

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК



7/2020 (11)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 19

Апатиты
2020

0+

7/2020 (11)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314
ISSN 2307-5252

Российская Академия Наук

0+

ТРУДЫ

Кольского научного центра

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 19

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

Ответственный за выпуск: к.т.н. В. Н. Селиванов

Научное издание

Редактор С. А. Шарам
Технический редактор: В. Ю. Жиганов
Подписано к печати 13.11.2020.
Дата выхода в свет 30.12.2020.
Формат бумаги 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 8.49. Заказ № 54. 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

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Фастий Г. П., Ярошевич В. В.	Анализ аварийности в сети 35 кВ северной части Кольского полуострова..... 5
Аксенович Т. В.	Исследование технического состояния силовых трансформаторов Мурманской области и методов их защиты от влияния геоиндуктированных токов..... 11
Коновалова О. Е., Кузнецов Н. М.	История строительства и эксплуатации Нижне-Тулумской гидроэлектростанции на Кольском полуострове..... 19
Белова Л. А.	Молниезащита ветроустановок..... 32
Селиванов В. Н., Бурцев А. В., Колобов В. В.	Анализ молниевой активности на Кольском полуострове в 2019–2020 гг..... 40
Бороздина Е. Д.	Основные характеристики ОПН и факторы, влияющие на его работу..... 52
Ярошевич В. В., Карпов А. С., Фастий Г. П., Смотров С. В.	Электроснабжение высокоэнергоемких потребителей Мурманской области..... 58
Белова Л. А.	Система заземления для наземных ветроустановок..... 66
Кузнецов Н. М., Минин В. А.	Роль Кольской АЭС в энергетике Мурманской области..... 72
Евстигнеев А. В.	Расчет входного фильтра для повышающего преобразователя постоянного напряжения..... 81
Морозов И. Н., Кудряшов С. М.	Оценка возможности применения имитационного моделирования для прогнозирования феррорезонансного процесса в электрических сетях..... 86
Потокин А. С., Климов А. А.	Сравнительный анализ эффективности электроимпульсного разрушения различных типов горных пород Мурманской области..... 92

7/2020 (11)

UDC 621.314
ISSN 2307-5252

Russian Academy of Sciences

0+

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 19

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.).

14, Fersman str., Apatity, Murmansk region, 184209, Russia
Tel.: (81555) 79380. Fax: (81555) 76425
E-mail: ksc@ksc.ru. www.ksc.ru, naukaprint.ru

CONTENTS

	Page
Fastiy G. P., Yaroshevich V. V.	Emergency analysis in the 35 kV network of the northern part of the Kola Peninsula..... 5
Aksenovich T. V.	Investigation of power transformers technical condition in the Murmansk region and methods for their protection from the influence of geomagnetically induced currents..... 11
Konovalova O. E., Kuznetsov N. M.	History of building and operation of the Nizhny Tulom hydroelectric power plant on the Kola Peninsula..... 19
Belova L. A.	Lightning protection of wind turbines..... 32
Selivanov V. N., Burtsev A. V., Kolobov V. V.	Analysis of the 2019–2020 lightning activity on the Kola Peninsula..... 40
Borozdina E. D.	High-voltage surge arrester characteristics and influencing factors on its..... 52
Yaroshevich V. V., Karpov A. S., Fastiy G. P., Smotrov S. V.	Electric supply of high-energy consumers of Murmansk region..... 58
Belova L. A.	Earth-termination system for onshore wind Turbines..... 66
Kuznetsov N. M., Minin V. A.	The role of the Kola nuclear power plant in Murmansk region energy..... 72
Evstigneev A. V.	The calculation of step-up voltage converter input filter..... 81
Morozov I. N., Kudryashov S. M.	Evaluation of the possibility of using simulation modeling to predict the ferroresonance process in electrical networks..... 86
Potokin A. S., Klimov A. A.	Efficiency comparative analysis of electric pulse destruction of different types rocks of the Murmansk region..... 92

Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ В СЕТИ 35 кВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Аннотация

Проанализированы данные по технологическим нарушениям в сети 35 кВ одного из подразделений «Колэнерго» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», а именно Северных электрических сетей. Проведена систематизация нарушений. Из анализа сделан вывод о том, что наибольшее число нарушений происходит на воздушных линиях электропередачи.

Ключевые слова:

воздушная линия электропередачи, технологические нарушения.

Galina P. Fastiy, Vera V. Yaroshevich

EMERGENCY ANALYSIS IN THE 35 kV NETWORK OF THE NORTHERN PART OF THE KOLA PENINSULA

Abstract

The analysis of technological violations in the 35 kV network in one of the Kolenergo subdivisions of Public joint-stock company "IDGC of the North-West", namely the Northern Electric Networks, was performed. The violations were systematized. The analysis concluded that the greatest number of violations occurs on overhead power lines.

Keywords:

overhead power line, technological violations.

Мурманская обл. является промышленным регионом и играет важную роль в экономике не только Кольского п-ова, но и России в целом. Особенностью региона является аномально низкая проводимость грунта. Трассы воздушных линий (ВЛ) электропередачи проходят по территории, обладающей рядом неблагоприятных природно-климатических условий с точки зрения надежности электроснабжения и сохранения технических характеристик конструктивных элементов ВЛ (опор, проводов, тросов и гирлянд изоляторов), а именно: большое количество дней с сильными и штормовыми ветрами, туманами и снегопадами, гололедообразование в различных формах [1].

Объектом исследования являются воздушные линии электропередачи класса напряжения 35 кВ, которые обслуживает одно из предприятий «Колэнерго» Северные электрические сети (СЭС). Линии электропередачи имеют одно- и двухцепное исполнение. На подходах к подстанциям и частично по трассе линии защищены грозозащитными тросами. В основном тросы не заходят на открытое распределительное устройство, то есть заземлены через крайние опоры линий и не связаны с контуром подстанции. Сопротивление заземления опор с тросами составляет от 30 до 800 Ом, что обусловлено специфическими особенностями Кольского п-ова. Данные о величине сопротивлений получены при выполнении работ для СЭС. Сеть не имеет кабельных линий электропередачи и включает только ВЛ, что, с одной стороны, способствует существенному уменьшению емкости сети и значений токов однофазных замыканий на землю, с другой — увеличивает вероятность возникновения атмосферных перенапряжений и перекрытий изоляции. Из подробного анализа технических данных ВЛ 35 кВ

было установлено, что практически все линии проходят полностью или частично по территории населенных пунктов и в пригородной зоне. Минимальная длина линии составляет 0,35 км, наибольшая длина — 53,44 км. Минимальная длина отпаечных линий — 0,02 км. Основная масса воздушных линий была построена в 60–70 годы прошлого столетия. Срок службы исследуемых воздушных линий электропередачи примерно составляет 13–73 года. Согласно стандарту организации [2], нормативный срок эксплуатации опор: деревянных — 30 лет, железобетонных — 35 лет, металлических — 50 лет.

На рис. 1 представлена диаграмма распределения количества ВЛ в зависимости от наибольшего количества промежуточных опор. Из нее видно, что срок эксплуатации у 43 % ВЛ превышает нормативный. Приведенные данные указывают на масштабное старение ВЛ, что ведет их к недопустимому износу. Значительное число отказов ВЛ является следствием повреждения проводов, изоляторов, арматуры и отключения от грозовых перенапряжений.

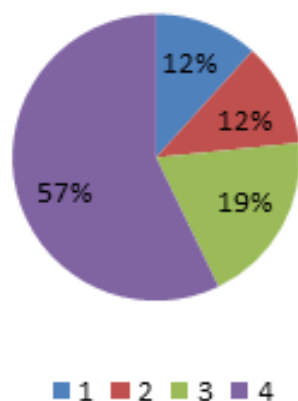


Рис. 1. Диаграмма распределения ВЛ 35 кВ:

1 — с наибольшим количеством деревянных опор (срок службы 50–60 лет); 2 — с наибольшим количеством металлических опор (52–73 года); 3 — на металлических и железобетонных опорах (34–62 года); 4 — на металлических, железобетонных и деревянных опорах (13–33 года)

Fig. 1. 35 kV overhead power line distribution diagram:

1 — overhead power lines with the most wooden poles (service life of 50–60 years); 2 — overhead power lines with the most metal poles (service life of 52–73 years); 3 — overhead power lines on metal and reinforced concrete poles (service life of 34–62 years); 4 — overhead power lines on metal, reinforced concrete, and wooden poles (service life of 13–33 years)

На основе анализа данных по технологическим нарушениям (ТН) в электросети 35 кВ, которые были предоставлены СЭС «Колэнерго», построена диаграмма распределения причин ТН (рис. 2). Продолжительность наблюдений, использованных в анализе, составляет 13 лет (с 2005 по 2017 гг.). За указанный период по имеющимся данным зарегистрировано 239 нарушений (с учетом повторяемости отключений).

Из диаграммы видно, что наибольшее число (71 %) технологических нарушений происходит на ВЛ. Обрыв провода или грозотроса, наброс в большинстве случаев сопровождается замыканием на опору или на землю. Согласно правилам [4], в сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения. Однако при замыканиях на территории населенных пунктов повышается опасность для жизни человека и животных вследствие образования длительных шаговых напряжений и напряжений прикосновения [5, 6]. Природные явления (34 %) могут сопровождаться перекрытием изоляции линии, набросами и обрывами проводов. Невыявленные нарушения (23 %), как правило, относятся к указанным выше причинам, поэтому также представляют опасность для населения.



Рис. 2. Диаграмма распределения технологических нарушений в электросети 35 кВ
Fig. 2. Distribution diagram of technological violations in the 35 kV power supply network

Распределение технологических нарушений в течение 13 лет представлено на рис. 3, из которого видно, что наибольшее число нарушений в сети 35 кВ произошло в 2010 и 2016 гг. (41 и 34 соответственно), из них невыявленных: в 2010 г. — 11, в 2016 г. — 14, по причине природных явлений — 14 и 13 соответственно, в 2014 г. — 16. Из графиков видно, что в 2015 г. количество нарушений снизилось, однако в 2016 г. число ТН резко возросло, что в большинстве случаев связано с природными явлениями.

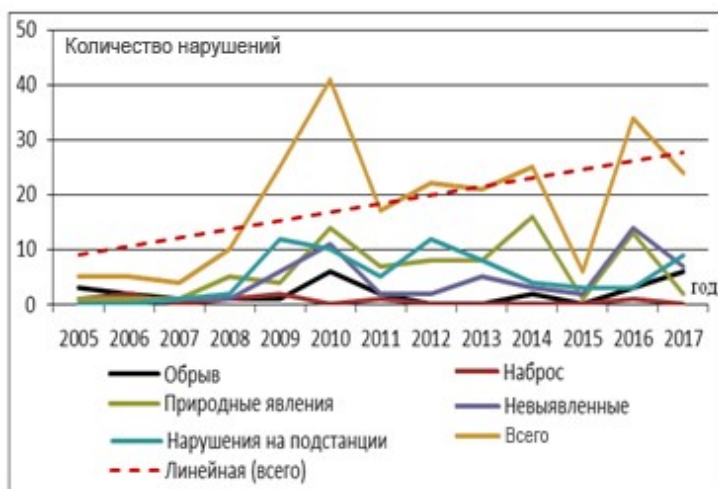


Рис. 3. Распределение нарушений с 2005 по 2017 гг.

Fig. 3. Distribution of violations from 2005 to 2017

К категории природных явлений относятся штормовой ветер, метель, повышенное гололедообразование, сброс гололеда, налипание мокрого снега и прямое попадание молний в элементы ВЛ.

Погодовые графики распределения ТН по причине природных явлений представлены на рис. 4.



Рис. 4. Зависимость технологических нарушений на ВЛ 35 кВ от природных явлений

Fig. 4. Dependence of technological violations on the 35 kV overhead power lines on natural phenomena

Из графиков видно, что большая доля нарушений на ВЛ происходила из-за воздействия грозовых явлений — примерно 49 %.

На рис. 5 показано распределение ТН по причине природных явлений и не установленных по месяцам.

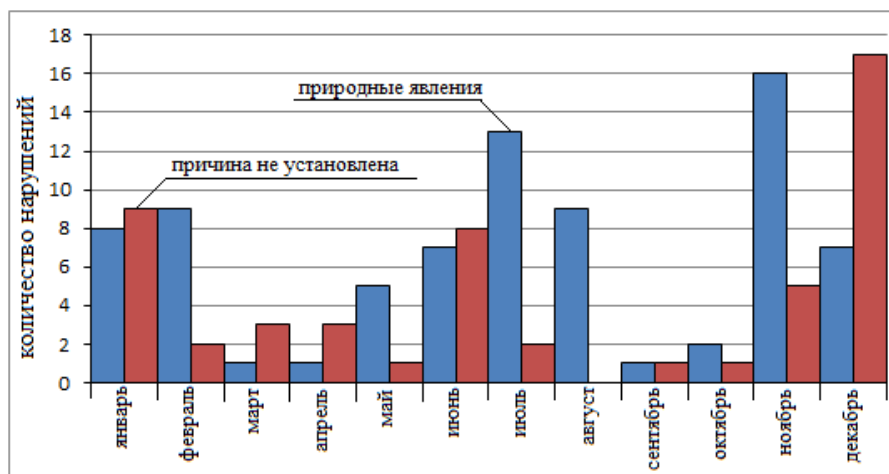


Рис. 5. Распределение количества нарушений на линиях по причине природных явлений и не выявленных по месяцам

Fig. 5. Distribution of violations on the overhead lines due to natural phenomena and not detected by months

Значительная часть природных явлений, как свидетельствует рис. 5, соответствует длительности грозового сезона. Кроме того, видно, что в ноябре, декабре и январе увеличивается количество нарушений. Это можно объяснить повышенным гололедообразованием и ветровой нагрузкой в данный период года. При анализе невыявленных причин обнаружено, что интенсивность этих нарушений увеличивается в декабре, январе и июне, это может быть связано с климатическими условиями северной части Кольского п-ова.

На рис. 6–7 приведены карты-схемы прохождения ВЛ 35 кВ по ветровым и гололедным районам северной части Кольского п-ова, которые были предоставлены «Колэнерго».

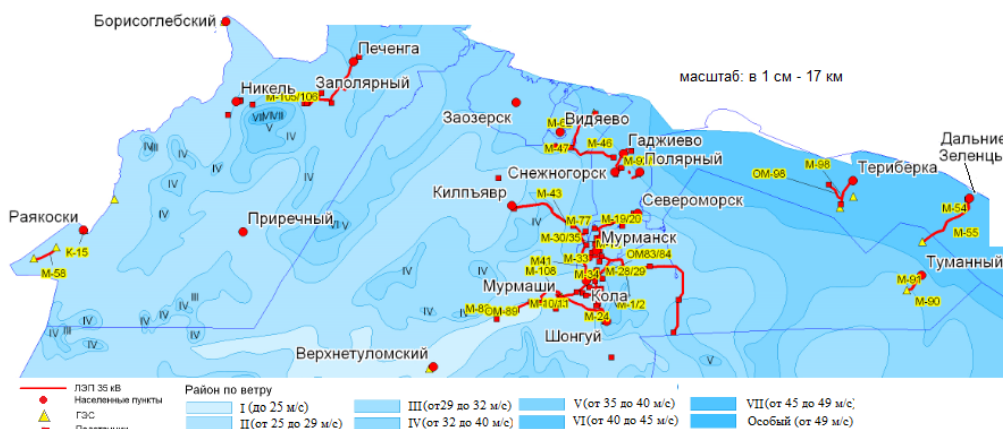


Рис. 6. Карта-схема прохождения ВЛ 35 кВ по ветровым районам северной части Кольского п-ова

Fig. 6. Schematic map of the 35 kV overhead power line passage through the wind regions of the northern part of the Kola Peninsula

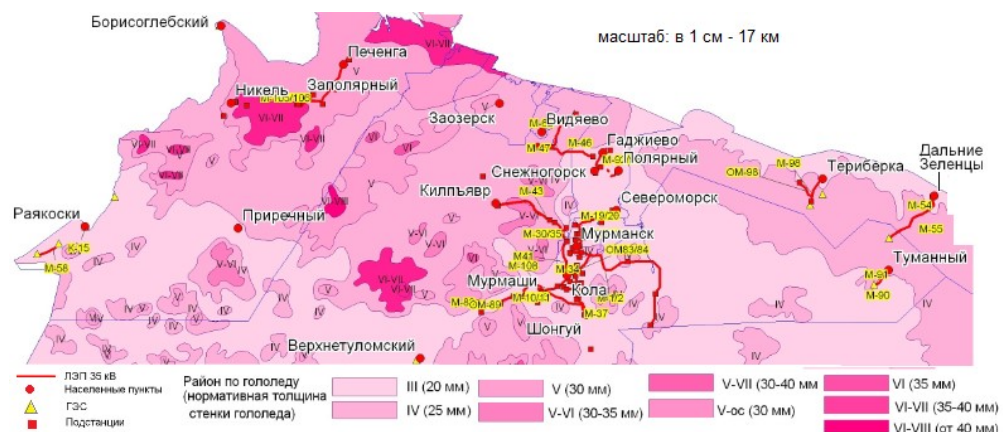


Рис. 7. Карта-схема прохождения ВЛ 35 кВ по гололедным районам северной части Кольского п-ова

Fig. 7. Schematic map of the 35 kV overhead power line passage through the ice-coated regions of the northern part of the Kola Peninsula

На карте-схеме (рис. 6) видно, что значение уровня по давлению ветра: максимальное — VII, минимальное — IV, однако по картам районирования [7] давление ветра на Кольском п-ове в среднем оценивается по уровням VI–II.

Из следующей карты-схемы (рис. 7) видно, что значение уровня по толщине стенки гололеда: максимальное — VII, минимальное — IV. По картам районирования [7] толщина стенки гололеда на Кольском п-ове оценивается в среднем по уровню III. Температура воздуха — +26...–40 °С.

Заключение

1. Наиболее аварийными элементами электрических сетей 35 кВ являются воздушные линии электропередачи (71 % от общего числа ТН и 48 % от числа ТН с известными причинами).

2. Срок службы исследуемых воздушных линий электропередачи 35 кВ составляет 13–73 года.

3. Основной причиной повреждаемости ВЛ является износ оборудования и климатические воздействия.

4. На представленных в работе картах-схемах указаны подробные данные по уровням давления ветра и толщине стенки гололеда, которые подтверждают сложность климатических условий на Кольском п-ове.

Литература

1. Ярошевич В. В., Невретдинов Ю. М. Оценка показателей надежности воздушных линий 35, 110 и 150 кВ в условиях севера Кольского полуострова // Труды КНЦ РАН. Энергетика. 2013. Вып. 7 (17). С. 90–100.

2. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС / ОАО «ФСК ЕЭС». 2010. С. 51.

3. СТО 56947007-29.240.01.053-2010. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС. Дата введения 2010-08-24.

4. Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей: приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. М., 2003. 162 с.

5. Исследования опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ Мурманского региона / Ю. М. Невретдинов [и др.] // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2016. Вып. 12. С. 7–15.

6. Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П. Проблема обеспечения электробезопасности сетей среднего напряжения в условиях Кольского полуострова // Вестник Кольского научного центра РАН. 2016. № 2 (25). С. 103–110.

7. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с изм. № 1, 2). Дата введения 2017-06-04. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456044318> (дата обращения: 12.07.2020).

Сведения об авторах

Фастий Галина Прохоровна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: g.fastiy@ksc.ru

Ярошевич Вера Васильевна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: yaroshevich_vera@mail.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.002
УДК 621.311

Т. В. Аксенович

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ И МЕТОДОВ ИХ ЗАЩИТЫ ОТ ВЛИЯНИЯ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ

Аннотация

Территориальные особенности расположения электроэнергетической системы Мурманской обл. обуславливают ее подверженность геоиндуцированным токам, протекающим по глухозаземленным нейтралям трансформаторов (автотрансформаторов) во время геомагнитных бурь. Значения токов порой могут достигать десятков ампер и приводить к полупериодному насыщению стали сердечника и, как следствие, к потерям реактивной мощности, появлению высших гармоник, вибрациям и перегреву обмоток. Все это может стать причиной аварийного отключения линий или выхода из строя самого оборудования. В статье дан анализ технического состояния трансформаторов и автотрансформаторов подстанций классов напряжения 110–330 кВ на Кольском п-ове. Приводится статистика по типам сердечников устройств. Обсуждаются существующие методы снижения воздействия геоиндуцированных токов на трансформаторы, а также их сильные и слабые стороны.

Ключевые слова:

геоиндуцированные токи, силовой трансформатор, резистивное заземление нейтрали, емкостное заземление нейтрали, устройство продольной компенсации.

Tatiana V. Aksenovich

INVESTIGATION OF POWER TRANSFORMERS TECHNICAL CONDITION IN THE MURMANSK REGION AND METHODS FOR THEIR PROTECTION FROM THE INFLUENCE OF GEOMAGNETICALLY INDUCED CURRENTS

Abstract

The location territorial features of the Murmansk region electric power system determine its susceptibility to geomagnetically induced currents flowing through the dead-grounded neutrals of the transformers (autotransformers) during geomagnetic storms. The current values can sometimes reach tens of amperes and lead to half-period saturation of the steel core, and as a result to loss of reactive power, the appearance of harmonics, vibrations and windings overheating. All this can cause an emergency shutdown of lines or failure of the equipment itself. The article considers the analysis of the transformers and autotransformers technical condition of substations of voltage classes 110–330 kV on the Kola Peninsula. Statistics on the core types of the devices are provided. Existing methods to reduce the effect of geomagnetically induced currents on transformers, as well as their advantages and disadvantages, are discussed.

Keywords:

geomagnetically induced currents, power transformer, resistor at neutral, capacitor at neutral, longitudinal compensation device.

Введение

На протяжении многих лет ученые Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН и Полярного геофизического института проводят исследования влияния магнитосферных возмущений на состояние электроэнергетических систем Кольского п-ова и Карелии [1–3]. Так, было выявлено, что во время сильных геомагнитных бурь (ГМБ) в глухозаземленных нейтралях автотрансформаторов/трансформаторов начинает течь геоиндуцированный ток (ГИТ) [4]. В Мурманской обл. глухозаземленные нейтралы применяются в электрических сетях напряжением 110, 150 и 330 кВ, поэтому в статье внимание будет уделено оборудованию именно этих классов напряжения. Помимо географического расположения и конфигурации электрических сетей, на восприимчивость трансформаторов к ГИТ немалое влияние оказывает тип их магнитопровода.

Анализ характеристик трансформаторов подстанций 110–330 кВ

На начало 2019 г. на территории Мурманской обл. имеется 5 подстанций (ПС) класса напряжения 330 кВ, на которых установлено 11 автотрансформаторов, суммарная мощность которых составляет 2535 МВА. Имеется 36 подстанций класса напряжения 150 кВ, на них установлено 75 трансформаторов суммарной мощностью 3232,2 МВА. Число подстанций напряжением 110 кВ равняется 47, и установленная мощность 83 трансформаторов на них составляет 1332,0 МВА [5]. Перечисленные подстанции находятся на балансе ПАО «Россети».

Согласно положению ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» от 08.11.2019 № 378, требования, предъявляемые к сроку службы силовых и измерительных трансформаторов, составляют не менее 30 лет. В соответствии с этим критерием был произведен анализ технического состояния трансформаторов напряжением 110–330 кВ (рис. 1).

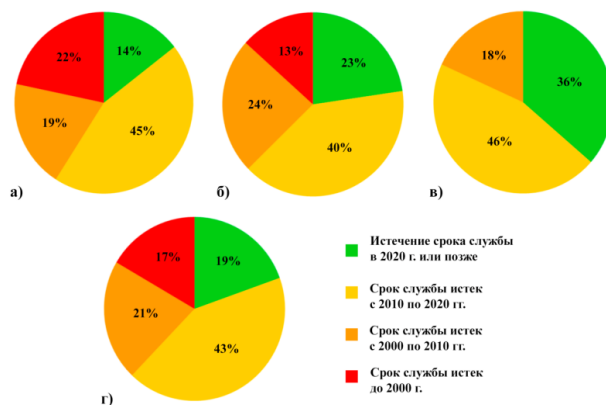


Рис. 1. Возрастная характеристика трансформаторов и автотрансформаторов Мурманской обл. на конец 2019 г.:

a — ПС 110 кВ; *б* — ПС 150 кВ; *в* — ПС 330 кВ; *г* — общая статистика ПС 110–330 кВ

Fig. 1. Age characteristics of transformers and autotransformers of the Murmansk region at the end of 2019:

a — 110 kV substations; *б* — 150 kV substations; *в* — 330 kV substations; *г* — general statistics of 110–330 kV substations

В частности, было выявлено, что лишь каждый пятый (19 %) находящийся в работе трансформатор (автотрансформатор) имеет неистекший срок эксплуатации. Оставшийся 81 % приходится на аппараты, которые как морально, так и физически уже устарели и требуют ремонта либо полной замены. Согласно данным по надежности электроснабжения на конец 2018 г., износ силовых трансформаторов области составляет 71,2 % [5].

Больше всего автотрансформаторов, срок эксплуатации которых еще не вышел, приходится на подстанции с напряжением 330 кВ — 36 %. Это можно объяснить тем, что они входят в состав магистральной линии электропередачи, являющейся системообразующей для энергосистемы области. Подстанции 330 кВ обеспечивают электроснабжение наиболее крупных производственных объединений Мурманской обл. и прилегающих к ним районов, поэтому поддержание надлежащего состояния оборудования данных подстанций является первоочередной задачей распределительной электросетевой компании.

Сильное влияние на устойчивость трансформатора к воздействию ГИТ оказывает тип его магнитопровода. В табл. 1 представлены коэффициенты восприимчивости различных типов сердечников к воздействию квазипостоянных токов [6].

Таблица 1

Коэффициенты чувствительности для разных типов магнитопроводов
Sensitivity coefficients for different core types

Тип магнитопровода	k	Схема
Однофазный	1,18	
Трехфазный, броневой	0,33	
Трехфазный, трехстержневой	0,29	
Трехфазный, пятистержневой	0,66	

Как видно из табл. 1, наибольшее влияние ГИТ оказывает на однофазные трансформаторы с любой конструкцией сердечника. Рассматриваемые же нами трансформаторы являются трехфазными, так что среди них намагничивание сердечника происходит интенсивнее при пятистержневой конфигурации. Это подтверждается исследованиями: насыщение стали сердечника пятистержневого автотрансформатора на ПС «Лоухи» (находится в Карелии) происходило уже при значении ГИТ, равном 50 А, в то время как на ПС «Выходной» с трехстержневым автотрансформатором насыщение наблюдалось при 100 А [3].

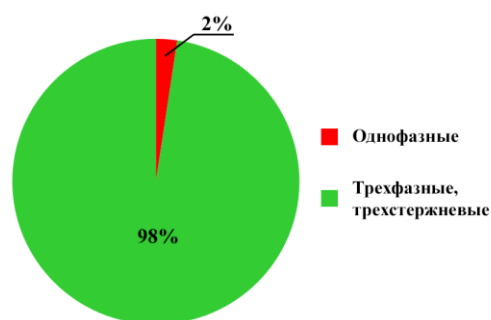


Рис. 2. Статистика типов трансформаторов и автотрансформаторов Мурманской обл.

Fig. 2. Statistics of transformers and autotransformers types of the Murmansk region

срок его службы истек еще в 2009 г., а три остальных представляют собой трехфазную группу однофазных трансформаторов на ПС 110 кВ. Срок их работы закончился еще в прошлом столетии (1992 г.).

Высокая подверженность однофазных трансформаторов влиянию ГИТ, приводит к частому полупериодному насыщению сердечника, которое вызывает нарушение симметрии передачи энергии по фазам, появление высших гармоник, перегрев стали сердечников, резкий рост вибраций, а в итоге ускоренное старение изоляции силовых трансформаторов [2]. Если все эти факторы наложить на длительный срок эксплуатации самого оборудования, то высока вероятность появления серьезных аварийных ситуаций, связанных с неисправностью трансформаторов.

Методы защиты силовых трансформаторов от ГИТ

В последнее время появилась положительная тенденция: все больше ученых по всему миру стали изучать ГИТ, их природу, воздействие на оборудование подстанций и то, причинами каких нарушений они могут стать в будущем. Исследования показывают, что квазипостоянные токи оказывают на режим электроэнергетической системы прямое и косвенное влияние. Под прямыми эффектами понимается однополупериодное подмагничивание сердечника трансформатора или автотрансформатора. Впоследствии от такого эффекта оборудование выходит из строя либо мгновенно, либо через какое-то время после из-за недопустимой электромагнитной и термической нагрузки. Косвенные (системные) эффекты выражаются в росте дефицита реактивной мощности и ненормированном распределении гармоник. Следовательно, меры

защиты протяженных электротехнических систем от негативных эффектов ГИТ должны быть направлены в первую очередь на системообразующее оборудование — силовые трансформаторы [7].

В основном все методы, направленные на уменьшение влияния ГИТ на оборудование, можно разделить на два типа — совершенствование оборудования и архитектуры сети и оперативные процедуры. Преимуществом первого типа является отсутствие необходимости отключения от системы электроснабжения, тем самым сохраняется бесперебойное питание потребителей. Второй тип не требует денежных затрат на дополнительное оборудование по причине его отсутствия, однако необходимо учитывать вероятность оперативных отключений предприятий и других организаций при мощных ГМБ, чей простой может иметь экономические последствия для электроснабжающих организаций.

Тип силового трансформатора. Как обсуждалось выше, конструкция магнитной цепи аппарата имеет большое влияние на его восприимчивость к воздействию ГИТ. Так, максимальную относительную уязвимость имеют однофазные силовые трансформаторы, а минимальную — трехфазные трехстержневые. Замена «слабых» трансформаторов имеет и свои ограничения, как экономические, так и технические, которые необходимо брать в расчет при модернизации или проектировании подстанции. Например, трехстержневые трансформаторы не производятся на напряжения больше 500 кВ, а уже существующая подстанция может иметь ограниченные габаритные размеры [7].

Устройства, блокирующие ГИТ в нейтрали. В табл. 2 приведено краткое описание основных способов уменьшения величины ГИТ с помощью различных устройств, применяющихся в нейтрали силового трансформатора или автотрансформатора.

Таблица 2

Различные методы снижения ГИТ в нейтрали
Various GIC mitigation methods in neutral

№ п/п	Метод	Описание
1	Разземление нейтрали	Является распространенным методом блокировки ГИТ посредством отделения нейтрали от земли, где протекает ток. Не подходит для автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, имеющих неполную изоляцию со стороны нулевых выводов, так как в случае разземления нейтрали возможно возникновение перенапряжений
2	Индуктивное заземление нейтрали	Дугогасящая катушка, включенная в нейтрали трансформатора, формирует отстающий ток индуктивности для компенсации опережающего емкостного тока. Нейтраль в таком случае называют компенсированной. Имеется возможность плавного или ступенчатого регулирования индуктивности. Так как ГИТ является низкочастотным сигналом, то катушка мало влияет на его снижение

№ п/п	Метод	Описание
3	Резистивное заземление нейтрали	Заземляющий резистор сопротивлением 2,5–7,5 Ом может обеспечить снижение уровня ГИТ на 55–70 %, но не блокирует его протекание полностью. Достаточно эффективно лишь при относительно «коротких» воздушных линиях электропередачи, когда активное сопротивление фазных проводов не является доминирующим [8]
4	Емкостное заземление нейтрали	Использование конденсаторных батарей в нейтрали полностью препятствует протеканию ГИТ. Могут стать причиной феррорезонанса в сети сложной конфигурации, если установлены во всей системе. При любом способе шунтирования, конденсаторная батарея во время аварийного режима не блокирует протекание ГИТ [9]
5	Активное заземление нейтрали	Обычно используется искровой промежуток либо вакуумный разрядник с выключателем. Применение этих устройств вместе с разъединителем обеспечивает режим глухозаземленной нейтрали в нормальных условиях эксплуатации и режим изолированной нейтрали в период ГМБ [8]

У заземления с помощью конденсаторной батареи имеется еще один вариант исполнения — с использованием разъединителя. Такой способ позволяет подключать емкость к нейтрали только в период ГМБ, благодаря чему уменьшается вероятность образования феррорезонанса, нет препятствий для обнаружения коротких замыканий и отсутствует влияние на общую работу системы [10].

Общей проблемой описанных устройств является выбор места установки [11], так как их неправильное расположение на подстанции может одновременно с полным или частичным блокированием ГИТ на одних вызвать перераспределение и рост его величин на других, что впоследствии приведет к еще более серьезным авариям.

Прежде чем применять устройство блокировки ГИТ в нейтрали, необходимо провести индивидуальный расчет электроэнергетической системы для выбора его оптимального расположения. Вместе с тем стоит учитывать различные уровни интенсивности геомагнитных возмущений, характерные для того или иного региона.

Устройства продольной компенсации реактивной мощности. Еще одной мерой по снижению квазипостоянного тока является изменение архитектуры сети за счет установки устройств продольной компенсации реактивной мощности. В отличие от установки конденсатора поперечной компенсации, конденсатор продольной компенсации реактивной мощности препятствует протеканию ГИТ по проводам линий электропередачи и обмоткам силовых трансформаторов.

Конденсаторы продольной компенсации включаются последовательно с нагрузкой через вольтодобавочный или разделительный трансформаторы. Устройство является саморегулирующимся, т. е. напряжение на конденсаторе меняется (без управления) пропорционально протекающему в линии току. Кроме того, оно позволяет частично компенсировать падения напряжения, вызываемые передаточным реактивным сопротивлением.

Минусами метода могут быть аварийные режимы, вызванные расшунтированием, внутренними повреждениями конденсаторов или феррорезонансом.

Газовое реле Бухгольца было изобретено в 1921 г. и с тех пор стало важным устройством защиты и контроля для трансформаторов и автотрансформаторов. Одним из проявлений действия ГИТ на трансформатор является нагрев его обмоток, вызывающий газообразование в масле. Таким образом, устройство позволит вовремя подать предупредительный аварийный сигнал либо отключить трансформатор от сети.

Для наблюдения за состоянием аппарата без вывода его из эксплуатации возможна установка газоотборного устройства на баке трансформатора на уровне человеческого роста. Это позволяет делать промежуточный отбор газов для анализа в любое время. Также реле Бухгольца легко интегрируется в архитектуру систем мониторинга силовых трансформаторов различной сложности.

В электроэнергетической системе Греции эффективность использования метода подтвердилась, именно там сработавшее реле Бухгольца предотвратило потерю силового трансформатора 150 кВ во время геомагнитной бури, ставшей причиной блэкаута в Квебеке [12].

Система предупреждения. Метод заключается в установке устройства, заблаговременно извещающего о солнечной активности, которая может привести к сильным геомагнитным возмущениям. Информацию можно получать с ближайших магнитометрических станций к ПС. Благодаря такому устройству система безопасности сработает заранее и предотвратит аварию.

Моделирование и оценка рисков. Мы не можем контролировать ГМБ, но можем смоделировать и просчитать их воздействие на электроэнергетическую систему и ее оборудование. Этот метод позволяет увидеть, как поведет себя система в случае такого нарушения. На основе полученной информации разрабатываются алгоритмы управления при ГМБ различной интенсивности, а также рассматривается эффективность применения тех или иных устройств блокировки ГИТ.

Выводы

Как видно из приведенного анализа технического состояния силового оборудования Мурманской обл.: износ трансформаторного парка на 2018 г. составляет около 70 %, а у 80 % истек срок его эксплуатации (некоторые трансформаторы должны были быть заменены еще в прошлом веке). Наша область находится в авроральной зоне, и электроэнергетическая система подвержена негативным воздействиям ГИТ (имеющим кумулятивный характер), которые вызывают нарушения синусоидальности напряжения в воздушных линиях, рост потребления реактивной мощности и, как следствие, снижение надежности электроснабжения потребителей. Учитывая эти факторы, можно

сделать вывод о высоком риске отключений электроэнергии в связи с выходом из строя трансформаторов и автотрансформаторов с глухозаземленной нейтралью.

Была собрана статистика по типам магнитопроводов, используемых в Кольской энергосистеме. Как показывают исследования, более всего чувствительны к воздействию ГИТ однофазные трансформаторы любой конструкции, меньше всего — трехстержневые. Промежуточное положение занимают пятистержневые аппараты. 98 % трансформаторов и автотрансформаторов Мурманской обл. имеют минимальный коэффициент восприимчивости к влиянию квазипостоянных токов, равный 0,3. Это уменьшает риск вывода аппарата из рабочего состояния, но не сводит его к нулю. Например, 29 июня 2013 г. на подстанции «Выходной» было зафиксировано максимальное значение ГИТ за все время наблюдений. Даже при трехстержневой конструкции автотрансформатора ток в нейтрали превысил 125 А. Причиной этого явления послужило отключение от сети одного из двух автотрансформаторов, которые при нормальном режиме работы делят полный ток в узле пополам [13].

Таким образом, защита силовых трансформаторов от воздействия ГИТ является актуальной задачей, решение которой обеспечит функционирование системы электроснабжения в периоды ГМБ без снижения пропускной способности.

Рассмотренные методы снижения и блокировки ГИТ в нейтрали трансформатора имеют свои преимущества и недостатки, поэтому, прежде чем применить какой-либо из них для защиты Кольской энергосистемы, необходимо провести детальный расчет и точное моделирование каждого из них.

Литература

1. Ефимов Б. В., Сахаров Я. А., Селиванов В. Н. Геомагнитные штормы. Исследование воздействий на энергосистему Карелии и Кольского полуострова // Новости электротехники. 2013. Т. 80, № 2. С. 30–33.
2. Селиванов В. Н., Сахаров Я. А., Ефимов Б. В. Оценка влияния геоиндуцированных токов на силовые трансформаторы магистральных электрических сетей // Труды Кольского научного центра РАН. 2016. Т. 39, № 5–13. С. 96–106.
3. Исследование гармонического состава тока в нейтрали трансформатора в периоды геомагнитных возмущений / В. Н. Селиванов [и др.] // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2017. Т. 8, № 1–14. С. 44–52.
4. Экстремальные величины геоиндуцированных токов в региональной энергосистеме / Я. А. Сахаров [и др.] // Physics of Auroral Phenomena. 2019. С. 53–56.
5. Схема и программа развития электроэнергетики Мурманской области на период 2020–2024 гг.: [Региональные нормативные документы] // Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области: офиц. сайт. 2019. 29 апреля. URL: <https://minenergo.gov-murman.ru/documents/npa/tek/reg/> (дата обращения: 6.05.2020).
6. Dong X., Liu Y., and Kappenman J. G. Comparative analysis of exciting current harmonics and reactive power consumption from GIC saturated transformers // Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 2001. Vol. 1. P. 318–322.
7. Соколова О. Н. Исследование действий геомагнитных токов на энергосистемы и мероприятий по предотвращению системных аварий: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.05 / Соколова Ольга Николаевна. СПб., 2017. 188 с.

8. Сравнительный анализ способов защиты силовых трансформаторов систем электроснабжения от воздействия геоиндуцированных токов / А. А. Кувшинов [и др.] // Промышленная энергетика. 2014. № 8. С. 30–35.

9. *Kappernman J. G.* Low-frequency protection concepts for the electrical power grid: geomagnetically induced current (GIC) and E3 HEMP mitigation / Oak Ridge Nat. Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, Rep. Meta-R-322, 2010.

10. *Kovan B., Le'on F. de.* Mitigation of geomagnetically induced currents by neutral switching // Power Delivery, IEEE Trans. On. 2015. Vol. 30, No. 4. P. 1999–2006.

11. *Zhu H., Overbye T. J.* Blocking device placement for mitigating the effects of geomagnetically induced currents // IEEE Transactions on Power Systems. 2015. No. 30 (4). P. 2081–2089.

12. *Zois I. A.* Solar activity and transformer failures in the Greek national electric grid // J. Space Weather and Climate. 2013. No. 3 (A32).

13. Регистрация геоиндуцированных токов в региональной энергосистеме / Я. А. Сахаров [и др.] // Практические аспекты гелиогеофизики: материалы специальной секции «Практические аспекты науки космической погоды» 11-й ежегодной конференции «Физика плазмы в солнечной системе», 17 февраля 2016 г. М.: ИКИ, 2016. С. 134–145.

Сведения об авторе

Аксенович Татьяна Валерьевна

лаборант-исследователь лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН, студентка кафедры физики, биологии и инженерных технологий филиала Мурманского арктического государственного университета в г. Апатиты
E-mail: aksenovich.tanya@gmail.com

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.003

УДК 620.9(470.21)

О. Е. Коновалова, Н. М. Кузнецов

ИСТОРИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЖНЕ-ТУЛОМСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ

Аннотация

В статье изложена история создания Нижне-Тулумской гидроэлектростанции (ГЭС). Приведены ее основные энергетические параметры, схема расположения основных сооружений, архивные фотографии момента строительства. Показаны данные о выработке и расходе электроэнергии на собственные нужды, себестоимости 1 кВт·ч в годы Великой Отечественной войны. Представлены сведения о реконструкции и современном состоянии станции.

Ключевые слова:

гидроэлектростанция, гидротехнические сооружения, энергетические показатели ГЭС.

Olga E. Konovalova, Nikolai M. Kuznetsov

HISTORY OF BUILDING AND OPERATION OF THE NIZHNY TULOM HYDROELECTRIC POWER PLANT ON THE KOLA PENINSULA

Abstract

The article tells the story of the creation of the Nizhne-Tulomskaya hydroelectric power station (HPP). The main energy parameters of the hydroelectric power station, the layout of the main structures of the station, and archival photos of the construction time are given. Data on the production and consumption of electricity for own needs, the cost of 1 kW·h during the great Patriotic war are shown. It is told about the reconstruction and current state of the station.

Keywords:

hydroelectric power station, hydrotechnical structures, hydroelectric power station energy indicators.

Первый этап развития энергетики на Кольском п-ове основывался на сооружении гидроэлектрических станций. Строительство первой в Мурманской обл. гидроэлектростанции — Нива-II было начато в 1930 г. в связи с необходимостью обеспечить электроэнергией апатитовые разработки в Кировске, в 1934 г. ГЭС введена в эксплуатацию. Для электроснабжения Мурманска и электрификации железной дороги в 1933 г. начато строительство второй гидроэлектростанции — Нижне-Тулумской, введенной в эксплуатацию в январе 1937 г. В период с 1949 по 1961 гг. построены и введены в эксплуатацию гидроэлектростанции Нива-III, Яникоски, Нива-I, Князегубская, Раякоски, Кайтакоски, Йовская. До 1959 г. удельный вес выработки электроэнергии ГЭС составлял около 97 % [1]. В 1959 г. он снизился до 90 %, в 1960 г. — до 65 %, а в 1961 г. с вводом в эксплуатацию Кировской ГРЭС (Апатитская ТЭЦ) удельный вес выработки электроэнергии ГЭС в Кольской энергосистеме составил 61 %. В настоящее время установленная мощность гидроэлектростанций в Кольской энергосистеме составляет 44 % [2].

Нижне-Тулумская ГЭС — вторая гидроэлектростанция, построенная на Кольской земле. Она расположена в месте впадения р. Туломы в Кольский залив. Схема использования стока Туломы была разработана Ленгидропроектом в начале 1930-х гг., она предполагала строительство двух ГЭС — Нижне-Тулумской и Верхне-Тулумской. Река Тулома вытекает из Нотозера, ее протяженность составляет 76,5 км, падение — 48,3 м. В Нотозеро впадает несколько рек, наиболее крупными являются Лота и Нота, истоки которых находятся в Финляндии. В результате строительства плотин уровень Нотозера был поднят на 32 м, при этом образовалось водохранилище многолетнего регулирования с полезным объемом 4 км³ для Верхне-Тулумской ГЭС. Водохранилищем Нижне-Тулумской ГЭС является подпертое плотиной русло Туломы, его емкость составляет 37 млн м³, что позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование стока.

Гидроузел размещен в месте, где река разделяется на два рукава островом шириной около 1 км. На восточном рукаве размещен станционный узел, включающий в себя здание ГЭС руслового типа и земляные дамбы, а также открытые подстанции 35, 110 и 154 кВ, на западном — водосброс и плотина (рис. 1).

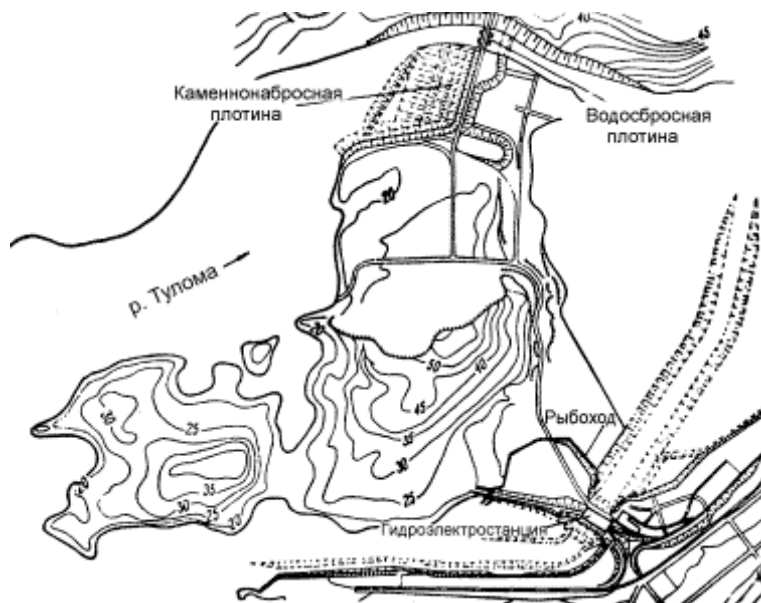


Рис. 1. Схема расположения основных сооружений Нижне-Тулумской ГЭС [3]

Fig. 1. Layout of the main structures of the Nizhne-Tulomskaya HPP [3]

Основные энергетические показатели ГЭС:

- расчетный расход — 342 м³/с;
- расчетный напор — 17,5 м;
- минимальный напор — 13,5 м;
- установленная мощность — 50 МВт (первоначальная), 56 МВт (в настоящее время);
- среднесуточная выработка — 310 млн кВт·ч [4].

В декабре 1933 г. комиссией под председательством акад. А. В. Винтера был утвержден проект создания Нижне-Тулумской ГЭС, стоимость которого составляла 20 млн руб. Само строительство началось в 1934 г. под руководством Владимира Андреевича Сутырина, комбрига внутренних войск. После завершения Беломорско-Балтийского канала около 20 тысяч заключенных были переброшены сюда. Сначала строили автогужевую дорогу от Колы до Мурманшей для доставки грузов (она была сдана в эксплуатацию уже 27 января 1934 г.) и параллельно ей — железнодорожную ветку. Также строили ЛЭП от Мурманской ТЭЦ к Мурманшам. Без электроэнергии строительство не могло обойтись. К осени ЛЭП приняли в эксплуатацию.

В феврале 1934 г. начались взрывные работы. В основании ГЭС лежали скальные породы. Работы велись в суровых северных условиях, с низким уровнем механизации, быстро и одновременно по всем направлениям — на водосбросе, плотине и здании станции. Строительство велось в две смены по 10 часов. В наличии было лишь два экскаватора «Ковровец», два отечественных крана грузоподъемностью по 5 т и десять импортных — от 1 до 3 т, прибывших в 1933–1934 гг. с Беломорско-Балтийского канала. Также был использован землечерпательный караван, который рыл отводящий канал в нижнем бьефе в Вересовой губе.

Гидростроители вынули около 2 млн м³ скалы и морены, насыпали более 1 млн м³ грунта, уложили 138 тыс. т бетона и 3,6 тыс. т металлических конструкций. Все это перемещалось в основном на тачках и носилках, на грабарках и ленточным транспортером (рис. 2–5 — фото из архивов Нижне-Тулумской ГЭС). На стройке также использовалась узкоколейка с десятью мотовозами и сотней вагонеток.



Рис. 2. Отсыпка дамб

Fig. 2. Filling of dams



Рис. 3. Ручной труд

Fig. 3. Manual labor

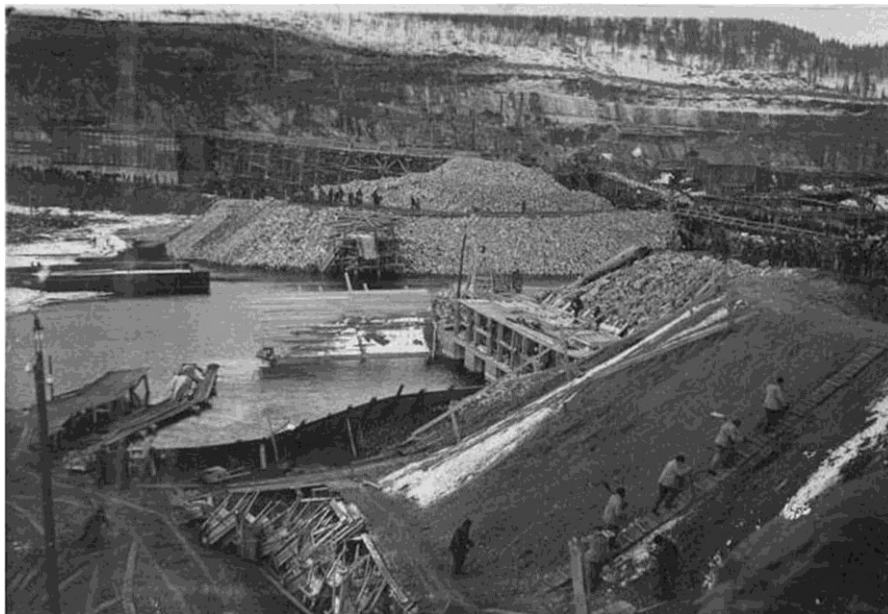


Рис. 4. Строительство каменно-земляной плотины

Fig. 4. Construction of a stone-earth dam



Рис. 5. Строительство водосброса Нижне-Тулумской ГЭС

Fig. 5. Construction of the spillway of the Nizhne-Tulomskaya HPP

Было построено два бетонных завода: один находился рядом с будущим зданием ГЭС, другой — на левом берегу, в 150 м от водосброса. По словам начальника механизации А. И. Водяницкого, заключенные работали там

круглосуточно. Бетон на место строительства доставляли лошадьми в саморазгружающихся вагонетках. Прогрев блоков перед бетонированием водосброса в зимнее время осуществлялся паром от паровоза типа «Кукушка».

Нижне-Тулумская ГЭС была построена, как отмечалось в акте Государственной комиссии, «...в небывало короткие сроки, не имеющие прецедентов в истории нашего гидростроительства», за счет жизни и здоровья тысяч заключенных. Первая турбина была введена в эксплуатацию 31 декабря 1936 г., 18 января 1937 г. ее поставили под промышленную нагрузку, а 13 февраля 1937 г. Госкомиссия приняла станцию во временную эксплуатацию.

Второй энергоблок был введен в постоянную эксплуатацию 11 июля 1938 г., и мощность станции возросла до 25 МВт. Третий гидроагрегат построили 1939 г. Монтаж четвертого производился в 1941 г., но началась Великая Отечественная война. Немецкие дивизии с первых дней войны начали наступление на Мурманск. В июле 1941 г., когда монтаж четвертого гидроагрегата был закончен, пришел приказ Государственного комитета обороны (ГКО) об эвакуации двух энергоблоков. Более 50 вагонов и платформ с оборудованием в короткие сроки были отправлены в г. Чирчик.



Рис. 6. Выработка электроэнергии Нижне-Тулумской ГЭС

Fig. 6. Power generation of the Nizhne-Tulomskaya HPP

Оставшиеся два агрегата, несмотря на бомбежки, продолжали работать во время войны. Здание ГЭС было закамуфлировано специальной краской. Половина рабочих и ИТР ушла на фронт. Вначале гитлеровцы не бомбили гидроэлектростанцию, надеясь оставить ее себе, но, потеряв на это надежду, начали совершать на нее авианалеты. В 1942 г. одна из бомб попала в корпус управления, была разрушена северная стена машинного зала и аккумуляторная батарея, нарушена связь с подстанцией. «После восстановительных работ через считанные часы станция вновь дала ток» (из воспоминаний главного инженера Туломской станции Е. П. Штерна). За время войны вражеская авиация совершила

18 налетов на ГЭС, но она была остановлена всего 2 раза на 30–40 минут. С 1941 по 1944 гг. Нижне-Тулумская ГЭС выработала 411 млн кВт·ч электроэнергии, сэкономила на собственные нужды 300 тыс. кВт·ч, снизила себестоимость электроэнергии в 2 раза (рис. 6–8 — из архивов Нижне-Тулумской ГЭС).



Рис. 7. Расход электроэнергии на собственные нужды

Fig. 7. Power consumption for own needs



Рис. 8. Себестоимость электроэнергии Нижне-Тулумской ГЭС

Fig. 8. Cost of electricity of the Nizhne-Tulomskaya HPP

Кроме основной работы, сотрудники станции освоили выпуск военной продукции (минные взрыватели и проч.), подготовили 80 новых специалистов, а также занимались выращиванием овощной и животноводческой продукции (рис. 9–11 — из архивов Нижне-Тулумской ГЭС).

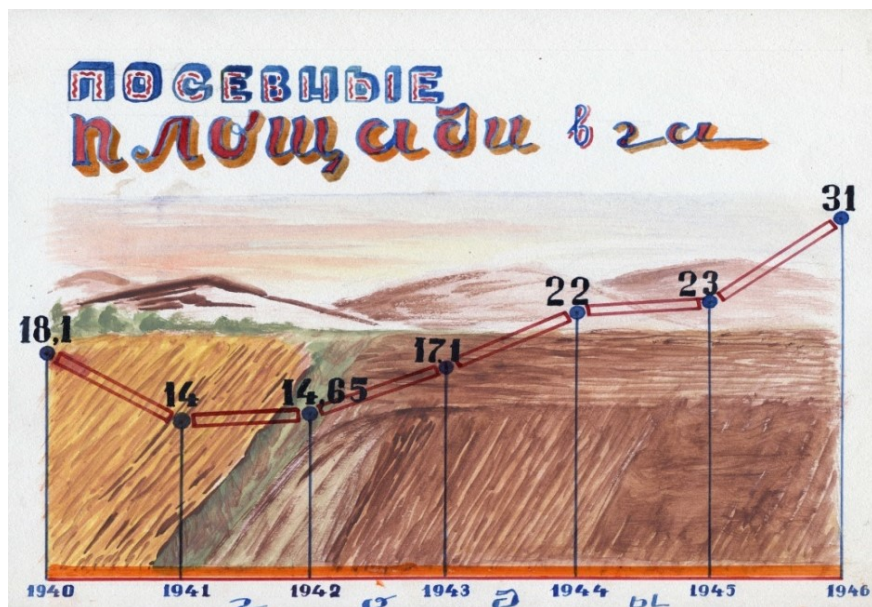


Рис. 9. Освоенные посевные площади

Fig. 9. Developed sown area

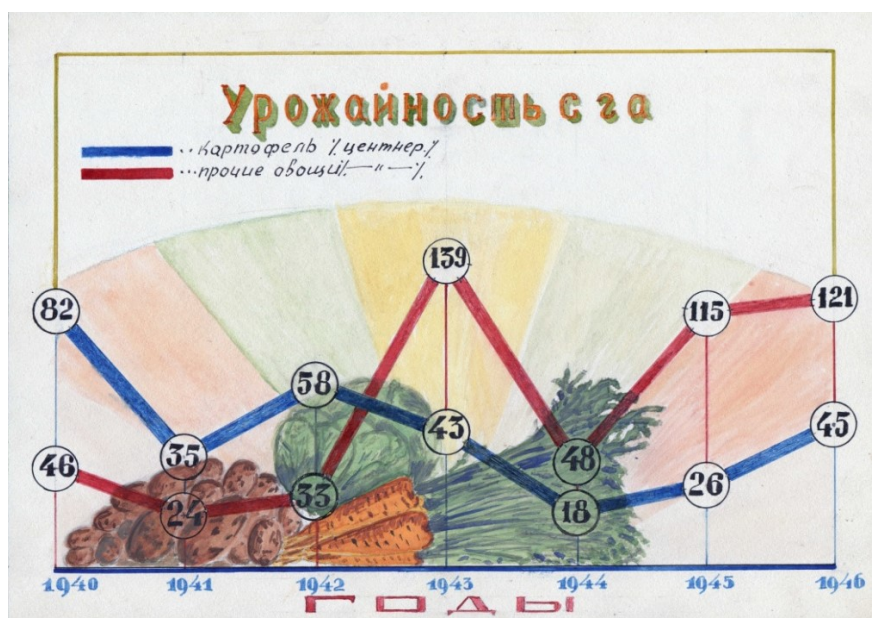


Рис. 10. Урожайность овощной продукции

Fig. 10. Productivity of vegetable products



Рис. 11. Поголовье скота в подсобном хозяйстве Нижне-Тулумской ГЭС

Fig. 11. Livestock population in the Nizhne-Tulomskaya hydroelectric power station subsidiary farm

После войны эвакуированные гидротурбины не стали возвращать назад, а Ленинградский металлический завод изготовил новые, в 1948 г. начался их монтаж. Также осуществлялись работы по автоматизации гидроагрегатов, синхронизации генераторов, регулированию напряжения, после чего значительно сократилось количество обслуживающего персонала. Таким образом, завершился этап строительства, восстановления и выхода на установленную мощность — 50 МВт Нижне-Тулумской ГЭС.

Основными сооружениями гидроузла являются [5, 6]:

- бетонная водосбросная плотина длиной 58,5 м (рис. 12), с тремя водопропускными пролетами 17,5×6,9 м, перекрытыми сегментными затворами с электроприводом;
- здание ГЭС длиной 84 м (рис. 13–15), машинный зал обслуживается двумя мостовыми кранами по 80/20 т;
- земляная плотина смешанного типа длиной 267,6 м, высотой 29 м, супесчаная с низовым каменным банкетом. В плотину отсыпано 1 087 тыс. м³ грунта;
- сопрягающие дамбы длиной 240 м (левая) и 168 м (правая);
- рыбоход ступенчатого типа (рис. 16) для пропуска семги к местам нереста, длиной 507 м, имеет 66 ступеней с перепадом каждой ступени 0,3 м, общий перепад — 19 м, расход через рыбоход — 1 м³/с воды, высота подъема — 20 м;
- подводящий канал длиной 1465 м;
- отводящий канал длиной 1040 м.

В конце 1980-х гг. была проведена реконструкция ГЭС: гидроагрегаты поворотного-лопастного типа были заменены пропеллерными, при этом мощность станции увеличилась до 56 МВт [6].



Рис. 12. Водосбросная плотина Нижне-Тулумской ГЭС [7]
Fig. 12. Spillway dam of Nizhne-Tulomskaya hydroelectric station [7]



Рис. 13. Здание Нижне-Тулумской ГЭС [7]
Fig. 13. The building of the Nizhne-Tulomskaya hydroelectric station [7]

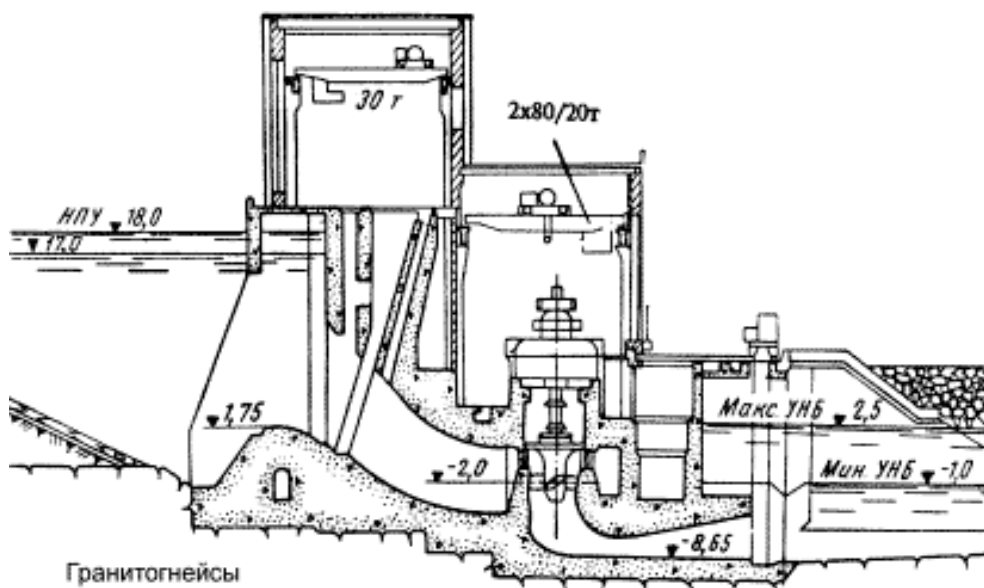


Рис. 14. Разрез по оси агрегата здания ГЭС [3]

Fig. 14. Section along the axis of the aggregate of the building hydroelectric station [3]



Рис. 15. Машинный зал Нижне-Тулумской ГЭС [7]

Fig. 15. Machine room of the Nizhne-Tulomskaya hydroelectric station [7]

В настоящее время Нижне-Тулумская ГЭС входит в каскад Туломских и Серебрянских ГЭС и успешно эксплуатируется уже 83 года, несмотря на сложности, возникавшие из-за неудачной конструкции земляной плотины. Еще весной 1936 г. до наполнения водохранилища станции началось оползание

верхового откоса плотины. Дело в том, что плотина в своем составе имеет битумный экран, состоящий из двух слоев битумных матов с полуметровой прослойкой песка между ними. Этот экран в течение длительного времени (уже после наполнения водохранилища и ввода электростанции в эксплуатацию) сползал по разжиженным, находящимся под экраном супесчано-суглинистым слоям тела плотины, заставляя персонал станции чуть ли не ежегодно производить подсыпку верхового откоса песчаным грунтом [4].



Рис. 16. Рыбоход на Нижне-Тулумской ГЭС [7]

Fig. 16. Fish passage at the Nizhne-Tulomskaya hydroelectric station [7]

В период с 2015 по 2019 гг. на станции проходила масштабная реконструкция водосброса. Были заменены несущие конструкции мостового перехода, гидромеханическое и грузоподъемное оборудование, включая затворы водосброса. В сложных условиях работающего сооружения реконструировались опоры водосброса и подстанция. Филиал «Кольский» ТГК-1 выделил на эти работы 429 млн 70 тыс. руб., из них 110,2 млн [9] направлены на оборудование.

Ранее модернизировалась система гидроизмерений, автоматизированная система управления для обеспечения возможности дистанционного управления основным и вспомогательным оборудованием. Была создана система контроля над вибрацией гидроагрегатов [8].

Также перестроили действующий лестничный рыбоход. Его конструкция считается одной из лучших в мире. Это рыбопропускное сооружение лестничного типа, состоящее из 66 камер, расположено на острове между зданием ГЭС и водосбросной плотиной. Основной участок состоит из 57 камер с перепадом уровней между ними 0,3 м, в перегородках устроены поверхностные вливные отверстия размером 0,6×0,8 м. Через каждые десять обычных маршевых камер устроены бассейны для отдыха рыбы. Они имеют ширину 4,5 м и длину 8 м, при глубине воды в них 1,5 м. Для имитации русла реки дно каждой камеры отделано натуральным камнем.

Верхний участок рыбохода служит одновременно регулятором и рассчитан на колебания горизонта верхнего бьефа в пределах до 1,0 м. Он состоит из 9 камер с донными впускными отверстиями размером 0,6×0,8 м (для рыбы). Максимальная скорость течения во впускных отверстиях не превышает 1,5 м/с. Нижний участок лестницы доступен для захода рыбы при различных приливно-отливных горизонтах нижнего бьефа, колеблющихся в пределах до 3 м [10].

Общие капиталовложения в реконструкцию рыбохода (в ценах 2016 г.) составили 67,91 млн руб. [11]. Все строительно-монтажные работы по реконструкции рыбохода выполнялись за четыре сезона, когда рыбоход был закрыт (с ноября по май).

Сегодня это современная автоматизированная гидроэлектростанция, которая в среднем производит около 245 млн кВт·ч электроэнергии в год и совместно с Верхне-Тулумской ГЭС каскада обеспечивает переток электроэнергии в Карелию. Построенная в сложные предвоенные годы, станция зарекомендовала себя как надежное сооружение с потенциальными возможностями увеличения мощности, способное и дальше обеспечивать электроэнергией Мурманскую обл.

Литература

1. *Зархи И. М.* Опыт первого этапа развития и работы Кольской энергетической системы // Вопросы энергетики Кольского полуострова. Апатиты: КФАН СССР, 1975. С. 15–27.
2. *Коновалова О. Е., Кузнецов Н. М.* Возобновляемые источники энергии в Мурманской области // Промышленная энергетика. 2018. № 9. С. 51–56.
3. Нижнетулумский гидроузел. URL: <http://www.lhp.rushydro.ru/company/objectsmar/5678.html> (дата обращения: 15.06.2020).
4. Кольская энергетическая система: история развития и опыт эксплуатации / под ред. И. Р. Степанова. Мурманши; Апатиты: КФАН СССР, 1977. 517 с.
5. *Konvalova O. E.* Reconstruction of existing hydropower plants of the Kola peninsula, as a way to increase generating capacity and reliability of the total energy system // European Science and Technology: Proc. International Research and Practice Conference. January 31st, 2012, Wiesbaden. 2012. P. 226–234.
6. *Коновалова О. Е.* Состояние ГЭС Кольского полуострова // Труды КНЦ РАН, Серия Энергетика. 2012. № 3 (10). С. 97–104.
7. Фото Александра «Russos» Попова. URL: <https://russos.livejournal.com/1249935.html> (дата обращения: 15.06.2020).
8. *Коновалова О. Е.* Реконструкция ГЭС и сетевого хозяйства на Кольском полуострове как базис интеллектуальной энергосистемы (smart grid) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН, Апатиты, 3–4 апреля 2017 г. Апатиты, 2017. С. 366–369.
9. Новости АО «Трест Гидромонтаж». ТГК-1 вложит 429 млн руб. в реконструкцию Нижне-Тулумской ГЭС в Мурманской области. URL: www.oao-thm.ru (дата обращения: 11.06.2020).
10. *Самохвалов И. В.* Особенности воспроизводства атлантического лосося (*Salmo salar*) в условиях зарегулированного стока реки Тулома (Мурманская область): дис. ... канд. биол. наук. Мурманск, 2015. С. 12–15.

11. Реконструкция рыбохода Нижне-Тулумской ГЭС. URL: <http://rostender.info/region/murmanskaya-oblast/murmansk/26435562-tender-rekonstrukciya-rybohoda-ges-13-kaskada-tulomskih-i-serebryanskih-ges-filiala-kolskij-pao-tgk-1-2600419-1230> (дата обращения: 11.01.2017).

Сведения об авторах

Коновалова Ольга Евгеньевна

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: o.konovalova@ksc.ru

Кузнецов Николай Матвеевич

ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: n.kuznetsov@ksc.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.004

УДК 621.548(470.21)

Л. А. Белова

МОЛНИЕЗАЩИТА ВЕТРОУСТАНОВОК

Аннотация

Удар молнией является причиной 25 % повреждений ветроэнергетических установок (ВЭУ). Чтобы свести к минимуму вероятность их повреждения от ударов молнии и обеспечить общую безопасность вокруг них, важно улучшить рабочие характеристики, связанные с молниезащитой. Опыт стран, развивающихся в области ветроэнергетики, привел к прогрессу в технологиях по применению мер защиты ВЭУ от молний. В данной статье описаны современные тенденции в технологиях по молниезащите, обеспечивающих надежную работу ветровых установок при грозах.

Ключевые слова:

ветроэнергетическая установка, молниезащита, клетка Фарадея, рецептор, заземление, катушка Роговского.

Liubov A. Belova

LIGHTNING PROTECTION OF WIND TURBINES

Abstract

Damage from a lightning strike is the cause of 25 % of accidents and breakdowns of wind turbines. To reduce wind turbine damage from lightning and to ensure overall safety around wind turbines, it is important to improve the performance of wind turbines associated with lightning protection and minimize the likelihood of damage to them. The experience of developing countries, actively replenishing the base of wind turbines, has led to progress in technologies for the application of countermeasures in the field of wind energy. This article presents the latest trends in technology for reliable operation of wind turbines in thunderstorms.

Keywords:

wind turbine, lightning protection, Faraday cage, receptor, grounding, Rogowski coil.

Окончательная физическая картина формирования молниевых разрядов еще не составлена. Рассмотрим существующие на сегодняшний день основные представления.

В пределах одной грозы есть восходящие и нисходящие потоки, а также множество осадков. Грозовые осадки в различных точках имеют тенденцию производить избыточный отрицательный заряд на высотах, где температура окружающего воздуха находится в пределах от $-5...-15$ °С. Положительный заряд накапливается как на больших, так и на малых высотах. Результатом является разделение заряда по пространству, которое создает сильное электрическое поле.

Электрическое поле «тянет» заряд с поверхности земли вверх, в попытке стать заряженным нейтрально (обычно через высокие объекты). Когда заряды сближаются, электрическое поле усиливается. Когда напряженность поля достигает 30 кВ/см, заряд в форме тока начинает протекать через воздух [1, 2].

Острые предметы значительно усиливают электрическое поле, образуя корону (иначе называемую огнями святого Эльма). Во время типичной грозы примерно две трети всех разрядов образуются внутри облака, из облака в облако или из облака в воздух. Остальные находятся между облаком и землей. Большинство из них происходит из отрицательно заряженных областей облака. Во время удара молнии токи до (и более) 200 кА проходят между облаком и объектом, где образовался канал молнии [3].

Лопастей ветряных турбин имеют острый аэродинамический профиль, что позволяет им работать эффективно, но также делает их чрезвычайно восприимчивыми к ударам молний. Производители ветроустановок стремятся сделать лопасти и турбины более надежными и способными противостоять таким природным явлениям, как молния. Эти конструкции обеспечивают «предпочтительные» пути для тока молнии.

Проводящие сетки на внешней стороне лезвий, молниеприемники и нисходящие проводники помогают безопасно переносить большие токи в землю [4].

Все меры предосторожности требуют подробного планирования, включающего экранирование проводов, надлежащую прокладку проводов, заземление проводников, обеспечение параллельных путей тока и т. д. Продуманные конструкции обладают значительным преимуществом. Воздействие молнии не полностью сводится на нет, но ущерб от ее удара может быть снижен.

В попытке уменьшить повреждение лопастей ВЭУ от молнии предусмотрели некоторые меры по заземлению, включающие в себя модификацию рецептора, наложение изолированного кабеля на нисходящий проводник для увеличения вероятности удара молнии по рецептору [3]. Также разрабатывают эффективную систему с использованием численного анализа электромагнитного поля в конструкции заземления.

Кроме того, была предложена система автоматического определения, которая точно обнаруживает удары молнии, определяет уровень повреждения от удара и сообщает, нужно ли ремонтировать турбину, способна ли она продолжать работу.

Ведутся исследования по обнаружению приближения грозовых облаков, определению вероятности удара в ВЭУ. Предусматривают также наличие

предупреждений об остановке турбины в зависимости от ситуации, это способствует предотвращению дальнейших повреждений, вызванных тем, что ВЭУ может продолжать вращаться после удара (например, распространение трещин в лопастях или расслаивание детали).

Экранирующие меры

Электронные системы в корпусе гондолы чувствительны к скачкам напряжения или импульсам тока. Поэтому корпус гондолы, если он проводящий, может использоваться в качестве клетки Фарадея, защищающей электронные системы. Если же материал гондолы непроводящий, для создания клетки Фарадея необходимо использовать металлические сетки из металла, обладающего высокой электропроводностью. Также должны быть экранированы распределительные шкафы, шкафы управления и соединительные кабели, находящиеся в гондоле. Все проводники должны быть эквипотенциальными [5].

Рецепторы

Рецепторы — приемники, используемые для защиты лопастей ветровой установки, располагаются на конце лезвий ВЭУ (рис. 1).

Ток молнии, попадающий в рецептор, отводится через нисходящий провод в лезвии, гондоле, башне и по системе заземления уходит в землю. Лезвие редко подвергается серьезным повреждениям, если молния попадает в приемник, однако велика вероятность повреждения рецептора, если ток молнии большой. Для таких случаев разработаны приемники из материалов с высокой теплопроводностью [6].

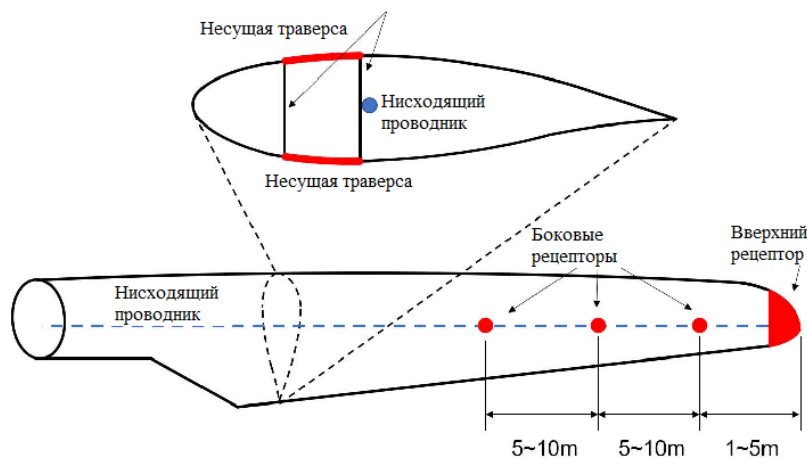


Рис. 1. Рецептор

Fig. 2. Resceptor

Не все удары молнии в ВЭУ устремляются к рецептору. Существуют случаи, когда молния ударяет по части стекловолоконного лезвия вблизи рецептора, когда разряд ползет по поверхности и ударяется о рецептор, и даже случаи, когда молния проникает в лезвие и разряд достигает нисходящего проводника внутри лезвия [7]. Этот способ разряда повреждает поверхность

лезвия и, в некоторых случаях, может расколоть его, что приведет к повреждению ВЭУ, вызванному частями расслоившейся лопасти. Следовательно, необходима система молниезащиты для лезвий, сводящая к минимуму возможность такого повреждения.

Нисходящие проводники

Некоторые молнии ударяют по поверхности лезвия и непосредственно проникают в нисходящий проводник внутри лезвия (рис. 2), в результате чего образуются серьезные повреждения лопасти.

Кроме того, было зафиксировано, что удары молнии в ветровые установки бывают сосредоточены в области, находящиеся приблизительно в 5 мм от конца лопасти. Чтобы этого избежать, все металлические части обрабатывают изолирующим покрытием. Некоторые изготовители лопастей разработали лезвия, в которых внутри в качестве нисходящих проводников используются изолированные провода. Тем самым уменьшается вероятность удара молнии в области около рецептора [6].

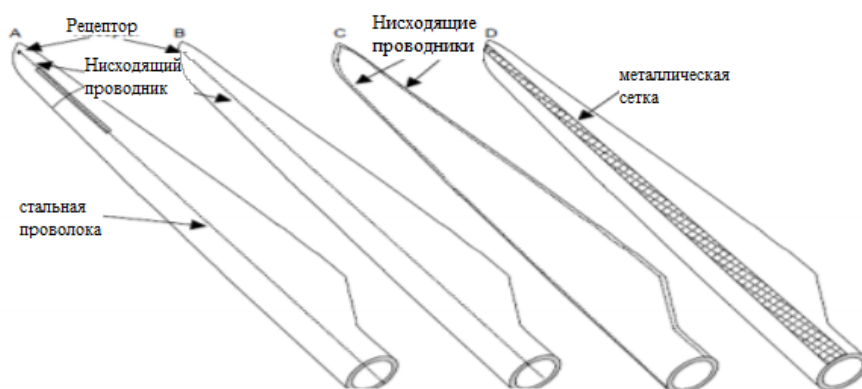


Рис. 2. Нисходящие проводники

Fig. 2. Down-conductor

Подшипники

Подшипники используются для обеспечения вращения лопастей и ступицы ротора. Они обеспечивают соединение между лопастями ветроустановки и ступицей ротора, а также между ступицей и гондолой. Как правило, 100 % тока молнии будет проходить через подшипник тангажа и лопасть, которая получает повреждения, и 80 % тока молнии через подшипник будет передаваться в гондолу.

Образование дуги от подшипника через смазочную жидкость или воздушные зазоры может привести к точечной коррозии на поверхности подшипника. Тепло, образующееся при протекании большого тока молнии, может повредить поверхностное покрытие подшипника. Из-за подобного рода повреждений срок службы подшипников сокращается.

Можно использовать связующие ремни и контактные кольца, чтобы обеспечить альтернативные параллельные электрические пути, по которым ток

может отклоняться вокруг подшипников, но такие решения на практике не надежны и создают дополнительные сложности. По этой причине для подшипников характерно составлять часть пути для протекания тока молнии к земле. На самом деле такой путь для тока молнии является предпочтительным, поскольку подшипники, как правило, менее подвержены повреждению от удара молнии, чем другие компоненты.

Система заземления

После того как ток молнии попадает в приемник, он проходит через нисходящий проводник, гондолу, конструкцию башни и отводится в землю через систему заземления (рис. 3). Эта система состоит из заземляющей арматуры в основании башни и дополнительных кольцевых заземляющих электродов, располагающихся вокруг основания башни [5].

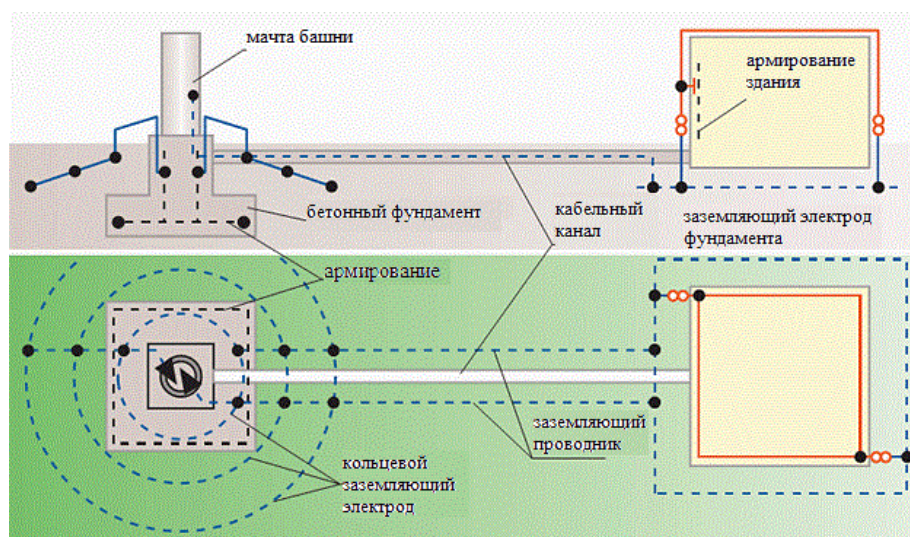


Рис. 3. Система заземления для ВЭУ

Fig. 3. Grounding system for wind turbines

Если ток молнии не отводится эффективно, потенциал заземления турбины значительно возрастает и к турбине и оборудованию, расположенному рядом, будет приложено значительное напряжение. Такое перенапряжение приведет к выходу оборудования из строя.

Существует численный анализ электромагнитного поля для точного воссоздания ситуации увеличения потенциала и генерации перенапряжения на заземлении ветряных установок. Также есть сведения об умном проектировании заземления с использованием этого метода анализа [8].

Устройства обнаружения молний

Обязательным условием в инструкции «Интерпретация технических стандартов для ветроэнергетических установок» в 2015 г. была установка аварийной ситуации, для которой необходимы механизмы остановки, позволяющие немедленно прекращать работу ВЭУ в случае удара молнии.

Для эффективного выполнения инструкции нужно с применением оборудования обнаружения уметь правильно определять, когда турбина была поражена молнией.

Вслед за поправкой к интерпретации технологии турбин в 2015 г. на ВЭУ было установлено различное оборудование для обнаружения молний, но трудно сказать, что все эти устройства способны правильно обнаруживать удары молнии при разных ситуациях.

Существует четыре основных типа устройств для обнаружения молний:

1. Соленоид-катушка башенного типа.
2. Катушка Роговского, башенного типа.
3. Катушка Роговского (для заземляющего провода).
4. Катушка Роговского (для нисходящего проводника).

Эти устройства используют датчики тока, которые измеряют ток молнии и позволяют обнаружить, когда ветряная турбина была поражена молнией.

Соленоидная катушка башенного типа.

Устанавливается, как правило, в устройство обнаружения молнии. При попадании молнии в ВЭУ оборудование обнаруживает переходное магнитное поле, создаваемое током молнии, протекающим через башню установки. Из-за низкой стоимости и простоты установки это тип устройства самый популярный, однако в нем есть минусы. Если молния попадает не в саму ВЭУ, а в окружающие ее области, то между выходными клеммами соленоидной катушки возникает напряжение. Это напряжение может превышать порог обнаружения, устройство может неправильно обнаружить как удар по ветру, так и удар по установке. Производители этого типа оборудования подняли порог обнаружения, чтобы уменьшить количество таких ошибок, но проблема все еще остается актуальной.

Катушка Роговского башенного типа.

Катушка располагается вокруг башни и используется в качестве датчика, который обнаруживает ток молнии, протекающий через башню. Датчик не реагирует на удары молнии в области, примыкающие к ветроустановке, а значит, позволяет точнее определить наличие удара молнии в ВЭУ.

Благодаря широкой полосе частот от 0,1 Гц до 0,96 МГц с помощью катушки можно собрать параметры тока молнии, связанные с повреждением турбины, такие как максимальное значение тока молнии и величина электрического заряда.

Этот тип устройства является дорогим. В последние годы были введены функциональные ограничения, поэтому его цена снизилась. Есть надежда, что снижение стоимости приведет к популяризации оборудования.

Катушка Роговского (для заземляющего провода).

Катушка устанавливается на заземляющий провод системы заземления и обнаруживает шунтирующий ток при ударе молнии по ветроустановке, тем самым выявляет, что турбина была поражена.

Перед использованием оборудования необходимо определить зависимость между током молнии, протекающим через ВЭУ, и шунтирующим током, протекающим через заземляющий провод, на котором установлена катушка. На основе этой зависимости устанавливается порог обнаружения.

Необходимо учитывать, что ВЭУ имеет силовую электронику и другие устройства, создающие шумы и во многих местах постоянный шум

накладывается на линию заземления. Следовательно, нецелесообразно использовать этот тип оборудования, когда шумовой ток превышает пороговое значение тока.

Катушка Роговского (для нисходящего проводника).

Катушки крепятся на нисходящие (от рецепторов) проводники в лопастях. При ударе молнии в ВЭУ обнаруживают ток и позволяют, определить какая лопасть была поражена.

Существуют, однако, некоторые недостатки. Во-первых, датчики устанавливаются во вращающейся секции ветроустановки, а значит, требуется, чтобы измерительное оборудование крепилось к проводнику лопасти внутри и фиксировалось у ступицы. Во-вторых, в некоторых ветровых турбинах ступицы и лопасти герметизированы, поэтому необходимо разработать способ связи между установленными в них передатчиками и приемником, располагающимся в гондоле [8, 9].

Системы обнаружения грозовых облаков

В последние годы все чаще операторы останавливают ветроустановки, когда образуются или, как ожидается, будут образовываться грозовые тучи вблизи мест расположения турбин. Это делается для безопасности обслуживающего персонала, а также для того, чтобы минимизировать ущерб в случае аварии.

Выделяют два подхода для обнаружения грозовых облаков вблизи ветряных турбин.

1. Электростатическое поле.

При приближении грозовых облаков усиливается электростатическое поле вблизи ветроустановки.

Были проведены исследования для проверки взаимосвязи между электростатическим полем вблизи ВЭУ и вероятностью удара молнии в турбину. Установлено, что в 80 % случаев можно остановить ВЭУ до удара молнии, если пороговое значение электрического поля, при котором необходимо остановить ветроустановку, и место установки электростатических датчиков точно определены.

Если порог будет снижен, вероятность удара молнии в ветроустановку будет меньше, но увеличится время простоя и снизится коэффициент использования турбины. Принимая во внимание область, в которой установлена ВЭУ, необходимо правильно определить и установить оптимальный порог значения электрического поля.

2. Система определения местоположения молнии (Lightning Location System (LLS)).

Существует также подход, при котором система определения местоположения молнии используется для отслеживания ударов молнии вблизи ВЭУ и обнаружения приближающихся грозовых облаков [8]. Данный подход, по сравнению с способом обнаружения электростатического поля, позволяет обнаруживать грозовые тучи, которые возникли в местах, удаленных от ВЭУ. Благодаря этому остается больше времени на принятие решения, стоит ли останавливать работу турбины.

Если учитывать зимние грозы, во время которых грозовые облака быстро развиваются в местах расположения ВЭУ, но редко приводят к ударам молнии,

можно предположить, что подход обнаружения ударов молнии на основе локализованных электростатических полей вблизи ВЭУ является более эффективным, чем подход LLS.

Выводы

В статье были представлены современные методы и технологии для молниезащиты ветроустановок. Рассмотрено оборудование, применяемое для обнаружения молний, со значительно улучшенными характеристиками. Приведены методы прогнозирования приближения грозных облаков, применяемые для остановки турбин до удара молнии. Предпринимаемые меры позволяют улучшить показатели защиты ВЭУ от молнии.

Заблаговременная остановка ВЭУ для защиты от повреждений при ударе молнии приводит к падению коэффициента использования, чего необходимо избегать. Для этого важно изучить механизм аномальных ударов молнии и, основываясь на выводах, улучшить характеристики молниезащиты ВЭУ.

Литература

1. *Fisher F. A., Plumer J. A., Perala R. A.* Lightning protection of Aircraft. 2 edition. Lightning Technologies Inc. 1999.
2. *Radicevic B. M., Savic M. S.* Experimental research on the influence of wind turbine blade rotation on the characteristics of atmospheric discharges // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2011. Vol. 26. P. 1100–1190.
3. *Gao L.* Characteristics of Streamer Discharges in Air and along Insulating Surfaces / Institute of High Voltage Research, Uppsala University, Sweden, PhD thesis. 2000.
4. МЭК 61400-24 // Система генерации ветряных турбин. Ч. 24. Молниезащита. 2010.
5. *Csanyi E.* Lightning and surge protection of multi-megawatt wind turbines // EEP — Electrical Engineering Portal. 2014.
6. *Ayub A. S., Siew W. H., MacGregor S. J.* Lightning protection of wind turbine blades-an alternative approach // Asia-Pacific International Conference on Lightning. 2011. P. 925–946.
7. *Yokoyama S., Honjo N., Yasuda Y.* Causes of wind turbine blade damages due to lightning and future research target to get better protection measures // Intern. Conference on Lightning Protection. 2014. P. 800–830
8. *Yamamoto K., Honjo N.* Latest trends in technologies for sound operation of wind turbines against lightning // Electr Eng Jpn. 2018.
9. *Glushakow B.* Effective lightning protection for wind turbine generators // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007. Vol. 22. P. 200–222.

Сведения об авторе

Белова Любовь Александровна

лаборант-исследователь лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: belowa8998@gmail.com

В. Н. Селиванов, А. В. Бурцев, В. В. Колобов

АНАЛИЗ МОЛНИЕВОЙ АКТИВНОСТИ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ В 2019–2020 ГГ.

Аннотация

Описаны принципы функционирования некоммерческой малобюджетной сети грозопеленгации Blitzortung. В начале 2019 г. на Кольском п-ове были размещены пять детекторов этой сети, которые бесперебойно проработали в течение двух грозовых сезонов 2019–2020 г. Выполнен анализ молниевой активности на территории Мурманской обл. за этот период, приведены данные о воздействии молний на элементы Кольской энергосистемы.

Ключевые слова:

молниевая активность, Кольский полуостров, грозопеленгация, линии электропередачи.

Vasilii N. Selivanov, Anton V. Burtsev, Vitalii V. Kolobov

ANALYSIS OF THE 2019-2020 LIGHTNING ACTIVITY ON THE KOLA PENINSULA

Abstract

The article describes the operation principles of the “Blitzortung” — non-commercial low-cost lightning location network. At the beginning of 2019 five detectors of this network were installed on the Kola Peninsula and operated without interruption during 2019–2020 thunderstorm seasons. Analysis of lightning activity in the Murmansk region for this period are carried out, data on the impact of lightning on the elements of the Kola power system are provided.

Keywords:

lightning activity, Kola Peninsula, lightning location, overhead transmission lines.

Отключения воздушных линий (ВЛ) из-за поражения их элементов молнией доставляют серьезные технические и финансовые проблемы как потребителям электроэнергии, так и ее поставщикам. При большой протяженности отдельных линий время поиска повреждений при неуспешных АПВ может составить достаточно продолжительное время, особенно при неблагоприятных метеоусловиях в районах Крайнего Севера. Конечно, на подстанциях применяются специальные приборы для определения места повреждения (ОМП) ВЛ, а также ведутся исследования, направленные на улучшение этих приборов и методов ОМП, однако, как показывает текущий опыт эксплуатации, точность ОМП оставляет желать лучшего, поэтому данные региональных и глобальных систем грозопеленгации могут являться существенным подспорьем для служб линий и позволят значительно снизить расходы на восстановление электроснабжения потребителей.

В настоящее время существует достаточно много региональных и глобальных систем грозопеленгации [1–8], в том числе коммерческие (ГПС Алвес, Верея-МР, WWLLN, NLDN (Vaisala), Euclid, Boltek, GLN (TOA Systems) и др.) и любительские (Blitzortung). Системы пеленгации могут быть однопунктовыми или содержать связанную сеть грозопеленгаторов и, как правило, предоставляют некоторую гарантированную точность обнаружения

атмосферных разрядов. Точность пеленгации напрямую зависит от плотности расположения детекторов: чем их больше на конкретной территории, тем выше точность обнаружения места разряда молнии на этой территории. Конечная цель большинства грозопеленгационных систем — повышение точности определения места грозового разряда и предупреждение о надвигающемся грозовом фронте заинтересованных служб.

Особенностью Мурманской обл. является наличие узкого транспортного коридора, в котором сосредоточены разнородные инфраструктуры: авто- и железная дороги, воздушные и кабельные линии электропередачи и связи. Такое расположение приводит к интенсивному взаимному электромагнитному влиянию проводных коммуникаций, причем работоспособность их также является взаимозависимой. Воздействие токов молнии на проводные коммуникации и объекты инфраструктуры нарушает электроснабжение и вызывает повреждение оборудования. Изменение климата привело к усилению грозовой активности в северных регионах России. В сочетании с низкой проводимостью грунта это приводит к более высокой удельной грозопоражаемости оборудования, чем в средней полосе РФ. Доля грозовых отключений системообразующих линий электропередачи на Кольском п-ове составляет в среднем за год 50–55 %, а в грозовые месяцы доходит до 90–95 %. В то же время в южных регионах России эта доля составляет 25 %, хотя среднее число грозовых часов в 10 раз больше.

В настоящее время на территории Мурманской обл. нет достоверной информации и систем контроля грозопоражаемости оборудования и локализации мест ударов молний, соответственно, отсутствует и достоверная статистика интенсивности и параметров грозовых воздействий, то есть электромагнитных условий эксплуатации оборудования и причин нарушений его работы. Создание системы грозопеленгации позволит выявить характер и распределение атмосферных электромагнитных воздействий на сетевую и транспортную инфраструктуры.

С 2013 г. ЦЭС КНЦ РАН в инициативном порядке проводит регистрацию разрядов молний на территории Кольского п-ова [9]. Регистрация проводится двумя однопунктовыми грозопеленгаторами дальнего радиуса действия StormTracker канадской фирмы Voltek. В ходе исследований было выявлено, что точность локации молний в ближнем радиусе действия (до 50 км) является крайне низкой. Для проверки точности определения разрядов молний устройством Voltek StormTracker в 2018 г. была предпринята попытка сравнить результаты регистрации со сторонней системой регистрации разрядов. К сожалению, к коммерческим зарубежным и российским системам грозопеленгации у нас нет доступа. Грозопеленгационная система Росгидромета также не позволяет свободно оперировать ее данными, поэтому была выбрана любительская система Blitzortung [8].

Проект был инициирован в 2003 г. Эгоном Ванке (Prof. Dr. Egon Wanke), профессором Дюссельдорфского университета им. Генриха Гейне. Его исследования в области разработки алгоритмов для динамических сетей сенсорных устройств привели к идее создания распределенной сети детекторов молниевых разрядов, позволяющей с высокой точностью определять место удара молнии в землю. В конце 2005 г. был создан прототип сети из нескольких детекторов, а на исходе 2020 г. в сети зарегистрировано свыше 2000 устройств в более чем 80 странах мира, из них приблизительно 1600 работают постоянно и поставляют данные

изо всех точек земного шара. Распределение детекторов по планете не является равномерным, максимальная плотность наблюдается в Европе (около 900 датчиков, причем почти четвертая их часть размещена в Германии). На момент написания статьи (октябрь 2020 г.) в России были активны 25 из 35 зарегистрированных детекторов. Точно такое же число устройств работает в соседней Норвегии, в Финляндии активны более 40 станций, в Швеции — около 60. На рис. 1 дана карта распределения детекторов в Европе, на которой цветными точками изображены детекторы разных поколений: зеленым цветом — устройства I поколения (System Green, 2011–2012 гг.), красным — II (System Red, 2012–2014 гг.), синим — III, текущего поколения (System Blue, с 2014 г.). За пределами Европы наибольшее число детекторов установлено в Северной Америке (около 500), Австралии (80) и Японии (50) [10]. В Африке, Южной Америке и континентальной Азии установлено всего несколько десятков детекторов, в том числе 3 устройства расположены в азиатской части России.

Blitzortung является некоммерческим проектом: разработка программного обеспечения и электронного оборудования, а также поддержка центральных элементов системы осуществляется в инициативном порядке группой исследователей под руководством Эгона Ванке, а размещение и обслуживание детекторов возложены на добровольное сообщество энтузиастов грозопеленгации. В основном это частные лица, но в настоящее время к процессу все чаще подключаются различные организации (учебные и научные заведения, метеорологические службы, энергетические предприятия), которые заинтересованы в развитии недорогой системы грозопеленгации в своем регионе и получении доступа к данным системы Blitzortung. Затраты пользователя на развертывание одного пункта грозопеленгации составляют сумму порядка 300 евро. Пока станция функционирует и посылает данные на серверы, пользователь получает свободный доступ ко всем данным сети, в том числе архивным, но коммерческое использование этих данных строго запрещено.

Детектор Blitzortung является четырехканальным приемником сигналов ОНЧ- и НЧ-диапазонов (3–300 кГц). Электромагнитная волна, генерируемая молниевым разрядом, улавливается 3 ортогональными магнитными антеннами и 1 электрической, причем могут быть задействованы от 1 до 4 приемных каналов. Аналоговые сигналы усиливаются, фильтруются, оцифровываются с частотой дискретизации 500 кГц и проходят предварительную обработку в микроконтроллере устройства для выделения молниеподобных сигналов из всего потока принятого электромагнитного излучения и определения точного времени получения детектором этих сигналов. Для получения места удара молнии в землю сеть Blitzortung использует только информацию о координатах детектора и времени регистрации молниевых разрядов. Ключевым моментом в построении сети является то, что каждый детектор снабжен GPS-приемником, который и обеспечивает высокую точность определения координат и времени. Каждый зарегистрированный сигнал снабжается временной меткой (time stamp), которая вместе с координатами детектора посылается на сервер сбора данных. Связь детекторов с серверами осуществляется через Интернет посредством сетевого интерфейса. Серверы осуществляют хранение и обработку полученных от детекторов данных и их визуализацию на сайтах www.blitzortung.org и www.lightningmaps.org.

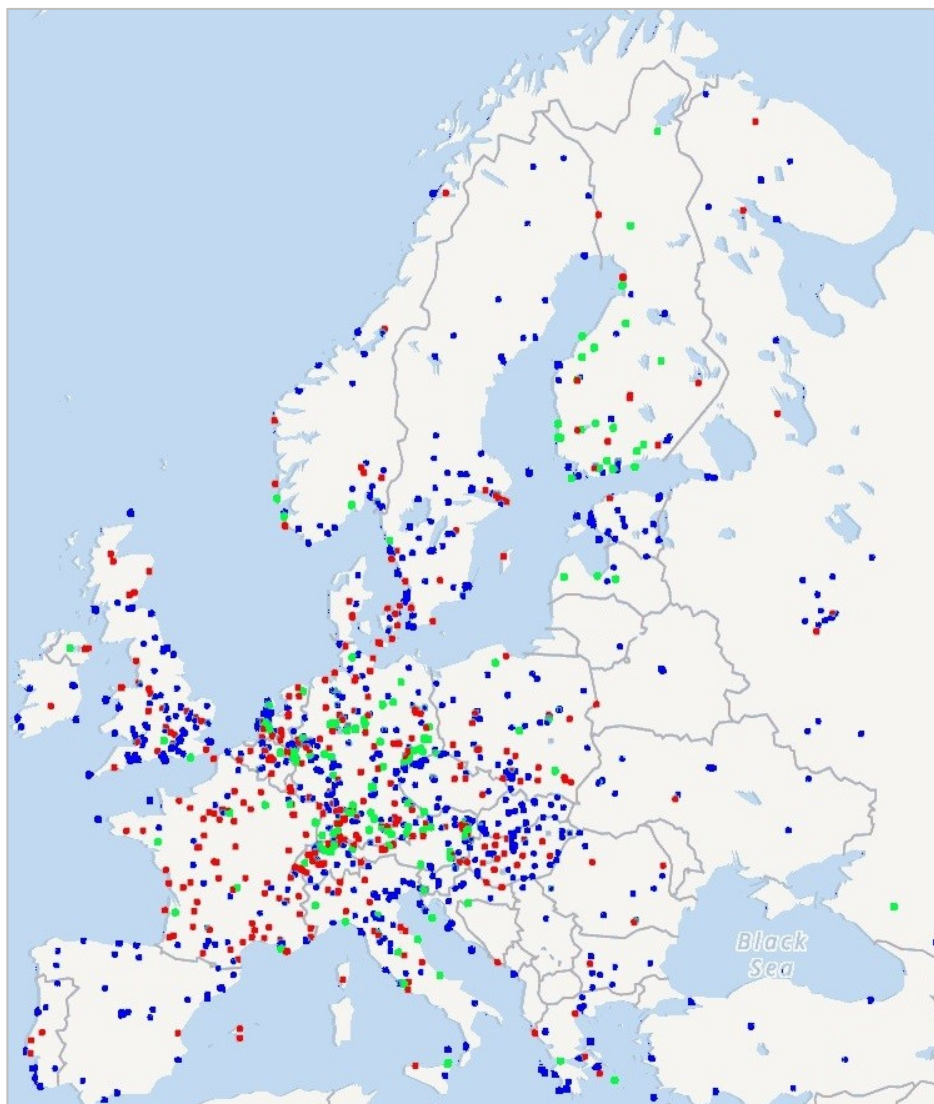


Рис. 1. Детекторы Blitzortung на карте Европы

Fig. 1. Blitzortung detectors on the Europe map

Место удара молнии в землю вычисляется с помощью метода ТОА (Time of Arrival) [11], который основан на измерении задержки распространения радиосигнала между источником (молнией) и приемником (детектором). Если несколько детекторов принимают один и тот же сигнал в разные моменты времени, то, зная скорость распространения сигнала (в случае электромагнитной волны в атмосфере это скорость света), можем построить семейство кривых, на которых лежат все точки возможного расположения источника этого сигнала. Точка пересечения этих кривых и будет являться координатой удара молнии в землю. Каждая кривая (в данном случае это гипербола) строится на основании разницы во времени получения сигнала двумя детекторами. Для определения координат разряда требуется, как минимум, пересечение двух гипербол,

т. е. теоретически сигнал должен быть принят как минимум 3 детекторами. Основная проблема метода состоит в установлении факта, что принятый разными детекторами сигнал сгенерирован одним и тем же разрядом молнии. Для устранения этой проблемы при вычислениях используются сигналы от избыточного числа детекторов: на старте проекта, когда число детекторов в сети было невелико, использовали минимум 6 сигналов, в настоящее время их число увеличено до 14.

Чем выше плотность установки детекторов, тем выше точность определения координат разрядов и процент их обнаружения. Оптимальное расстояние между соседними детекторами составляет 50–100 км, т. е. для полного покрытия территории Мурманской обл. достаточно установить около 20 детекторов. Этого достаточно, чтобы регистрировать разряды с малыми значениями тока молнии. Однако если детектор принимает слишком сильный сигнал, то входные усилители устройства перейдут в режим насыщения и сигнал от детектора не будет использован при вычислении координат разряда. Для надежной пеленгации как «сильных», так и «слабых» молний необходимо, чтобы минимально достаточное количество детекторов располагалось как в ближней зоне от разряда (первые сотни километров), так и на удалении от него (до 1000 км).

На конец 2018 г. на территории всей России были активны 20 детекторов, но информация о некоторых разрядах на территории Мурманской обл. имелась, поскольку на Кольском п-ове и в Карелии, а также в соседних Норвегии, Швеции и Финляндии данные детекторы установлены. Однако плотность установленных детекторов была недостаточна для обнаружения всех разрядов молний на Кольском п-ове. Данные из базы Blitzortung для территории Мурманской обл. доступны с 7 мая 2011 г., тем не менее на основе этих данных нельзя достоверно судить об изменении грозовой активности, так как все эти годы число детекторов в системе увеличивалось от единиц до тысяч, что повышало количество зафиксированных системой разрядов. В табл. 1 приведены сведения о количестве разрядов, зафиксированных с 2011 по 2020 гг. в радиусе 150 км вокруг аэропорта Мурманск системой Blitzortung (Blitz, в скобках указано примерное число разрядов на всей территории Мурманской обл.), а также о числе грозовых очагов в этой зоне по данным сайта <http://meteocenter.asia> (Meteo). Информация с метеостанции позволяют косвенно оценить грозовую активность в соответствующем году.

Таблица 1

Количество разрядов в разные годы по данным blitzortung.org и meteocenter.asia
Number of discharges in different years according to blitzortung.org and meteocenter.asia

Источник	Год									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	019	2020
Blitz	144 (300)	84 (200)	268 (1000)	283 (1900)	91 (500)	2074 (9200)	678 (2500)	3326 (7000)	1538 (4000)	625 (1600)
Meteo	322	490	217	1894	120	1264	305	1663	821	1660

Как видно из табл. 1, только начиная с 2016 г. данные системы Blitzortung начинают коррелировать с данными региональной метеостанции. Кроме того, так как система расширялась из Западной Европы в направлении северных регионов,

то распределение плотности зарегистрированных разрядов было неравномерно, уменьшаясь с юго-запада к северо-востоку, поэтому ближе к Мурманску плотность разрядов до 2016 г. была непропорционально низка по сравнению с югом Кольского п-ова.

К началу грозового сезона 2019 г. силами ЦЭС КНЦ РАН были установлены 5 детекторов Blitzortung вблизи населенных пунктов Алакуртти, Умба, Апатиты, Ловозеро, Никель. В результате выполненных работ были значительно повышены точность определения координат и процент обнаружения грозовых разрядов. Установив в Мурманской обл. 5 грозопеленгаторов, мы довели их общее число до 7 (2 устройства были установлены ранее сотрудниками местной энергокомпании). В условной зоне радиусом 1000 км вокруг центра Кольского п-ова активны порядка 50 детекторов, расположенных в основном в Скандинавии, в юго-западном направлении от нашего региона (рис. 2).

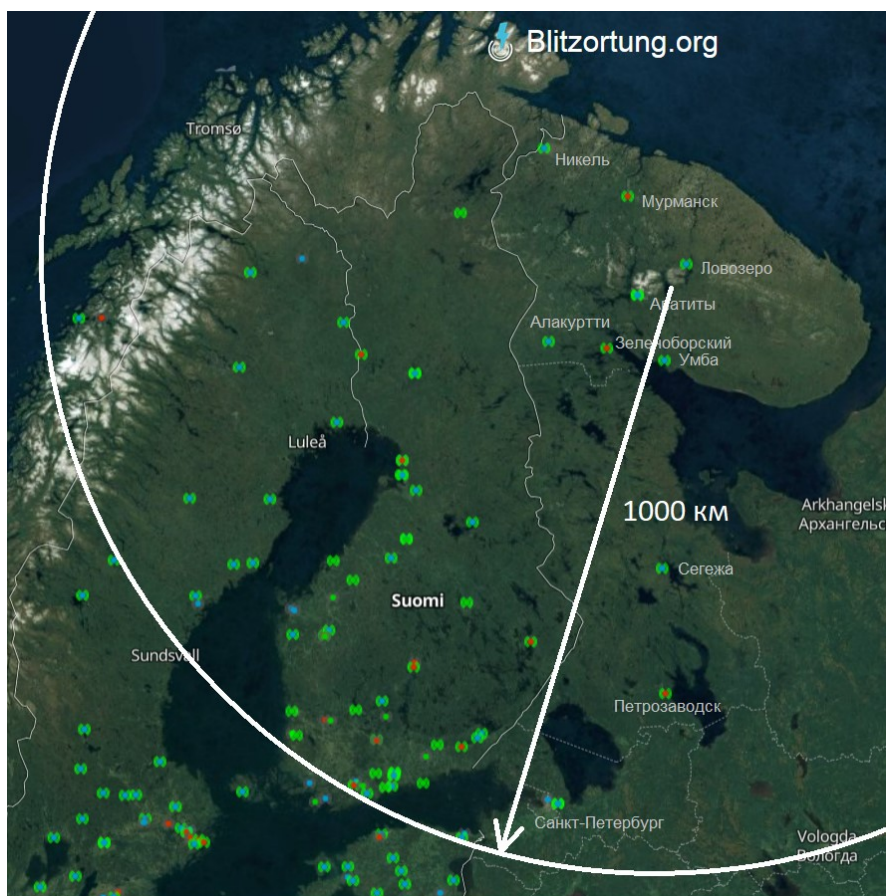


Рис. 2. Детекторы Blitzortung на карте Северной Европы

Fig. 2. Blitzortung detectors on the North Europe map

Внешний вид четырехканальной электромагнитной антенны показан на рис. 3а, приемное устройство в сборе — на рис. 3б. В металлическом ящике расположены плата детектора, источник бесперебойного питания, автоматический

выключатель с варисторной защитой и роутер для организации канала связи посредством 3G-модема. Электромагнитная антенна, модем и антенна приемника GPS-сигнала размещаются вне помещения.

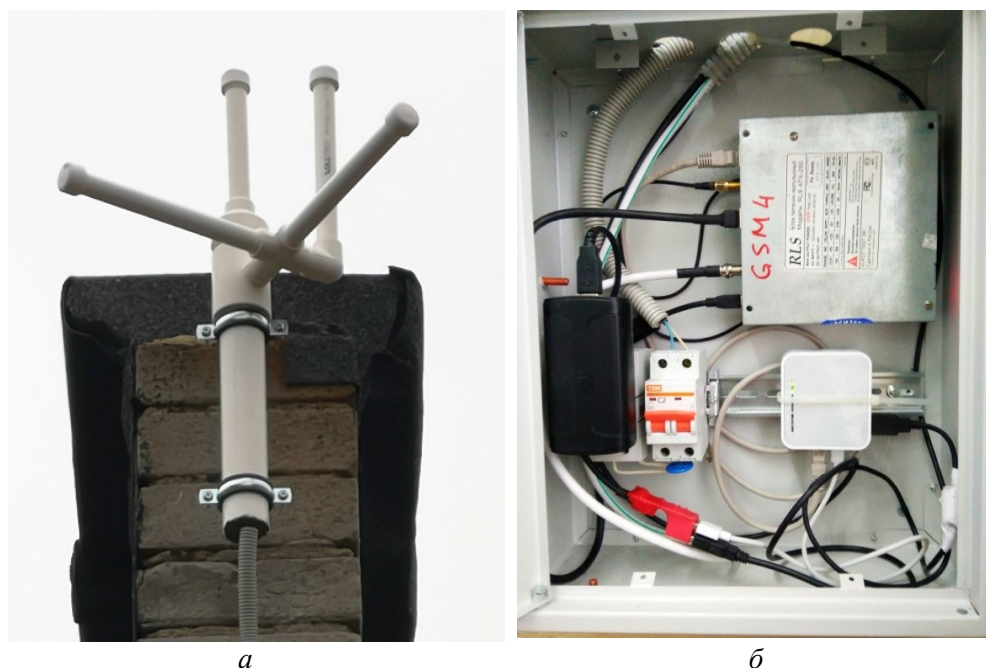


Рис. 3. Элементы устройства грозопеленгации

Fig. 3. Elements of lightning detection device

Так как детекторы расположены достаточно далеко от г. Апатиты, возникла проблема их дистанционного обслуживания и поддержания работоспособного состояния. Функция удаленного управления детектором реализована разработчиками в прошивке микроконтроллера через веб-интерфейс, также через него можно удаленно управлять роутером, при необходимости программно перезагружать и настраивать отдельные компоненты станции и сетевые интерфейсы. На аппаратном уровне живучесть станции поддерживается сторожевым устройством, которое раз в сутки переподключает питание устройства. Устройства функционируют с начала мая 2019 г., и за это время на одной из станций вышел из строя варистор защиты из-за внешнего перенапряжения, а на станции в с. Ловозеро были проблемы с качеством связи, которые были решены подключением внешней антенны к 3G-модему. В течение двух грозовых сезонов станции бесперебойно поставляли данные о молниевых разрядах на серверы сети Blitzortung.

Кроме развития системы грозопеленгации на территории Мурманской обл., мы проводим работы по созданию прототипа системы автоматического предупреждения диспетчерской службы воздушных линий о вероятном повреждении элементов ВЛ, расположенных в радиусе грозового разряда, зафиксированного системами грозопеленгации. Эта система построена на ранее разработанной модели [12], содержит электронную базу данных (БД) воздушных линий

и электрических подстанций Мурманской обл. с максимально подробным описанием их компонентов и пополняемый в реальном времени архив данных по разрядам молний в регионе. Созданная система управления базами данных (СУБД) анализирует информацию о каждом грозовом разряде, поступающую в БД, и в реальном времени ведет поиск координат опор ВЛ, попавших в зону действия грозового разряда. В случае обнаружения таких опор СУБД информирует службу линий о вероятном повреждении с указанием диспетчерского наименования ВЛ, номера опоры этой ВЛ, координат и времени происшествия. Если в диспетчерской службе зарегистрировано аварийное отключение данной линии в это же время, то информация о проблемной опоре может стать ключом к поиску причины отключения ВЛ.

На рис. 4 показана карта ВЛ, расположенных на территории Мурманской обл., созданная с использованием разработанной БД, куда в настоящий момент внесены трассы 261 ВЛ, координаты 20 882 опор ВЛ и 195 подстанций классов напряжений 35–330 кВ. Эти данные соотносятся с координатами, полученными от двух систем грозопеленгации (Blitzortung и Voltek) для подтверждения факта поражения молнией того или иного объекта. В перспективе предполагается нанести на карту и другие элементы инфраструктуры: железные дороги, объекты связи, трубопроводы, промышленные здания и сооружения.

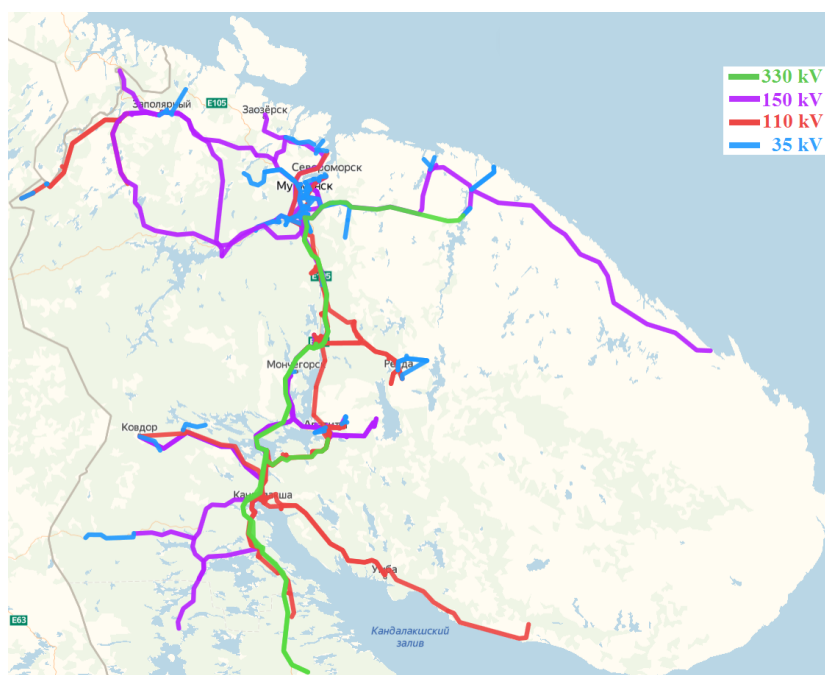
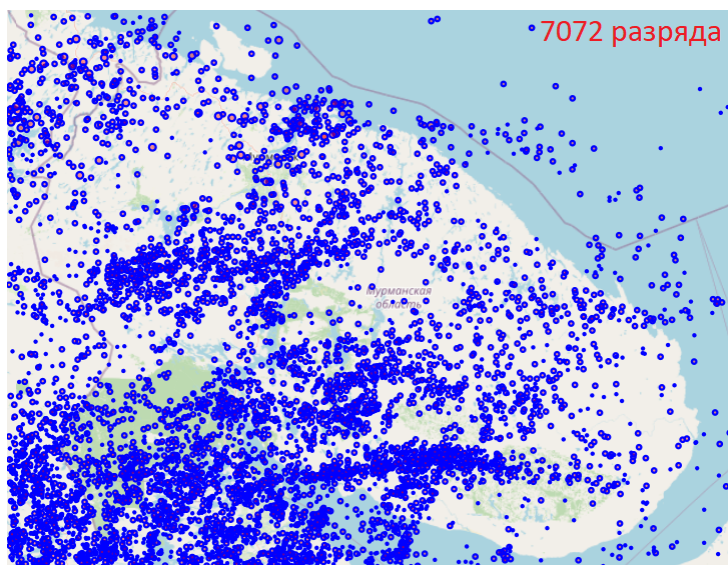


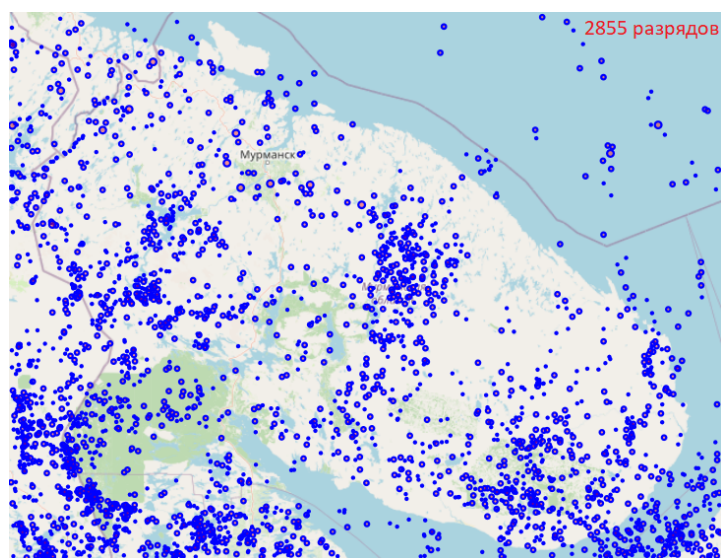
Рис. 4. Воздушные линии электропередачи в Мурманской обл.

Fig. 4. Overhead transmission lines in Murmansk region

Результаты регистрации грозовых разрядов на территории Мурманской обл. системой Blitzortung в грозовой сезон 2019 г. (начался 11 мая и продолжался до 13 сентября) отображены на рис. 5а, в сезон 2020 г. (со 2 июня по 11 сентября соответственно) — на рис. 5б.



а



б

Рис. 5. Молниевые разряды в Мурманской обл. в 2019 г. (*а*), 2020 г. (*б*)

Fig. 5. Lightning discharges in the Murmansk region in 2019 (*a*), 2020 (*b*)

Для отображения на карте и анализа событий используются разряды, координаты которых попадают в прямоугольник, ограниченный 66-й и 70-й параллелями с. ш. и 28-м и 42-м меридианами в. д. Эта площадь (260 тыс. км²) больше площади Мурманской обл. (145 тыс. км²) в 1,8 раза. Если в первом приближении, исходя из визуальных оценок, считать, что распределение грозовых разрядов равномерно на данной карте (район в Карелии с высокой активностью в юго-западном углу карты уравнивается низкой активностью над Баренцевым морем), то число разрядов на сухопутной территории региона

можно вычислить из пропорционального соотношения. Так получены значения, представленные в табл. 1: в 2019 г. примерно 4 тыс. разрядов, а в 2020 г. 1,6 тыс. ударов молний в землю. Таким образом, по данным сети Blitzorung в 2020 г., на территории Мурманской обл. зарегистрировано в 2,5 раза меньше разрядов, чем в 2019 г. Это противоречит данным региональных метеостанций с сайта meteocenter.asia, которые демонстрируют обратную ситуацию: грозовая активность в 2020 г. в 2 раза выше, чем в 2019 г. Возможно, причина в том, что при большем количестве разрядов в 2019 г. было меньше дней с грозой: 28 дней против 37 в 2020 г., т. е. число грозовых очагов действительно было больше, но количество единичных разрядов в очагах было меньше.

К сожалению, другие источники информации о грозовой деятельности на Кольском п-ове нам недоступны, однако косвенно сравнить активность двух лет можно, если изучить воздействие молний на сеть воздушных линий электропередачи.

Воздушные линии являются наиболее масштабными технологическими объектами на поверхности Земли. Как видно из рис. 4, сеть воздушных линий покрывает значительную часть Кольского п-ова. Вероятность попадания молнии в такой протяженный проводящий ток объект достаточно высока, и такие события происходят регулярно, вызывая временные отключения электроснабжения. По количеству грозовых отключений можно судить о молниевой активности в заданный период времени.

По информации, полученной от служб линий энергетических предприятий Кольской энергосистемы, в 2019 г. «грозовые» отключения произошли 70 раз, а в 2020 г. — 30 раз, т. е. более чем в 2 раза реже, что подтверждает статистику по молниевой активности, полученную от сети Blitzortung.

Другим подтверждением того, что 2020 г. был менее активным, являются результаты мониторинга тока в нейтрали автотрансформатора на подстанции 330 кВ «Выходной». Методика измерений подробно описана в работах [13, 14]. Измерительная система позволяет регистрировать мгновенные значения токов, протекающих в нейтрали при различного рода переходных процессах, например, коммутациях, коротких замыканиях или грозовых воздействиях. Устройство является своеобразным грозоотметчиком, позволяющим обнаружить факт молниевое воздействие на воздушные линии, причем фиксируются как токи от индуцированных перенапряжений, так и от прямых ударов молний.

Каждое зафиксированное воздействие записывается в виде файла, содержащего осциллограмму сигнала. Посчитав число этих файлов за весь грозовой сезон, можем получить косвенную сравнительную оценку молниевой активности в районе размещения воздушных линий, приходящих на подстанцию 330 кВ «Выходной». Это крупнейшая узловая подстанция Мурманской обл., к ней подключены 10 линий классов напряжений 150 и 330 кВ общей протяженностью 700 км, отходящие от подстанции во все стороны света и охватывающие значительную часть Мурманской обл., поэтому выборка по статистике молниевых разрядов достаточно репрезентативна.

Оценка молниевой активности на территории Мурманской обл. с 2011 по 2020 гг. по результатам анализа трех источников включает данные (табл. 2):

- 1) грозопеленгационной сети Blitzortung;

2) по грозовым отключениям воздушных линий классов напряжения 35, 110 и 150 кВ;

3) о числе импульсов перенапряжений в нейтрали автотрансформатора на подстанции «Выходной» в периоды молниевой активности (с июня по сентябрь).

Как видно из табл. 2, данные сети Blitzortung вполне адекватно отражают характер изменения молниевой активности по годам. Особенно это заметно для данных последних 5 лет, когда зона уверенного покрытия (рис. 6) достигла Кольского п-ова.

Таблица 2

Молниевая активность в Мурманской области в 2011–2020 гг.
Lightning activity in Murmansk region for 2011–2020

Источник	Год									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Blitzortung	300	200	1000	1900	500	9200	2500	7000	4000	1600
Грозовые отключения	28	9	31	129	25	94	29	120	76	34
Импульсы в нейтрали	–	315	300	1123	125	464	190	826	516	157

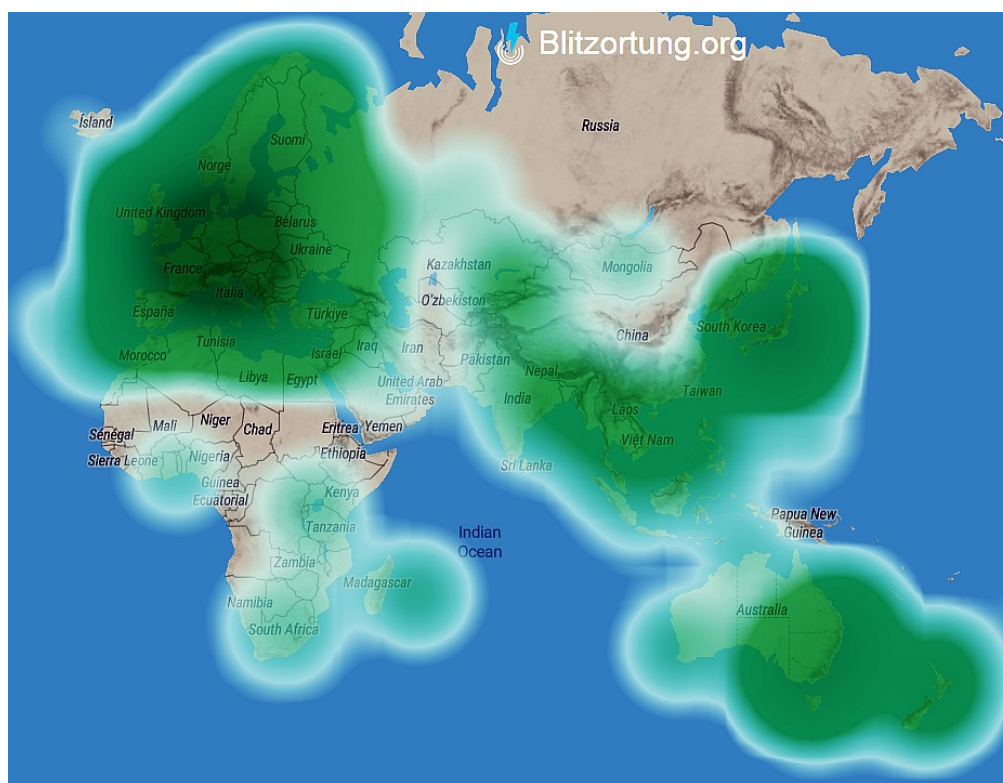


Рис. 6. Зона покрытия сети Blitzortung в Восточном полушарии

Fig. 6. Blitzortung coverage in the Eastern Hemisphere

Заключение

Несмотря на относительно низкий процент регистрируемых молниевых разрядов, некоммерческая сеть грозопеленгации Blitzortung является единственным доступным источником информации о молниевой активности на территории Мурманской обл. Пять детекторов, установленные в начале 2019 г. сотрудниками ЦЭС КНЦ РАН, позволили заметно увеличить точность локации и процент зарегистрированных разрядов. За грозовые сезоны 2019 и 2020 гг. с помощью полученной информации были обнаружены несколько мест повреждений на линиях электропередачи Кольской энергосистемы.

В настоящее время нами намечены направления расширения сети грозопеленгации для увеличения точности и эффективности обнаружения ударов молний в наземные проводные коммуникации Северо-Западного региона России. К грозовому сезону 2021 г. еще 5 грозопеленгаторов предполагается установить на территории Архангельской и Мурманской областей и Республики Карелия.

Работа выполнена при финансовой поддержке Программы приграничного сотрудничества Коларктик 2014-2020 (проект КО2011 ARINKA — Инфраструктура арктических железных дорог в регионе Коларктик).

Литература

1. Исследования в области атмосферного электричества и пеленгации гроз / В. Н. Морозов [и др.] // Труды Главной геофизической обсерватории им. А. И. Воейкова. 2009. № 560. С. 213–242.
2. Московенко В. М., Знаменичиков Б. П., Золотарев С. В. Применение системы грозопеленгации «Верей-МР» в интересах электроэнергетики России // Новое в российской электроэнергетике. 2012. № 2. С. 15–23.
3. Dowden R. L., Brundell J. B., Rodger C. J. VLF lightning location by time of group arrival (TOGA) at multiple sites / J. Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics. 2002. Vol. 64, No. 7. P. 817–830.
4. National Lightning Detection Network NLDN. URL: <https://www.vaisala.com/en/products/data-subscriptions-and-reports/data-sets/nldn/> (дата обращения: 14.02.2020).
5. The European lightning location system EUCLID. Part 1: Performance analysis and validation / W. Schulz [et al.] // Nat. Hazards Earth Syst. Sci. 2016. No. 16. P. 595–605.
6. Boltek. Lightning Detection Systems. URL: <https://www.boltek.com/> (дата обращения: 14.02.2020).
7. Global Lightning Network — TOA Systems. URL: <http://toasystems.com/our-network/global-lightning/> (дата обращения: 14.02.2020).
8. Wanke E., Andersen R., Volgnandt T. World-Wide Low-Cost Community-Based Time-of-Arrival Lightning Detection and Lightning Location Network. 2016. URL: <http://www.blitzortung.org/> (дата обращения: 14.02.2020).
9. Бурцев А. В., Невретдинов Ю. М. Пространственное распределение грозовых разрядов на территории Кольского полуострова в 2013 году // Геоинформационные системы и дистанционное зондирование: материалы III Междунар. конф. 2014. С. 93–98.

10. A study of lightning location system (Blitz) based on VLF sferics / T. Narita [et al.] // 34th Intern. Conference on Lightning Protection (ICLP). Rzeszow, 2018. P. 1–7.

11. Lewis E. A., Harvey R. B., Rasmussen J. E. Hyperbolic direction finding with sferics of transatlantic origin // J. Geophys. Res. 1960. No. 65. P. 1879–1905.

12. Бурцев А. В. Модель аналитической системы поиска повреждений на воздушных линиях вследствие грозových разрядов // Вестник МГТУ. 2019. Т. 22, № 4. С. 477–483.

13. Анализ результатов многолетнего мониторинга токов в нейтралях автотрансформаторов / В. Н. Селиванов [и др.] // Вестник МГТУ. 2018. Т. 21, № 4. С. 607–615.

14. Аксенович Т. В., Бурцев А. В., Селиванов В. Н. Анализ молниевой активности по результатам мониторинга тока в нейтрали автотрансформатора // Труды Кольского научного центра РАН. 2018. Т. 9, № 3 (16). С. 53–63.

Сведения об авторах

Селиванов Василий Николаевич

кандидат технических наук, директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: v.selivanov@ksc.ru

Бурцев Антон Владимирович

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: a.burtsev@tehnonord.ru

Колобов Виталий Валентинович

кандидат технических наук, заведующий лабораторией электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: l_i@mail.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.006

УДК 621.311

Е. Д. Бороздина

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОПН И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЕГО РАБОТУ

Аннотация

Описаны основные характеристики ограничителей перенапряжения, отмечается, что лишь две из них являются ключевыми при выборе ОПН. Рассматриваются влияние конструктивно-эксплуатационных факторов на работу ограничителей и методы их устранения.

Ключевые слова:

перенапряжения, ограничитель перенапряжения нелинейный, энергоемкость, длительно допустимое рабочее напряжение.

Evgeniia D. Borozdina

HIGH-VOLTAGE SURGE ARRESTER CHARACTERISTICS AND INFLUENCING FACTORS ON ITS

Abstract

The article describes the main characteristics of surge arresters (SA) and notes that only two of them are key when choosing an SA. The influence of structural and operational factors on the operation of SA and methods of their elimination are considered.

Keywords:

overvoltage, high-voltage surge arrester, energy capacity of the surge arrester, maximum continuous operating voltage.

Введение

В электрических сетях всех классов напряжения неизбежно возникновение перенапряжений, вызванных воздействием внешних электромагнитных источников, а также при коммутациях сети. Перенапряжения могут привести к необратимому повреждению изоляции основного электрооборудования сети, поэтому необходимо применять комплекс мер по ограничению перенапряжений до безопасного для изоляции уровня.

На сегодняшний день самый распространенный и эффективный способ ограничения перенапряжений в энергосети — применение ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН). Их защитное действие обусловлено высоконелинейной вольт-амперной характеристикой рабочих элементов, которая обеспечивает резкий спад сопротивления при возникновении в сети перенапряжений, что препятствует дальнейшему увеличению напряжения на изоляции оборудования.

В качестве средства повышения надежности работы защищаемого объекта ОПН не должен снижать надежность за счет собственного повреждения. Следовательно, выбор ограничителя должен быть обоснованным и выполняться обычно в несколько этапов:

- 1) предварительный выбор (изучение характеристик защитного аппарата);
- 2) окончательный выбор (после изучения влияющих факторов).

Основные характеристики ограничителей

В нормативных документах даны определения большому числу терминов и характеристик ОПН [1–2]. Далее будут рассмотрены самые основные, оказывающие наибольшее влияние на выбор ОПН.

Условно все характеристики ОПН можно разделить на три смысловые группы[4]:

1. Характеристики, влияющие на надежность работы ограничителя под действием рабочего напряжения сети.
2. Защитные характеристики, определяющие уровень ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений на защищаемом оборудовании.
3. Характеристики, от которых зависит способность ограничителя выполнять свои функции в течение всего срока службы.

Характеристики, влияющие на надежность работы ограничителя под действием рабочего напряжения сети.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{\text{ндр}}$) — наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено к выводам ОПН в течение всего срока службы. Это наиболее важная характеристика для ограничителей перенапряжений.

В ограничителях перенапряжения нелинейных, в отличие от разрядника, нет искрового промежутка, потому через рабочие элементы-резисторы постоянно протекает ток. Чтобы не произошло теплового разрушения аппарата, $U_{\text{ндр}}$ выбирается несколько выше, чем фазное значение наибольшего рабочего напряжения сети $U_{\text{нр}}$, т. е. справедливо соотношение:

$$U_{\text{ндр}} = \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}}.$$

Стоит отметить, что реальный уровень напряжения сети, как правило, соответствует номинальному напряжению сети $U_{\text{ном}}$, а не наибольшему рабочему напряжению $U_{\text{нр}}$, на которое опирается выбор ОПН. Соотношение $U_{\text{нр}}/U_{\text{ном}}$, по данным [3], приведено в табл. 1.

Таблица 1

Отношение наибольшего рабочего напряжения сети к номинальному
The ratio of the maximum operating voltage of the network to the nominal one

$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{нр}}/U_{\text{ном}}$, о. е.
110–220	1,15
330	1,10
500–750	1,05

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение является безопасным для ОПН, но стоит учесть, что коммутационные и квазистационарные перенапряжения превышают эту величину. Устойчивость ОПН к кратковременным перенапряжениям можно определить по характеристике «напряжение-время». Вольтвременная характеристика ОПН — зависимость действующего значения напряжения промышленной частоты, выдерживаемого ограничителем от времени его приложения. На рис. 1 показан пример вольтвременной характеристики ОПН 110 кВ.

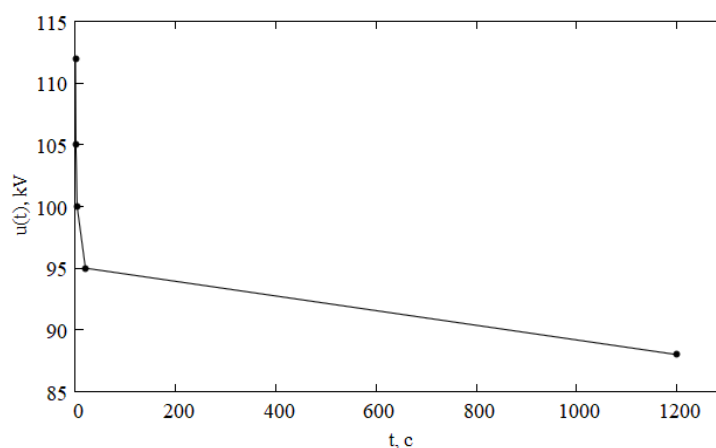


Рис. 1. Вольтвременная характеристика ОПН 110 кВ

Fig. 1. Volt-time characteristic of 110 kV surge arrester

Номинальное напряжение ограничителя U_n , кВ — максимально допустимое действующее значение напряжения промышленной частоты, при котором ОПН может нормально работать в условиях кратковременного повышения напряжения (в течение 10 с) после воздействия на него импульсов тока с нормированными параметрами. В отечественной практике U_n приравнивается номинальному напряжению защищаемого оборудования.

Защитные характеристики, определяющие уровень ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений на защищаемом оборудовании.

Другим важным параметром ОПН является остающееся напряжение, которое согласовывается с вольтвременной характеристикой защищаемого электрооборудования.

Остающееся напряжение — наибольшее значение напряжения на ОПН при прохождении через него импульса тока.

Остающееся напряжение определяется по вольт-амперной характеристике (ВАХ) нелинейного резистора или варистора (рис. 2) и зависит от величины и формы волны разрядного тока.

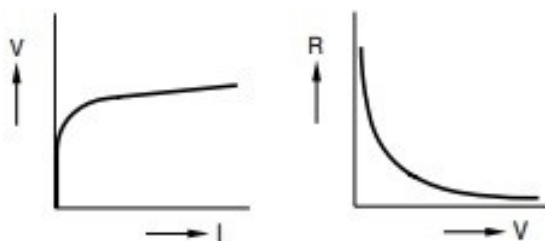


Рис. 2. Вольт-амперная характеристика ОПН в относительных единицах

Fig. 2. Current-voltage characteristic of the surge arrester in relative units

Варисторы ОПН являются зависимыми от напряжения резисторами с симметричной ВАХ (кривая слева), сопротивление которых уменьшается с увеличением напряжения (кривая справа), что способствует протеканию через них импульсного тока в обход защищаемого оборудования.

Вольт-амперная характеристика ОПН должна лежать ниже характеристики уровня изоляции оборудования во всем диапазоне волн.

Защитную характеристику достаточно описать тремя видами импульсов тока: 1) стандартный грозовой импульс (8/20 мкс); 2) грозовой импульс с крутым фронтом (1/10 мкс); 3) коммутационный импульс (30/60 мкс).

Характеристики, от которых зависит способность ограничителя выполнять свои функции в течение всего срока службы.

Ток пропускной способности ОПН — максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс. Нормированное число воздействий предельным допустимым током обычно равно 18.

Номинальный разрядный ток ОПН — максимальное амплитудное значение стандартного грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ограничителей.

Поглощаемая энергия — рассеиваемая ограничителем энергия, полученная им при приложении одного импульса тока пропускной способности в процессе испытаний ОПН.

Энергоемкость — рассеиваемая ОПН энергия одного импульса (иногда двух) тока пропускной способности, отнесенная к наибольшему рабочему напряжению ограничителя (иногда — к номинальному напряжению), полученная в процессе испытаний ОПН.

Энергопоглощающая способность варисторов, определяемая электротермическими процессами, происходящими в их структуре, — один из наиболее важных параметров для эффективной защиты от перенапряжений.

Высокая конкуренция на отечественном рынке привела к тому, что защитные характеристики ОПН, изготавливаемые различными производителями, достаточно близки. Этому поспособствовала и ориентация ряда отечественных изготовителей ОПН на использование в аппаратах варисторов зарубежного производства, как правило, фирмы Ersos или, с целью снижения себестоимости ОПН, варисторов китайских предприятий [5].

Иными словами, выбор ограничителя перенапряжений сводится к определению его наибольшего рабочего напряжения (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкости (зависит от диаметра колонки варисторов) с последующей проверкой соответствия остальных характеристик (описанных выше) выбранного типа ОПН конкретным условиям эксплуатации.

Факторы, влияющие на работу ОПН

Воздействия на ОПН можно условно разделить на две группы:

1. Электрические воздействия:

- длительно приложенное рабочее напряжение;
- квазистационарные перенапряжения;
- грозовые и коммутационные перенапряжения.

2. Конструктивно-эксплуатационные факторы:

- неравномерное распределение напряжения по высоте ограничителя при некорректном расчете экрана, а также при не оптимальном расположении варисторов внутри аппарата;
- увлажнение и загрязнение поверхности ОПН, которое вызывает увеличение активной составляющей тока в варисторах;
- способность ОПН отводить выделенное тепло с поверхности варисторов.

В данной работе рассматривается влияние эксплуатационных факторов на ОПН, поскольку все вышеперечисленные проблемы невозможно осветить в рамках одной статьи.

Так как в ОПН не предусмотрены искровые промежутки, блоки варисторов в них подвергаются постоянному воздействию номинального напряжения сети. В нормальных условиях на емкостный ток ОПН накладывается очень небольшая активная составляющая то есть ограничитель работает как конденсатор ($I_c > I_r$). При сильном скачке напряжения активная составляющая тока I_r становится преобладающей и ограничитель работает подобно резистору.

Активная составляющая тока I_r , проходя через ОПН, приводит к выделению энергии и повышению его температуры относительно температуры окружающего воздуха. Опасность роста энергии связана с возможностью

перегрева и повреждения ОПН из-за выделяющегося в варисторах тепла. Варисторы, мощность потерь в которых со временем возрастает, называют «старящимися», а в случае уменьшения потерь — «нестарящимися».

Для обеспечения надежного функционирования ОПН его способность поглощать энергию должна превышать ожидаемые воздействия в процессе эксплуатации. Энергия W , которую должен поглощать ОПН в этих случаях, определяется емкостью кабеля C , фазным напряжением сети U_{ϕ} и номинальным напряжением ОПН U_n [6]:

$$W = \frac{1}{2} C \left[(3U_{\phi})^2 - (\sqrt{2} \cdot U_n)^2 \right].$$

Полученное значение сравнивается с табличными данными. Если энергоемкость ОПН недостаточна, выбирают ограничитель с более высоким длительно допустимым рабочим напряжением.

Еще одной особенностью, характеризующей режим эксплуатации ОПН, является резко неоднородное распределение внешнего электрического поля по высоте аппарата. При этом наиболее высокая напряженность электрического поля наблюдается в верхней части ограничителя, обусловленная наличием в этой части высоковольтного электрода, в качестве которого выступает фланец. Данное явление может привести к локальной электрической перегрузке варисторов в верхней части ОПН. Поэтому в ограничителях перенапряжений класса 110 кВ и выше требуется принимать специальные меры для выравнивания электрического поля по высоте. Самый распространенный способ решения обозначенной проблемы — установка вспомогательных электростатических экранов. Конструкция экрана представляет собой один или несколько тороидов, укрепленных на верхнем фланце аппарата.

Применение выравнивающих экранов в ОПН позволяет изменять структуру электрического поля таким образом, что обеспечивается необходимая равномерность электрической нагрузки колонки варисторов.

В реальных условиях эксплуатации отдельные факторы, влияющие на работу ограничителя, накладываются друг на друга. Поэтому для обеспечения надежной работы защитного аппарата длительно допустимое рабочее напряжение должно выбираться на 5 % больше наибольшего рабочего напряжения сети, в случае если температура нагрева ОПН может превышать нормируемую на 10 %.

Стоит также отметить отсутствие у большинства производимых ОПН гарантированных характеристик взрывобезопасности.

Взрывобезопасность определяется соотношением между прочностью корпуса ОПН, скоростью возрастания давления в корпусе и выдавливания мембраны. Данное значение нормируется величиной тока короткого замыкания, при котором защитное устройство срабатывает до разрушения корпуса, и определяется на основе испытаний.

Выводы

Среди многочисленных характеристик современных ограничителей перенапряжения выбору подлежат наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН и его энергоемкость. Прочие характеристики ОПН проверяются на удовлетворение условиям эксплуатации лишь в особых случаях.

При изучении факторов, влияющих на срок службы ограничителя, особое внимание стоит уделять анализу тепловых процессов, происходящих в ОПН. Для решения данной задачи в настоящее время широко применяются конечно-элементные методы тепловых расчетов, так как обладают высокой точностью.

Литература

1. 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.: Стандартиформ, 2007. 62 с.
2. СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110–750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Введ. 2016-05-16 / ПАО «ФСК ЕЭС». М., 2016. 46 с.
3. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции: межгос. стандарт. Введ. 1999-01-01. М.: Изд-во стандартов, 1998. 50 с.
4. *Дмитриев М. В.* Применение ОПН в электрических сетях 6–750 кВ. СПб., 2007. 57 с.
5. *Дмитриев В. Л., Красавина М. А., Пугачев С. И.* Анализ основных характеристик ограничителей перенапряжения. СПб., 2005. 8 с.
6. Перенапряжения в электрических сетях. Проблемы и опыт эксплуатации. Рекомендации по выбору и применению нелинейных ограничителей перенапряжения. 2000. 61 с.

Сведения об авторе

Бороздина Евгения Дмитриевна

лаборант-исследователь лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: zhenya_borozdina@mail.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.007

УДК 621.311

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

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ВЫСОКОЭНЕРГОЕМКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Проведены систематизация и анализ результатов мониторинговых регистраций показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на шинах подстанций, питающих крупные промышленные предприятия Мурманской обл. На примере действующих подстанций показана проблематика высокоэнергоемких объектов, которые имеют в составе потребителей с нелинейными параметрами. Выявлены проблемы электромагнитной совместимости промышленных потребителей с питающей сетью. Доказана необходимость проведения исследований по выявлению причин несоответствия. Предложен ряд наиболее общих и эффективных мероприятий по ограничению искажений ПКЭ.

Ключевые слова:

промышленный потребитель, качество электроэнергии, горно-обогатительный комбинат, электромагнитная совместимость, подстанция, высоковольтная сеть.

Vera V. Yaroshevich, Aleksei S. Karpov, Galina P. Fastiy, Sergei V. Smotrov

ELECTRIC SUPPLY OF HIGH-ENERGY CONSUMERS OF MURMANSK REGION

Abstract

The systematization and analysis of the results of monitoring registrations of electric power quality indicators (PQS) on substation buses feeding large industrial enterprises of the Murmansk region was carried out. The example of existing substations shows the problems of high-energy facilities that have consumers with non-linear parameters. The problems of electromagnetic compatibility of industrial consumers with the mains have been identified. The need for research to identify the causes of non-compliance is proved. A number of the most common and effective measures to limit the distortion of the SCE are proposed.

Keywords:

industrial consumer, quality of electricity, mining and processing plant, electromagnetic compatibility, the culprit of distortions, the results of experiments, substation, high-voltage network.

Мурманская обл. расположена в Арктической зоне Российской Федерации. Территория региона располагается на Балтийском кристаллическом щите, который богат полезными ископаемыми, поэтому одним из главных направлений деятельности промышленных предприятий Мурманской обл. является горная добыча полезных ископаемых и их переработка. Следует отметить, что для обеспечения полного цикла добычи и переработки предприятиям необходимо постоянное и качественное электроснабжение.

Наиболее крупными промышленными потребителями электроэнергии в регионе (рис. 1) являются:

- АО «Кольская горно-металлургическая компания» (основана на базе двух комбинатов «Североникель» и «Печенганикель») — дочернее предприятие ПАО ГМК «Норильский Никель»;
- АО «Северо-Западная фосфорная компания» (СЗФК) — учреждена ПАО «Акрон» в 2005 г.;
- Кировский филиал АО «Апатит» (входит в структуру группы «ФосАгро») — крупнейшее в мире предприятие по производству высокосортного фосфатного сырья и единственный в России производитель нефелинового концентрата;
- АО «Ковдорский ГОК» (входит в состав минерально-химической компании «Еврохим») — второй по объемам производитель апатитового концентрата в России и единственный в мире производитель бадделеитового концентрата;
- АО «Олкон» (Оленегорский ГОК) — самый северный в России производитель железорудного концентрата, один из сырьевых ресурсов крупнейшей в мире сталелитейной и горнодобывающей компании ПАО «Северсталь»;
- ООО «Ловозерский ГОК» — единственный в РФ производитель лопаритового концентрата (источник тантала, использующийся в электронике, оптике, акустике, хирургии, химической промышленности), ниобия (атомная промышленность, сверхпроводники, легированные стали, оптика) и редкоземельных металлов (лазеры, магниты, катализаторы);
- Филиал АО «РУСАЛ Урал» в г. Кандалакша «ОК РУСАЛ КАЗ» — ведущая компания в мировой алюминиевой отрасли.



Рис. 1. Промышленные предприятия Мурманской обл.

Fig. 1. Industrial enterprises of the Murmansk region

Каждое из этих предприятий является градообразующим, а потребители предприятий и города — гальванически связаны. Это вынуждает контролировать электромагнитную совместимость городских потребителей и энергоемких промышленных установок, а также в режиме мониторинга регистрировать качество электроэнергии. Во время регистраций, которые проводились с 2012 по 2018 гг., были зафиксированы несоответствия нормам ПКЭ не только на стороне низкого напряжения 6 (10) кВ, но и на стороне энергосистемы (110, 150 кВ). Для наилучшего понимания, какая нагрузка вносит искажения в качество электроэнергии, представлена характеристика деятельности крупнейших промышленных предприятий Мурманской обл. (табл. 1).

Перечисленные промышленные предприятия являются высокоэнергоёмкими, имеют в составе специфических потребителей с нелинейными параметрами, которые зачастую являются источниками ухудшения качества электроэнергии [1–6], что сказывается на показателях энергопотребления других потребителей, подключенных к той же питающей сети, и на эффективности работы самой питающей сети. К специфическим потребителям можно отнести электродвигатели конвейеров, дробилок, грохотов, мельниц, насосных агрегатов, вентиляторов, обогащательного оборудования и др.

При более подробном рассмотрении энергопотребителей таких предприятий выявляются и основные проблемы в области качества электроэнергии. Для обогащательной фабрики, например, основным потребителем электроэнергии является мельница, потребляемая мощность которой около 4000 кВт. Также большая часть электроэнергии потребляется электроприемниками для обогащения (ленточные конвейеры, центробежные насосы, грохоты, мешалки, маслостанции, гидроподпоры, флотомшины, воздухоудвки, компрессоры, насосные станции, пресс-фильтры, вакуум-фильтры и линия сушки). На рис. 2 представлена диаграмма распределения потребляемой за год электроэнергии для одной из обогащательных фабрик региона.

Таблица 1

Промышленные предприятия Мурманской обл.
Industrial enterprises of the Murmansk region

№ п/п	Предприятие	Вид деятельности
1	АО «Кольская горно-металлургическая компания»	Горно-металлургическое производство по добыче сульфидных медно-никелевых руд и производству цветных металлов
	«Печенганикель»	
	«Североникель»	
2	АО «Северо-Западная фосфорная компания» (СЗФК)	Разработка собственного фосфатного месторождения и производство фосфорсодержащих удобрений
3	Кировский филиал АО «Апатит»	Комплексное горно-обогатительное предприятие по добыче (разрабатывает шесть Хибинских месторождений) и переработке фосфатного сырья (две апатитонелефиновые обогатительные фабрики)
4	АО «Ковдорский ГОК»	Горно-обогатительный комбинат по добыче и переработке железной руды
5	АО «Олкон»	Горно-обогатительный комбинат по добыче и переработке железной руды
6	ООО «Ловозерский ГОК»	Горно-обогатительный комбинат по добыче и переработке лопаритовых руд с получением лопаритового концентрата
7	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в г. Кандалакше «ОК РУСАЛ КАЗ»	Предприятие с законченным технологическим циклом переработки глинозема с получением алюминия разных марок

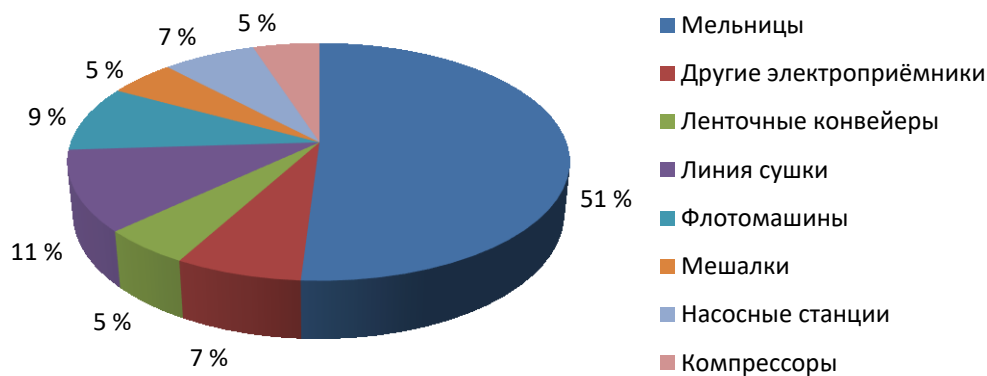


Рис. 2. Основные потребители электроэнергии обогатительной фабрики

Fig. 2. The main consumers of electric energy in the processing plant

Инструментальные исследования основных электрических характеристик проводились в помещениях подстанций на шинах трансформаторов тока и напряжения. Измерения выполнялись двумя анализаторами качества «Энерготестер ПКЭ-А»

и «Ресурс-ПКЭ» (рис. 3). «Энерготестер ПКЭ-А» (класс А) и «Ресурс-ПКЭ» (класс S) анализируют показатели качества электроэнергии по новым стандартам ГОСТ 32144-2013 [2] и ГОСТ 30804.4.30-2013 [6]. «Энерготестер ПКЭ-А» — это измеритель и регистратор в одном приборе.

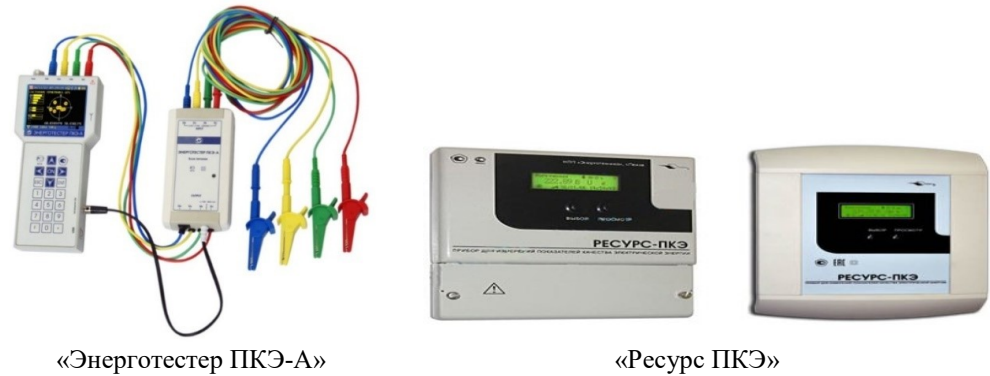
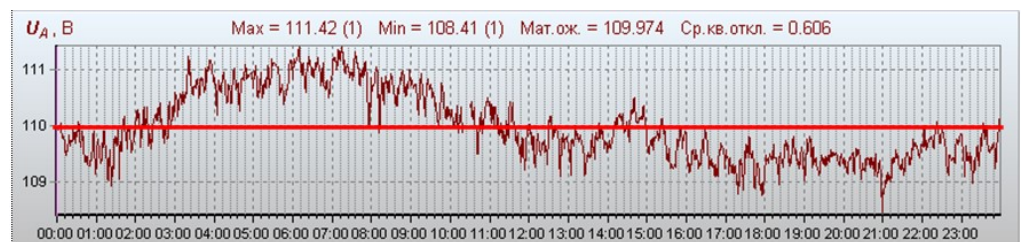


Рис. 3. Анализаторы качества электроэнергии
Fig. 3. PowerQualityAnalyzers

Результаты регистрации получены в виде архивных числовых данных, которые могут быть представлены в виде недельных (рис. 4а), суточных (рис. 4б), почасовых графиков, гистограмм с различным масштабом развертки по времени или в табличном виде, а также в виде протоколов.



а



б

Рис. 4. Варианты представления результатов измерений
Fig. 4. Options for presenting measurement results

Исследования показателей качества электроэнергии были проведены на ряде подстанций Мурманской обл. Согласно стандарту [4], регистрации проводятся на каждой подстанции по два раза в год на всех системах шин. В каждой точке измерения делятся одну неделю. Поскольку периодический контроль ПКЭ проводится в исследуемых сетях с 2012 г., общая продолжительность регистраций составляет не одну тысячу часов. Обобщенные результаты измерений приведены в табл. 2. Все обозначения соответствуют стандарту [2, 3, 5].

Таблица 2

Результаты изменений на действующих подстанциях Мурманской обл.
на разных классах напряжения
The results of changes at existing substations in the Murmansk region
at different voltage classes

Промышленный потребитель	δU_y	Δf	K_U	$K_{U(n)}$	K_{2U}	K_{0U}
150–110 кВ						
АО «Ковдорский ГОК»	с	с	с	н/с	с	с
Комбинат «Североникель»	н/с	с	с	с	с	с
Комбинат «Печенганикель»	н/с	с	н/с	н/с	с	с
АО «СЗФК»	н/с	с	с	н/с	с	с
35 кВ						
Комбинат «Печенганикель»	н/с	с	с	н/с	н/с	с
6–10 кВ						
ООО «Ловозерский ГОК»	н/с	с	н/с	н/с	с	с
АО «Ковдорский ГОК»	с	н/с	н/с	н/с	с	с
Комбинат «Североникель»	н/с	с	с	н/с	с	с
АО «Олкон»	с	с	с	н/с	с	с
Комбинат «Печенганикель»	с	с	с	н/с	с	с
АО «Апатит»	с	с	с	н/с	с	с
РУСАЛ КАЗ	н/с	с		н/с	н/с	с

Примечания. δU_y — установившееся отклонение напряжения; Δf — отклонение частоты; K_U — коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения; $K_{U(n)}$ — коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения; K_{2U} , K_{0U} — коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности соответственно.

Сокращениями «с» и «н/с» показано соответствие/несоответствие показателя качества электроэнергии установленным ГОСТом нормативам.

Наиболее частое отклонение показателя качества электроэнергии наблюдается для коэффициента n -й гармонической составляющей, что в большей степени зависит от нелинейности нагрузки и указывает на необходимость оборудования подстанций дополнительными устройствами, фильтрующими или компенсирующими искажения. Это наиболее сложно выполнимый показатель качества электроэнергии, поскольку высоковольтные установки промышленных предприятий могут как генерировать гармоники так и сглаживать. Поэтому любые изменения в конфигурации нагрузки сразу приведут к изменению данного показателя.

Следует отметить, что искажение данного коэффициента на стороне 110–50 кВ не зависит от нелинейности нагрузки, поскольку силовые трансформаторы обеспечивают полноценную гальваническую развязку с классами напряжений 6–35 кВ. Поэтому на классах напряжений 110–150 кВ необходимо проводить дополнительные исследования по выявлению причин несоответствия нормативам.

При более ранних исследованиях (в период с 2004 по 2012 гг.) [7–11] качества электроэнергии в высоковольтных сетях Мурманской обл. также отмечалось систематическое превышение норм для ПКЭ. Ухудшение качества электроэнергии так или иначе снижает эксплуатационные характеристики системы и ее оборудования и приводит, с одной стороны, к ускоренному износу оборудования, его восстанавливаемым или невосстанавливаемым отказам, с другой — к снижению надежности электроснабжения [12–13].

Наиболее эффективными по ограничению искажений ПКЭ являются следующие мероприятия:

1. Разделение точек присоединения приемников, являющихся генераторами искажений, промышленных предприятий и городской сети с обеспечением гальванической развязки и максимальным ослаблением взаимного влияния через силовые трансформаторы вплоть до выделения питания промышленного предприятия от отдельных силовых трансформаторов.

2. Разработка эффективных систем автоматического регулирования напряжения на шинах 6 (10) кВ, включая изучение возможности использования регулируемых синхронных компенсаторов, устройств компенсации реактивной энергии, регулирования режимов работы мощных синхронных машин или аналогичных систем регулирования реактивной нагрузки.

3. Включение широкополосных силовых фильтров высших гармоник на присоединениях к 6 (10) кВ со стороны нагрузки (источника искажений).

Заключение

1. Проанализированы протоколы регистраций качества электроэнергии на всех крупных промышленных предприятиях Мурманской обл.

2. Проведенный анализ мониторинговых измерений выявил несоответствие нормам ПКЭ не только на стороне низкого напряжения 6 (10) кВ, но и на стороне энергосистемы (110, 150 кВ), что говорит о необходимости проведения дополнительных исследований по выявлению причин несоответствия.

3. Поскольку «виновниками» искажений ПКЭ могут быть потребители, подключенные к точкам общего присоединения, необходима локализация нагрузки вносящей и потребляющей искажения напряжения в сети.

4. Локализовать источник искажения достаточно сложно. Основная трудность локализации виновника заключается в том, что контроль искажений напряжения может выявить группу подключенных параллельно потребителей. Поэтому при определении источника искажений требуется большой объем сопоставительных измерений для получения доказательной базы.

5. Необходима разработка методов и аппаратуры для одновременной регистрации качества электроэнергии на нескольких присоединениях, а также внедрение автоматизированных систем контроля КЭ.

6. Необходима разработка нормативной базы и механизмов стимулирования борьбы с нарушениями качества электроэнергии.

7. При недопустимых значениях отклонения напряжения снижается срок службы электрооборудования подстанций и электроприемников и эффективность работы оборудования, повышается вероятность аварий.

Литература

1. ГОСТ Р 50397-2011 (МЭК 60050-161:1990) Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. Дата введения 2012-09-01.
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 1999-01-01.
4. РД 153-34.0-15.501-00 Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии.
5. РД 153-34.0-15.502-2002 Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии.
6. ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии (с поправкой).
7. Yaroshevich V. V., Karpov A. S. Challenges in Power Supply of the Arctic. 2019. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934031.
8. Yaroshevich V. V., Karpov A. S., Burtsev A. V. The Consumer Localization Distorting Power Quality: Studying of a Possibility. 2018. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602817.
9. Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П., Ярошевич В. В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанций // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 58–64 с.
10. Анализ результатов мониторинговой регистрации показателей качества электроэнергии / Ю. М. Невретдинов [и др.] // Вестник МГТУ. 2014. Т. 17, № 1. С. 67–76.
11. Карпов А. С., Ярошевич В. В., Юшков М. Г. Обоснование технического решения для разработки программно-аппаратного комплекса, способного локализовать источники искажения электроэнергии // Вестник Кольского научного центра. 2014. № 4. С. 102–106.
12. Исследования взаимосвязи показателей качества электроэнергии и надежности электроснабжения / Ю. В. Шаров [и др.]. URL: https://www.lcard.ru/download/articles/sharov_i_dr_2011_article1.pdf (дата обращения: 15.01.2020).
13. Чемоданов Е. В. Оценка влияния несимметрии, несинусоидальности и отклонения напряжения на работу электрооборудования предприятия агропромышленного комплекса // Вестник ЧГУ. 2012. № 3.

Сведения об авторах

Ярошевич Вера Васильевна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: yaroshevich_vera@mail.ru

Карпов Алексей Сергеевич

кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: karpov@admksk.apatity.ru

Фастий Галина Прохоровна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: g.fastiy@ksc.ru

Смотров Сергей Викторович

инженер ОМиККЭ ПАО «МРСК Северо-Запада» «Мурманский филиал»

E-mail: svsmotrov@kolenergo.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.008

УДК 621.548 (470.21)

Л. А. Белова

СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ ДЛЯ НАЗЕМНЫХ ВЕТРОУСТАНОВОК

Аннотация

Система заземления для башен наземных ветроустановок (ВЭУ), помимо защитного и функционального заземления, обеспечивает и молниезащитное, что особенно важно, так как ВЭУ восприимчива к ударам молнии. Если предприняты недостаточные защитные меры, риск повреждения ВЭУ из-за удара молнии повышается. Поэтому необходима продуманная встроенная система заземления для башен ВЭУ, которая функционировала бы необходимым образом и гарантировала долговременную механическую прочность и коррозионную стойкость. Конфигурация систем заземления для ВЭУ рассматривается в стандарте МЭК 61400-24, который касается темы молниезащиты для ветряных турбин, включая подробную информацию о выборе мер молниезащиты и защиты от перенапряжений. Желательно создать концепцию молниезащиты на начальной стадии планирования ВЭУ, чтобы избежать затрат на ремонт и дооснащения.

Ключевые слова:

ВЭУ, система заземления, заземляющий электрод фундамента, бетонная башня, гибридная башня.

Liubov A. Belova

EARTH-TERMINATION SYSTEM FOR ONSHORE WIND TURBINES

Abstract

The earth-termination system for towers of ground-based wind turbines in addition to protective and functional grounding provides lightning protection grounding, which is especially important since the wind turbine is susceptible to lightning strikes. If insufficient protective measures are taken, the risk of damage to a wind turbine due to a lightning strike increases. Therefore, a well-thought-out built-in grounding system for wind turbine towers is needed, which would function as necessary and guarantee long-term mechanical strength and corrosion resistance. The configuration of grounding systems for wind turbines is discussed in IEC 61400-24, which deals with the topic of lightning protection for wind turbines, including detailed information on the choice

of lightning protection measures and surge protection. It is advisable to create a lightning protection concept at the initial stage of planning a wind turbine in order to avoid later costly repairs and retrofitting.

Keywords:

wind turbines, earth-termination system, foundation earth electrode, concrete tower, hybrid tower.

Для создания концепции защиты ветроустановка подразделяется на молниезащитные зоны:

- внешние зоны (кроме лопасти ротора) — определяются методом вращающейся сферы;
- внутренние зоны — их подразделение зависит от конструкции отдельной ветряной турбины и должно проводиться соответствующим образом.

Установив соответствующие зоны защиты от молнии, можем определить необходимые защитные меры [1].

Стандарты для систем заземления

Следующие стандарты формируют основу для установки систем заземления наземных (ВЭУ) с интегрированной системой среднего напряжения:

- МЭК 61400-24 — Национальный стандарт РФ. Ветровые турбины. Часть 24. Молниезащита;
- МЭК 60364-5-54 — Национальный стандарт РФ. Низковольтные электрические установки;
- МЭК 60364-4-41 — Национальный стандарт РФ. Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током;
- IEC 61936-1 — Международный стандарт. Силовые установки свыше 1 кВ;
- IEC 62305-3 — Международный стандарт. Защита от молнии. Часть 3.

Система заземления

Система заземления ВЭУ должна выполнять следующие задачи:

1. Обеспечивать безопасное подключение электрооборудования к земле и защищать рабочий персонал и оборудование в случае электрической неисправности (защитное заземление).
2. Обеспечивать безопасную и бесперебойную работу электрического и электронного оборудования (функциональное заземление).
3. Обеспечивать безопасную передачу тока молнии от нисходящих проводников к земле (молниезащита).

В качестве заземляющих электродов могут служить железобетонные фундаменты ВЭУ. Фундаменты обеспечивают низкое сопротивление заземления и представляют собой отличную основу для эквипотенциального соединения.

Система заземления должна быть спроектирована в соответствии с IEC 61936-1. Как и стандарт молниезащиты, IEC 61936-1 описывает все типы заземляющих электродов.

К проектированию систем заземления предъявляются четыре требования:

1. Должны быть обеспечены механическая прочность и коррозионная стойкость.
2. Рассчитанный максимальный ток короткого замыкания должен учитываться с термической точки зрения.

3. Следует избегать повреждения оборудования.
4. Рабочий персонал должен быть защищен от напряжения в системах заземления, которое возникает в случае максимального тока повреждения.

Основные параметры для определения параметров системы заземления:

- состав грунта;
- возникающие токи короткого замыкания в случае неисправности.

В ВЭУ с различными номинальными напряжениями эти требования должны выполняться для каждого уровня напряжения.

Нейтральный провод низковольтной системы может быть подключен к системе заземления системы среднего напряжения, если в случае замыкания на землю в системе среднего напряжения выполняются следующие условия:

- опасное напряжение прикосновения не возникнет в низковольтной системе или в подключенных к ней установках потребителя;
- нагрузка по напряжению на низковольтных устройствах в установках потребителя не будет превышать значений, определенных в МЭК 60364-4-41, в результате повышения потенциала в нейтральной точке низкого напряжения.

Система заземления среднего напряжения также должна быть объединена в систему молниезащиты. Для системы заземления должен быть подготовлен план расположения, в котором указано, какой материал будет использован, и показаны положение заземляющих электродов, их точки разветвления и глубина залегания [2, 3].

Перед вводом в эксплуатацию должен быть составлен протокол испытаний для подтверждения того, что все требования соответствующих стандартов выполнены.

Заземляющие электроды фундамента

Заземляющие электроды фундамента должны быть спроектированы и установлены в соответствии с МЭК 60364-5-54:2011.

Заземляющие электроды являются частью электроустановки и выполняют основные функции безопасности. Заземляющие электроды должны быть установлены в виде замкнутого кольца и размещены в основании наружных стен здания или в фундаментной плите. Они должны быть покрыты со всех сторон 5 см бетона.

Заземляющие электроды должны быть изготовлены из оцинкованной круглой или полосовой стали. Круглая сталь должна иметь минимальный диаметр 10 мм, стальные полосы — минимальные размеры 30×3,5 мм. Заземляющий электрод фундамента должен быть подключен к основной эквипотенциальной соединительной шине внутри ВЭУ посредством соединительного элемента (рис. 1) [4].

В соответствии со стандартом молниезащиты IEC 62305-3 заземляющий электрод заземления должен иметь клеммные наконечники для подключения нисходящих проводников внешней системы молниезащиты к системе заземления.

В случае если фундамент армированный, то круглая или полосовая сталь размещается на нижнем армирующем слое. Чтобы фундамент был электропроводным, он должен быть надежно соединен с арматурой с интервалом 2 м. Это делается сваркой, зажимом или прессованием [5].



Рис. 1. Заземляющий электрод с компонентом подключения для системы молниезащиты и главной эквипотенциальной соединительной шины:

1 — заземляющий электрод; 2 — клеммная колодка; 3 — клеммы, 4, 5 — зажимы; 6 — главная шина заземления

Fig. 1. Foundation earth electrode with connection component for the lightning protection system and main equipotential bonding bar:

1 — grounding electrode, 2 — terminal block, 3 — terminals, 4, 5 — clamps, 6 — the main grounding bus

Система молниезащиты

Для эквипотенциального соединения, чтобы обеспечить электромагнитную совместимость, в фундамент необходимо установить круглую или полосовую сталь и соединить ее с арматурой и шиной выравнивания потенциалов. Это достигается в соответствии с ИЕС 62305-3. В таком случае при ударе молнии не может возникнуть пробойна от фундамента через систему изоляции до системы заземления.

Кольцевой заземляющий электрод и клеммные наконечники должны иметь конструкцию, устойчивую к коррозии [5].

Пример системы заземления ВЭУ

К системе заземления применяются следующие требования:

1. Вертикальные нисходящие проводники в бетоне должны быть изготовлены из круглой стальной проволоки 10 мм или из оцинкованной полосовой стали 30×3,5 мм.

2. Нисходящие проводники должны быть подключены к арматуре с интервалом 2 м для создания эквипотенциального соединения. Если арматура непрерывно соединена и ее поперечное сечение является достаточным, арматура может быть использована в качестве нисходящих проводников.

3. Соединительные кабели используют для соединения отдельных элементов башни внутри. Их необходимо подключать к фиксированным заземляющим клеммам, которые крепятся к нисходящим проводникам в бетоне.

4. Все используемые компоненты должны выдерживать ток молнии.
5. Круглая стальная проволока (10 мм) или стальная полоса (30×3,5 мм) также используются для горизонтальных соединений (соединения с арматурой с интервалом 2 м).
6. Лестница должна быть подключена к выравниванию потенциалов на обоих концах, с интервалом в 20 м на каждой платформе (рис. 2).

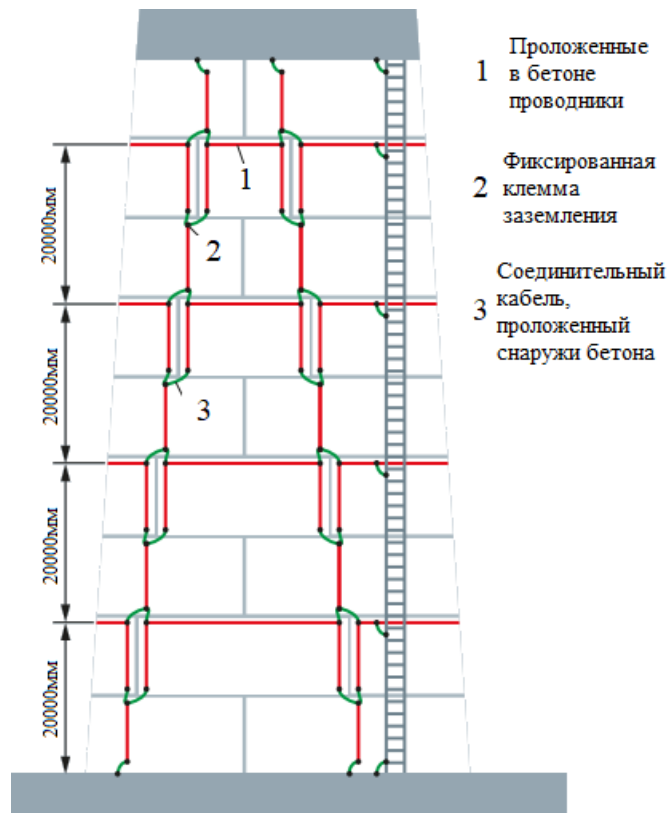


Рис. 2. Схематическое представление отдельных сегментов башни с приставной лестницей
Fig. 2. Schematic representation of individual segments of the tower with a ladder

7. Кабели лифта и шины должны быть подключены к эквипотенциальному соединению на обоих концах. Для этой цели необходимо предусмотреть достаточное количество фиксированных клемм заземления.
8. Фундамент ветроустановки должен быть выполнен в виде круглого кольца с наружным диаметром 21 м и внутренним — 10 м.
9. Внутри фундамента необходимо установить заземляющий электрод фундамента из оцинкованной стальной полосы (30×3,5 мм).
10. Снаружи фундамента необходимо установить кольцевой заземляющий электрод из круглой стальной проволоки 10 мм (рис. 3).
11. Заземляющий электрод фундамента, состоящий из оцинкованной стальной полосы (30×3,5 мм), должен устанавливаться в фундамент радиусом 10,25 м.
12. Заземляющий электрод основания должен быть покрыт 25 см бетона.

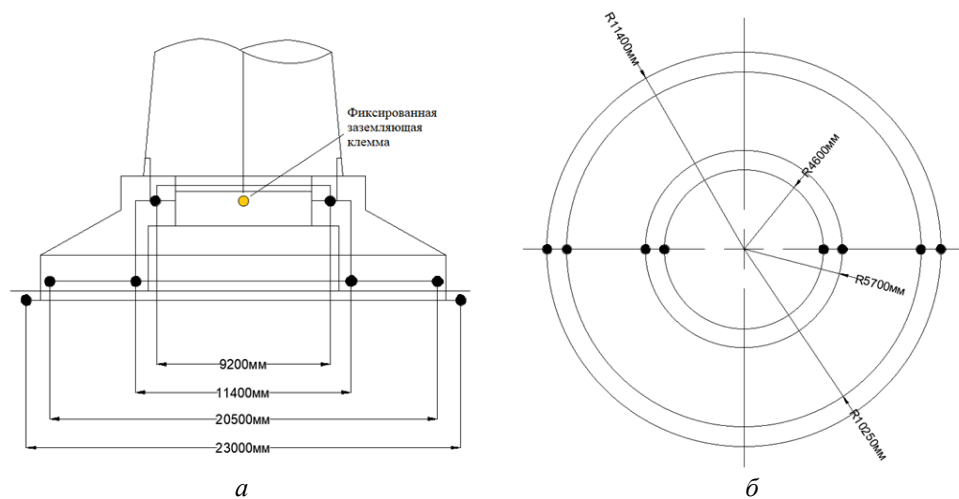


Рис. 3. Вид фундамента с системой заземления в разрезе (а), вид фундамента сверху (б)
Fig. 3. Sectional view of a foundation with earth-termination system (a), top view of a foundation (b)

13. В фундамент должны быть установлены внутреннее кольцо с радиусом 5,7 м и дополнительное кольцо с радиусом 4,6 м.

14. Оцинкованная полосовая сталь должна крепиться к арматуре с интервалом 2 м.

15. Три соединительных провода должны быть проложены от заземляющего электрода фундамента радиусом 10,25 м до внутреннего кольца радиусом 5,7 м и внутреннего кольца радиусом 4,6 м под углом 120° друг от друга.

16. Соединительные провода должны крепиться к арматуре.

17. Два клеммных наконечника необходимо соединить с внутренним кольцом радиусом 4,6 м с клеммой заземления (эквипотенциальное соединение).

18. Четыре клеммных зажима должны быть соединены с внутренним кольцом радиусом 4,6 м с нижними проводниками башни.

19. Кольцевой заземляющий электрод из круглой стали необходимо установить на расстоянии 1 м от внешнего края фундамента.

20. Восемь соединительных проводников из нержавеющей стали необходимо проложить от кольцевого заземляющего электрода радиусом 11,5 м к внутреннему кольцу радиусом 4,6 м. Четыре из этих соединительных проводников должны быть подключены к внутреннему кольцу. Остальные соединительные проводники должны быть подключены к поперечному зажиму в центре кольца.

21. Заземляющие стержни подключаются в трех точках смещения кольцевого заземляющего электрода под углом 120° друг к другу.

22. Система заземления должна быть подключена к шине выравнивания потенциалов внутри башни.

Литература

1. ГОСТ Р 54418.24-2013 (МЭК 61400-24:2010). Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 24. Молниезащита. 2015. С. 1–163.

2. ГОСТ Р 50571.3-2009 (МЭК 60364-4-41:2005). Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током. 2005. С. 1–33.

3. IEC 61936-1:2010. Установки электрические напряжением свыше 1 кВ переменного тока. Часть 1. Общие правила. 2010. С. 1–214.

4. ГОСТ Р 50571.5.54-2013 (МЭК 60364-5-54:2011). Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов. 2015. С. 1–44.

5. IEC 62305-3:2010. Защита от молнии. Часть 3. Физические повреждения конструкций и опасность для жизни. 2010. С. 1–160.

Сведения об авторе

Белова Любовь Александровна

лаборант-исследователь лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: belowa8998@gmail.com

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.009

УДК 621.039 (470.21)

Н. М. Кузнецов, В. А. Минин

РОЛЬ КОЛЬСКОЙ АЭС В ЭНЕРГЕТИКЕ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Показано определяющее значение Кольской АЭС в структуре Кольской электроэнергетической системы. Взаимно дополняющая работа КАЭС мощностью 1760 МВт с семнадцатью гидроэлектростанциями мощностью около 1600 МВт и двумя ТЭЦ мощностью 240 МВт делает уникальной систему электроснабжения региона, производящую самую дешевую электроэнергию на Северо-Западе России. Рассмотрены вопросы, связанные с дальнейшим продлением сроков эксплуатации действующей АЭС и сооружением в перспективе Кольской АЭС-2.

Ключевые слова:

Кольская АЭС, электроэнергетическая система, выработка и потребление электроэнергии.

Nikolai M. Kuznetsov, Valerii A. Minin

THE ROLE OF THE KOLA NUCLEAR POWER PLANT IN MURMANSK REGION ENERGY

Abstract

The determining value of the Kola NPP in the structure of the Kola electric power system is shown. The mutually complementary operation of the 1,760 MW KAES with seventeen hydroelectric power stations with a capacity of about 1,600 MW and two 240 MW thermal power plants makes the region's power supply system unique, producing the cheapest electricity in the North-West of Russia. The issues related to the further extension of the operating life of the existing nuclear power plant and the construction of the Kola NPP-2 in the future are considered.

Keywords:

Kola nuclear power plant, electricity system, electricity generation, electricity consumption.

Кольская АЭС — одна из первых отечественных атомных электростанций с серийными водо-водяными энергетическими реакторами. Она является основным производителем электроэнергии в энергосистемах Мурманской обл. и Республики Карелия. Кольская АЭС находится в 35 км севернее г. Кандалакша и в 11 км от г. Полярные Зори.

Станция вводилась в эксплуатацию с 1973 по 1984 гг. в составе 4 энергоблоков типа ВВЭР мощностью 440 МВт каждый [1]. Все энергоблоки имеют лицензии на эксплуатацию в течение продленного срока службы: 1-й и 2-й введены в эксплуатацию 1973 и 1974 гг., 3-й и 4-й — в 1981 и 1984 гг.

Сочетание совместной работы АЭС, гидростанций и ТЭЦ делает электроэнергетическую систему Мурманской обл. уникальной. Электростанции Кольской энергосистемы, производящие самую дешевую электроэнергию в ОЭС Северо-Запада, надежно и эффективно обеспечивают не только всю потребность в электроэнергии области, но и удовлетворяют 25 % спроса на электроэнергию Республики Карелия. Кроме того, значительные объемы электроэнергии отпускаются в приграничные районы Норвегии и Финляндии (рис. 1).

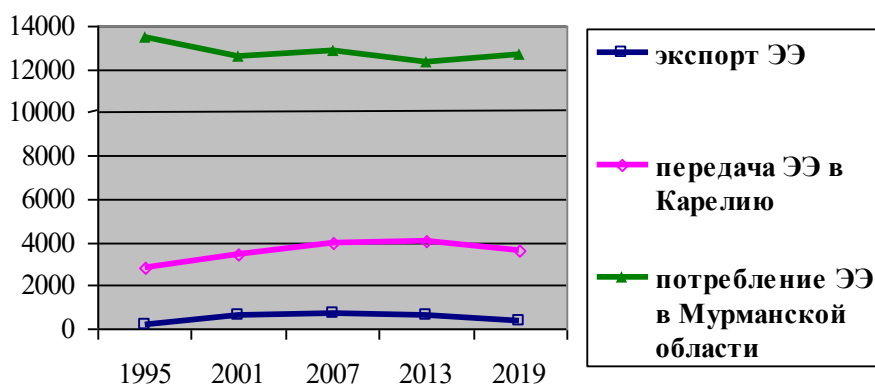


Рис. 1. Распределение электроэнергии от Кольской энергосистемы, млн кВт·ч

Fig. 1. Distribution of electricity from the Kola power grid, million kWh

Динамика производства электроэнергии Кольской АЭС. Выработка электроэнергии энергоблоками Кольской АЭС [2–5], показывает, что станция работает стабильно, вырабатывая ежегодно около 10 млрд кВт·ч (рис. 2).

В осенне-зимний период в работе находятся все четыре энергоблока КАЭС. Средняя нагрузка станции в этот период составляет около 1500 МВт. Таким образом, с учетом падения располагаемой мощности ГЭС в зимний период вывод из эксплуатации хотя бы одного энергоблока может привести зимой к дефициту электроэнергии в Кольской энергосистеме. Располагаемая выработка АЭС с учетом продления срока эксплуатации и повышения мощности блоков 3-го и 4-го составляет около 14 млрд кВт·ч в год.

Увеличение объемов передачи электроэнергии в Карелию и рост промышленного производства в Мурманской обл. позволят загрузить свободные мощности КАЭС и повысить эффективность ее работы. В сложившихся условиях крайне важна поддержка реализации энергоемких инвестиционных проектов в Карело-Кольском регионе на всех уровнях.

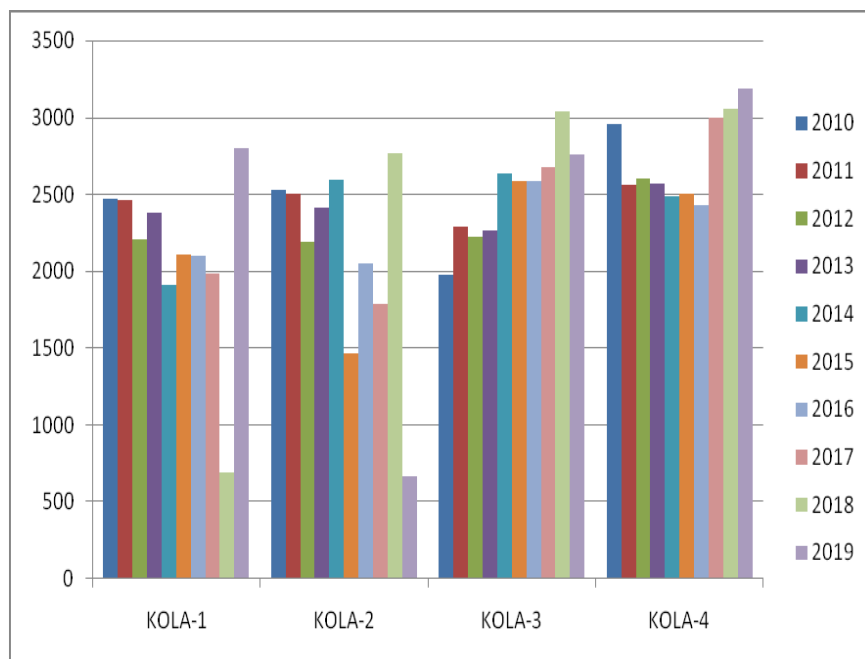


Рис. 2. Производство электроэнергии блоками Кольской АЭС в 2010–2019 гг., млн кВт·ч
Fig. 2. Electricity Production by Kola NPP units in 2010–2019 million kWh

В холодном резерве на АЭС практически всегда находится один турбогенератор (220 МВт), работа остального оборудования зависит от режимных условий, задаваемых ОАО «СО ЕЭС». Имеются диспетчерские ограничения по выработке электроэнергии Кольской АЭС в весенне-летний период в связи с паводковой ситуацией и необходимостью дополнительной загрузки ГЭС филиала «Кольский» АО «ТГК-1».

Основные технико-экономические показатели работы Кольской АЭС в 2019 г. представлены ниже.

Выработано электроэнергии, млн кВт·ч	10072
По отношению к 2018 г., %	98,4
Выполнение задания ФАС РФ в 2019 г., %	98,7
КИУМ в 2019 г., %	65,3
КИУМ в 2019 г. по отношению к 2018 г., %	98,7

Невыполнение задания по выработке электроэнергии связано с диспетчерскими ограничениями.

Радиационная безопасность. Состояние радиационной безопасности на Кольской АЭС характеризуется положительно благодаря надлежащему уровню подготовки персонала. Отсутствуют инциденты, сопровождающиеся радиационными последствиями, активность выбросов и сбросов АЭС не превышает допустимых значений.

В ходе внутростанционных международных проверок радиационной безопасности КАЭС непрерывно совершенствуется применяемая система контроля сбросов/выбросов радиоактивных веществ со станции. Используется

более совершенный тип программы мониторинга, ее масштаб и объем. Программы периодически пересматриваются в целях гарантии того, что измерения по-прежнему соответствуют своей цели, и чтобы не были пропущены никакие важные пути облучения.

Сокращение жидких радиоактивных отходов. В качестве хорошей практики на Кольской АЭС была введена передовая технология очистки кубовых остатков от радионуклидов. В ее основе лежат процессы разделения радионуклидов и последующей ионно-селективной очистки, для чего применяется специальный ферроцианидный сорбент.

В отличие от традиционных методов, применение разработанных на станции процессов позволяет сократить объемы радиоактивных отходов (суммарный эффективный коэффициент сокращения объема — более 100). Был разработан специальный фильтр-контейнер, в котором размещен ионоселективный сорбент, позволяющий избежать дозоемких операций. Конечным продуктом переработки кубового остатка является отвержденный солевой продукт, не относящийся к категории «радиоактивные отходы». Таким образом, благодаря введенным новшествам технологические среды возвращаются в процесс: конденсат вторичного пара используется для промывки оборудования и создания слоя воды (вместе с трапными водами) для растворения солевых отложений.

Внедренная технология значительно снижает объемы радиоактивных отходов и предусматривает их упаковку в специальный тип контейнеров, пригодных для длительного безопасного хранения, транспортировки и последующего окончательного захоронения. Производительность комплекса переработки ЖРО превышает скорость образования жидких радиоактивных отходов при эксплуатации АЭС.

На Кольской атомной станции совместно с Институтом химии и технологии редких элементов и минерального сырья ФИЦ КНЦ РАН ведутся работы по внедрению на комплексе переработки ЖРО технологии выделения борной кислоты из продуктов переработки кубового остатка и уже полученного солевого плава с целью ее повторного использования в технологическом процессе и снижения эксплуатационных затрат.

Повышение безопасности. Для того чтобы энергоблоки КАЭС соответствовали всем современным требованиям отраслевых и мировых стандартов по безопасности в области использования атомной энергии, на станции в плановом порядке реализуются мероприятия по модернизации оборудования и повышению его безопасности, продлению сроков эксплуатации энергоблоков.

Достигнутые результаты получили высокую оценку как со стороны международных организаций (миссия OSART МАГАТЭ, партнерские проверки WANO), так и надзорных органов РФ (Ростехнадзор, МЧС России).

Отмеченный прогресс достигается не только благодаря квалификации персонала, но также за счет работоспособности и своевременной модернизации используемого оборудования. Другими словами, снижение вероятности повреждения активной зоны реактора свидетельствует об эффективности реализованных мер по реконструкции и повышению безопасности.

На энергоблоках Кольской АЭС в 2011–2014 гг. были проведены системные мероприятия по противодействию экстремальным внешним воздействиям. Выполнены различные стресс-тесты вместе с отчетом о проведении анализа безопасности. Эти мероприятия дополнили ранее имевшиеся средства управления запроектной аварией (ЗПА): дополнительная система аварийной подпитки парогенератора (ДСАП ПГ), передвижная аварийная дизель-генераторная станция (ПАДГС). Для смягчения последствий ЗПА, вызванных природными и/или техногенными факторами, приобретена противоаварийная техника:

1) передвижные дизель-генераторные установки:

- мощностью 2,0 МВт — 3 шт.;
- мощностью 0,2 МВт — 4 шт.;

2) мотопомпы различной производительности — 12 шт.;

3) передвижные насосные установки (ПНУ) 65-560 — 4 шт.

Продление срока эксплуатации АЭС. 46 % установленной мощности в энергосистеме приходится на Кольскую АЭС [6], последняя обеспечивает более половины потребности в электроэнергии Мурманской обл. и около 40 % Республики Карелия. Таким образом, гарантия бесперебойного и надежного электроснабжения этих двух северных регионов до недавнего времени находилась в зависимом положении от принятия решений по продлению сроков эксплуатации энергоблоков Кольской АЭС и сохранения ее эффективного функционирования, что крайне важно с точки зрения экономической и социальной составляющих в жизни регионов. Продление сроков эксплуатации энергоблоков до 60 лет вписывается в общемировую практику. В США на текущий момент продлены до 60 лет сроки эксплуатации 83 из 104 действующих энергоблоков. В течение 40 и более лет атомные энергоблоки эксплуатируются во Франции, Швейцарии, Бельгии и других странах. С 1977 г. в Финляндии эксплуатируется АЭС «Ловииза» с реакторами ВВЭР-440, аналогичными установленным на Кольской АЭС. Срок эксплуатации данной АЭС, признанной одной из самых безопасных и эффективных в мире, в настоящий момент составляет 50 лет. Работа АЭС планируется до 2030 г.

В Институте энерготехники IFE (г. Халден, Норвегия) с 1958 г. (более 60 лет) эксплуатируется исследовательский реактор, при этом действующая программа испытаний подразумевает работу реактора еще как минимум 3 года. Все вышеперечисленные примеры могут являться косвенным обоснованием продления сроков эксплуатации находящихся в удовлетворительном состоянии атомных энергоблоков в РФ, а в нашем случае — Кольской АЭС.

Процесс продления срока эксплуатации АЭС подразделяется на этапы.

I этап — оценка технической возможности, безопасности и экономической целесообразности ПСЭ, продление сроков эксплуатации энергоблоков, формирование соответствующего инвестиционного проекта.

II этап — подготовка энергоблока к дополнительному сроку эксплуатации, реализация упомянутого инвестиционного проекта.

III этап — обеспечение безопасности работы в период дополнительного срока эксплуатации.

В настоящее время продлены сроки эксплуатации 1 и 2-го энергоблоков до 60 лет, т. е. до 2033 и 2034 гг. соответственно. Сроки эксплуатации энергоблоков 3-го и 4-го продлены на 25 лет — до 2036 и 2039 гг. Разница в сроках продления блоков объясняется тем, что 3-й и 4-й блоки были построены

на 8–10 лет позже в рамках проекта В-213, который превосходит по своим техническим характеристикам и характеристикам безопасности проект первых двух блоков, выполненных по проекту В-230. При конструировании, проектировании и изготовлении оборудования, предусмотренного проектом В-213, использовались консервативные подходы и основной акцент делался на обеспечение безопасности за счет запасов прочности основного оборудования и эксплуатационной надежности в сравнении с проектом В-230. Ожидается, что сроки эксплуатации энергоблоков 3-го и 4-го будут продлены еще на 5 лет.

Затраты на реализацию инвестиционных проектов продления сроков эксплуатации энергоблоков 1-го и 2-го были включены в инвестиционную программу АО «Концерн Росэнергоатом» на 2017–2019 гг., которая была утверждена Министерством энергетики Российской Федерации.

С учетом того, что сроки эксплуатации 3-го и 4-го энергоблоков КАЭС продлены до 2036 г. и 2039 г., действующая Кольская АЭС в ближайшие два десятилетия останется гарантом энергобезопасности Мурманской обл.

Для обеспечения и повышения экономической эффективности инвестиционных проектов по продлению сроков эксплуатации 1-го и 2-го энергоблоков, зависящей в первую очередь от роста уровня электропотребления в регионе в среднесрочной перспективе, крайне важно обеспечить развитие существующего промышленного производства и ввод новых объектов.

Отсутствие дефицита электрической мощности в энергосистеме Мурманской обл. создает благоприятные предпосылки развития дальнего теплоснабжения от Кольской атомной электростанции: имеются возможности для рационализации системы теплоснабжения г. Кандалакша [7].

Существующая структура генерирующих мощностей Кольской электроэнергетической системы (Кольская АЭС, 17 ГЭС, 2 ТЭЦ) обеспечивает избыток электроэнергии (рис. 3) и более низкие тарифы на электрическую энергию.

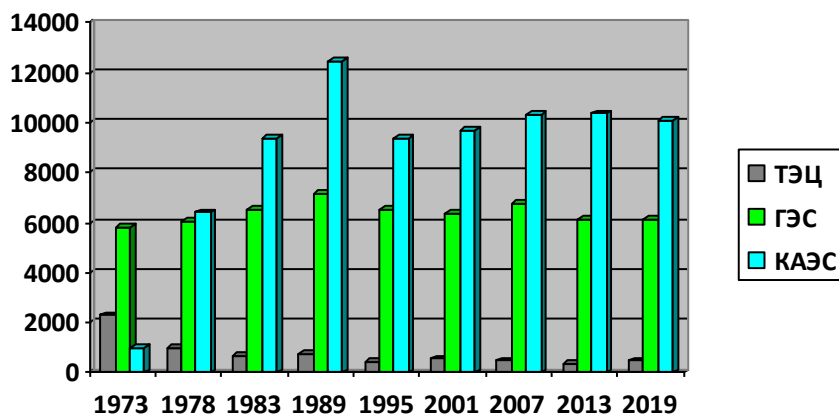


Рис. 3. Выработка электроэнергии Кольской энергосистемой, млн кВт·ч

Fig. 3. Electricity generation in the Kola power grid, million kWh

Относительная изолированность и замкнутость энергосистемы региона не позволяет создать реальный конкурентный рынок, а также обеспечить возможный переток электроэнергии в другие регионы в связи с недостаточной пропускной способностью 330 кВ Кола — Карелия — Ленинградская обл.

Избыток электрических мощностей на территории Мурманской обл. оценивается в 200–350 МВт. Его использование могло бы позволить ежегодно дополнительно вырабатывать для потребителей региона около 3 млрд кВт·ч электроэнергии.

Для реализации указанного потенциала необходимо создание в регионе условий, обеспечивающих использование этих избыточных мощностей и электроэнергии по более низкой цене. Претворение в жизнь таких предложений будет способствовать вводу в эксплуатацию новых объектов промышленной сферы, развитию энергетической инфраструктуры региона, формированию благоприятного инвестиционного климата и обеспечит прирост объемов потребления за счет увеличения количества электродвигателей в регионе.

Действующая модель ценообразования на оптовом рынке электроэнергии (мощности) с момента своего внедрения является фактором, сдерживающим рост потребления электроэнергии в регионе, и в связи с этим требует определенных изменений и дополнений. Проблема необходимости введения особого условия ценообразования для электродвигателей касается как действующих объектов теплоснабжения, так и вновь создаваемых. Особенностью Мурманской обл. является высокая зависимость от привозных видов топлива, и это в условиях наличия избытков местного энергоресурса — электроэнергии.

Реализация механизма особого условия ценообразования возможна через механизм заключения регулируемых договоров для объемов электроэнергии (мощности), приобретаемых гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями для электродвигателей (для последующей поставки тепловой энергии населению). Необходимо рассмотреть вопрос о внесении в действующую нормативную базу изменений, предусматривающих особый порядок ценообразования на электрическую энергию (мощность) в опорных зонах развития в Арктике. Следует отметить, что целями государственной политики в АЗРФ является создание условий для равномерного социально-экономического развития всех арктических регионов, благоприятного инвестиционного климата в Арктической зоне, исходных норм для привлечения и развития различных видов хозяйственной деятельности. Все это должно соответствовать социальным, природно-климатическим и геополитическим условиям Арктического региона, созданию условий для рациональной добычи, использованию и охране природных ресурсов, соответствующих природным условиям Арктической зоны. Основные горно-металлургические и энергоемкие предприятия Мурманской обл., потребляющие более 70 % всей электроэнергии в регионе, а также производители электрической энергии поддерживают необходимость стимулирования потребления электрической энергии, в т. ч. за счет внедрения механизма формирования стоимости избыточных объемов электроэнергии на оптовом рынке. Положительное решение данного вопроса позволит создать в регионе условия для размещения новых крупных промышленных предприятий, диверсифицировать топливно-энергетический баланс, исключив из него значительную долю расходов на привозное топливо.

В рамках реализации программы «Комплексный инвестиционный проект модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на период 2015–2030 гг.», модернизации энергетической инфраструктуры и топливного баланса региона разрабатывается механизм перевода электрических котельных на покупку электроэнергии по высокому уровню напряжения. Это позволит снизить

издержки теплоснабжающих организаций на производство и передачу тепловой энергии для потребителей и, следовательно, уменьшить тариф на тепловую энергию для электротепловых, который в настоящее время является сравнительно высоким. Имеющиеся в нашем регионе преимущества дают возможность сформировать безубыточную деятельность электротепловых. Использование электроэнергии в качестве основного вида топлива (местный вид топлива) позволит диверсифицировать топливно-энергетический баланс региона, загрузить свободные электрогенерирующие мощности Кольской АЭС и сделать возможным практически без субсидирования функционирование источников теплоснабжения, обеспечивающих производство тепловой энергии. Необходимо максимально использовать электрическую энергию для выработки тепловой энергии, которая является единственным местным видом топлива, при этом ее стоимость возможно спрогнозировать, в отличие от угля и мазута, цены на которые растут с опережением инфляции.

Строительство замещающих мощностей. Особенности структуры Кольской энергосистемы, а также приостановленное с 2012 г. решение по реализации Штокмановского проекта и прогноз умеренного роста энергопотребления Кольской и Карельской энергосистем показывают, что наиболее оптимальный вариант в данной ситуации — это замещение энергоблоков КАЭС (после окончания их уже продленного срока эксплуатации) энергоблоками с единичной установленной мощностью около 600 МВт.

Площадка станции размером 200 га расположена в 8 км к западу от г. Полярные Зори и в 9 км к юго-западу от действующей Кольской АЭС на северном побережье губы Кунчаст оз. Бабинская Имандра (рис. 4). Выбранная площадка достаточно изучена, изыскательские работы на ней выполнены в объеме, необходимом для создания технико-экономических обоснований для разработки плана строительства двухблочной АЭС.



Рис. 4. Площадка станции КАЭС-2

Fig. 4. KAES-2 station Site

В разное время на площадке Кольской АЭС-2 планировалось размещение энергоблоков следующих типов:

- ВВЭР-1000 (1980-е гг.) — 2–3 блока;
- ВВЭР-640 (1990-е гг.) — 3–4 блока;
- ВВЭР-300–ВВЭР-420 (2008 г.) — 4 блока;
- ВВЭР-1200 (2009–2011 гг.) — 2 блока;
- ВВЭР-600 или ВБЭР-600 (с 2012 г.) — 2–4 блока.

Размещение на площадке Кольской АЭС-2 энергоблоков ВВЭР-1200 было связано не только с замещением энергоблоков, но и с энергообеспечением Штокмановского газоконденсатного месторождения, которое потребовало бы значительных поставок энергии от Кольской энергосистемы. Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. [8] предусмотрено строительство энергоблока ВВЭР-600 Кольской АЭС-2.

Площадка Кольской АЭС-2 является единственной из включенных в схему территориального планирования, на которой возможно сооружение энергоблоков средней мощности.

Реализация проекта КАЭС-2 с энергоблоками средней мощности позволит улучшить экономические показатели Кольской атомной электростанции.

Выводы

1. Кольская АЭС является основным производителем электроэнергии в Мурманской обл., на ее долю приходится около 49 % мощности Кольской энергосистемы и около 60 % всей вырабатываемой годовой энергии.

2. Совместная работа Кольской АЭС, 17 ГЭС и 2 ТЭЦ делает Кольскую энергосистему уникальной по своей структуре, способной вырабатывать самую дешевую электроэнергию в объединенной энергосистеме Северо-Запада России.

3. Надежная и эффективная работа Кольской АЭС позволяет удовлетворять не только все потребности Мурманской обл., но и обеспечивать 25 % спроса на электроэнергию в Республике Карелия.

4. С учетом состоявшегося продления сроков эксплуатации блоков атомной электростанции (первого — до 2033 г., второго — до 2034 г., третьего — до 2036 г., четвертого — до 2039 г.) Кольская АЭС в ближайшие два десятилетия останется гарантом энергобезопасности Мурманской обл.

Литература

1. *Фуртаев А. И., Минин В. А., Якимов М. Ю.* Кольская АЭС, ее роль в энергетике Кольско-Карельского региона, перспективы развития // Вестник Кольского научного центра РАН. 2017. Т. 9, № 2. С. 95–105.

2. KOLA-1. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=453> (дата обращения: 02.07.2020).

3. KOLA-2. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=460> (дата обращения: 02.07.2020).

4. KOLA-3. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=491> (дата обращения: 02.07.2020).

5. KOLA-4. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=492> (дата обращения: 02.07.2020).

6. Кузнецов Н. М., Минин В. А., Селиванов В. Н. Развитие Кольской энергосистемы в интересах горнопромышленного комплекса Мурманской области // Горн. журн. 2020. № 3. С. 96–100. DOI: 10.17580/gzh.2020.09.14.

7. Калинина Н. В. К вопросу о развитии теплоснабжения города Кандалакши // Развитие энергетического хозяйства Мурманской области. Апатиты, 1976. С. 26–31.

8. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJK8AzKV5XrGlbW8ENGp.pdf> (дата обращения: 18.06.2020).

Сведения об авторах

Кузнецов Николай Матвеевич

кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: kuzn55@mail.ru

Минин Валерий Андреевич

кандидат технических наук, заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: v.minin@ksc.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.010

УДК 621.311

А. В. Евстигнеев

РАСЧЕТ ВХОДНОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ ПОВЫШАЮЩЕГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПОСТОЯННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Аннотация

Выполнен расчет параметров сглаживающего фильтра на входе повышающего преобразователя напряжения, работающего в режиме стабилизации напряжения.

Ключевые слова:

входной фильтр, повышающий преобразователь напряжения, LTSpice.

Artem V. Evstigneev

THE CALCULATION OF STEP-UP VOLTAGE CONVERTER INPUT FILTER

Abstract

In this article the parameters of the input filter of a voltage-mode step-up converter are calculated.

Keywords:

input filter, step-up voltage converter, LTSpice.

Преобразователь энергии, работающий в импульсном режиме, является источником помех и оказывает влияние на оборудование, находящееся вблизи преобразователя.

В ряде случаев питание импульсного преобразователя и питание чувствительных электронных цепей осуществляется от одного источника, что

может негативно сказаться на их работе [1]. Так как импульсный преобразователь потребляет пульсирующий ток, то необходимо применение входного сглаживающего фильтра.

На рис. 1 представлена форма входного тока повышающего преобразователя, работающего в режиме непрерывного тока в индуктивности, без применения фильтра на входе. На рис. 2 приведен амплитудно-частотный спектр входного тока преобразователя, полученный при помощи программы LTSpice. Среднеквадратичное значение гармоники с частотой 200 кГц составляет $-22,08$ Дб (78,7 мА). Для проектируемого фильтра зададим среднеквадратичное значение тока на входе фильтра 0,5 мА ($-66,02$ Дб). Расчет фильтра проведем по первой гармонике, т. е. гармонике с частотой 200 кГц.

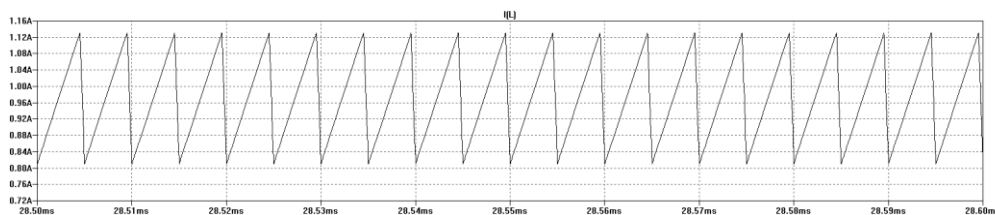


Рис. 1. Форма тока на входе повышающего преобразователя без входного фильтра

Fig. 1. Step-up converter input current waveform without input filter

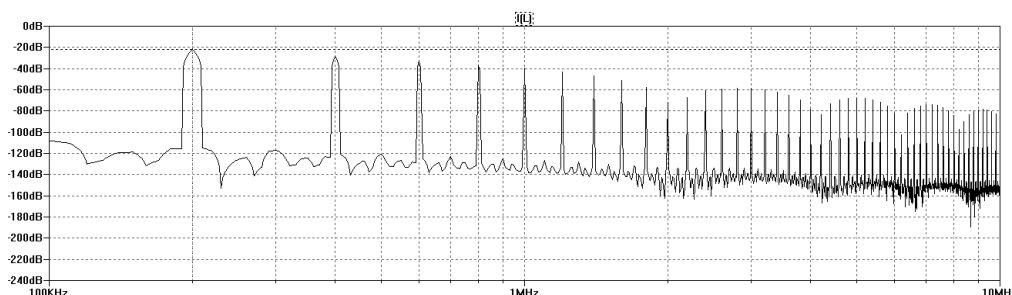


Рис. 2. Спектральный состав входного тока повышающего преобразователя

Fig. 2. Step-up converter input current spectral content

В качестве фильтра применим LC-фильтр, схема замещения которого представлена на рис. 3. Частоту среза такого фильтра можно оценить исходя из выражения

$$f_c < \sqrt{A} \cdot f_{sw}, \quad (1)$$

где f_{sw} — частота коммутации преобразователя, A — требуемый коэффициент ослабления гармоники тока с частотой f_{sw} .

Таким образом, имеем

$$f_c < \sqrt{\frac{0,5}{78,7}} 200 = 15,9 \text{ кГц.}$$

Примем частоту среза фильтра равной 15,9 кГц. Рассчитаем величину емкости фильтра, исходя из величины индуктивности фильтра $L_f = 10$ мкГн.

$$C_f = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2 L_f} = \frac{1}{4\pi^2 15,9^2 \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} = 10 \text{ мкФ.}$$

Для стабилизации выходного напряжения в преобразователе используется система регулирования. Для того чтобы не нарушить устойчивость системы регулирования, необходимо, чтобы выходное сопротивление фильтра Z_{fOUT} было много меньше входного импеданса преобразователя Z_{IN} .

$$Z_{fOUT} \ll Z_{IN}. \quad (2)$$

Входной импеданс повышающего преобразователя [2]

$$Z_{IN}(s) = \frac{L(s^2 + 2\xi\omega_0 s + \omega_0^2)}{s + \omega_{RC}},$$

где $\omega_{RC} = \frac{1}{C(R+r_c)}$.

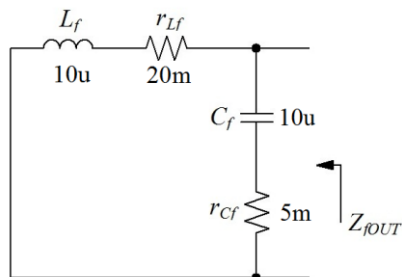


Рис. 3. Схема замещения фильтра для определения выходного сопротивления

Fig. 3. Equivalent circuit of filter for output impedance calculation

Из графика выходного сопротивления фильтра (рис. 4) видно, что он имеет резонансный пик на частоте 15,9 кГц. Амплитуда этого пика определяется добротностью LC-контура.

$$Q = \frac{1}{r_{L_f} + r_{C_f}} \cdot \sqrt{\frac{L_f}{C_f}} = 40 \text{ (32 Дб)}.$$

Наличие резонансного пика в выходном сопротивлении фильтра может нарушить устойчивость схемы регулирования преобразователя, поэтому необходимо уменьшить величину этого пика [3] или, иными словами, добротность LC-контура.

Классическим способом снижения добротности LC-контура является введение демпфирующего сопротивления R_d параллельно фильтрующему конденсатору. Однако величина этого демпфирующего сопротивления должна быть мала (порядка 1 Ом) для достаточного снижения добротности фильтра, вследствие чего появятся дополнительные потери в фильтре.

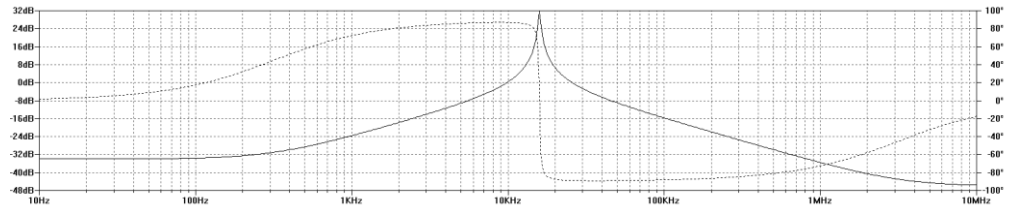


Рис. 4. Амплитудно-частотная характеристика выходного сопротивления фильтра

Fig. 4. Filter output impedance amplitude-frequency response

Для снижения потерь последовательно с демпфирующим сопротивлением располагают конденсатор C_d , блокирующий протекание постоянного тока через R_d . Величина этого конденсатора определяется выражением

$$C_d > 10C_f.$$

Выходное сопротивление фильтра с демпфирующим резистором и дополнительной емкостью, схема замещения которого представлена на рис. 5, определяется выражением

$$Z_{fOUT}(s) = \frac{1}{Y_1(s) + Y_2(s) + Y_3(s)},$$

где $Y_1(s) = \frac{1}{r_{Lf} + sL_f}$, $Y_2(s) = \frac{1}{r_{Cf} + \frac{1}{sC_f}}$, $Y_3(s) = \frac{1}{r_d + \frac{1}{sC_d}}$.

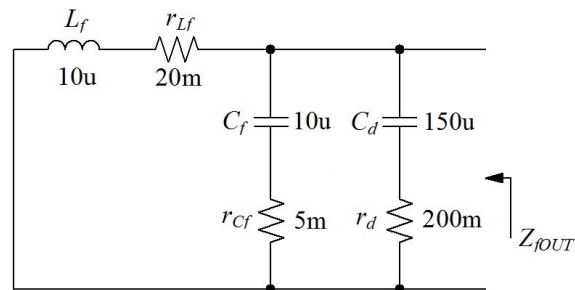


Рис. 5. Схема замещения демпфированного фильтра для определения его выходного сопротивления

Fig. 5. Damped filter equivalent circuit for output impedance calculation

Применение дополнительного демпфирующего сопротивления R_d с дополнительной емкостью C_d позволило устранить резонансный пик в амплитудно-частотной характеристике выходного сопротивления фильтра (рис. 6).

Форма входного тока повышающего преобразователя и его спектральный состав представлены на рис. 7 и 8 соответственно. Применение входного фильтра позволило снизить пульсации входного тока преобразователя, не нарушив при этом устойчивость системы управления данным преобразователем.

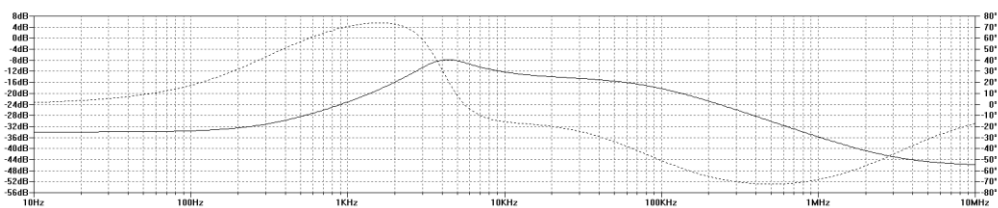


Рис. 6. Амплитудно-частотная характеристика выходного сопротивления демпфированного фильтра

Fig. 6. Damped filter output impedance amplitude-frequency response

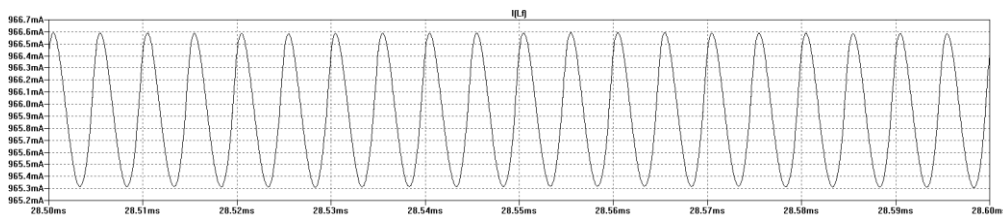


Рис. 7. Форма входного тока повышающего преобразователя с входным фильтром

Fig. 7. Step-up converter input current waveform with input filter

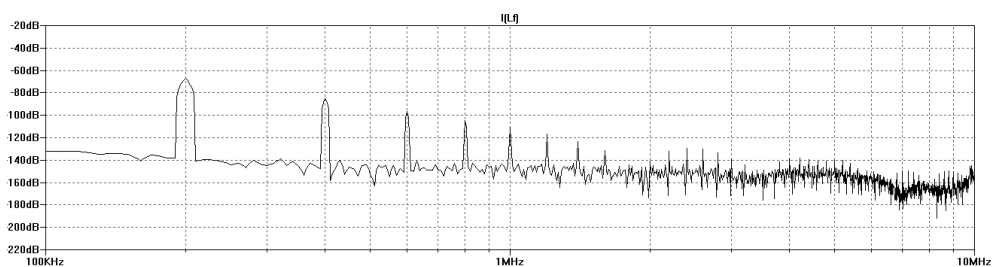


Рис. 8. Спектральный состав входного тока повышающего преобразователя

Fig. 8. Step-up converter input current spectral content

Выводы

1. Преобразователи электроэнергии, которые работают в импульсном режиме, являются источником помех и оказывают влияние на окружающие электрические цепи.

2. Для снижения негативного влияния нужно применять сглаживающие фильтры на входе преобразователей электроэнергии.

3. Для расчета параметров входного фильтра необходимо учитывать входное сопротивление преобразователя, для того чтобы не нарушить устойчивость системы регулирования преобразователя.

Литература

1. *Basso C. P.* Switched-mode power supplies. 2008. P. 889.
2. *Kazimierczuk M. K.* Pulse-width modulated DC-DC power converter. 2008. P. 782.
3. *Дорф Р., Бишоп Р.* Современные системы управления. 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 ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: a.evstigneev@ksc.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.011

УДК 621.311

И. Н. Морозов, С. М. Кудряшов

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФЕРРОРЕЗОНАНСНОГО ПРОЦЕССА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Аннотация

Предложены результаты оценки возможности применения имитационного моделирования для прогнозирования феррорезонансного процесса в электрических сетях. Рассмотрена математическая модель силового трехфазного трансформатора в виде системы дифференциальных уравнений. В качестве среды моделирования был выбран пакет программного обеспечения MatLab. В конце статьи дан анализ итогов имитационного моделирования и сделаны соответствующие выводы.

Ключевые слова:

электрические сети, феррорезонансные процессы, имитационное моделирование, MatLab.

Ivan N. Morozov, Semen M. Kudryashov

EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF USING SIMULATION MODELING TO PREDICT THE FERRORESONANCE PROCESS IN ELECTRICAL NETWORKS

Abstract

The article presents the results of assessing the possibility of using simulation modeling to predict the ferroresonant process in electrical networks. A mathematical model of a three-phase power transformer in the form of a system of differential equations is considered. The MatLab software package was chosen as the modeling environment. In the conclusion of the work, the results of simulation were analyzed and the corresponding conclusions were drawn.

Keywords:

electrical networks, ferroresonant processes, simulation, MatLab.

Наиболее важными и определяющими критериями, по которым можно произвести сравнительную оценку существующих методик анализа феррорезонансных схем и получаемых результатов, являются следующие [1]:

- адекватность модели реальной схеме;
- метод расчета;
- достоверность результатов анализа.

Наиболее широко используется аппроксимация характеристики намагничивания в виде кусочно-линейной функции, полинома, трансцендентных

и тригонометрических функций. Условная линеаризация рассматривается как частный случай кусочно-линейной аппроксимации.

Некоторые методики анализа применяют кусочно-линейную аппроксимацию нелинейных индуктивностей в сочетании с операторным методом расчета переходных процессов, при этом общая точность результатов расчета может увеличиться благодаря более точному представлению нелинейных характеристик намагничивания [1–3].

Широко применяются численные методы расчета, позволяющие с заданной точностью численно интегрировать уравнения состояния цепи. Однако при расчете «жестких» систем дифференциальных уравнений, к которым относятся уравнения, записанные по расчетным схемам замещения феррорезонансных схем, возникают проблемы с численной устойчивостью применяемых методов численного интегрирования.

Достоверность определения методикой возможности повреждения электромагнитных трансформаторов напряжения в феррорезонансных схемах оценивается путем сравнения с фактическими данными.

Анализ феррорезонансных схем РУ 150 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и воздушными выключателями, содержащими емкостные делители напряжения, требует исследования влияния параметров расчетной схемы замещения на возможность возникновения переходных процессов, приводящих к повреждению трансформаторов напряжения. В этом случае решаются следующие задачи, а именно оценивается влияние:

- величины и фазы рабочего напряжения для определения начальных условий, при которых наиболее вероятно возникновение феррорезонансных процессов, приводящих к повреждению трансформаторов напряжения;
- величины и соотношения емкостей воздушных выключателей с целью построения областей опасных параметров феррорезонансных схем;
- величины активного сопротивления схемы замещения с точки зрения предотвращения феррорезонансных явлений и влияния на работу трансформаторов напряжения оценивается влияние количества трансформаторов напряжения феррорезонансной схемы. Оценка влияния параметров схемы замещения производится для феррорезонансных схем распределительных устройств каждого класса напряжения от 110 до 500 кВ.

В феррорезонансных схемах сетей 150 кВ при неполнофазных режимах присутствуют силовые трансформаторы с заземленной нейтралью, работающие в режиме, близком к холостому ходу. В подавляющем большинстве случаев это понижающие трехфазные трансформаторы класса напряжения 150 кВ с трехстержневым магнитопроводом, имеющие схему соединения обмоток высшего напряжения звезда-звезда при разомкнутых или ненагруженных обмотках среднего и низшего напряжения.

Для расчета переходных процессов трансформатор целесообразно представить в виде схемы замещения с сосредоточенными параметрами, не содержащей взаимных индуктивностей (рис. 1) [2–5].

Математическая модель силового трехфазного трансформатора представляется системой дифференциальных уравнений, полученных при

преобразовании исходных уравнений для магнитной и электрической цепей трансформатора.

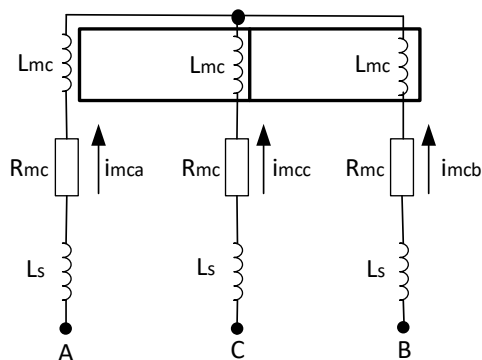


Рис. 1. Электрическая схема замещения ненагруженного силового трансформатора с изолированной нейтралью:

R_{mc} — активное сопротивление фазной обмотки; L_S — индуктивность рассеяния фазной обмотки; L_{mc} — нелинейная индуктивность намагничивания фазной обмотки

Fig. 1. Electrical equivalent circuit of unloaded power transformer:

R_{mc} — active resistance of the phase winding; L_S — the leakage inductance of the phase winding; L_{mc} — nonlinear magnetizing inductance of the phase winding

Для моделирования феррорезонансных процессов использовали следующие параметры схемы замещения выключателя:

- C_B — емкость делителя напряжения;
- C_3 — емкость между ошиновкой и землей.

Основной проблемой при составлении уравнений элементов расчетной схемы замещения является математическое представление нелинейных элементов. К таким элементам в данном случае относятся нелинейные индуктивности магнитопроводов трансформаторов.

В теории электрических машин применяют основную (коммутационную) кривую намагничивания, представляющую собой геометрическое место вершин гистерезисных циклов, получающихся при циклическом перемагничивании. Она является зависимостью потокосцепления от тока намагничивания обмотки, зависимостью магнитной индукции от напряженности магнитного поля или обратными к данным функциям и может выражаться как в абсолютных, так и в относительных единицах [6–8].

На рис. 2 приведена кривая намагничивания трансформатора напряжения НКФ-220 функцией

$$\Psi = \alpha \cdot \text{artctg}(\beta i) + \gamma i; \quad \alpha = 506,976; \quad \beta = 15,61; \quad \gamma = 74,234.$$

Так как известны экспериментальные кривые намагничивания трансформаторов (зависимости), то отпадает необходимость математического моделирования магнитопроводов трансформаторов. Активные сопротивления обмоток ВН приведены в каталогах. Таким образом, схема замещения электромагнитного трансформатора напряжения может быть представлена последовательным соединением нелинейной индуктивности и активного сопротивления.

В практической феррорезонансной схеме трансформаторы напряжения одной фазы могут иметь параллельное соединение. Для упрощения общей модели целесообразно произвести преобразование параллельного соединения

трансформаторов введением эквивалентной нелинейной индуктивности и эквивалентного активного сопротивления обмоток ВН.

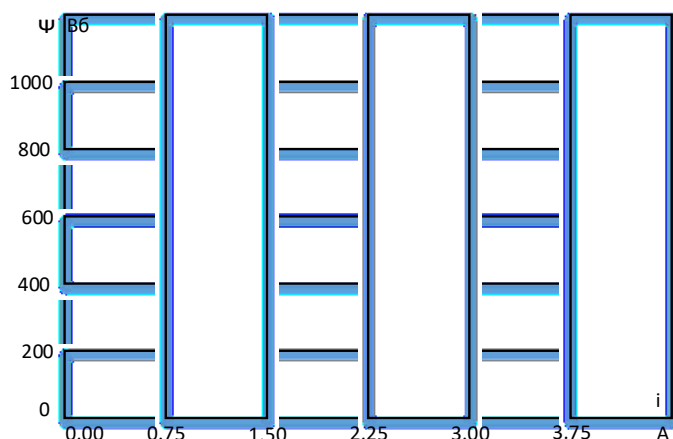


Рис. 2. Аппроксимация кривой намагничивания трансформатора напряжения НКФ-220

Fig. 2. Approximation of the magnetization curve of voltage transformer НКФ-220

Для решения данной задачи трансформатор напряжения представлялся в виде эквивалентной схемы (рис. 3).

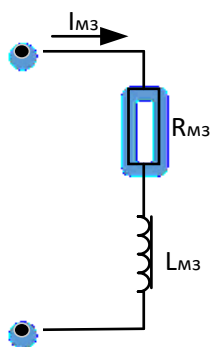


Рис. 3. Эквивалентная схема замещения трансформатора напряжения

Fig. 3. Equivalent circuit of the voltage transformer

Для каждого класса напряжения определялись области изменения емкостей, в пределах которых возникают опасные феррорезонансные явления.

Диапазон изменения емкости оборудования относительно земли принимался из условий, что ее минимальное значение равно емкости одного трансформатора напряжения

$$U_n = 110 \text{ кВ}, C = 200 \text{ пФ}; U_n = 220 \text{ кВ}, C = 300 \text{ пФ},$$

а максимальное — соответствует величине, когда в схеме отсутствуют переходные процессы, сопровождающиеся феррорезонансными явлениями (определяется экспериментально).

Диапазон изменения емкости делителей напряжения воздушных выключателей принимался следующим: минимальное значение равно емкости одного воздушного выключателя,

имеющего наименьшую по сравнению с другими применяемыми выключателями емкость делителей ($U_n = 110 \text{ кВ}, C_b = 100 \text{ пФ}, U_n = 220 \text{ кВ}, C_b = 250 \text{ пФ}$); максимальное значение принималось из условий отсутствия переходных процессов с феррорезонансными явлениями, приводящими к повреждению трансформаторов напряжения.

Следует отметить, что не всегда, когда возникают феррорезонансные явления, может повредиться трансформатор напряжения. При расчетах опасными

считались процессы, при которых в обмотке трансформатора устанавливался ток, равный или превышающий максимальный длительно допустимый ток обмотки 0,22 А. По результатам расчетов построены области опасных параметров феррорезонансных схем для каждого класса напряжения. Они представляют собой зависимости между суммарной емкостью делителей напряжения воздушных выключателей и суммарной емкостью оборудования относительно земли. Данные зависимости приведены на рис. 4.

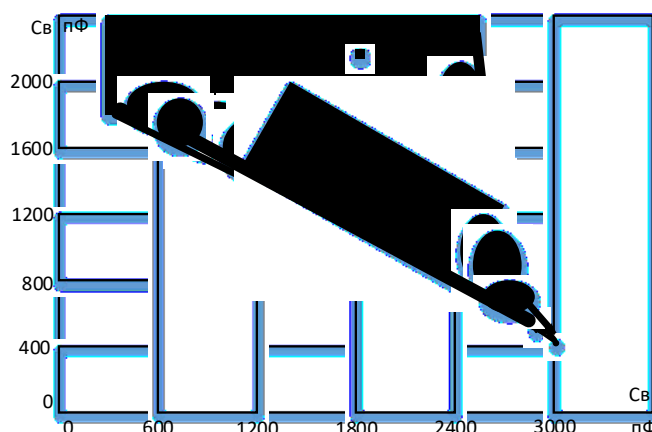


Рис. 4. Область опасных параметров феррорезонансных схем РУ 220 кВ с одним трансформатором напряжения НКФ-220

Fig. 4. The area of dangerous parameters of ferroresonant circuits switchgear 220 kV with one voltage transformer НКФ-220

С учетом моделей отдельных элементов сети и параметров их схем замещения была составлена имитационная модель участка сети 150 кВ в среде Matlab. Анализ проводился при напряжении $U_{нф} = 136$ кВ, при различных емкостях выключателя и ошиновки.

На рис. 5 представлена вольт-секундная характеристика переходных процессов с емкостями $C_B = 0,1$ нФ, $C_3 = 1$ нФ. Моделирование проводилось в среде Matlab, аналогия моделирования представлена в источниках [9, 10].

Моделирование проводилось при значениях емкостей, указанных в таблице.

Значения емкостей при проведении моделирования в среде Matlab
Capacitance values when modeling in Matlab

№ п/п	Значение емкостей	№ п/п	Значение емкостей
1	$C_B = 0,1$ нФ, $C_3 = 1$ нФ	6	$C_B = 1$ нФ, $C_3 = 10$ нФ
2	$C_B = 0,1$ нФ, $C_3 = 2$ нФ	7	$C_B = 2$ нФ, $C_3 = 1$ нФ
3	$C_B = 0,1$ нФ, $C_3 = 10$ нФ	8	$C_B = 3$ нФ, $C_3 = 1$ нФ
4	$C_B = 1$ нФ, $C_3 = 1$ нФ	9	$C_B = 3$ нФ, $C_3 = 300$ нФ
5	$C_B = 1$ нФ, $C_3 = 2$ нФ		

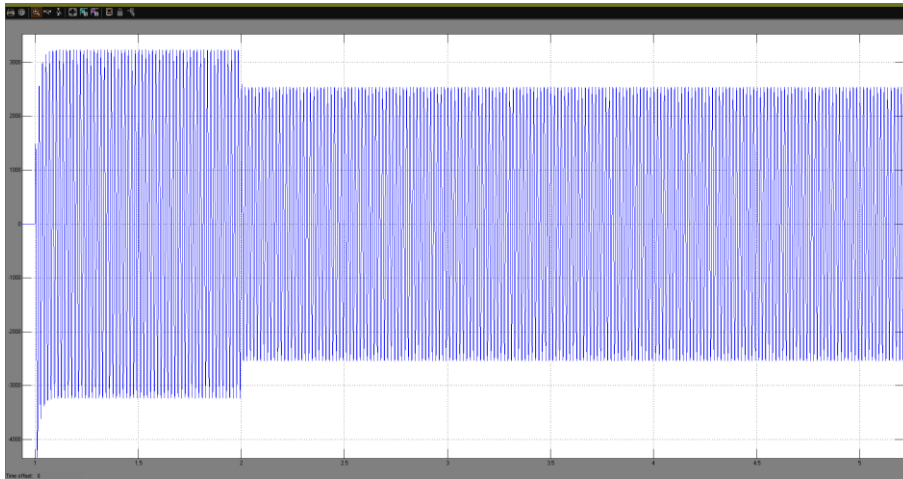


Рис. 5. Вольт-секундная характеристика переходного процесса при $C_b = 0,1$ нФ, $C_3 = 1$ нФ

Fig. 5. Volt-second characteristic of the transient process at $C_b = 0.1$ nF, $C_3 = 1$ nF

При анализе переходных процессов было выявлено, что феррорезонанс почти во всех случаях происходит в области опасных параметров для одного трансформатора НКФ-220.

Из вышеприведенных расчетов видно, что ПС-43 с эквивалентными параметрами ($C_b = 2$ нФ, $C_3 = 2$ нФ) попадает в эту опасную зону, а значит, она подвержена влиянию феррорезонанса.

Оценка достоверности модели феррорезонансных схем РУ 110–500 кВ с трансформаторами напряжения и воздушными выключателями, содержащими емкостные делители напряжения, проведена:

- путем сопоставления экспериментальных осциллограмм временных зависимостей тока и напряжения на высоковольтной обмотке трансформатора напряжения, полученных при протекании феррорезонансных явлений, с временными зависимостями тока и напряжения, полученными в результате расчета;
- путем сравнения фактов повреждения трансформаторов напряжения, зарегистрированных в энергосистемах, с областями опасных параметров феррорезонансных схем.

Сравнение экспериментальных и расчетных осциллограмм тока и напряжения на трансформаторе напряжения показало высокую степень совпадения как характера протекания переходных процессов, так и мгновенных значений тока и напряжения, что свидетельствует о высокой точности моделирования переходных процессов и о возможности использования данного подхода.

Литература

1. Информационные технологии и вычислительные системы: Высокопроизводительные вычислительные системы. Математическое моделирование. Методы обработки информации / под ред. С. В. Емельянова. М.: Ленанд, 2012. 100 с.
2. Селиванов В. Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107–112.

3. Самарский А. А., Михайлов А. П. Математическое моделирование. Идеи. Методы. Примеры. М.: Наука. Физматлит, 1997. 320 с.
4. Даценко В. А., Гетманов В. Т., Выблов А. Н. Математическое моделирование в системах электроснабжения: учеб. пособие. Томск, 2003. 120 с.
5. Курганов С. А., Филаретов В. В. Схемно-алгебраическое моделирование и расчет линейных электрических цепей: учеб. пособие. Ульяновск: Изд-во УлГТУ, 2005. 319 с.
6. Мухин О. И. Моделирование систем. URL: https://bib.convdocs.org/v40414/мухин_о.и._моделирование_систем_электронный_учебник (дата обращения: 09.08.2020).
7. ГОСТ 1983-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.
9. Исследование нестационарных режимов электрической подстанции напряжением 110 кВ с использованием имитационного моделирования в среде MATLAB / И. Н. Морозов [и др.] // Вестник Чувашского университета. 2020. № 1. С. 113–122.
10. Морозов И. Н., Кириллов И. Е. Моделирование вероятности перекрытия гирлянды изоляторов при грозových ударах в молниеотводы // Промышленная энергетика. 2019. № 9. С. 10–14.

Сведения об авторах

Морозов Иван Николаевич

кандидат технических наук, младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
E-mail: moroz.84@mail.ru

Кудряшов Семен Максимович

студент Мурманского арктического государственного университета
E-mail: semion_99@mail.ru

DOI 10.37614/2307-5252.2020.7.19.012

УДК 553.69; 622; 621.3

А. С. Потокин, А. А. Климов

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОГО РАЗРУШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ГОРНЫХ ПОРОД МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Электроимпульсное разрушение некоторых видов минерального сырья имеет ряд преимуществ по сравнению с механическими способами разрушения, например, избирательность разрушения без повреждения кристаллических структур разрушаемого сырья, более низкая энергоёмкость процессов разрушения крепких

горных пород, отсутствие дополнительного загрязнения материалов при дроблении особо твердых и абразивных материалов. Сравнительный анализ результатов разрушения различных типов горных пород позволяет сделать вывод о преимуществах или недостатках электроимпульсного разрушения тех или иных материалов.

Ключевые слова:

электроимпульсное разрушение материалов, низкотемпературная плазма, электрический пробой, горные породы.

Aleksandr S. Potokin, Andrei A. Klimov

EFFICIENCYCOMPARATIVE ANALYSIS OF ELECTRIC PULSE DESTRUCTION OF DIFFERENT TYPES ROCKS OF THE MURMANSK REGION

Abstract

Electric pulse destruction of certain types of mineral raw materials has a number of advantages over mechanical methods of destruction, for example, selectivity of destruction without damaging the crystal structures of the destroyed raw materials; lower energy intensity of the processes of destruction of hard rocks: no additional contamination of materials when crushing especially hard and abrasive materials. Comparative analysis of the results of destruction of various types of rocks allows us to conclude about the advantages or disadvantages of electric pulse destruction of certain rocks.

Keywords:

electric pulse destruction of materials, low-temperature plasma, electrical breakdown, rocks.

Введение

Выбор оптимальных энергетических параметров импульсов, обеспечивающих минимальные энергозатраты на проведение процесса электроимпульсного разрушения различных горных пород и других диэлектрических материалов, с самого начала проведения исследовательских и практических работ в этой области был и остается важной задачей, а также основным сдерживающим фактором для применения технологии в промышленных масштабах [1].

Ограниченное количество информации о практических методах выбора оптимальных энергетических режимов для электроимпульсного разрушения различных горных пород и материалов, а также о способах реализации данных режимов в схемном исполнении с использованием современной генерирующей техники делает настоящее научное исследование актуальным.

Проведенные исследовательские работы, представленные в данной статье, были направлены на поиск решения важного аспекта проблемы недостаточной энергоэффективности электроимпульсной технологии, а именно на согласование оптимальных критериев пробоя и энерговыделения, реализуемых в две последовательные стадии: на первой — электрический пробой с формированием канала разряда в твердом теле (горной породе), на второй — энерговыделение при разряде накопителя энергии на канал разряда с созданием в твердом теле импульсных силовых полей, приводящих к разрушению горной породы [2–4].

Исследования энергетической оптимизации электроимпульсного разрушения горных пород

Выполнены исследования по электроимпульсному разрушению нескольких типов горных пород, которые являются рудными материалами

и характерны для месторождений Кольского п-ова. Работы проводились с целью определения энергетических характеристик и удельных энергозатрат по разрушению этих материалов.

В качестве исходного сырья выбраны следующие горные породы: штаффелит, перидатит, диабаз, железная руда (Оленегорский ГОК), апатит.

Опыты для оценки результатов воздействия импульсных напряжений на различные виды минерального сырья производились в дробильных камерах. Одно из устройств такой камеры приведено на рис. 1.

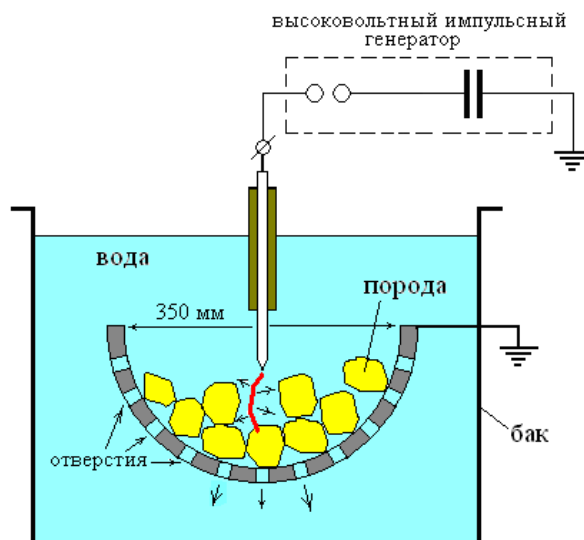


Рис. 1. Устройство технологического узла электроимпульсного дробления горных пород

Fig. 1. The tool of a technological unit for electric pulse crushing of rocks

Дезинтеграционная камера для выполнения электроимпульсного дробления имеет сменные сита с различным диаметром отверстий. Если изменение параметров источника импульсов и диаметр отверстий в сите рабочей камере не позволяет получить требуемую характеристику крупности, применяются многостадийные камеры дробления. Применение таких камер для электроимпульсного дробления крупнокусковых пород позволяет существенно уменьшить выход шламов [5]. Стадийные процессы следует использовать там, где предъявляются достаточно жесткие требования к готовому продукту по выходу отдельных классов, например, периклаз, кварцевое сырье, различные абразивные материалы и т. д., где требуется выделить из разрушаемой руды без существенных повреждений кристаллы различной крупности (ограниченное кристаллосырье, легко шламующиеся руды и др.) или где остро стоит вопрос о снижении энергоемкости разрушения [6].

В наших исследованиях электроимпульсное разрушение горных пород проводилось в одну стадию в камере со сменными ситами. По результатам дробления исходного материала производилась оценка путем сравнения выхода раздробленного материала после многократного импульсного воздействия на различные виды руд и материалов одинаковой навески и крупности исходного материала. На все исходные материалы подавалось равное количество импульсов

с одинаковым уровнем энергии — 1420 Дж/имп. Использовались также одинаковые сита технологического узла дробления. Раздробленный материал расситовывался, и производилось сравнение полученной фракции на выходе: по количеству полученного раздробленного материала и по классам крупности. Также сравнивалось распределение раздробленного материала и оценивались удельные энергозатраты на дробление заданного количества исходного материала.

Результаты экспериментов по электроимпульсному дроблению горных пород

Ниже представлены результаты опытного дробления ряда горных пород. Дробление выполнялось в несколько стадий на ситах с отверстиями 15, 5 и 2 мм. После расситовки материала получены данные (табл. 1).

Таблица 1

Сравнительная таблица результатов электроимпульсного дробления различных горных пород Кольского п-ова
Comparative table of the results of electric impulse crushing of various rocks of the Kola Peninsula

Вид породы	Штаффелит	Перидотит	Диабаз	Железная руда	Апатит
Масса руды, г	1800	1650	1600	1500	2400
Полное количество импульсов	80	80	80	80	80
Энергозатраты (энергия в импульсе — 1420 Дж), кДж	113,6	113,6	113,6	113,6	113,6
Масса конечных фракций, г					
+15	290	160	210	290	250
-15 +10	463	510	555	355	535
-10 +5	415	470	425	300	590
-5 +3	173	175	140	140	270
-3 +1,5	73	75	45	60	110
-1,5	320	210	117	225	630
Суммарная масса раздробленного материала, г	1733	1600	1492	1370	2385
Удельные энергозатраты, Дж/г	65,6	71,0	76,1	82,9	47,6
Объемы фракций*, %					
+15	16,7	10,0	14,1	21,2	10,5
-15 +10	26,7	31,9	37,2	25,9	22,4
-10 +5	24,0	29,4	28,5	21,9	24,7
-5 +3	10,0	10,9	9,4	10,2	11,3
-3 +1,5	4,2	4,7	3,0	4,4	4,6
-1,5	18,5	13,1	7,8	16,4	26,4

* По отношению к суммарному количеству раздробленного материала.

Повышенные по сравнению с остальными удельные энергозатраты на дробление железной руды обусловлены частичной проводимостью содержащихся в ней компонентов, что уменьшает интенсивность пробоев в толще материала и увеличивает рассеяние энергии в разрядном контуре.

Полученные данные иллюстративно представлены на рис. 2.

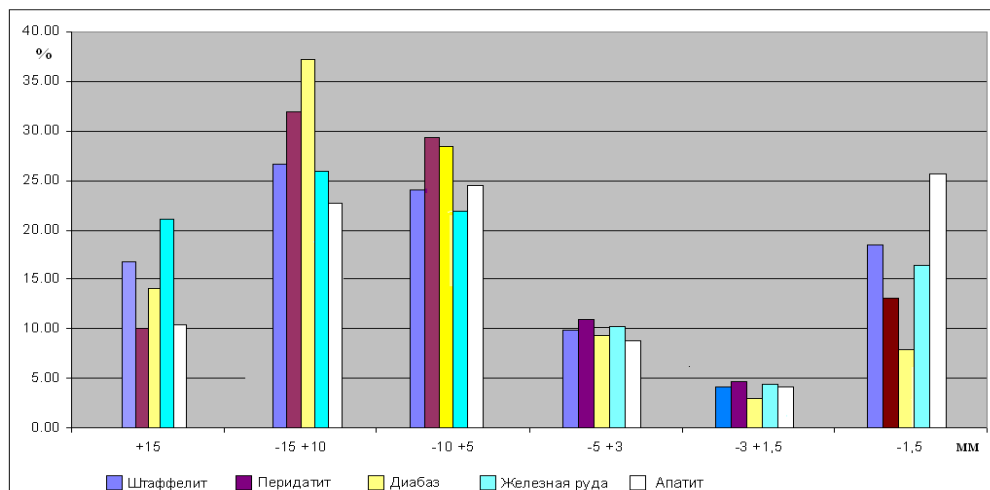


Рис. 2. Распределение по фракциям горных пород после электроимпульсного разрушения

Fig. 2. Distribution by fractions of rocks after electric pulse destruction

Заключение

Оценка полученных результатов по дроблению известных руд позволяет отметить следующее:

1. Удельные энергозатраты для большинства руд находятся в сравнительно узком диапазоне значений. Данная величина имеет наименьшее значение для апатитовой руды. Данные результаты при сравнительно малых объемах проб и их неоднородности могут различаться в любую сторону.

2. Иллюстрация гранулометрического состава разрушенных горных пород также показывает достаточно высокую сравнительную однородность объемов в каждом классе, что свидетельствует о высокой эффективности процесса электроимпульсного разрушения различных типов горных пород, несмотря на отличия в их структуре.

Благодарности

Авторы статьи выражают благодарность Данилину Аркадию Николаевичу, заведующему лаборатории электроэнергетики и электротехнологии № 33 Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук» (ЦЭС КНЦ РАН) — за помощь в организации и проведении работ по электроимпульсной дезинтеграции материалов на лабораторном образце.

Литература

1. Семкин Б. В., Усов А. Ф., Курец В. И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. СПб.: Наука, 1993. 276 с.
2. Усов А. Ф., Потокин А. С., Ильин Д. В. Исследование методов энергетической оптимизации технологического использования разрядно-импульсной низкотемпературной плазмы в конденсированных средах // Труды Кольского научного центра РАН. 2016. Т. 7, № 5 (39). С. 7–17.
3. Данилин А. Н., Климов А. А. Режимы работы группы генераторов импульсного напряжения с общей технологической нагрузкой // Труды Кольского научного центра РАН. 2018. Т. 9, № 8 (17). С. 116–122.
4. Климов А. А. Исследование схем синхронизации высоковольтных импульсных источников, разряжающихся на общую нагрузку // Труды Кольского научного центра РАН. 2019. Т. 10, № 5 (18). С. 96–104.
5. Потокин А. С., Усов А. Ф. Устройство для электроимпульсной дезинтеграции материалов. Патент на полезную модель RU 178039 U1, 21.03.2018. Заявка № 2017119702 от 05.06.2017.
6. Usov A., Potokin A. Electric pulse disaggregation of materials — Russian experience // 26th Intern. Mineral Processing Congress, IMPC 2012: Innovative Processing for Sustainable Growth: Conference Proc. 2012. P. 5618–5626.

Сведения об авторах

Потокин Александр Сергеевич

научный сотрудник лаборатории «Инструментальные исследования состояния горных пород Арктической зоны РФ» Горного института — обособленного подразделения ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: electric.pulse@mail.ru

Климов Андрей Александрович

инженер лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера — филиала ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН

E-mail: andreyklimov95@mail.ru

