которых происходит обработка принятых акустических сигналов; кабельная линия, благодаря которой происходит подключение датчиков и приемников; модуль настройки калибровки оборудования.

Таким образом, в приборы акустико-эмиссионного контроля входят: комплект устройств для получения информации с датчиков и пара преобразователей. Также включены обработка и вывод информации на периферийное оборудование, при помощи которого регистрируют время улавливания сигнала.

В устройство для регистрации электромагнитного излучения включены: блок регистрации, приёмная электромагнитная антенна, зарядное устройство и комплект кабелей (антенный и интерфейсный).

Акустическая эмиссия является случайным процессом, поэтому важна адекватная регистрация акустико-эмиссионных источников в объектах. На данном этапе основную роль играют технические параметры, возможности и надежность аппаратуры, детальный анализ зарегистрированных данных. В настоящее время существует ряд моделей серийно выпускаемых сертифицированных промышленных систем измерения акустической эмиссии российского и зарубежного производства (рис.), которые представлены в таблице.

Особое место в процессе обработки результатов измерений акустической эмиссии занимает программное обеспечение. Важными являются следующие показатели: возможность построения диаграмм и графиков, возможность проводить углублённый анализ, оценку по критериям, скорость, наличие вспомогательных утилит, совместимость с другими программными обеспечениями.

Акустико-эмиссионные системы и их производители
Acoustic emission systems and their manufacturers

Модель	Производитель
DiSP	Physical Acoustic Corporation, США
AMSY-5	VallenSystem, ФРГ
Aline-32D	«Интерюнис», РФ
Малахит АС-12	НПФ «Диатон», РФ
Эксперт-2014	НПО «Алькор», РФ
СДС 1008	ЗАО «СДС», РФ
Локус-Д	ЗАО «Элтест», РФ



a



б

Внешний вид серийно выпускаемых сертифицированных промышленных приборов измерения акустической эмиссии
российского и зарубежного производства:

a — DiSP Physical Acoustic Corporation, США; *б* — Prognoz L, Россия

Appearance of mass-produced certified industrial acoustic emission measuring
instruments of Russian and foreign production:

a — DiSP Physical Acoustic Corporation, USA; *б* — Prognoz L, Russia

Можно отметить ряд особенностей продуктов разных производителей. Возможность анализа локационных параметров (РВП, количество импульсов в событии, второго импульса события и т. п.) отсутствует в акустико-эмиссионных системах DiSP, ALine-32D, Эксперт-2014. Функции анализа формы волны, кластерный анализ доступны в каждой из рассматриваемых систем. Распознавание образов возможно только в DiSP и AMSY-5. Конвертацию форматов возможно осуществлять в системах AMSY-5 (DiSP) и Малахит 12-АС. Программное обеспечение акустико-эмиссионных систем разных фирм, наряду со стандартными возможностями, имеет дополнительные функции, которые обеспечивают наиболее сложный и глубокий анализ получаемых данных.

В последнее время все большее внимание как в отечественной, так и в зарубежной литературе уделяется вопросу использования методов

акустической и электромагнитной эмиссии для оценки напряженно-деформированного состояния массивов горных пород и определения степени удароопасности обрабатываемых месторождений полезных ископаемых [10, 11].

Для решения этого вопроса на практике применяют специальное оборудование: одно- и двухканальные регистраторы (ЗУА, ПГМ, «Волна-1», «Прогноз-Иа», «Ритм», «АЭР», «Ангел» и др). В шахтных условиях проведена апробация геоакустического портативного прибора для локального контроля удароопасности, который позволяет регистрировать и определять параметры акустической эмиссии даже в условиях наличия технологических шумов [12]. При тестировании зафиксирована надежная работа прибора Prognoz L в условиях действующих рудников, показана возможность измерения различных параметров акустической активности, включая интенсивность акустической эмиссии, основную частоту импульсов акустической эмиссии, длительность, амплитуду и относительную энергетическую характеристику АЭ-событий.

Заключение

Таким образом, развитие наукоемких технологий в сфере применения акустической и электромагнитной эмиссии играет большую роль в решении проблемы горных ударов на рудниках. При помощи методов неразрушающего контроля параметров акустической и электромагнитной эмиссии появляется возможность осуществлять своевременную регистрацию и отслеживание опасных процессов динамического разрушения горных пород в массивах без вывода объектов из эксплуатации. Тем не менее, на сегодняшний день существует ряд проблем, мешающих широкому распространению данных методов в промышленности. В первую очередь, это их субъективность, т. е. результат зависит от квалификации персонала, его опыта работы, умения применять нестандартные решения, что не допускается при выполнении работ на производстве, где нужны работающие методические рекомендации и объективный результат наблюдений, не зависящий от оценочных суждений.

Работа выполнена в рамках программы работ по теме 0186-2019-0010 «Комплексная геомеханическая оценка удароопасных месторождений Северо-Запада Арктической зоны РФ» — «Исследование критических значений физических свойств горных пород при их разрушении».

Литература

1. Мирошниченко М. И., Куксенко В. С. Излучение электромагнитных импульсов при зарождении трещин в твердых диэлектриках // Физика твердого тела. 1980. Т. 22, вып. 5. С. 1531–1533.
2. Оловянный крик // Википедия: сайт. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Оловянный крик](https://ru.wikipedia.org/wiki/Оловянный_крик) (дата обращения: 09.10.2019).
3. Стронгарм: сайт. URL: <http://strongarm.su/stat.html> (дата обращения: 26.09.2019).
4. Иванов В. В. Количественная оценка степени удароопасности массивов горных пород при разработке рудных месторождений электрометрическим методом на основе кинетических представлений о подготовке горных ударов // Технические науки. 2014. № 4. С. 118–127.
5. Пат. 575563 СССР. Устройство для регистрации импульсов акустической эмиссии / Бобренко В. М., Романов В. М.; заявитель Всесоюз. науч.-исследоват. ин-т по

- разработке неразрушающих методов и средств контроля качества материалов. № 2198051/25-28; заявл. 09.12.1975; опубл. 05.10.1977, Бюл. 37. 3 с.
6. Пат. 1121431 СССР. Устройство для определения степени удароопасности горных пород по акустической эмиссии / Стороженко А. Г., Бляхман А. С., Проскуряков В. И., Русецкий М. А., Смирнов А. П., Петухов И. М.; Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела. № 3623517/22-03; заявл. 19.07.1983; опубл. 30.10.1984, Бюл. № 40. 4 с.
 7. Термостимулированная акустическая эмиссия в геоматериалах / В. Л. Шкуратник и др. М.: Горная книга, 2015. С. 241.
 8. Беспалько А. А., Яворович Л. В., Еременко А. А. Эмиссия горных пород после массовых взрывов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2018. № 3. С. 10–17.
 9. Электромагнитная эмиссия при развитии макроскопически неустойчивой пластической деформации / А. А. Шибков и др. // Физика твердого тела. 2016. № 1. С. 3–10.
 10. Rock burst process of limestone and its acoustic emission characteristics under true-triaxial unloading conditions // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010. Vol. 47 (2). P. 286–298. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2009.09.003
 11. Зыков В. С., Абрамов И. Л. Геофизические методы контроля опасности по динамическим явлениям в угольных шахтах // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S6. С. 320–325.
 12. Геоакустический портативный прибор нового поколения для оценки удароопасности массива горных пород / И. Ю. Рассказов и др. // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2015. № 3. С. 169–179.

Сведения об авторах

Потокин Александр Сергеевич

научный сотрудник лаборатории «Инструментальные исследования состояния горных пород Арктической зоны РФ» Горного института — обособленного подразделения Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана 24
эл. почта: electric.pulse@mail.ru, тел.: +7 (815 55) 79-570

Кузнецов Николай Николаевич

научный сотрудник лаборатории «Инструментальные исследования состояния горных пород Арктической зоны РФ» Горного института — обособленного подразделения Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана 24
эл. почта: nikavalon@mail.ru, тел.: +7 (815 55) 79-570

Земцовский Александр Васильевич

заведующий лабораторией «Инструментальные исследования состояния горных пород Арктической зоны РФ» Горного института — обособленного подразделения Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», кандидат технических наук
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана 24
эл. почта: zemtsovskiy@yandex.ru, тел.: +7 (815 55) 79-199

