



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

3/2018 (9)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 16

Апатиты
2018

3/2018 (9)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314
ISSN 2307-5252

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3

Кольского научного центра

Главный редактор —
чл.-корр. РАН, проф. С. В. Кривовичев

Заместители главного редактора:
д. т. н. В. А. Маслобоев

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

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 16

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

Научное издание

Технический редактор: В. Ю. Жиганов

Подписано к печати 18.05.2018. Формат бумаги 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 14.17. Заказ № 12. Тираж 300 экз.
Издательство ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН
184209, г. Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14
www.naukaprint.ru

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

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера - филиал
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Федерального исследовательского центра "Кольский научный
центр Российской академии наук, 2018
© ФГБУН ФИЦ «Кольский научный центр Российской академии
наук», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ	
Ефимов Б. В., Селиванов В. Н.	Волны перенапряжений на оборудовании подстанции при ударах молнии за пределами защищенного подхода..... 7
Ивонин В. В.	Исследование нелинейных процессов в грунтах при воздействии импульсов напряжения с крутыми фронтами..... 24
Климов А. А.	Параметрическое моделирование насыщения силового дросселя с помощью симулятора LTSPICE и программного комплекса MATLAB на примере сердечника из амморфного сплава 2605SA1..... 29
Фастий Г. П., Карпов А. С., Ярошевич В. В., Бурцев А. В.	Разработка модели участка высоковольтной сети для анализа характеристик импульсных процессов..... 35
Потокин А. С.	Опыт очистки гранатового продукта полученного методом электроимпульсной дезинтеграции..... 42
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Бурцев А. В., Фастий Г. П., Ярошевич В. В.	Сопоставление результатов регистрации различных систем грозопеленгации в Кольском регионе..... 48
Аксенович Т. В., Бурцев А. В., Селиванов В. Н.	Анализ молниевой активности по результатам мониторинга тока в нейтрали автотрансформатора..... 53
Залесова О. В., Богданова А. В.	Оценка электромагнитного влияния тяговой сети переменного тока 25 кВ на ВЛ класса напряжения 110–150 кВ в зоне высокоомных грунтов..... 63
Шишков Е. М., Проничев А. В., Солдусова Е. О.	Анализ предельных режимов работы самокомпенсированных разомкнутых воздушных линий электропередачи..... 70

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Ефимов Б.В., Кузнецов Н.М., Победоносцева В.В.	Эффективность энергосберегающих мероприятий в бюджетной сфере Мурманской области	76
Колобов В. В., Баранник М. Б.	Обзор современных методов и устройств управления вектором вольтодобавочного напряжения для гибких электрических сетей среднего класса напряжения.....	86
Колобов В. В., Баранник М. Б.	Исследование режима работы индуктивного фильтра мощного высоковольтного однофазного инвертора при различных типах широтно-импульсной модуляции.....	106
Романов В. С., Гольдштейн В. Г., Васильева Н. С.	Статистический анализ технологических нарушений в эксплуатации погружных электродвигателей для нефтедобычи.....	114

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Минин В. А., Рожкова А. А.	Максимальные скорости ветра в западном секторе Арктической зоны России.....	122
Коновалова О. Е.	Государственная поддержка возобновляемых источников энергии на розничном рынке и изолированных территориях.....	132
Бежан А. В.	Повышение экономической эффективности систем теплоснабжения за счёт применения ветроэнергетических установок в регионах Арктической зоны РФ	140
Минин В. А., Никифорова Г. В.	Районирование режимов повторяемости скоростей ветра в районах европейского севера России.....	147
Рожкова А. А.	Ветропарк в районе поселка Лиинахамари на побережье Баренцева моря.....	157

Russian Academy of Sciences

3/2018 (9)

transactions

**UDC 621.314
ISSN 2307-5252**

Kola Science Centre

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3

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

Deputy Editors-in-Chief:
V. A. Masloboev, Dr. Sc. (Engineering)

Editorial Council:

G. G. Matishov, Acad. of the RAS,
N. N. Melnikov, Acad. of the RAS,
V. K. Zhironov, Cor. Member of the RAS,
A. N. Nikolaev, Cor. Member of the RAS,
F. D. Larichkin, Dr. Sc. (Economics),
V. P. Petrov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy),
V. A. Putilov, Dr. Sc. (Engineering),
E. D. Tereshchenko, Dr. Sc. (Physics and Mathematics),
A. N. Vinogradov, PhD (Geology and Mineralogy) —
Executive Secretary

**ENERGY
TECHNOLOGY**
Series 16

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: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.ksc.ru>

©Northern Energetics Research Centre, 2018
© Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2018

CONTENTS

	Pages
PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Efimov B. V., Selivanov V. N. Travelling surges on the substation equipment under lightning strikes outside the protection zone.....	7
Ivonin V. V. Investigation of nonlinear processes in soils under fast rise time pulse voltage.....	24
Klimov A. A. Saturation parametric modeling of a power choke using the LTSPICE simulator and the MATLAB software package by the example of an 2605SA1 amorphous alloy core.....	29
Fastiy G. P., Karpov A. S., Yaroshevich, V. V. Burtsev A. V. Model development of the power network part for analysis of pulse process characteristics....	35
Potokin A. S. Experience of cleaning the granate product obtained by the method of electropulse disintegration.....	42
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Burtsev A. V., Fastiy G. P., Yaroshevich V. V. Comparison of registration results of the various lightning detection systems in the Kola region.....	48
Aksenovich T. V., Burtsev A. V., Selivanov V. N. Analysis of lightning activity based on results of monitoring of the autotransformer neutral currents.....	53
Zalesova O. V., Bogdanova A. V. Estimation of electromagnetic influence of the 25 kV ac traction network on overhead power lines in the area of high-resistance soil.....	63
Shishkov E. M., Pronichev A. V., Soldusova E. O. Analysis of marginalstates of self- compensated open power overhead transmission line.....	70

EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION

Efimov B.V., Kuznetsov N.M., Pobedonostseva V.V.	Efficiency of energy saving measures in the budget sphere of the murmansk region	76
Kolobov V. V., Barannik M. B.	An overview of methods and devices for injected voltage phasor control in distributed flexible AC transmission systems.....	86
Kolobov V. V., Barannik M. B.	Analysis of inductor filter of high-power high-voltage single-phase inverter using different pulse-width modulation techniques.....	106
Romanov V. S., Goldshstein V. G., Vasiljeva N. S.	Statistical analysis of technological violations in operation of submersible electric motors of oil production.....	114

RENEWABLE ENERGY

Minin V. A., Rozhkova A. A.	Wind peak speeds at western part of Russian Arctic zone.....	122
Konovalova O. E.	The state support of renewable energy in the retail market and isolated areas.....	132
Bezhan A. V.	The improvement of heat supply systems economic efficiency by means of wind-driven power plants in the regions of the Arctic zone of the Russian Federation.....	140
Minin V. A., Nikiforova G. V.	Zoning of the regimes of the frequency of wind speeds in the regions of the European North of Russia.....	147
Rozhkova A. A.	The wind farm near Liinakhamari's settlement on the coast of the Barents sea	157

ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.7-23
УДК 621.311

Б. В. Ефимов, В. Н. Селиванов

ВОЛНЫ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ОБОРУДОВАНИИ ПОДСТАНЦИИ ПРИ УДАРАХ МОЛНИИ ЗА ПРЕДЕЛАМИ ЗАЩИЩЕННОГО ПОДХОДА

Аннотация

Рассмотрен процесс распространения грозовых волн в многопроводной линии при напряжении ниже начала импульсной короны. Показана определяющая роль междупроводных каналов в процессе формирования начальных участков фронтов волн. Приведены расчеты деформации фронтов волн при пробегах от 5 км до 30 км для различных моделей линии электропередачи класса напряжения 330 кВ. Показано, что при обратных перекрытиях на опорах даже при дальних ударах молнии в ВЛ на подстанцию могут набегать волны с амплитудой в сотни киловольт и фронтами в доли микросекунды.

Ключевые слова:

грозовые волны, многопроводная линия электропередачи, волновые каналы, крутые фронты волн.

B. V. Efimov, V. N. Selivanov

TRAVELLING SURGES ON THE SUBSTATION EQUIPMENT UNDER LIGHTNING STRIKES OUTSIDE THE PROTECTION ZONE

Abstract

The processes of wave propagation in a multiconductor line at a voltage below the corona threshold are considered. The determining role of the aerial mode components in the formation of the initial parts of the wave fronts is shown. Calculations of the wavefronts deformation for runs from 5 km to 30 km for various models of the 330 kV transmission line are given. It is shown that for case of back flashover across the tower insulator even for long-distance lightning strikes in a high voltage transmission line, the waves with an amplitude of hundreds of kilovolts and front in fractions of a microsecond can run into the substation.

Keywords:

lightning surge waves, multi-wire power line, wave channels, steep wave fronts.

Постановка проблемы. В 2017 году на Кольском полуострове произошло повреждение продольной (межвитковой) изоляции мощного трансформатора на одной из подстанций 330 кВ при коротком замыкании на ВЛ примерно в 30 км от этой подстанции. Короткое замыкание произошло во время грозы. Наиболее естественной причиной его возникновения можно считать удар молнии в линию. Повреждение самой ВЛ, в том числе и линейной изоляции, обнаружено не было. На пораженном участке тросовая защита отсутствовала. Поэтому это мог быть или разряд непосредственно в провод или удар в опору с последующим (обратным) перекрытием линейной изоляции. В последнем случае на проводе может возникнуть волна напряжения с очень крутым фронтом. Однако общепринято считать, что при распространении этой волны на расстояние в десятки километров фронт сглаживается до величин, безопасных для

изоляции подстанционного оборудования. Во всех ее точках напряжение примерно равно напряжению на ограничителях перенапряжений (ОПН), а относительно плавный подъем напряжения не может создать значительных воздействий на продольную изоляцию обмоток трансформаторов. На этом основан принцип организации защитного подхода ВЛ к подстанции с усиленными требованиями к заземлениям опор и обязательной тросовой защитой [1]. Длина подходов обычно принимается в пределах 2–4 км. Считается, что все удары молнии на большем удалении безопасны для подстанции, а появление опасных (превышающих испытательные напряжения) воздействий на изоляции оборудования из-за ударов молнии в саму подстанцию и подходы ВЛ при правильной расстановке ОПН и выполнении нормативных требований к ВЛ удается свести к величинам порядка одной тысячной на одну подстанцию в год. Такие показатели для сотен подстанций в каждой энергосистеме обычно обеспечивают достаточную грозоупорность в процессе всего срока эксплуатации.

Поврежденный трансформатор эксплуатировался десятки лет. Естественно, его изоляция старела, а пробивные напряжения постепенно снижались. До каких значений неизвестно, но можно констатировать, что это не сказывалось на надежности его работы. Все испытания, обследования и контроль изоляции в нормальных режимах показывали, что эксплуатацию можно продолжать. Для повреждения продольной изоляции на вводе трансформатора должна была появиться волна перенапряжений с очень крутым фронтом и с амплитудой, сравнимой с испытательным грозовым импульсом. Никакие внутренние перенапряжения таких воздействий создать не могут. При отсутствии коммутаций в сети единственным источником импульсов с крутыми фронтами в нормальном режиме эксплуатации и непосредственно во время возникновения короткого замыкания могут быть только грозовые разряды. Далее показано, что не только близкие к подстанции поражения ВЛ, но и удары молнии далеко за пределами подхода могут создавать потенциально опасные перенапряжения на продольной изоляции. Это может происходить из-за специфики распространения волн с учетом влияния фактора многопроводности линии.

Насколько известно авторам, анализ процессов в течение первой микросекунды после пробега грозовой волны по ВЛ единиц и десятков километров выполнены в данной работе впервые.

Волна напряжения в месте удара молнии. Физика распространения грозовых импульсов на длинах, характерных для подходов ВЛ к подстанциям, подробно рассмотрена в [2–5]. Данная статья является продолжением этих работ, а также работы [6], которая была посвящена анализу экспериментальных данных при распространении микросекундных импульсов на расстояние 120 км. Здесь исследуется деформация фронтов волн при пробегах от 5 км до 30 км и более при предельно малых временах для задач грозозащиты оборудования энергосистем.

Считаем, что удар молнии произошел в опору. Это достаточно частый случай (до 50 % от всех поражений молнией линий без тросов [7]). Полагаем, что сопротивление канала молнии составляет тысячи Ом и ее можно считать идеальным источником тока. Этот ток создает падение напряжения на активно-реактивном сопротивлении заземления опоры и ее индуктивности. Форма фронта тока молнии и его амплитуда в данной задаче не играют существенной роли. На проводе от канала молнии наводится некоторое напряжение и, таким образом, гирлянда изоляторов находится под разностью напряжений на траверсе и проводе [8]. При дальнейших

оценочных расчетах пренебрежем последней составляющей и будем считать, что провод находится только под рабочим напряжением, вообще говоря, имеющим случайную фазу. Далее, предположим наиболее опасный и наиболее вероятный случай напряжения, близкого к амплитудному значению с полярностью, противоположной полярности молнии. Исключительно для удобства построения рисунков допустим, что молния имеет положительную полярность. Тогда максимальное напряжение на проводе имеет отрицательную полярность и равно $-330 \times \sqrt{2} / \sqrt{3} = 269$ кВ. Для приближенных оценок примем, что напряжение на проводе в момент разряда молнии составляет -300 кВ.

Вольт-секундная характеристика гирлянды, состоящей из обычных для ВЛ рассматриваемого класса напряжения 18 стеклянных изоляторов, при временах в единицы микросекунд приближается сверху к 1400 кВ [9]. При меньших временах она проходит существенно выше. В любом случае при импульсном перекрытии гирлянды практически скачком на проводе возникнет волна напряжения, равная по отношению к удаленной земле $1400-300=1100$ кВ и выше. Дальнейшее развитие перенапряжений на пораженной опоре будет определяться формой и амплитудой тока молнии, а также переходным процессом в самой опоре и проводе, подключенном к ней через искровой канал перекрытия гирлянды. Здесь этот процесс можно не рассматривать, поскольку уже после первых километров пробега по линии вся часть импульса, превышающая напряжение начала короны на проводе (U_k), будет сглажена почти до горизонтального участка со значением равным U_k .

Фазы линий 330 кВ обычно расщеплены на две составляющие с расстоянием между ними 400 мм. Стандартные провода имеют радиус 12 мм. Эквивалентный радиус фаз составляет ~ 70 мм, а U_k примерно равно 400 кВ [10]. Волны с равной и меньшими амплитудами могут распространяться на многие километры. Далее будем считать, что фазы представляют собой эквивалентные проводники. При учете грозозащитных тросов положим, что они выполнены одиночными проводниками с радиусом примерно 6 мм. Все проводники (фазы и тросы) будем называть проводами ВЛ и нумеровать их от 1 до 5 (рис. 1).

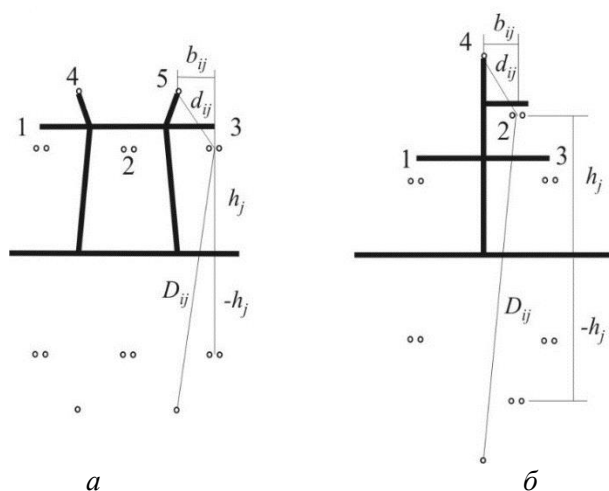


Рис. 1. Схемы расположения и нумерация проводов и тросов ВЛ

Самая грубая оценка длительности фронта в месте поражения может быть выполнена из следующих соображений. Идеальный источник тока подключен к вершине опоры. Суммарная индуктивность участка опоры от вершины до гирлянды с дополнительными 4 метрами искры от траверсы до провода составляет $L \approx (10-20)$ мкГн. Волновое сопротивление провода (в обе стороны от гирлянды) равно $R = 350/2 = 175$ Ом. Постоянная времени $\tau = L/R$ составит от 0.057 мкс до 0.11 мкс.

Теперь можно определить форму и амплитуду волны, распространяющейся от места удара молнии к подстанции. Для более четкого выявления процессов в первые моменты времени примем косоугольную форму волны в месте удара, то есть будем считать, что фронт имеет постоянную крутизну до некоторого момента τ_ϕ , определяющего длительность фронта, а далее напряжение не изменится. Будем считать, что фронт имеет длительность $\tau_\phi = 0.1$ мкс. Поскольку задача при напряжениях ниже коронного порога является линейной и можно использовать принцип наложения, будем считать, что скачок напряжения в месте удара молнии происходит не от -300 кВ до $+400$ кВ, а от нуля до $+700$ кВ. Последнее число и является расчетной амплитудой волны в месте удара молнии.

Следует отметить, что при сделанных допущениях параметры волны на проводе не зависят от формы и амплитуды исходного тока молнии, поражающего опору ВЛ.

Погонные продольные и поперечные параметры линии. Расчеты выполнялись частотным методом. Применялось интегральное преобразование Фурье по Карсону (отличающееся от обычного преобразования по Лапласу множителем $j\omega$). Частотная характеристика напряжения с косоугольным фронтом как функции круговой частоты ω имеет вид [11]:

$$U(j\omega, 0) = U_m(0) \frac{1 - e^{-j\omega \cdot \tau_\phi}}{j\omega \cdot \tau_\phi}, \quad (1)$$

где $U_m(0)$ — амплитуда волны в месте поражения линии ($x=0$).

Учитывая линейность задачи, примем $U_m(0) = 1$.

Обратное преобразование Фурье для перехода от вещественных частей частотных характеристик напряжения на i -м проводе линии к временным зависимостям (на текущем расстоянии x) в этом случае имеет вид:

$$u_i(t, x) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \operatorname{Re}[U_i(j\omega, x)] \frac{\sin \omega t}{\omega} d\omega. \quad (2)$$

В частотной области продольные сопротивления проводов определяются формулами, описанными в [4]. В настоящей работе они повторены для связанности изложения. При заданной круговой частоте ω сопротивления определяются как сумма трех составляющих. Обозначим матрицу этих сопротивлений через \mathbf{Z} :

$$\mathbf{Z} = j\omega \cdot \mathbf{L} + \mathbf{Z}^{(\text{ПР})} + \mathbf{Z}^{(3)}, \quad (3)$$

где $\mathbf{L} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N}$ — квадратная матрица собственных и взаимных индуктивностей

линии без потерь; в матрице \mathbf{N} элементы вычисляются как $N_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right)$;

$N_{ij} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}}\right)$; $\mathbf{Z}^{(\text{ПР})}$ — диагональная матрица собственных сопротивлений

многожильных витых проводов с учетом магнитных потоков, проникающих в эти провода; $\mathbf{Z}^{(3)}$ — квадратная матрица собственных и взаимных вносимых сопротивлений, вызванных изменением геометрии поля, проникающего в проводящий грунт.

Для проводов линии электропередачи можно принять осесимметричное распределение плотности тока внутри проводов даже для расщепленных фаз. При этом внутреннее сопротивление провода будет:

$$Z_{ii}^{(\text{ПР})} = \frac{m_i \rho_{\text{ал}}}{2\pi r_i} \cdot \frac{I_0(m_i r_i)}{I_1(m_i r_i)} \cdot s_i, \quad (4)$$

где r_i — радиус эквивалентного i -го провода; $s_i = 1.4-1.7$ — поправочный коэффициент, учитывающий многожильную структуру витых проводов;

$m_i \approx \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_i}}$ — волновое число материала провода; I_0, I_1 — функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Численное значение $s_i = 1.6$ для фазных проводов было подобрано из условия совпадения активного сопротивления на частоте 50 Гц с паспортными данными для провода АС-300 равного 0.1 Ом/км.

При относительно высоких частотах $f \geq 30$ кГц, формула (4) переходит в следующее выражение:

$$Z_{ii}^{(\text{ПР})} = \frac{1+j}{2\pi \cdot r_i} \cdot \sqrt{\frac{\omega\mu_0\rho_{\text{ал}}}{2}} \cdot s_i. \quad (5)$$

Далее, для фазы, состоящей из двух проводов, комплексное сопротивление, рассчитанное по (4) или (5), просто делилось на 2.

Коэффициенты матрицы $\mathbf{Z}^{(3)}$, имеют вид:

$$Z_{ij}^{(3)} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_i+h_j)} \cos(\lambda b_{ij})}{\lambda + A(\lambda)} d\lambda. \quad (6)$$

В (6) для однослойной земли и при пренебрежении токами смещения в грунте получено выражение:

$$A(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}}. \quad (7)$$

В [4] дано более общее решение для двухслойной земли с учетом токов смещения в грунте:

$$A(\lambda) = \frac{\eta_1 \left(\frac{\eta_1}{\eta_2} + \operatorname{cth} \eta_1 d \right)}{1 + \frac{\eta_1}{\eta_2} \cdot \operatorname{cth} \eta_1 d};$$

$$\eta_1 = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_1}{\rho_1} + \omega^2 (\mu_0 \varepsilon_0 - \mu_1 \varepsilon_1)}$$

$$\eta_2 = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_2}{\rho_2} + \omega^2 (\mu_0 \varepsilon_0 - \mu_2 \varepsilon_2)},$$
(8)

где h_i и h_j — высоты подвеса i -го и j -го проводов (рис. 1, б); b_{ij} — расстояние между проводами по горизонтали (рис. 1, б); d — толщина верхнего слоя; $\rho_1, \mu_1, \varepsilon_1$ — удельное сопротивление, магнитная проницаемость и диэлектрическая постоянная грунта в верхнем слое; $\rho_2, \mu_2, \varepsilon_2$ — удельное сопротивление, магнитная проницаемость и диэлектрическая постоянная остального грунта.

Пока примем грунт однослойным с удельным сопротивлением $\rho = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

В диапазоне исследуемых частот (10 МГц и ниже) электрическое поле практически не проникает в грунт, потенциал поверхности земли можно принять равным нулю и поперечные емкостные параметры многопроводной линии можно определять по формулам электростатики. Соответственно, матрицы потенциальных коэффициентов \mathbf{A} и проводимостей на землю \mathbf{Y} рассчитываются по формулам:

$$\mathbf{A} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \mathbf{N}; \quad \mathbf{Y} = j\omega\mathbf{A}^{-1}.$$
(9)

Параметры волновых каналов ВЛ. В дальнейшем напряжения на фазных проводах и тросах относительно земли будем называть общим термином фазные напряжения. Составляющие напряжений, распространяющиеся по всем (или нескольким) проводам с одной скоростью, назовем напряжениями в волновых каналах.

Матричное уравнение для фазных напряжений на проводах будет [12]:

$$\frac{d^2 \mathbf{U}(j\omega, x)}{dx^2} = \mathbf{ZY} \cdot \mathbf{U}(j\omega, x),$$
(10)

где \mathbf{ZY} — комплексная, несимметричная, характеристическая матрица n -го порядка (n — число проводов), все коэффициенты которой сложным образом зависят от частоты; \mathbf{U} — вектор напряжений на проводах.

Диагонализируя эту матрицу, то есть, выполняя преобразование вида

$$\mathbf{ZY} = \mathbf{W} \cdot \mathbf{\Lambda} \cdot \mathbf{W}^{-1},$$

где \mathbf{W} — квадратная матрица собственных векторов (СВ) матрицы \mathbf{ZY} , а $\mathbf{\Lambda}$ — диагональная матрица собственных значений (СЗ) матрицы \mathbf{ZY} , можно систему (10) разделить на n независимых уравнений:

$$\frac{d^2[\mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}(j\omega)]}{dx^2} = \mathbf{\Lambda} \cdot [\mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}(j\omega)], \text{ или } \frac{d^2 \mathbf{U}_s(j\omega)}{dx^2} = \mathbf{\Lambda} \cdot \mathbf{U}_s(j\omega), \quad (11)$$

где индекс s означает, что напряжения относятся к одному из n волновых каналов. Тогда напряжение на проводах в точке x будет:

$$\mathbf{U}(j\omega, x) = \mathbf{W} \cdot \mathbf{e}^{\sqrt{\mathbf{\Lambda}}x} \cdot \mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}(j\omega, 0), \quad (12)$$

где $\mathbf{e}^{\sqrt{\mathbf{\Lambda}}x}$ — экспонента от диагональной матрицы $\sqrt{\mathbf{\Lambda}}x$, у которой на диагонали расположены экспоненты от соответствующих величин $\sqrt{\lambda_s}x$ с вещественной частью больше нуля, а все остальные элементы равны нулю.

Рассмотрим варианты линий с симметричным относительно опоры расположением фазных проводов и тросов, что позволяет наиболее четко выяснить физику процесса деформации волн в многопроводной линии. В первом варианте это трехпроводная линия в габаритах ВЛ 330 кВ с горизонтальным расположением проводов без тросовой защиты. Средняя высота подвеса проводов принята 13 м. Расстояние между фазами — 8 м. Общая ширина линии 16 м. Нумерация фазных проводов указана на рис. 1, а. Линию по всей длине считаем однородной. Влияние возможных транспозиций и изменения геометрии расположения проводов на рассматриваемом участке от 0 до текущего значения x не учитываем.

Все дальнейшие расчеты выполнены с использованием стандартной программы EVCCG поиска СЗ и СВ комплексной матрицы общего вида из библиотеки математических программ IMSL системы программирования Visual Fortran.

Вообще говоря, собственные векторы матрицы ZY являются комплексными величинами. Однако мнимые части на несколько порядков меньше вещественных на любой частоте. Вещественные части остаются примерно постоянными в очень широком диапазоне частот.

На частоте 10 кГц собственные вектора характеристической матрицы трехпроводной линии приведены в табл. 1 [6].

Таблица 1

Собственные вектора характеристической матрицы трехпроводной линии с симметричным относительно оси опоры расположением проводов

Номер провода	1 канал	2 канал	3 канал
1	0.574	-0.707	-0.381
2	0.584	0	0.842
3	0.574	0.707	-0.381

Все СВ определяются с точностью до произвольного множителя. Соотношения между напряжениями в разных каналах определяются только начальными условиями в точке $x=0$, поэтому о доле, вносимой каждым каналом в общий результат, можно говорить только после расчетов по выражению (12) или после перехода к функциям времени по (2).

Однако соотношения напряжений внутри каждого канала полностью определяются табл. 1. Из неё видно, что в первом канале все напряжения примерно равны, имеют один знак и определяют канал «все провода – земля». Это канал, симметричный относительно оси опоры.

Во втором канале напряжения на крайних проводах равны друг другу по абсолютной величине и противоположны по знаку. На среднем проводе

напряжение равно нулю. Это канал «провод – провод крайние». Канал, полностью несимметричный относительно оси опоры.

Наконец третий канал определяет составляющую напряжений, имеющую один знак на крайних проводах и противоположный на среднем проводе. Это канал «два крайних провода – средний провод». Канал, симметричный относительно оси опоры.

Собственные значения существенно зависят от частоты и определяют постоянные распространения по формуле:

$$\gamma_s = \pm\sqrt{\lambda_s} = \pm(\alpha_s + j\beta_s) = \pm\left(\alpha_s + j\frac{\omega}{v_s}\right), \quad (13)$$

где λ_s — составляющие вектора Λ ; α_s — коэффициенты, определяющие затухание волн при продвижении по x ; $v_s < c$ — скорости распространения волн в волновых каналах; c — скорость распространения волн в вакууме. В данной работе принято, что c точно равно 300 м/мкс.

Волны напряжений в функции частоты. Напряжения в каждом волновом канале, в свою очередь, можно разложить на составляющие напряжения на всех фазных проводах (и тросах). При распространении синусоидальной волны в каждом канале изменение напряжения на каждом из проводов будет:

$$U_{s_i}(j\omega, x) = e^{-\gamma_s x} \cdot U_{s_i}(j\omega, 0) = e^{-\alpha_s x} \cdot e^{-j\frac{\omega}{v_s} x} \cdot U_{s_i}(j\omega, 0); \alpha_s > 0, \quad (14)$$

Второй экспоненциальный множитель в (14) при переходе к функциям времени определяет запаздывание волн, у которых аргумент имеет вид $U_{s_i}(t - x/v_s)$, а первый дает затухание на длине x .

Пусть пробег волны по однородной линии составляет 5000 м. Это больше, чем обычная длина подходов к подстанции. Влияние тросов на подходе пока не учитываем. Дополнительное запаздывание сигнала по сравнению со скоростью света в вакууме ($\Delta t_c = 5000/300 = 16.666$ мкс) на разных частотах и в разных волновых каналах (Δt_{s5000}) для рассматриваемой линии приведено в табл. 2. Там же дано затухание амплитуд синусоидального сигнала для всех каналов $U_{m s_i}(j\omega, 5000)/U_{m s_i}(j\omega, 0) = e^{-\gamma_s \cdot 5000}$.

Таблица 2

Параметры распространения синусоидальных сигналов в трехпроводной линии

f (Гц)	1 канал		2 канал		3 канал	
	Δt_{15000} (мкс)	$e^{-\gamma_1 5000}$	Δt_{25000} (мкс)	$e^{-\gamma_2 5000}$	Δt_{35000} (мкс)	$e^{-\gamma_3 5000}$
10^2	12.9	1.00	1.20	1.00	1.13	1.00
10^3	10.6	0.99	0.56	1.00	0.37	1.00
10^4	8.21	0.90	0.35	0.99	0.13	0.99
10^5	5.79	0.36	0.29	0.97	0.05	0.97
10^6	3.43	-	0.25	0.81	0.03	0.93
10^7	1.54	-	0.18	0.03	0.02	0.72

Из табл. 2 видно, что дополнительное запаздывание сигнала уменьшается с ростом частоты. Это объясняется тем, что с увеличением частоты происходит все большее вытеснение поля из земли, уменьшается эквивалентная глубина обратного тока в земле и уменьшаются индуктивности контуров «провод – земля». Система «линия – земля» с конечной проводимостью приближается к системе «провода – идеально проводящая земля», в которой все скорости равны скорости света. Интенсивное затухание сигналов в первом канале начинается с частоты 100 кГц. На частотах 1 МГц и выше в канале «все провода – земля» волна полностью затухает на длине линии в единицы километров. В междупроводных каналах затухание намного слабее. Во втором канале вплоть до частоты 100 кГц, а в канале «крайние провода – средний провод» до частоты 1 МГц сигнал распространяется на длину линии 5 км практически без потерь. При этом на высоких частотах дополнительное запаздывание составляет от 0.25 мкс до 0.02 мкс при общем времени пробега почти 17 мкс.

Напряжения в функции времени. Рассматриваем несимметричный вариант – обратное перекрытие на крайнем (для определенности – первом) проводе. Результаты расчетов деформации волн даны на рис. 2. Приведены напряжение в начале линии на первом проводе, а также в трех волновых каналах на всех проводах, и суммарные напряжения после пробега 5 км. С контрольной целью напряжение вначале линии вычислялось по (2) как интеграл от вещественной части (1). Для точного воспроизведения резкого перелома в кривой напряжения при $t=0.1$ мкс и горизонтального участка при относительно больших временах оказалось необходимым вычислять (2) в диапазоне частот от 100 Гц до 100 МГц, хотя при частотах выше 1 МГц, вообще говоря, нужно переходить к более точным решениям, чем (6). При этом влияние земли ослабляется и потери уменьшаются. В спектре напряжений после пробега нескольких километров такие частоты отсутствуют. Поэтому можно считать, что для выбранной модели линии этот диапазон частот допустим, и приводит к некоторому запасу по оценке предельной крутизны фронтов волн, набегающих с ВЛ. Напряжения на втором и третьем изолированных проводах при $x=0$ определяются через электромагнитные коэффициенты связи и очень близки к конечной части последнего левого изображения на рис. 2.

Для наглядности все волны в конце рассматриваемых участков линий сдвинуты на время распространения сигнала со скоростью света в вакууме. Для 5 км этот сдвиг составляет 16.666 мкс.

Все дальнейшие рисунки показаны в двух масштабах: в относительно большом диапазоне времен ($0 \div 20$) мкс, а также в течение первой микросекунды (одном случае первых 5 микросекунд).

Из рис. 2 видно, что фронты волн на всех проводах в канале «все провода – земля» интенсивно сглаживаются. При $\rho=10000$ Ом·м через 5 км они дополнительно запаздывают более, чем на 4 мкс, а длительность фронтов составляет около 8 мкс. Амплитуда волн близка к половине исходной волны. На правом рисунке этот канал отсутствует.

Второй канал «провод – провод крайние» имеет значительно меньшее запаздывание (<0.2 мкс) и длительность фронта примерно 0.15 мкс. Амплитуда волн на первом и третьем проводах составляет около ± 0.4 от амплитуды волны при $x=0$. На среднем проводе напряжение в этом канале равно нулю.

Третий канал на крайних проводах по амплитуде составляет +0.1, а на среднем проводе -0.2 от амплитуды волны на первой фазе. Дополнительное запаздывание затухание в этом канале практически отсутствуют даже при $\rho=10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Суммарное напряжение на пораженном проводе имеет характерную ступень, вызванную запаздыванием волн в первом канале, а на остальных проводах отрицательные выбросы, описанные в ряде публикаций, например в [2].

В целом можно отметить, что на расстоянии 5 км от места удара молнии (и обратного перекрытия на крайний провод) волна напряжения будет иметь амплитуду, равную примерно половине от исходной волны, то есть около 350 кВ.

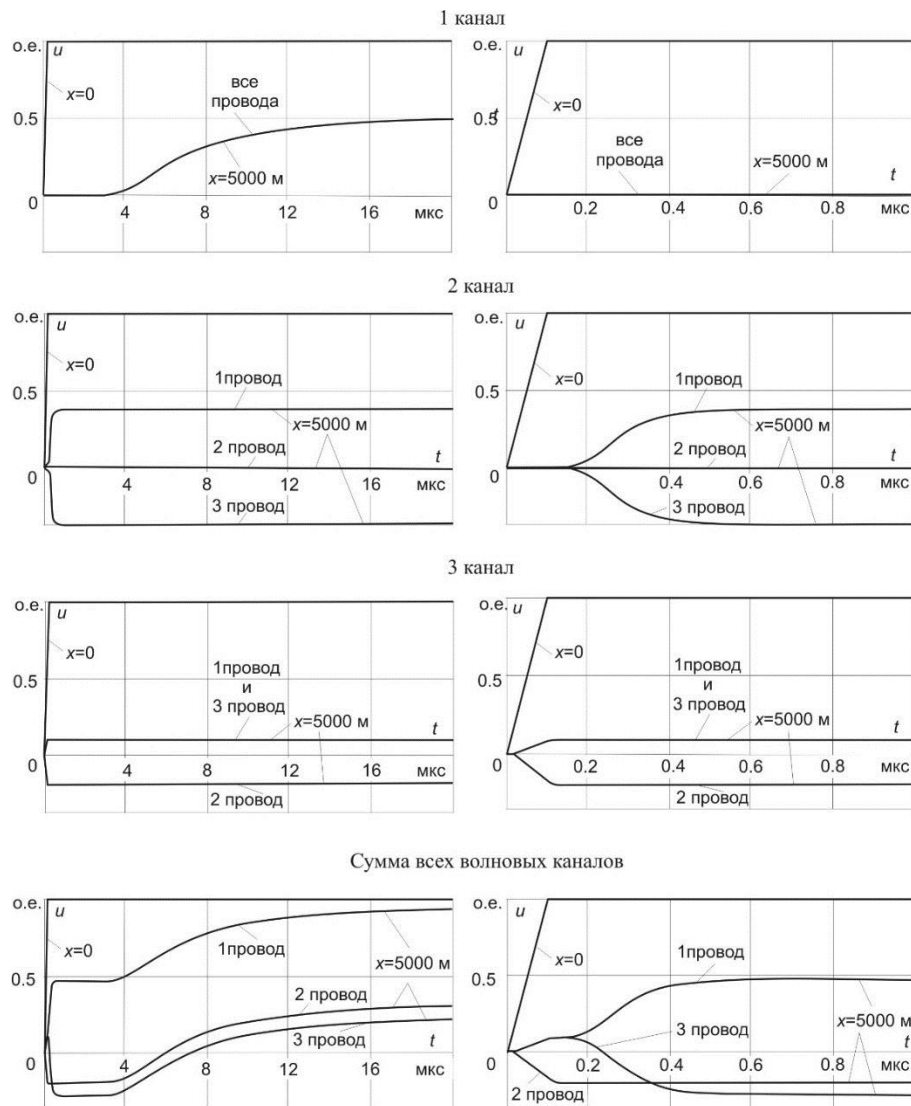


Рис. 2. Волны напряжений на проводах в каждом из волновых каналов трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов при обратном перекрытии на первой фазе

Фронт волны (последние правые кривые на рис. 2) имеет небольшую ступень, вызванную разными скоростями распространения волн во втором и третьем каналах. Он составляет доли микросекунды. Это очень крутые фронты для задач грозозащиты подстанционного оборудования.

Пусть над теми же проводами подвешены два троса. Радиус тросов равен 6 мм. Средняя высота подвеса 20 м. Сдвиг от оси симметрии линии ± 5 м. Линия становится пятипроводной.

Моделировать дискретное заземление тросов на опорах в частотном методе затруднительно. Каждый пролет линии нужно рассматривать как многополюсник, а всю линию как их последовательное соединение. Учитывая поправочный характер влияния тросов на деформацию фронтов волн, задачу можно резко упростить, считая тросы непрерывно заземленными. Этот путь применяется при моделировании линий в программе расчета переходных процессов в электроэнергетике — ЕМТР [13].

Введем некоторую активную проводимость на единицу длины троса, которая будет подключаться параллельно его частичной емкости на землю. Оценить величину проводимости можно следующим образом. Пусть сопротивление заземления опор равно 300 Ом, что характерно для опор без дополнительных заземлителей на скальных грунтах. Далее пусть на каждый километр линии приходится три опоры (пролеты по 333 м). Суммарное их сопротивление будет 100 Ом, а проводимость 10^{-5} См/м. Эта проводимость и заложена в дальнейших расчетах.

Для пятипроводной линии добавляются еще два волновых канала (табл. 3).

Таблица 3

Собственные вектора характеристической матрицы пятипроводной линии с симметричным относительно оси опоры расположением проводов

Номер провода	1 канал	2 канал	3 канал	4 канал	5 канал
1	0.581	-0.707	-0.372	0.303	-0.057
2	0.569	0	0.851	0.318	0
3	0.581	0.707	-0.372	0.303	0.057
4	0	0	0	0.598	-0.705
5	0	0	0	0.598	0.705

Теперь четвертый канал — это «все пять проводников – земля». Пятый канал — «(левый крайний провод + левый трос) – (правый крайний провод + правый трос)». В последнем канале напряжение на среднем проводе, как и во втором канале равно нулю. Как показывают расчеты, волны в этих двух каналах очень быстро затухают из-за активных утечек с тросов.

Результаты расчетов для пяти- и трехпроводной линиях приведены на рис. 3, из которого видно, что тросы значительно уменьшают влияние земли в первом канале. После пробега волнами 5 км почти исчезает пологая часть ступени на верхнем графике (0–20 мкс). Вся верхняя часть напряжения на первом проводе сдвигается в сторону меньших времен. Отрицательные выбросы на параллельных проводах становятся короче. В этом смысле можно говорить, что тросы,

расположенные выше фазных проводов, экранируют землю. Существенно то, что наличие тросов практически не влияет на процессы в междуфазных (втором и особенно третьем) каналах. Это наглядно видно из нижних графиков на рис. 3 (0–1 мкс). Поэтому дальнейший анализ, посвященный, в основном, фронтовым участкам волн, выполнен для трехпроводной линии.

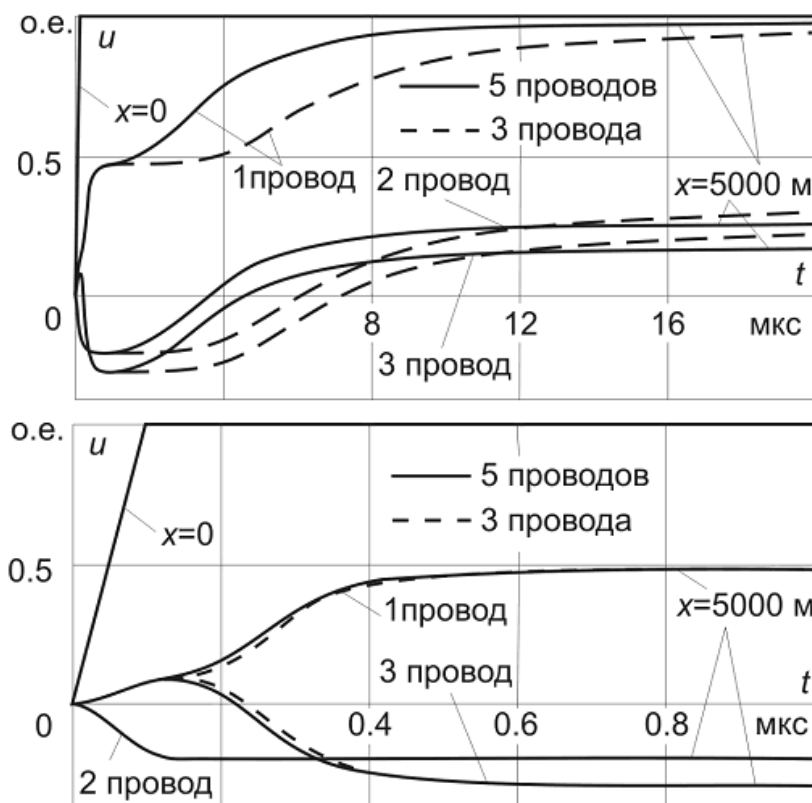


Рис. 3. Влияние двух заземленных тросов на деформацию фронтов волн при обратном перекрытии на крайней фазе

Рассмотрим еще более удаленное обратное перекрытие на одной из опор ВЛ. Как и в случае аварии, упомянутой в начале статьи, пусть это будет 30 км. На рис. 4 приведены результаты расчетов при всех остальных исходных данных, описанных выше.

Следует обратить внимание, что на верхнем графике рис. 4 для наглядности принят увеличенный в пять раз диапазон времен. Момент прихода волны в первом канале теперь оказался больше 20 мкс, так что на обеих частях рис. 4 теперь присутствуют только напряжения во втором и третьем каналах. Появилась четко выраженная ступень из-за запаздывания волны во втором канале. Фронт волны в этом канале сгладился до ~ 1 мкс. В третьем канале стало заметным запаздывание, но фронт волны, хотя и небольшой амплитуды, остался очень крутым. В остальном, кривые на рис. 4 повторяют графики предыдущих рисунков.

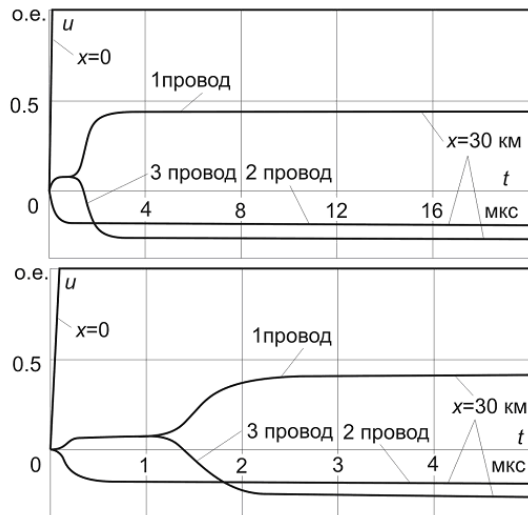


Рис. 4. Деформация волн при обратном перекрытии на крайней фазе после пробега 30 км

На рисунке 5 показаны аналогичные результаты расчета деформации фронтов волн после обратного перекрытия на средней фазе трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов, а на рис. 6. продемонстрировано влияние несимметрии расположения среднего провода. Этот провод поднят на 7 м и сдвинут вправо на 4.5 м по сравнению с предыдущим случаем. Анализировались два варианта: собственно трехпроводная несимметричная линия и линия с дополнительно подвешенным еще на 5 м выше грозозащитным тросом (то есть четырехпроводная ВЛ).

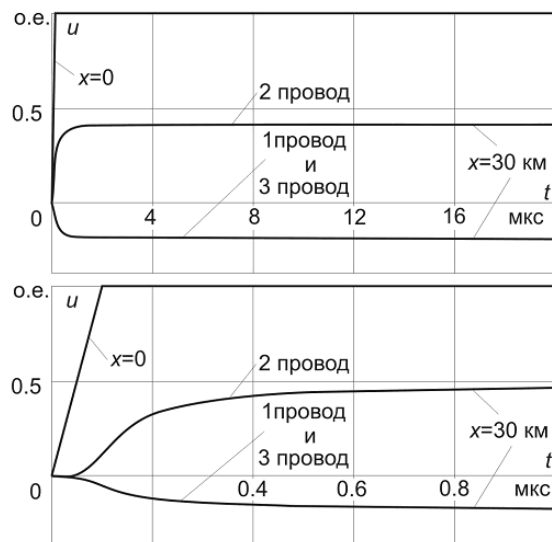


Рис. 5. Деформация фронтов волн после обратного перекрытия на средней фазе трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов

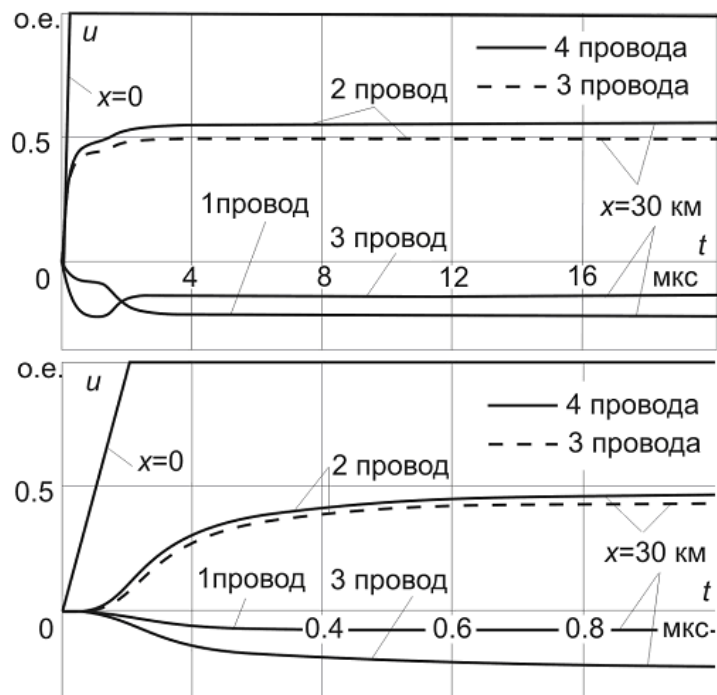


Рис. 6. Деформация фронтов волн при обратном перекрытии верхней фазы линии с треугольным расположением проводов при наличии и отсутствии троса

Из рис. 6 видно, что и несимметрия линии и трос незначительно изменяют результаты расчетов по сравнению с данными рис. 5.

Этот вывод вообще относится к междуфазным каналам. Процессы в них слабо зависят от геометрии линии.

При наличии транспозиций на пути волны деформация фронтов будет носить промежуточный характер между поражением крайней и средней фаз.

Кроме приведенных выше данных, было исследовано влияние удельного сопротивления однослойного и двухслойного грунта. Получено, что при изменении от $\rho=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ до $\rho=20000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ увеличивается запаздывание и сглаживание фронтов волн только в первом канале. Процессы в междуфазных каналах практически не зависят от параметров грунта и наличия двух слоев. При очень малом удельном сопротивлении ($\rho < 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) всего грунта или его верхнего слоя (толщиной 2 м и более) дополнительное запаздывание в первом канале становится настолько малым, что он начинает участвовать в формировании начальных участков фронтов волн. Поскольку грунты с такой проводимостью практически не встречаются на Кольском полуострове, этот случай подробно не рассматривался.

Следует подчеркнуть, что весь проведенный анализ имеет смысл только при учете многопроводности ВЛ. Насколько сильно влияет этот фактор на формирование фронтов волн, показывает рис. 7.

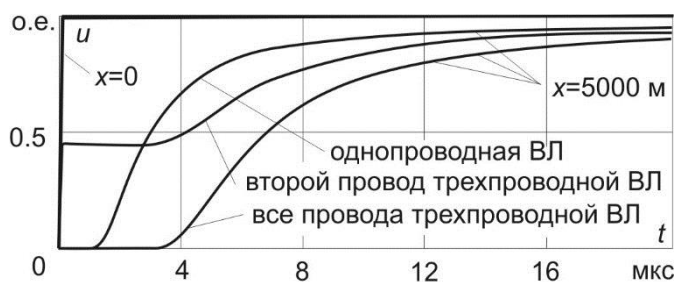


Рис. 7. Сравнение деформации волн в однопроводной и трехпроводной постановке задачи при поражении только среднего провода и всех трех проводов

На рис. 7 приведены результаты расчетов в трех случаях. Средняя кривая — это напряжение на втором проводе линии с горизонтальным расположением проводов без тросов при перекрытии только на этот провод. Нижняя кривая — чисто модельный случай одновременного перекрытия на все три провода. Фактически это удвоенная волна в первом канале, показанная на рис. 2. Остальные каналы в этом варианте не работают. Третья кривая — это расчет в однопроводной постановке задачи при параметрах провода, соответствующих средней фазе на рис. 1, а. Видно, что полностью отсутствуют участок с наиболее крутым фронтом и почти горизонтальная ступень, вызванная разными скоростями распространения волн в первом и междупроводных каналах.

В целом влияние земли меньше, чем при трехфазном перекрытии. Это объясняется тем, что эквивалентное волновое сопротивление одной фазы линии 330 кВ при идеально проводящей земле, определяемое первым слагаемым в выражении (3), составляет около 350 Ом. Для трех фаз, включенных параллельно, волновое сопротивление равно 160 Ом. Во второе слагаемое, определяющее добавку, вносимую проникновением поля в землю, эквивалентный радиус фаз (системы фаз) не входит. Эта добавка остается постоянной и её доля в случае однопроводной линии уменьшается.

Можно этот факт трактовать еще и по другому: при одинаковых напряжениях на проводах суммарные токи в трехфазной системе из-за снижения эквивалентного волнового сопротивления будут больше, чем в однопроводной постановке задачи. Эти токи в обоих расчетных вариантах полностью возвращаются в землю и, соответственно, расчетные потери при подаче волн на все три фазы будут больше. Анализируя рис. 7 можно констатировать, что для получения не только количественной, но и даже качественной оценки формы и параметров волн при напряжении ниже начала короны нужна многопроводная постановка задачи.

Заключение. Предыдущий анализ показывает, что в многопроводных линиях после пробегов грозowymi волнами расстояний до нескольких десятков километров закономерно возникают напряжения с фронтами в доли микросекунды и амплитудами, близкими к половине напряжения в месте поражения линии. Для рассматриваемой линии 330 кВ это напряжение было ранее оценено в 700 кВ. Отсюда расчетную амплитуду волны, набегающей на трансформатор в конце ВЛ, можно оценить в 350 кВ. Пренебрегая переходными

процессами в схеме подстанции и сглаживающим влиянием входной емкости ввода трансформатора можно считать, что волна полностью отражается от конца линии с тем же знаком, а напряжение в конце линии удваивается, то есть скачок напряжения с очень крутым фронтом составит ~ 700 кВ. Ранее было предположено, что это происходит при рабочем напряжении на пораженной фазе -300 кВ. Тогда максимум грозового перенапряжения напряжения составит 400 кВ. Этот уровень ниже напряжения срабатывания защитных ОПН на подстанциях 330 кВ. Такие перенапряжения, безусловно, безопасны для главной изоляции трансформаторов. Однако практически мгновенный скачок напряжения от -300 кВ до $+400$ кВ (или, наоборот, от $+300$ кВ до -400 кВ в зависимости от полярности молнии) может быть опасным для продольной изоляции трансформаторов в процессе длительной эксплуатации.

Скачок напряжения в 700 кВ может быть сопоставлен с испытательными напряжениями на полной и срезанной волнах. Для грубых оценок можно считать, что они составляют примерно 1000 кВ. Тогда при дальних ударах молнии грозовые перенапряжения с амплитудой 70% от испытательной волны для новых трансформаторов безопасны не только для главной, но и для продольной изоляции. Для трансформаторов, находящихся в эксплуатации десятки лет, такие перенапряжения могут приводить к авариям, тем более, что в нормальных условиях их работы и частых коммутациях в сети, перенапряжения в сотни киловольт с фронтами в доли микросекунды появиться не могут.

Можно предложить несколько путей снижения вероятности таких повреждений: усилить контроль продольной изоляции при профилактике и ремонте трансформаторов; снизить сопротивления заземления опор линий, в том числе и на участках без троса. При сопротивлении заземления опор менее 10 Ом большинство ударов молнии с относительно пологими фронтами не будет приводить к обратным перекрытиям. Наоборот, при сопротивлении заземлений опор более $100\div 300$ Ом практически любой удар в опору приведет к появлению на одном из проводов ВЛ грозовой волны с крутым фронтом. Гирлянда изоляторов работает как обостритель фронтов. Следует отметить, что вероятность появления таких волн при прямых ударах молнии в провода крайне мала.

Далее, на ряде линий в настоящее время снимают тросы, оставляя тросостойки, возвышающиеся над проводами. Это увеличивает вероятность ударов в опоры, в том числе и с большими сопротивлениями заземлений. Желательно такие тросостойки демонтировать.

Однако все эти меры или труднореализуемы, или требуют больших и, видимо, неоправданных затрат. Остается допустить незначительную повреждаемость продольной изоляции в промежуточном случае, когда трансформатор еще надежно работает в нормальных режимах, но уже не может выдержать значительных перенапряжений на продольной изоляции. При этом надежность электроснабжения нужно решать сетевыми способами.

Литература

1. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ) / Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
2. Ефимов Б. В. Грозовые волны в воздушных линиях. Апатиты: изд. КНЦ РАН, 2000. 134 с.

3. Ефимов Б. В. Влияние короны в многопроводных линиях электропередачи на деформацию фронтов грозových волн // *Электричество*, № 8, 2002. С. 3–7.
4. Гумерова Н. И., Ефимов Б. В. Влияние многослойности грунта на параметры многопроводной линии и деформацию фронтов грозových волн. СПб.: НТВ СПбГПУ, 2009. 4–1 (89). С. 188–201.
5. Ефимов Б. В., Гумерова Н. И. Моделирование деформации грозových волн в воздушных линиях с учетом совместного влияния конструкции опор, короны на проводах и потерь в земле // *Труды КНЦ РАН. Энергетика*. 2013. Вып. 7 (17). С. 13–32.
6. Ефимов Б. В., Гумерова Н. И. Анализ деформации грозových волн при их распространении по ВЛ на расстояние более 100 км // *Труды КНЦ РАН. Энергетика*. 2011. Вып. 2, № 1. С. 43–59.
7. *Техника высоких напряжений* / под ред. М. В. Костенко. М.: Высшая школа. 1973. 528 с.
8. *Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений РД 153-34.3-35.125-99* / Под научной редакцией Н. Н. Тиходеева. 2-е издание. СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. 353 с.
9. Гумерова Н. И., Ефимов Б. В. Распространение грозových волн в многопроводной коронирующей линии, подвешенной над идеально проводящей землей // *Труды КНЦ РАН. Энергетика*. 2011. Вып. 2, № 1. С. 66–78.
10. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М. В. Костенко, Б. В. Ефимов, И. М. Зархи, Н. И. Гумерова / Л.: Наука. 1981. 127 с.
11. Диткин В. А., Кузнецов П. И. *Справочник по операционному исчислению*. Л.: ГИТТЛ, 1951. 255 с.
12. Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1973. 270 с.
13. Dommel Н. W. *EMTP Theory Book*. Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver, British Columbia, 1996.

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Селиванов Василий Николаевич,

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера
КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.24-29

УДК 621.311

В. В. Ивонин

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ПРОЦЕССОВ В ГРУНТАХ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ИМПУЛЬСОВ НАПРЯЖЕНИЯ С КРУТЫМИ ФРОНТАМИ

Аннотация

В статье рассматривается процесс обратного перекрытия изоляции воздушной линии электропередачи при разряде молнии, в результате чего на линии может возникнуть волна с фронтами менее одной микросекунды. Исследовались импульсные характеристики моделей заземлителей при таком воздействии. Показано, что при крутых фронтах на заземлителе возникает емкостной выброс тока. Также показано, что искровые процессы в грунтах успевают начать развиваться в течение первой микросекунды времени.

Ключевые слова:

искрообразования в грунте, ионизация грунта, заземление, обратное перекрытие изоляции.

V. V. Ivonin

INVESTIGATION OF NONLINEAR PROCESSES IN SOILS UNDER FAST RISE TIME PULSE VOLTAGE

Abstract

The article deals with the process of reverse overlapping of the insulation of an overhead transmission line during a lightning strike. As a result, a wave with fronts less than one microsecond can appear on the line. Pulse characteristics of the grounding electrode models were investigated under such influence. At fast rise time pulse there is a current surge on the grounding associated with the capacitance of the electrode. It's shown that sparks formation in soil to begin to develop during the first microsecond of time.

Keywords:

sparkling in soil, soil ionization, grounding, reverse overlapping of the insulation.

Введение

При прямом ударе молнии в воздушную линию электропередачи (ВЛ) необходимо рассматривать данное событие в зависимости от места попадания молнии: разряд непосредственно в провод или удар в опору с последующим (обратным) перекрытием линейной изоляции. В последнем случае на проводе может возникнуть волна напряжения с очень крутым фронтом.

В 2010 году в Кольском научном центре РАН проводились исследования распространения и деформации волн напряжения, приходящих на ошиновку и оборудование подстанций классов напряжения 110–150 кВ по воздушным линиям [1]. Как показали результаты экспериментов на реальной подстанции, при приходе на подстанцию набегающей волны на вводах трансформаторов возникают перенапряжения, значительно превышающие остающееся напряжение на ОПН, превосходящие нормированные испытательные напряжения изоляции силовых трансформаторов при полном грозовом импульсе 1,2/50 мкс. Во всех опытах было показано, что напряжение на вводе трансформаторов по сравнению с остающимся напряжением на ОПН больше в 2,3 раза, в зависимости от фронта волны, набегающей по ошиновке на ОПН и трансформатор (рис. 1).

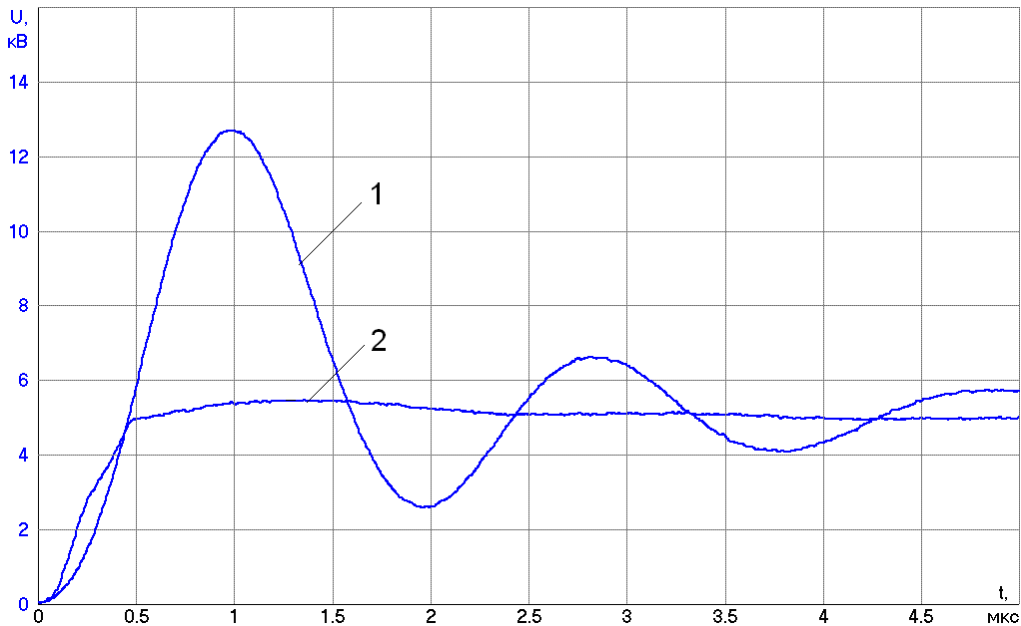


Рис. 1. Осциллограммы напряжений на защитном аппарате и вводе автотрансформатора:
1 — напряжение на вводе АТ-2, 2 — напряжение на ОПН

Как показано авторами в работе [2], в многопроводных линиях после пробегов грозвыми волнами расстояний до нескольких десятков километров закономерно возникают напряжения с фронтами в доли микросекунды. При этом существенное влияние на данные процессы оказывает значение сопротивления заземляющих устройств. Как показано в работах [3–7] при стекании с заземлителей токов большой амплитуды в грунтах происходят процессы ионизации и образуются протяженных искровые каналы, которые приводят к уменьшению сопротивления заземлителя. При этом данные процессы относительно медленные, время их развития зависит от параметров импульса и окружающего грунта. Поэтому целью данной работы было исследовать импульсное сопротивление заземлителей в диапазоне времени до 1 мкс и оценить возможность развития нелинейных процессов в грунтах в течение данного времени.

Экспериментальная установка

Схема экспериментальной установки представлена на рисунке 2. Исследования проводились в металлическом баке размерами 400x400x700 мм, заполненном увлажненным песком. Влажность песка 10%. Изнутри емкость была покрыта медной фольгой для создания заземленного экрана.

Для моделирования грозового воздействия использовался генератор импульсного напряжения. Измерения напряжения на электроде и токов, стекающих с электрода, производились с помощью делителя напряжения и токового шунта, подключенных к цифровому осциллографу. Основное

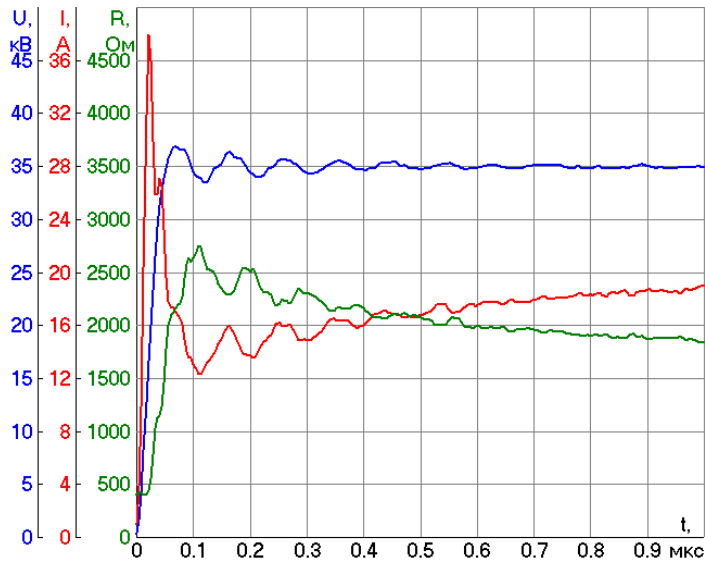


Рис. 3. Осциллограммы напряжения и тока, а также расчетное сопротивление полусферы диаметром 68 мм

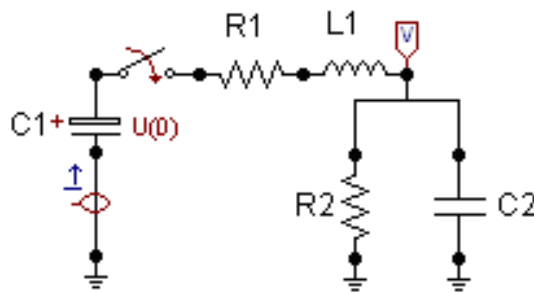


Рис. 4. Схема замещения экспериментальной установки

На схеме C1 — это емкость генератора импульсных напряжений, которая равно 0,1 мкФ. R1 — это сумма добавочных напряжений (112 Ом). L1= 10⁻⁶ Гн — индуктивность контура (выбрана примерно по длине контура). R2=3 кОм и C2=250 пФ — это сопротивление и емкость электрода, соответственно. Значение сопротивления измерялось, а значение емкости электрода определялось из формулы периода колебательного контура:

$$T = 2\pi \sqrt{L_1 \cdot \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2}},$$

где значение периода T = 10⁻⁷ определялось по осциллограммам, полученным в ходе эксперимента. Результаты моделирования представлены на рисунке 5. Как видно из рисунка, на осциллограмме тока также наблюдается выброс тока в начале импульса, что подтверждает наше предположение о емкостном характере данного скачка.

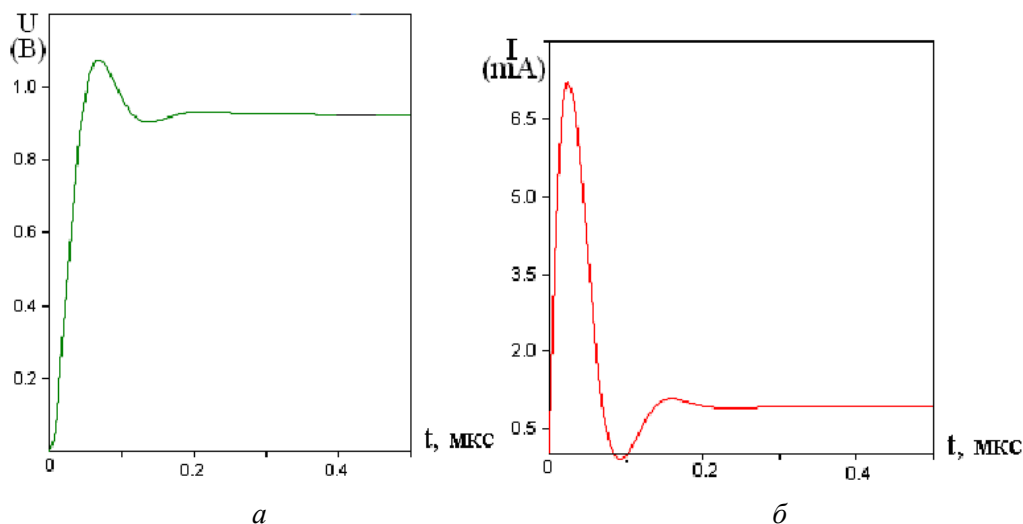


Рис. 5. Кривые напряжения (*a*) и тока (*б*), полученные в результате моделирования

В заключение необходимо отметить, что на рисунке 3 наблюдается уменьшение сопротивления электрода в 1,3 раза, что указывает на то, что в грунте успевают начать развиваться искровые процессы в течение первой микросекунды времени. В дальнейшем необходимо исследовать влияние интенсивности искрообразования от амплитуды приложенного импульса и влажности грунта.

Литература

1. Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Колобов В. В., Куклин Д. В., Селиванов В. Н. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Апатиты: Изд-во Кольского науч. Центра РАН, 2010. Вып. 1. С. 17–25.
2. Ефимов Б. В., Селиванов В. Н. Волны перенапряжений на оборудовании подстанции при ударах молнии за пределами защищенного подхода // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Апатиты: Изд-во Кольского науч. Центра РАН, 2018. Вып. 16. С. 8–26.
3. Ивонин В. В., Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Колобов В. В., Селиванов В. Н., Василяк Л. М., Ветчинин С. П., Печеркин В. Я., Сон Э. Е. Оптические исследования искровых каналов в грунте при растекании импульсного тока // Прикладная физика, 2015, № 4. С. 50–54.
4. Vasilyak L. M., Pecherkin V. Ya., Vetchinin S. P., Panov V. A., Son E. E., Efimov B. V., Danilin A. N., Kolobov V. V., Selivanov V. N., Ivonin V. V. Electrical breakdown of soil under nonlinear pulsed current spreading // Journal of Physics D: Appl. Phys. 2015. V. 48. P. 285–201.
5. Данилин А. Н., Ивонин В. В., Куклин Д. В. Лабораторные исследования процессов искрообразования в увлажненном грунте в зависимости от амплитуды и длительности импульсного напряжения на заземленном устройстве // Труды Кольского научного центра РАН, 2013, № 4 (17). С. 38–55.

6. Василяк Л. М., Ветчинин С. П., Панов В. А., Печеркин В. Я., Сон Э. Е. Электрический пробой при растекании импульсного тока в песке // Прикладная физика, 2014, № 4. С. 20–25.
7. Ивонин В. В., Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Колобов В. В., Селиванов В. Н., Василяк Л. М., Ветчинин С. П., Печеркин В. Я., Сон Э. Е. Оптические изображения искровых каналов при растекании импульсных токов в грунте // Успехи прикладной физики, 2016. Т. 4, № 4. С. 355–361.
8. Селиванов В. Н. Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107–112.

Сведения об авторах

Ивонин Виктор Владимирович,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: ivonin@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.29-35

УДК 621.314.235

А. А. Климов

ПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАСЫЩЕНИЯ СИЛОВОГО ДРОССЕЛЯ С ПОМОЩЬЮ СИМУЛЯТОРА LTSPICE И ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА МАТЛАВ НА ПРИМЕРЕ СЕРДЕЧНИКА ИЗ АМОРФНОГО СПЛАВА 2605SA1

Аннотация

В статье описывается модель сердечника из аморфного сплава 2605SA1, созданная на основе уравнений, предложенных John H. Chan и др., и используемая при параметрическом моделировании сердечника силового дросселя в цепи с импульсным источником напряжения. Приведены результаты сравнения экспериментальных данных с сигналами, полученными при моделировании.

Ключевые слова:

упрощённая модель, силовые дроссели, аморфный сплав, петли магнитного гистерезиса.

A. A. Klimov

SATURATION PARAMETRIC MODELING OF A POWER CHOKE USING THE LTSPICE SIMULATOR AND THE MATLAB SOFTWARE PACKAGE BY THE EXAMPLE OF AN 2605SA1 AMORPHOUS ALLOY CORE

Abstract

The article describes a model of an 2605SA1 amorphous alloy core based on the equations proposed by John H. Chan et al., and used in the parametric modeling of the core of a power choke in a circuit with a pulsed voltage source. The results of a comparison of the experimental data with the signals obtained in the simulation are presented.

Keywords:

simplified model, power chokes, amorphous alloy, magnetic hysteresis loops.

Введение. Основным методом симуляции насыщающегося силового дросселя в различных программных комплексах является построение управляемого напряжением источника тока, представляющего собой реакцию индуктора на приложенное к нему напряжение [1]. Эффект насыщения моделируется при помощи начальной кривой намагничивания $B = f(H)$ материала сердечника, которая переводится в зависимость $I = f(\Psi)$. Однако такой подход не учитывает остаточную намагниченность сердечника после смены полярности воздействующего напряжения, что сказывается на точности моделирования.

В данной работе используется упрощённая гистерезисная модель для построения цикла намагничивания сердечника силового дросселя.

Образование петли магнитного гистерезиса происходит за счёт периодического изменения напряжённости внешнего магнитного поля H . При этом после нескольких циклов изменения поля индукция B образует замкнутую кривую предельной петли гистерезиса с индукцией насыщения B_S , если максимальная напряжённость магнитного поля в сердечнике стремится к напряжённости насыщения H_S .

Гистерезисная модель LTspice. Симулятор LTspice позволяет применять упрощённую гистерезисную модель магнитного сердечника, предложенную Джон Чан и др. [2]. В данной модели используются только основные параметры магнитных сердечников, которые могут быть найдены экспериментально, либо получены из технических характеристик. Пример частного гистерезисного цикла приведён на рисунке 1.

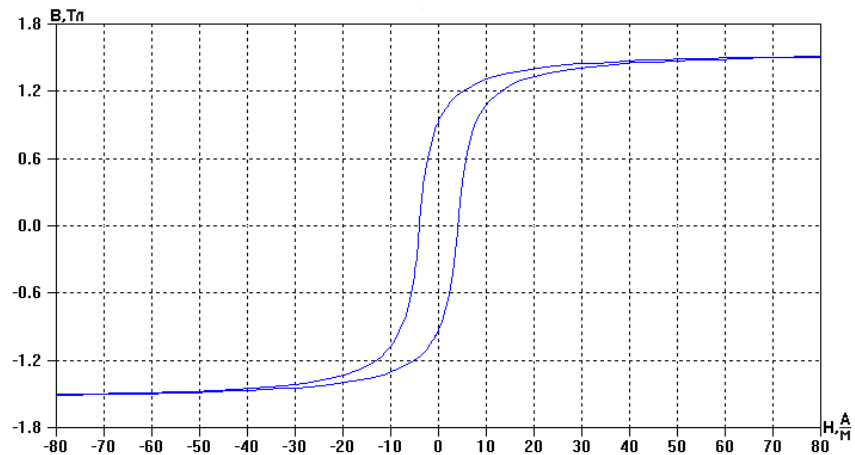


Рис. 1. Пример частного цикла намагничивания сердечника из аморфного сплава 2605SA1, полученного в симуляторе LTspice

Восходящая и нисходящая кривые намагничивания предельной петли гистерезиса моделируются при помощи следующих выражений:

$$B_B(H) = \frac{B_S \times (H + H_C)}{|H + H_C| + H_C \times \left(\frac{B_S}{B_R} - 1 \right)} + \mu_0 \times H \quad (1)$$

для восходящей кривой и

$$B_H(H) = \frac{B_S \times (H - H_C)}{|H - H_C| + H_C \times \left(\frac{B_S}{B_R} - 1 \right)} + \mu_0 \times H \quad (2)$$

для нисходящей кривой,

где $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ Гн/м — магнитная проницаемость вакуума; B_S и B_R — соответственно индукция насыщения и остаточная намагничённость данного материала сердечника; H_C — коэрцитивная сила.

Также для моделирования нелинейной индуктивности начальной зависимостью потокоцепления от тока $\Psi(I)$ может быть получена начальная кривая намагничивания как среднее между восходящей и нисходящей ветвями петли:

$$B(H) = \frac{B_B(H) + B_H(H)}{2} \quad (3)$$

Кроме магнитных параметров в модели так же учитываются геометрические параметры, такие как длина средней магнитной линии L_M , длина немагнитного зазора L_G , площадь поперечного сечения A .

Схема для получения формы предельной петли состоит из двух источников тока, управляемых напряжением, используемых для измерения и настройки отображаемых параметров (рис. 2). Коэффициент передачи ИТУН G_1 , обеспечивающий выходное напряжение интегратора, которое имеет размерность индукции в сердечнике, определяется выражением:

$$K_{G1} = \frac{C_1}{(A \times N)} \quad (4)$$

Коэффициент передачи ИТУН G_2 , обеспечивающий выходной ток, который имеет размерность напряжённости магнитного поля, определяется выражением:

$$K_{G2} = \frac{N}{(R_1 \times L_M)} \quad (5)$$

Цикл работы импульсного источника напряжения содержит начальное намагничивание сердечника нелинейной индуктивности до насыщения и формирование замкнутой петли.

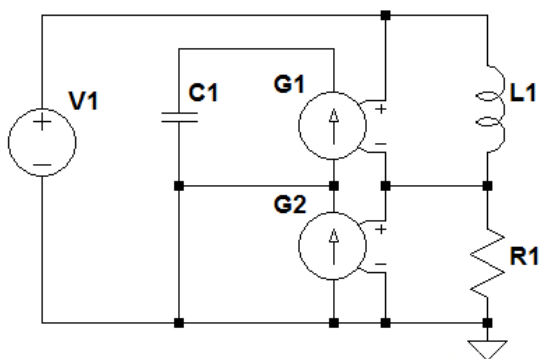
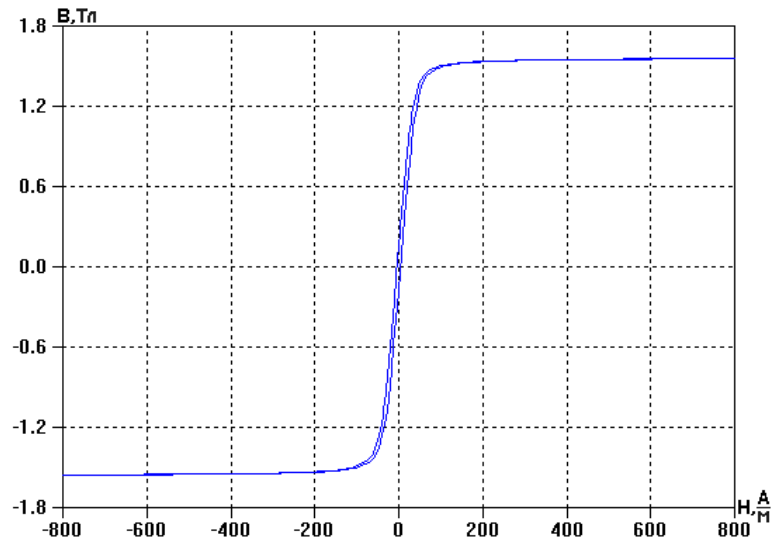
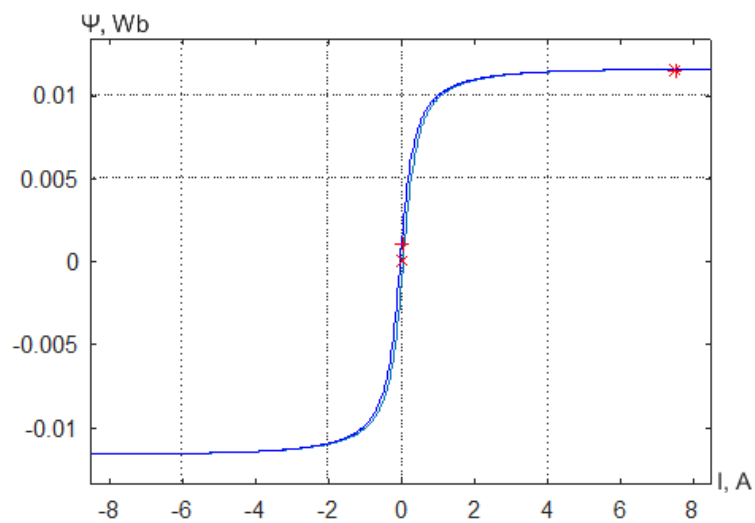


Рис. 2. Схема для построения предельных петель гистерезиса

После формирования предельной петли гистерезиса в модель добавляется немагнитный зазор, при этом строится эквивалентный гистерезисный цикл [3] с изменённым наклоном петли и снижением уровня B_R , что позволяет увеличить конечное приращение индукции и уменьшить вероятность вхождения сердечника в насыщение (рис. 3). Последнее обстоятельство весьма важно для силовых дросселей.



a



б

Рис. 3. Предельные петли гистерезиса для аморфного сплава 2605SA1 при величине немагнитного зазора в 0,1 мм, построенные в LTspice (*a*) в координатах В-Н и Hysteresis Designer (*б*) в координатах Ψ -I

Сравнение модели комплекса MatLab с экспериментальными данными. Полученные параметры используются для построения петли намагничивания в координатах магнитного потока Φ и тока I для насыщающегося индуктора в программном комплексе MatLab по тем же магнитным и геометрическим характеристикам. Прямое построение конечной петли непосредственно с помощью подпрограммы Hysteresis Designer комплекса затруднено из-за отсутствия учёта немагнитного зазора.

Тестовая модель изображена на рисунке 4. В качестве дросселя в тестовой схеме SimPowerSys комплекса MatLab используется трансформатор (Тр) с подключенной к источнику импульсного напряжения (конденсатору $C_{ЗАР}$) первичной обмоткой и разомкнутой вторичной. $R_{КОНТ}$ представляет сопротивление контура. Использование модели насыщающегося трансформатора в качестве нелинейного дросселя обуславливается возможностью формирования начальной намагниченности сердечника трансформатора с помощью подключения к его вторичной обмотке источника постоянного тока заданной величины.

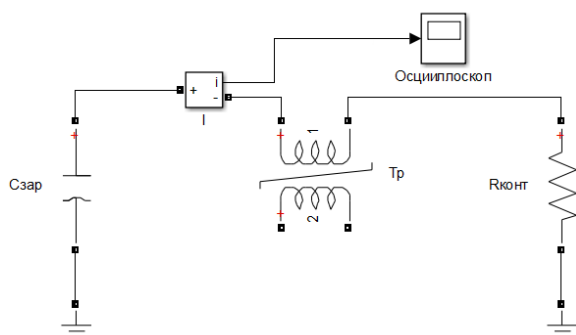


Рис. 4. Схема испытательной модели с насыщающимся трансформатором в качестве нелинейного дросселя

Для проверки адекватности моделирования был собран тестовый стенд, в котором производился разряд конденсатора на дроссель, намотанный на сердечнике АМСС-320. Схема тестового стенда изображена на рисунке 5. Необходимые для моделирования характеристики данного сердечника приведены в таблице 1. Исследование параметров материала сердечника 2605SA1 проведено в работе [4].

Таблица 1

Характеристики магнитопровода АМСС-320

Геометрические характеристики	
Площадь поперечного сечения A , м ²	0.00093
Длина средней магнитной линии L_M , м	0.325
Длина немагнитного зазора L_G , м	0.0001
Магнитные характеристики	
Коэрцитивная сила H_C , А/м	4.0
Остаточная намагниченность B_R , Тл	0.152
Индукция насыщения B_S , Тл	1.56

С помощью высоковольтного источника напряжения ёмкость C заряжалась до 3 кВ через зарядное сопротивление $R_{ЗАР}$. При достижении максимума напряжения воздушный промежуток S пробивался, и заряд с ёмкости стекал на нагрузку в виде индуктора с сердечником $L_{ДР}$ и измерительного шунта $R_{ШУНТ}$.

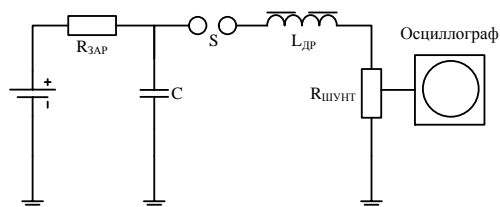


Рис. 5. Тестовый стенд для осциллографирования сигнала тока через нелинейную индуктивность

Сравнение параметров токов, протекающих через дроссель, показывает вполне приемлемую точность моделирования предельного насыщения магнитного материала сердечника, отклонения во временных и амплитудных показателях сигналов не превышают 10–20 %.

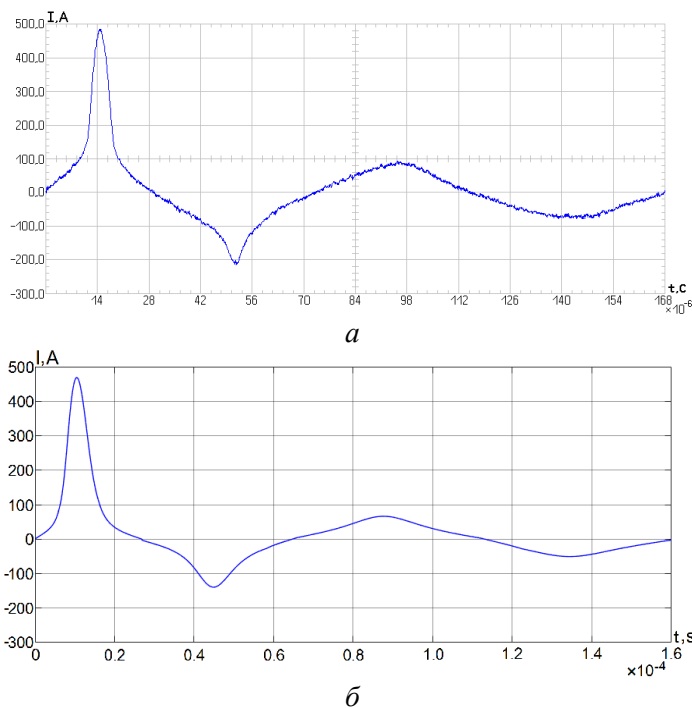


Рис. 6. Осциллограммы тока, протекающего через индуктор $L_{СНОКЕ}$, полученные при измерении с помощью токового шунта на тестовом стенде (*a*) и измерителя тока в программном комплексе MatLab (*б*)

Заключение. В данной статье показана возможность решения сложной и неэффективной для расчётных методов задачи по моделированию насыщения магнитопроводов силовых дросселей. Использование описанной модели позволяет

целенаправленно воздействовать на характер протекания электромагнитных процессов в технических схемах, имеющих в своём составе мощные нелинейные индукторы, в частности, в высоковольтных тиристорных преобразователях частоты или в схемах с синхронизацией двух источников напряжения типа ГИН-ГИТ.

Литература

1. Болотовский Ю. И., Таназлы Г. И.: Некоторые аспекты моделирования систем силовой электроники // Силовая электроника. 2006. № 4.
2. John H. Chan, Andrei Vladimirescu, XiaoChun Gao, Peter Liebmann and John Valainis: Nonlinear Transformer Model for Circuit Simulation // IEEE transactions on computer-aided design. vol. 10. 1991. № 4.
3. Вдовин С. С. Проектирование импульсных трансформаторов. 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. 208 с.
4. Derlecki S., Kusmierek Z., Szulakowski J. and Dems M.: Magnetic amorphous material used as corps of electric machines // Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), 88(5a), 2012, 10–13.

Сведения об авторах

Климов Андрей Александрович,

лаборант-исследователь Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 47А
Эл. почта: andreyclimov95@mail.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.35-42
УДК 621.311

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

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ УЧАСТКА ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ ДЛЯ АНАЛИЗА ХАРАКТЕРИСТИК ИМПУЛЬСНЫХ ПРОЦЕССОВ

Аннотация

В настоящей статье рассматривается создание модели в программной среде ATP-EMTP, которую можно использовать для исследования грозовых воздействий на подстанции, приходящих по линии электропередачи.

Ключевые слова:

подстанция, трансформатор, моделирование, нейтраль, грозовые перенапряжения.

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

MODEL DEVELOPMENT OF THE POWER NETWORK PART FOR ANALYSIS OF PULSE PROCESS CHARACTERISTICS

Abstract

This paper illustrates the modeling of power network part using the program ATP-Draw (Alternative Transient Program) for studying traveling waves coming to substation from power line.

Keywords:

substation, transformer, modeling, neutral, atmospheric overvoltage.

Для многовариантных исследований грозовых перенапряжений на силовых трансформаторах высоковольтных подстанций применение прямого эксперимента в действующей сети практически невыполнимо по

организационным и техническим причинам, к которым относятся сложность выведения их из работы на время экспериментов, обеспечение безопасности как для персонала, экспериментального оборудования и элементов сети и т.п. Поэтому целесообразна разработка модели в среде АТР-ЕМТР для массовых расчетов и проведение экспериментов на отдельных подстанциях. При этом результаты регистраций импульсных процессов при проведении экспериментов являлись основой для разработки моделей и контроля их эффективности.

Программа АТР-ЕМТР позволяет довольно точно моделировать импульсные процессы в трехфазных линиях с учетом конструктивного исполнения ЛЭП на подходе к подстанции (ПС) и является не коммерческим доступным продуктом [1, 2].

В соответствии с требованиями к моделированию необходим учет многочисленных факторов, в том числе:

- волнового характера процессов распространения импульсов напряжения по проводам линий электропередачи (ЛЭП), ошиновке открытого распределительного устройства (ОРУ);
- трехфазное исполнение элементов сети;
- конструктивные особенности ЛЭП и ошиновки;
- импульсные характеристики оборудования ОРУ и заземлителей опор;
- нелинейные вольт-секундные характеристики изоляции ЛЭП на подходе и искровых промежутков защитных аппаратов;
- нелинейные вольт-амперные характеристики защитных аппаратов,
- импульсные характеристики силовых трансформаторов,
- режимы заземления нейтралей обмоток трансформаторов и схемы соединения обмоток.

Для моделирования использован ряд модулей АТР-ЕМТР, характеристика которых дана ниже.

№ п/п	Элемент	Описание
1		Модуль активного сопротивления
2		Модуль емкостного элемента
3		Модуль индуктивного элемента
4		Комбинация сопротивления, емкости и индуктивности
5		Трёхфазная комбинация сопротивления, емкости и индуктивности с независимыми параметрами каждой фазы
6		Модуль емкости с начальными условиями
7		Модуль идеального трансформатора
8		Модуль трёхфазного двухобмоточного трансформатора
9		Модуль элемента с распределенными параметрами
10		Модуль линии электропередачи
11		Модуль нелинейного сопротивления

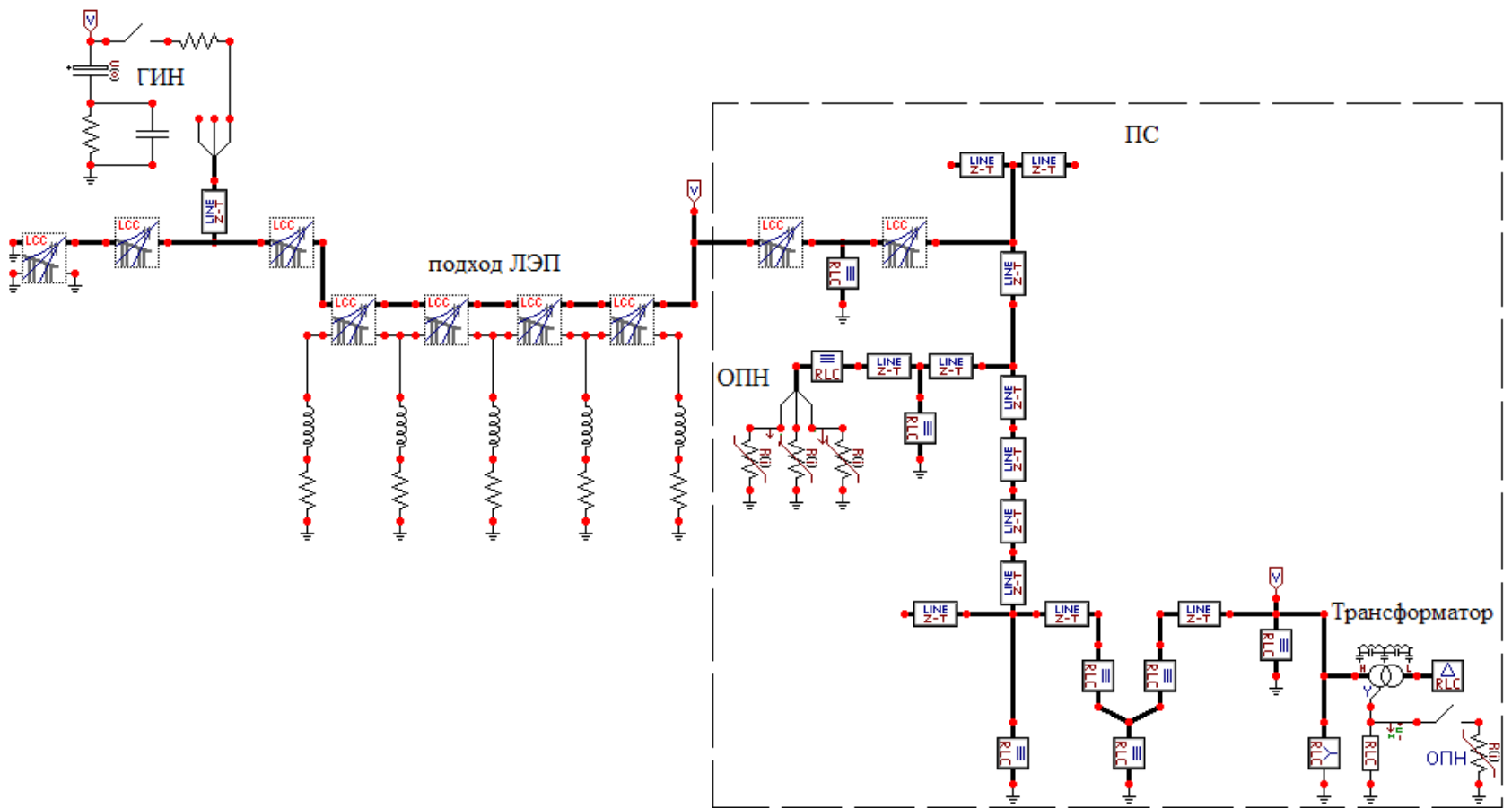


Рис. 1. Принципиальная схема модели подстанции с ЛЭП

Реализованная модель ОРУ подстанции с подключенной к ней ЛЭП приведена на рис. 1.

Модуль «линия электропередачи» (LCC) позволяет задавать:

- тип линии (кабельная, воздушная);
- различное число фаз;
- наличие транспозиции;
- конструктивные особенности опор;
- стрелу провеса проводов и грозозащитных тросов и т.д.

При расчетах учтен поверхностный эффект в проводах линии. Предусмотрены возможность учета влияния проводимости грунта на деформацию грозовых волн и выбор алгоритма расчета.

Недостатком модуля является отсутствие учета действия импульсного коронирования на проводах ЛЭП.

Ошиновка подстанции моделируется с помощью модулей отрезков линии с волновыми сопротивлениями по «прямой и нулевой последовательностям» — элементов с распределенными параметрами.

В модели генератора импульсных напряжений (ГИН) рис. 2 учтены резисторы и емкости, определяющие форму импульса напряжения. Импульсные характеристики заземления ГИН формируются сопротивлением заземления и емкостью относительно удаленной земли.

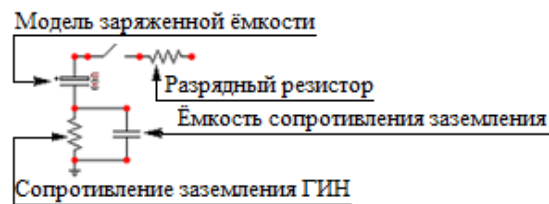


Рис. 2. Модель генератора импульсных напряжений

Импульсные характеристики аппаратов — трансформаторов тока, выключателей, разъединителей учтены входными емкостями.

Для моделирования защитных аппаратов использованы модули «нелинейный резистор», позволяющие моделировать вольт — амперную характеристику ОПН на каждой фазе.

На рис. 1. в качестве модели силового трансформатора выбрана встроенная электрофизическая модель, но это было сделано исключительно в целях наглядного отображения на рисунке. Модули трансформаторов, представленные в АТР-ЕМТР, предназначены для расчетов на низкой частоте 50–60 Гц. При моделировании воздействий импульсных напряжений принято учитывать силовой трансформатор входной емкостью, так же, как и остальное оборудование. В модели для расчетов была создана своя модель силового трансформатора.

Для повышения точности моделирования учтены волновые свойства обмоток трансформатора. С этой целью использованы П-ячейки, составленные из L-C элементов. При выборе варианта схемы соединения необходимо учитывать влияющие емкостные связи элементов обмоток.

При рассмотрении импульсных процессов в трансформаторе необходимо учитывать следующие влияющие параметры:

- 1) емкость вводов трансформатора относительно друг друга;
- 2) емкость обмоток высокого напряжения на обмотку низкого напряжения;
- 3) емкость обмотки на землю, т.е. емкость на бак трансформатора;
- 4) межвитковая емкость трансформатора.

Принципиальная схема в емкостных параметрах представлена на рис. 3.

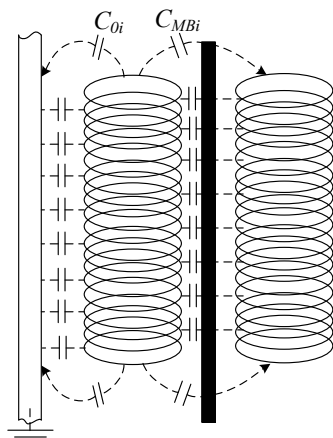


Рис. 3. Принципиальная схема емкостных связей трансформатора

В представленной схеме учтены основные емкостные связи трансформатора: связь с заземленными элементами трансформатора C_{0i} ; связь обмотки высокого напряжения с обмоткой низкого напряжения C_{MVi} ; так же подразумевается наличие межвитковых связей. Согласно данной схеме и изложенным принципам выбираем схему, обладающую волновыми свойствами, емкостью на землю и проходной емкостью в направлении нейтрали. Вариант трехфазной модели силового трансформатора приведен на рис. 4.

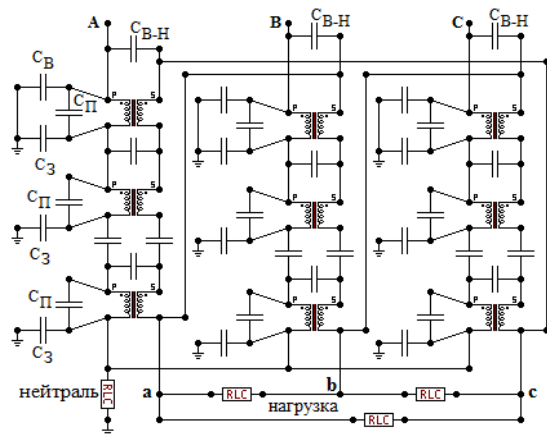


Рис. 4. Трехфазная модель трансформатора с учетом входных импульсных и волновых свойств

Модель включает несколько емкостных составляющих: емкость вводов на землю — C_v , емкости обмотки 110 кВ на землю — C_3 , емкостные связи между обмотками трансформатора ВН и НН — $C_{в-н}$, проходную емкость в направлении нейтрали — $C_п$.

Представленная модель (рис. 4) имеет большое число элементов, что затрудняет определение ее параметров и выполнение длительных расчетов с малым интервалом дискретизации, который требуется при решении задач грозозащиты. Поэтому целесообразна оптимизация числа элементов для увеличения скорости расчетов. Для проведения приближенных расчетов можно ограничиться одной П-ячейкой. Тогда модель трансформатора приводится к виду, представленному на рис. 5.

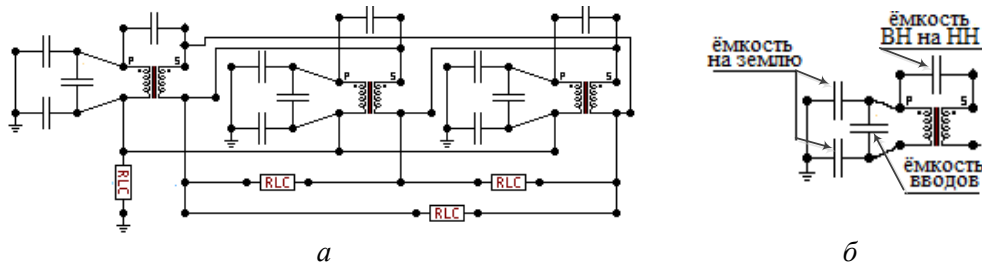


Рис. 5. Простейшая модель трансформатора:
а — трехфазная модель; *б* — однофазная модель

Контроль достоверности разработанной модели выполнен для условий формирования напряжений аналогичных экспериментальным исследованиям в сети с изолированной нейтралью. Сопоставление экспериментальных осциллограмм и полученных при моделировании, представлено на рис. 6 для напряжения на вводе 110 кВ силового трансформатора [3].

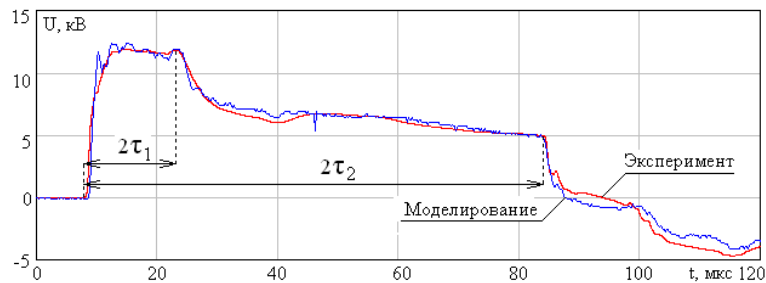


Рис.6. Сопоставление осциллограмм импульсных напряжений на вводе трансформатора РУ 110 кВ.

τ_1 — время распространения волны от точки подключения ГИН до подстанции;
 τ_2 — время распространения волны от ГИН до подстанции на противоположном конце ЛЭП

Как видно из рис. 6, расчетная модель позволяет с достаточной точностью рассчитывать импульсные процессы в РУ с подключенными ЛЭП. В частности, воспроизводятся отражения от точки подключения ГИН и от заземления проводов ЛЭП в РУ на противоположном конце.

Некоторое отличие формы расчетных напряжений объясняется неточностью моделирования соединения ГИН с проводом линии, ошиновки и спусков в ОРУ подстанции, емкостных характеристик оборудования РУ, а также неоднородностью грунта в районе расположения ЛЭП.

Аналогично на рис. 7. сопоставлены осциллограммы напряжений на нейтрали трансформатора. Как видно из рис. 7, выбранная модель трансформатора позволила получить форму и период колебательной составляющей напряжения в нейтрали трансформатора в первом приближении схожими с соответствующими параметрами напряжений, полученных при экспериментальном моделировании в ОРУ с подключенной ЛЭП. Однако, при использовании упрощенной модели силового трансформатора проявляется искажение формы напряжения в нейтрали с явным проявлением частоты собственных колебаний трансформатора по каналу «ввод – нейтраль».

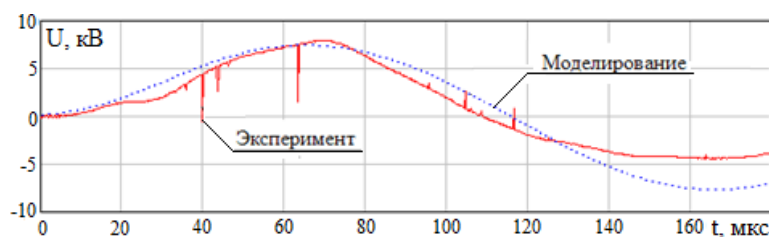


Рис. 7. Сопоставление осциллограмм напряжений на нейтрали трансформатора, полученных экспериментально и расчетным путем

Необходимо отметить, что для более точного моделирования с помощью модели трансформатора, представленной на рис. 5, необходимо точное распределение активных и реактивных составляющих параметров самой обмотки и взаимных связей, в том числе емкости на землю C_3 (магнитопровод и корпус), проходной емкости C_p (связь между элементами одной обмотки) и емкости между обмотками $C_{в-н}$. Для более точного определения этих параметров необходима разработка специализированной методики обследования силовых трансформаторов, включающих регистрации реакций на высокочастотные и импульсные воздействия.

Выводы

Разработанная модель подхода ЛЭП и самой подстанции позволяет судить о развитии волнового процесса, имевшего место при проведении экспериментов по генерированию импульсных напряжений в линию электропередачи, что позволяет сделать вывод, что эту модель можно использовать для дальнейшего исследования грозовых воздействий на подстанцию, приходящих по линии электропередачи.

Литература

1. Селиванов В. Н. Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов ATP-EMTP в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107–112
2. ATPDraw- the graphicalpreprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program [Электронныйресурс] //ATPDraw: site. URL: <http://www.atpdraw.net>

3. Ефимов Б. В., Невретдинов Ю. М., Власко Д. И., Востриков А. О. Регистрация грозовых перенапряжений на подстанции // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Апатиты: КНЦ РАН, 2012. Вып. 5. С. 28–37.

Сведения об авторах

Фастий Галина Прохоровна,

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

Карпов Алексей Сергеевич,

старший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: info@ien.kolasc.net.ru

Ярошевич Вера Васильевна,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

Бурцев Антон Владимирович,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: a.burtsev@tehnnonord.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.42-47

УДК553.69; 622; 621.3

А. С. Потокин

**ОПЫТ ОЧИСТКИ ГРАНАТОВОГО ПРОДУКТА,
ПОЛУЧЕННОГО МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОЙ ДЕЗИНТЕГРАЦИИ**

Аннотация

В статье представлены новые данные о возможности получения мономинерального абразивного гранатового продукта из гранат-слюдяных сланцев Кейвских гранатов альмандинов Кольского полуострова методом электроимпульсной дезинтеграции после его отмывки от свободных включений слюдита восходящим потоком жидкости.

Ключевые слова:

электроимпульсная дезинтеграция, Кейвские гранаты альмандины, абразивный гранатовый продукт.

A. S. Potokin

**EXPERIENCE OF CLEANING THE GRANATE PRODUCT OBTAINED
BY THE METHOD OF ELECTROPULSE DISINTEGRATION**

Abstract

New data on the possibility of obtaining a monomineral abrasive garnet product from garnet-mica shales of Keiyvs garnet of the almandines of the Kola Peninsula obtained by the electric pulse disintegration method after it ascending flow of liquid are presented.

Keywords:

electric pulse disintegration, Keiyv garnet almandines, garnet abrasive product.

Исследования по разрушению и измельчению гранатов с помощью электроимпульсной дезинтеграции материалов крайне ограничены, поэтому исследования в данной области являются достаточно актуальной научной проблемой. В 70-х годах прошлого века КНЦ РАН проводились лабораторные исследования опытно-экспериментальных установок для переработки руд с кристаллограночным сырьем выполненных по заказу 6-го Главка Мингео РСФСР Всесоюзного Шестого производственного Объединения (ВШПО). Исследования проводились в условиях опытной эксплуатации. В этих работах оценивалось вскрытие кристаллов из Кительского месторождения граната, предположительно рассматривая его как граночное сырье. При анализе полученного продукта было выявлено, что кристаллы имеют высокую трещиноватость и не могут быть использованы как граночное сырье, только как абразивное. Все месторождения граната в Западных Кейв локализованы на вершинах сухих пологих возвышенностей и доступны для открытой отработки [1–3]. Немаловажной проблемой освоения месторождения Западных Кейв является отсутствие пригодных дорог. Однако более главной проблемой возможности промышленного освоения Западных Кейв, прежде всего заключается в недостаточной оценке перспективности и экономической целесообразности освоения данного месторождения. Для оценки перспективности переработки гранатосодержащей руды Западных Кейв, крайне необходимы её технологические испытания как потенциального абразивного сырья в соответствии с современными требованиями промышленности. К числу наиболее потенциально подходящих технологий для получения высококачественного абразивного гранатового продукта можно отнести электроимпульсную технологию разрушения материалов, обладающую высокой селективностью разрушения руды и обеспечивающую максимальное раскрытие полезных минералов и их сохранность от переизмельчения. Проведенные исследования позволили получить объективную оценку потенциала использования Кейвских гранатов различных месторождений в качестве высококачественного абразивного продукта для различных сфер применения.

Для оценки потенциала использования Кейвских гранатов месторождения Макзабак в качестве потенциального абразивного сырья Геологическим институтом и Центром физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН впервые были проведены исследования электроимпульсной дезинтеграции этих руд для получения мономинерального продукта, свободного от различных включений [4].

Электроимпульсная дезинтеграция гранатосодержащей породы предусматривала две стадии: 1. Выделение кристаллов граната из гранатосодержащей породы для оценки эффективности вскрытия (отделения от вмещающей породы). 2. Дезинтеграцию кристаллов для выявления возможности выделения из кристаллов примесей слюдита для получения мономинерального продукта, пригодного для получения абразивного продукта. В рамках работ впервые были определены технико-физические и технологические показатели процесса стадийного электроимпульсного вскрытия и дезинтеграции гранатосодержащих руд месторождений Западных Кейв [5].

В ранее проведенных исследованиях удалось получить 89 % чистого граната фракции – 1 + 0.5 [4]. Для выявления возможности получения более

чистого гранатового продукта была произведена отмывка всех полученных фракций гранатового продукта восходящим потоком воды.

После отмывки проводился анализ фракций под бинокляром. Во всех фракциях, кроме (+0-0,25) бралось около 500 зерен. Подсчитывалось общее число зерен и число зерен чистого граната, под которым подразумевались прозрачные осколки граната с незначительными включениями посторонних минералов. Разницу между общим числом зерен и зерен чистого граната представляли мутный гранат, гранат с включениями, слюда и посторонние минералы. Результаты подсчета представлены в таблице 1. Относительная доля чистого граната указана в скобках в процентах с округлением до единиц.

Таблица 1

Количественный состав рассмотренных фракций

фракция	гранат		отмывка	
	чистый гранат	всего	чистый гранат	всего
+0-0,25	-	-	-	-
+0,25-0,5	490 (94 %)	522	500 (85 %)	586
+0,5-1	502 (92 %)	548	428 (78 %)	547
+1-3	458 (85 %)	536	333 (73 %)	457

Из таблицы 1 видно, что для всех размеров зерен доля чистого граната во фракции «гранат» выше, чем в соответствующей фракции «отмывка». С уменьшением размера зерен в обоих случаях содержание чистого граната растёт, причем во фракции «гранат» с уменьшением размера зерен рост идет по убывающей, а во фракции «отмывка» — по возрастающей.

Для фракций крупности +0-0.25 количественный подсчёт не проводился в силу вариативности размера зерен вплоть до пылеобразного состояния и невозможности оптического различения зерен граната и слюды.

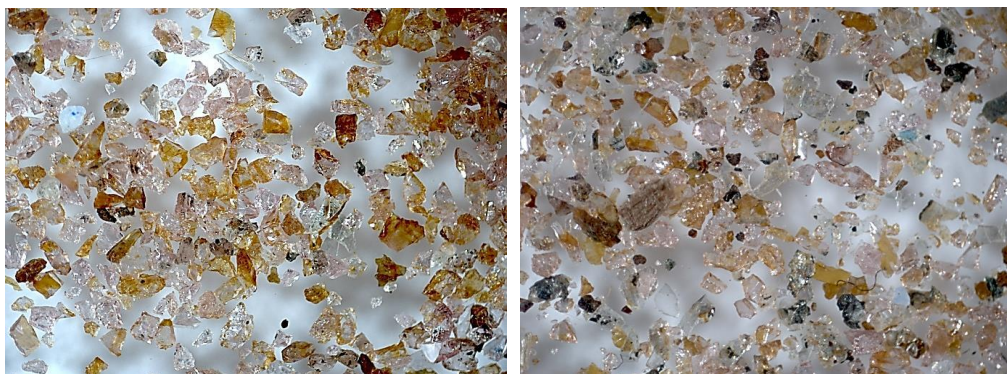


Рис. 1. Фракция +0-0.25 слева — гранат, справа — отмывка

Таким образом, в ходе исследования гранатов Западных Кейв месторождения Макзапахк с применением электроимпульсной дезинтеграции было показано, что при более качественной отмывке с использованием

восходящего потока жидкости в процессе электроимпульсной дезинтеграции в измельченном материале фракции — 1 + 0.25 мм содержится до 94 % чистого граната. Это объективно позволяет предположить, что полученный гранатовый продукт Кейвских месторождений может иметь высокую рентабельность на рынке абразивных материалов. По предварительной оценке стоимости Кейвских месторождений гранатов, исходя из разведанных запасов приведенных в таблице 2, общая стоимость месторождения гранатов при пересчете на стоимость гранатового песка Mesh 80, 120 в России на 2017 г. (22 тыс. руб/т.) [4] может составлять 240,6 млрд руб.



Рис. 2. Фракция +0.5-1 слева — гранат, справа — отмывка

Таблица 2

Оценка стоимости Кейвских месторождений гранатов, исходя из разведанных запасов, в пересчете на стоимость гранатового песка

Месторождение	Размер кристаллов (см)	Оценка запасов (тыс. т)		Общая стоимость месторождения гранатов* (млрд руб.)	Средняя продуктовая ценность* (млрд руб.)
		В. И. Влодавцу	Л. Я. Харитонову		
Тахлинтуайв	до 10	150 по В. И. Влодавцу	80 по Л. Я. Харитонову	3.3 по Влодавцу 1.76 по Харитонову	2.53
Макзапахк	от 3 до 30	300 по В. И. Влодавцу	48 по Л. Я. Харитонову	6.6 по Влодавцу 1.05 по Харитонову	3.82
Ровозеро	от 2 до 8	120 по М. Д. Вагаповой		2.64	
Берёзовая II	от 3 до 15	330 по М. Д. Вагаповой	10200 по Л. Я. Харитонову	7.26 по Вагаповой 224.4 по Харитонову	115.8
Берёзовая I	Аналогично по геологическому строению и запасам Берёзовая-II				115.8
ИТОГО					240.6

Применение природных и искусственных песков в качестве абразивных материалов имеет давнюю историю. Одним из широко распространенных абразивных материалов является гранатовый песок. Он обычно производится путем дробления до необходимой фракции добываемых горных пород, содержащих самую твердую разновидность граната — минерал альмадин. Основными поставщиками гранатового песка и сырья для его производства в мире являются Индия, Соединенные Штаты, Австралия, Чехия и Новая Зеландия.

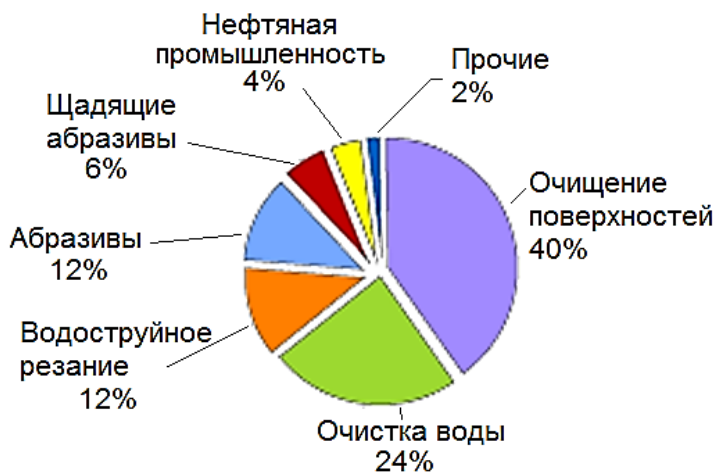


Рис. 3. Потребление гранатового продукта по отраслям

Применение в промышленности гранатового продукта, в зависимости от фракции и свойств весьма обширно: 1. Материал широко используется как композит и наполнитель при производстве керамики заданных свойств, в т.ч. и электрокерамики; 2. Очистка и фильтрация питьевых и сточных вод, разных видов масел, продуктов нефтепереработки, а также винодельческой продукции от механических загрязнений (применяется фракция 0,4–0,8 мм и от 0,8 мм до 1,4 мм); 3. Гранатовые абразивы используются и как компонент широко распространенных наждачных бумаг, абразивных кругов и шлифовальных брусков, мягкой, не наносящей повреждений полировки зеркал, шлифовки различной высокоточной оптики; 4. В нефтяной промышленности гранатовый песок нашел применение как материал, повышающий отдачу нефтяных пластов, а также как материал, применяемый для очистки трубопроводов от смол и иных отложений. 5. Очистка с помощью струйных агрегатов различных поверхностей оборудования, материалов, сооружений. Основными потребителями гранатового абразива достаточно мелкой фракции до 200 микрон и фракций 0,2–0,4 мм являются предприятия и компании, специализирующиеся на обработках различных поверхностей и гидроабразивной резкой всевозможных материалов. Самые высокие требования по фракционности к абразивам предъявляются для применения обработки поверхностей, гидроабразивной резки и очистке питьевой воды. Содержание чистого граната, для этих целей не должно быть ниже 95 %. Для очистки технической воды предприятиями содержание чистого минерального граната в смесовых гранаткварцевых песках может составлять от 55 до 65 %, кварца, соответственно, от 35 до 45 %.

Заключение

Опыт ЦЭС КНЦ РАН в развитии физических основ способа [8] и технических средств электроимпульсной дезинтеграции [9], позволяет ставить вопрос о целесообразности разработки опытных установок для обогатительного цикла и проведения укрупненных технологических исследований с целью получения абразивного гранатового продукта из гранатосодержащих пород Западных Кейв.

Благодарности

Выражаю благодарность научному сотруднику Геологического института ФИЦ КНЦ РАН, кандидату геолого-минералогических наук Дмитрию Геннадьевичу Степенщикову за помощь в подготовке материала и проведение анализа фракций гранатового продукта.

Литература

1. Войтеховский Ю. Л. Гранаты западных Кейв как потенциальное сырьё для абразивных материалов. Сборник трудов конференции V всероссийской научной конференции с международным участием «Проблемы рационального использования природного и техногенного сырья Баренц-региона в технологии строительных и технических материалов». 2013. С. 41–42.
2. Войтеховский Ю. Л. Принцип Кюри и гранаты горы Макзапахк. Доклады академии наук. 2005. Т. 400, № 3. С. 355–358. ISSN: 0869–5652.
3. Войтеховский Ю. Л., Степенщиков Д. Г. Реальные ромбододекаэдры: теория и приложения к гранатам г. Макзапахк, Западные Кейвы, Кольский полуостров. Записки Российского минералогического общества. 2005. № 1. С. 97.
4. Потокин А. С., Степенщиков Д. Г., Усов А. Ф., Войтеховский Ю. Л. О возможности получения абразивного гранатового продукта из гранат-сланцевых сланцев методом электроимпульсной дезинтеграции. Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2017. № 3. С. 51–56.
5. Потокин А. С., Степенщиков Д. Г., Усов А. Ф., Войтеховский Ю. Л. Оценка перспектив использования электроимпульсной дезинтеграции для получения абразивного гранатового продукта из гранатосодержащих пород Западных Кейв (технологическое опробование и аппаратное обеспечение). Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. 2017. № 14. С. 158–161.
6. Степенщиков Д. Г. Реальная форма кристалла в анизотропной среде (на примере ромбододекаэдра граната). Записки Российского минералогического общества. 2011. Т. 140. № 1. С. 125–130.
7. Компания ООО «ПМ-Ресурс». Продажа гранатового песка. <http://www.pm-resurs.ru/prodaga-granatovogo-peska> (дата обращения 21.03.2018)
8. Usov A., Kurets V., Tsukerman V., Potokin A. Electric pulse disintegration of rocks and ores — Russian experience. В сборнике: 26th International Mineral Processing Congress, IMPC 2012: Innovative Processing for Sustainable Growth - Conference Proceedings 2012. pp. 5610-5617.
9. Усов А. Ф., Потокин А. С. Концептуальные решения для создания компактных мобильных технологических комплексов на основе электроимпульсного способа разрушения материалов. ГИАБ. 2013. № 2. С. 260–269.

Сведения об авторах

Потокин Александр Сергеевич,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

Эл. почта: electric.pulse@mail.ru

Тел. (81555)79-465

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.48-52

УДК 621.311+551.594.221:551.506

А. В. Бурцев, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕГИСТРАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ГРОЗОПЕЛЕНГАЦИИ В КОЛЬСКОМ РЕГИОНЕ

Аннотация

В статье показаны особенности многопунктовой системы грозопеленгации Blitzortung при обнаружении молний в Мурманской области. Приведены сравнительные иллюстрации разрядов с двух систем за некоторые дни с различной грозовой активностью. Показано сходство распределения разрядов. Предложены перспективы развития грозопеленгации в регионе.

Ключевые слова:

грозопеленгатор, сеть грозопеленгации, молния, распределение разрядов молнии, Кольский регион.

A. V. Burtsev, G. P. Fastiy, V. V. Yaroshevich

COMPARISON OF REGISTRATION RESULTS OF THE VARIOUS LIGHTNING DETECTION SYSTEMS IN THE KOLA REGION

Abstract

The article shows the features of Blitzortung lightning detection system for detecting lightning in the Murmansk region. Comparative illustrations of discharges from two systems for some days with different thunderstorm activity are given. Similarity of discharge distribution is shown. Prospects for the development of thunderstorm direction in the region are suggested.

Keywords:

lightning detector, lightning detector network, Lightning, Lightning distribution, Kola Region.

Любая система пеленгации должна обеспечивать достаточную точность обнаружения искомого объекта. Не являются исключением и системы грозопеленгации. Например, в области электроэнергетики, обладая информацией о местах возникновения атмосферных разрядов, можно достаточно быстро находить повреждения, вызванные прямым попаданием молнии в элементы воздушных линий электропередачи. В случае накопления статистических данных по территориальному распределению молний за длительный период появляется возможность на основе этих данных проводить дополнительные молниезащитные мероприятия для объектов, расположенных в области с высокой плотностью распределения разрядов.

В настоящее время существует достаточно много систем грозопеленгации, в том числе коммерческие (Vaisala, Voltek и др.) и любительские. Коммерческие системы могут состоять из однопунктовых и многопунктовых грозопеленгаторов, и, как правило, предоставляют какую-то гарантированную точность обнаружения атмосферных разрядов. При этом, полученные данные о месте разряда молнии можно использовать в коммерческих

целях. Стоимость оборудования таких систем грозопеленгации достаточно высокая. Поэтому, для развитой системы грозопеленгации, охватывающей большую территорию и гарантирующей приемлемую точность, требуются серьезные финансовые вложения. В то же время, достаточно высокую популярность получила любительская система Blitzortung, состоящая из большого числа однопунктовых пеленгаторов, связанных в общую сеть. Принять участие в проекте регистрации молний может любой желающий, достаточно лишь приобрести стартовый набор электронных компонентов с примерной ценой в 250 евро, и подключить собранное устройство к серверу через интернет. Полноценное функционирование системы началось в Германии в 2012 году, когда в системе появилось достаточное число грозопеленгаторов. На данный момент сеть охватывает практически всю Европу, Азию и Северную Америку, где повсеместно установлены станции грозопеленгации системы Blitzortung. К сожалению, на данный момент в России данная система не развита. В северозападном округе России установлено лишь семь пеленгаторов этой системы, два из которых находятся в Мурманской области. Все семь установлены на подстанциях по заказу ПАО «ФСК ЕЭС» для определения места повреждения элементов ЛЭП от грозовых воздействий после аварийного отключения линий.

Принцип действия системы Blitzortung основан на методе Time-of-Arrival (ТоА) [1], когда радиоволна от источника, попавшего в радиус действия точно синхронизированных между собой приемников, доходит до этих приемников, вследствие чего по времени события вычисляются координаты источника. Радиус действия такого грозопеленгатора делится на три зоны: до 150 км — уверенный прием любых атмосферных разрядов; от 150 до 500 км — хороший прием молний при наличии в радиусе других станций; от 500 до 2000 км — низкий уровень приема с вероятностью обнаружения молнии около 10–20%.

Часть зоны покрытия системы Blitzortung представлена на рис. 1 [2].



Рис. 1. Часть зоны покрытия системы Blitzortung на 1.05.2018 г.

На ней видно, что пересечение имеют зоны пеленгаторов, расположенных около г. Мурманска и п. Зеленоборского. Также есть пересечение с пеленгаторами, расположенными на территории Финляндии рядом с аэропортами Ivalo и Rovaniemi. Таким образом, образуется четырехугольник с уверенным приемом и средней точностью обнаружения. Однако при таком покрытии без мониторинга остается полностью северо-восточная, юго-восточная и восточная часть Кольского полуострова.

С 2013 года в ЦЭС КНЦ РАН ведется мониторинг грозовой активности двумя однопунктовыми грозопеленгаторами Voltek Storm Tracker [3]. Принцип действия этих пеленгаторов основан на приеме радиоволн, возникающих вследствие разряда молнии, в диапазоне очень низких частот (ОНЧ) с помощью ЕН-антенны [4]. По полученным данным рассчитываются координаты разряда в полярной системе координат. При этом, в отличие от системы Blitzortung, пеленгатор определяет тип разряда (междуоблачный или в землю) и его полярность. Радиус действия пеленгатора по паспортным данным составляет 480 км. Следовательно, пеленгатор, установленный в г. Апатиты, полностью покрывает Кольский полуостров.

Таким образом, рассматриваемый регион охвачен, хоть и частично, двумя различными системами грозопеленгации, что подталкивает к сопоставлению данных систем. Для сравнения результатов пеленгации молний выбраны несколько дней с различной грозовой активностью. На рис. 2–4 приведено сравнение двух систем в некоторые грозовые дни. На рисунках видно, что пеленгатор Storm Tracker регистрирует большее количество разрядов и по всем направлениям в радиусе действия, а система Blitzortung крайне редко улавливает разряды на востоке Кольского полуострова, что обусловлено отсутствием достаточного количества пеленгаторов в данном регионе. По распределению разрядов молний от 19 июля 2017 года (рис. 2) можно заметить, что сеть Blitzortung показала себя слабо, т.к. большая часть разрядов происходила именно на востоке региона.

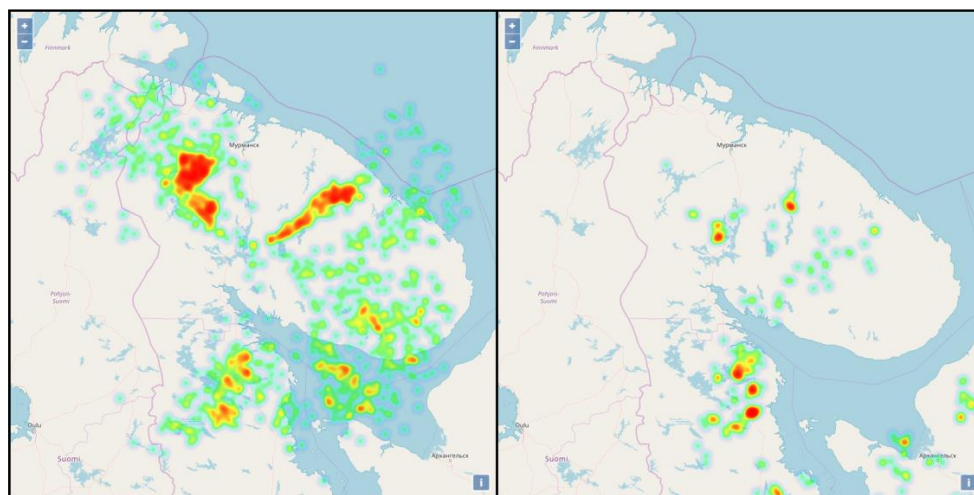


Рис. 2. Сопоставление распределения разрядов 19.07.2017: StormTracker — слева, Blitzortung — справа

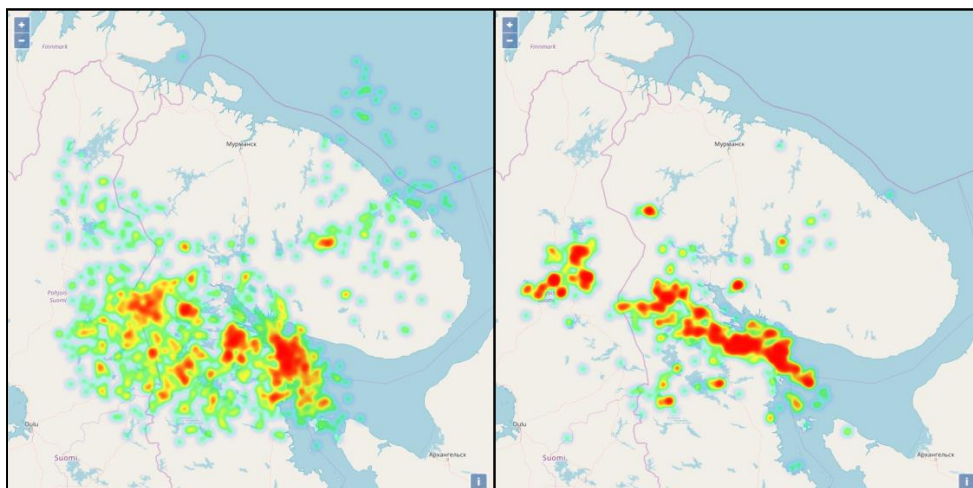


Рис. 3. Сопоставление распределения разрядов 09.08.2017:
StormTracker — слева, Blitzortung — справа

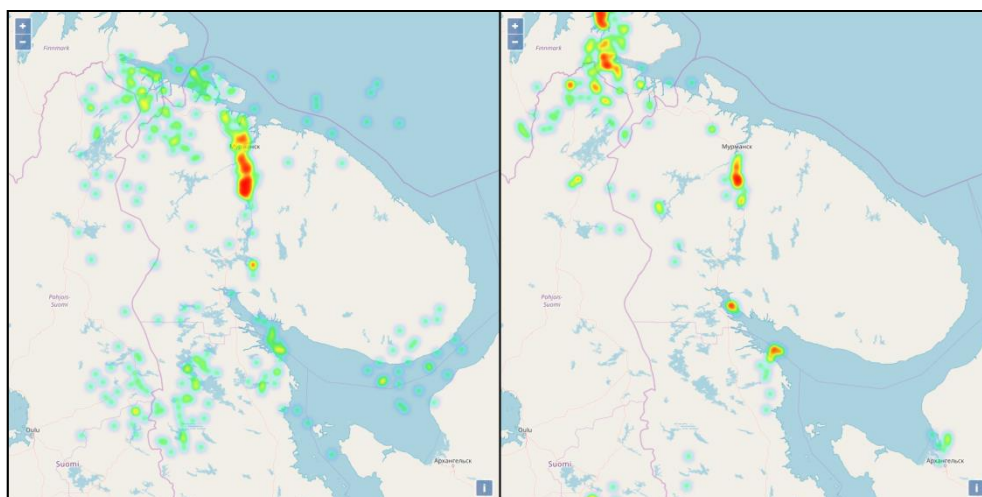


Рис.4. Сопоставление распределения разрядов 18.07.2017:
StormTracker — слева, Blitzortung — справа

На рис. 3 прослеживается достаточно хорошее совпадение по южному направлению. При этом, крупная группа разрядов, расположенная с западной стороны на территории Финляндии, дополнительно улавливается с помощью пеленгаторов, которые расположены на Финской стороне и упоминались ранее. Эта же группа разрядов оказалась на границе диапазона пеленгатора StormTracker, поэтому на соответствующей карте данная группа отсутствует.

Рис. 4 показывает хорошее совпадение по южному и северному направлению. При этом видно, что пеленгатор StormTracker зарегистрировал больше разрядов, но радиуса его действия не хватило до Архангельска и северной части Норвегии, где зарегистрированы разряды сетью Blitzortung. Стоит

отметить, что на рисунках показаны все разряды, которые способен идентифицировать пеленгатор StormTracker — междуоблачные, в землю и различной полярности.

Из сказанного следует, что для более детального сравнения двух рассматриваемых систем следует увеличить количество пеленгаторов на изучаемой территории в обеих системах. Если увеличить число грозопеленгаторов в сети Blitzortungna Кольском полуострове, установив по одному пеленгатору такие населенные пункты, как Апатиты, Кировск, Оленегорск, Кандалакша, Полярные зори и Ловозеро, то точность определения координат разрядов молний в регионе существенно вырастет. В то же время, установка в этих же населенных пунктах пеленгаторов типа StormTracker позволит определять еще и параметры разряда. А объединение двух систем, хотя бы в пределах одного региона, позволит увидеть полноценную картину грозовой активности, что, в свою очередь, даст предпосылки к разработке молниезащитных мероприятий с учетом всех доступных параметров.

Литература

1. R. W. Klebesadel, W. Doyle Evans, E. E. Fenimore, J. G. Laros, and J. Terrell, Time-of-arrival location technique, Los Alamos Science, vol. 3, pp. 10–23, 1982.
2. A community project with free lightning maps and apps: LightningMaps.org [электронный ресурс]: The Coverage Map. URL: <http://www.lightningmaps.org/extra/coverage?lang=en> (дата обращения: 15.04.2018).
3. Бурцев А. В., Невретдинов Ю. М., Сытина А. Н. Опыт регистрации грозовой активности на территории Кольского полуострова // Вестник Кольского Научного Центра РАН. 2014. № 2. С. 126–133.
4. A. D. Watt, VLF Radio Engineering, Vol. 14, International series of Monographs in Electromagnetic Waves. New York: Pergamon Press, Inc., 1967.

Сведения об авторах

Бурцев Антон Владимирович,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

Эл. почта: a.burtsev@tehnnonord.ru

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

Эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

Ярошевич Вера Васильевна,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

Эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

DOI: 10.25702/ KSC.2307-5252.2018.16.3.53-63
УДК 621.311

Т. В. Аксенович, А. В. Бурцев, В. Н. Селиванов

АНАЛИЗ МОЛНИЕВОЙ АКТИВНОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОНИТОРИНГА ТОКА В НЕЙТРАЛИ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Аннотация

В статье представлены результаты анализа молниевых воздействий на автотрансформаторы 330 кВ Кольской энергосистемы. Экспериментальные данные были получены с помощью системы мониторинга геоиндуктированных токов в нейтралах трансформаторов. Выполнены статистические оценки интегрального воздействия молний на изоляцию электроустановок за длительный период непрерывных наблюдений. Проведено сопоставление полученных результатов с данными устройств грозопеленгации.

Ключевые слова:

грозопеленгация, воздушная линия электропередачи, трансформатор, ток нейтрали, аварийные отключения.

T. V. Aksenovich, A. V. Burtsev, V. N. Selivanov

ANALYSIS OF LIGHTNING ACTIVITY BASED ON RESULTS OF MONITORING OF THE AUTOTRANSFORMER NEUTRAL CURRENTS

Abstract

The article presents the results of analysis of lightning impacts on 330 kV autotransformers in the Kola power system. Experimental data were obtained using a system for monitoring geomagnetically induced currents in transformer neutrals. Statistical estimates of the integrated effect of lightning on the insulation of electrical installations over a long period of continuous observations are performed. The obtained results are compared with the data of the lightning location systems.

Keywords:

lightning location, overhead transmission line, power transformer, neutral current, emergency power outages.

При проведении исследования технологических нарушений в Кольской энергосистеме за грозовой сезон 2017 года была выявлена проблема нехватки данных о воздействии молний на электрооборудование. Цифровые регистраторы аварийных процессов (ЦРАП) являются единственными источниками данной информации, представленной в виде осциллограмм. Но у них имеется ряд минусов, таких как малая частота дискретизации, фиксация только вторичных проявлений молниевых разрядов в виде коротких замыканий (КЗ) при перекрытии линейной изоляции, и, самый главный, ограничение по времени хранения файлов событий (файлы сохраняются только в случае технологического нарушения, требующего расследования, в противном случае они удаляются). Все это ведет к отсутствию систематического накопления данных для статистического анализа грозовой активности и аварийных отключений в районе расположения воздушных линий (ВЛ) и подстанций (ПС).

В рамках Соглашений о сотрудничестве с региональными подразделениями ФСК ЕЭС и МРСК Центром физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН ведется длительный мониторинг электромагнитных явлений в Кольской энергосистеме посредством измерения токов в нейтралах автотрансформаторов на ряде подстанций. Длительность непрерывной

регистрации на некоторых подстанциях достигает 7 лет. В ходе анализа накопленных данных было выявлено, что устройства фиксируют не только протекание геоиндуктированных токов (ГИТ), с целью мониторинга которых и была создана данная система [1], но и грозовые перенапряжения, переходные процессы при коммутациях, влияние сторонних источников и другое.

В статье представлены результаты анализа информации, собранной устройством регистрации ГИТ на ПС «Выходной» в период с 2011 по 2017 годы.

Методика измерений. Система мониторинга ГИТ [2] позволяет проводить регистрацию квазипостоянных токов в нейтралях автотрансформаторов, а также контролировать содержание гармоник в сети. Каждые 0.1 с регистрируются и записываются в файл следующие составляющие полного тока в нейтрали, полученные разложением в ряд Фурье с интегрированием на временном интервале 0.1 с:

- постоянная составляющая I_0 , несущая информацию непосредственно о ГИТ; она содержит также сигнал смещения нуля датчика тока, обусловленного остаточной индукцией в магнитопроводе датчика и температурным дрейфом в элементах схемы. Сигнал может быть и положительным и отрицательным, в зависимости от направления тока, он вычисляется по формуле

$$I_0 = \frac{1}{5T} \int_0^{5T} IN(t) dt,$$

где $IN(t)$ — мгновенное значение тока нейтрали; $T = 0.02$ с — период промышленной частоты; $5T = 0.1$ с — интервал интегрирования;

- амплитудные значения токов первой, второй и третьей гармоник, которые позволяют оценить изменение гармонического состава полного тока в нейтрали при протекании ГИТ значительной амплитуды. В нормальном режиме токи второй и третьей гармоники пренебрежимо малы, поэтому можно считать, что их рост обусловлены только искажением из-за замагничивания магнитопровода автотрансформатора геоиндуктированным током. Токи гармоник могут быть только положительными, так как это значения амплитуд, вычисленные по формулам

$$I_k = \sqrt{B_k^2 + C_k^2},$$

где $k = 1, 2, 3$ — номер гармоники; $B_k = \frac{2}{5T} \int_0^{5T} IN(t) \sin\left(2\pi k \frac{t}{T}\right) dt$ и

$C_k = \frac{2}{5T} \int_0^{5T} IN(t) \cos\left(2\pi k \frac{t}{T}\right) dt$ — коэффициенты ряда Фурье для k -й гармоники.

В результате анализа многолетних данных было установлено, что устройство мониторинга ГИТ фиксирует также быстропротекающие явления: грозовые воздействия, короткие замыкания (КЗ), срабатывание токовой защиты и другие коммутационные процессы в сети [3]. Факт возникновения любого процесса регистрируется достаточно точно — даже процесс длительностью меньше, чем 0,1 с будет отмечен точкой на записи тока в нейтральном проводе. В ряде случаев имеется возможность оценить относительную энергию явления.

Таким образом, система регистрации ГИТ является своего рода грозоотметчиком, позволяющим обнаружить факт молниевых воздействий на ВЛ, причем фиксируются как токи от индуктированных перенапряжений, так и от прямых ударов молнии. Некоторые сигналы могут иметь длительность более одного промежутка интегрирования и достигать нескольких секунд. Это объясняется включением в интеграл сигналов как от однократного молниевых разряда, так и последующих компонент молнии, а также их многочисленных отражений от концов ВЛ. Ток постоянной составляющей I_0 при перекрытии линейной изоляции имеет в своем составе аperiodические компоненты тока образующегося КЗ. А токи гармоник I_1 , I_2 и I_3 фиксируют периодические составляющие токов нулевой последовательности, возникающие при КЗ и других несимметричных режимах, возникающих, например, при действия токовых защит. В частности, на осциллограммах тока первой гармоники I_1 надежно фиксируется момент короткого замыкания и бестоковая пауза в цикле АПВ. Поэтому токи I_0 дают нам информацию обо всех типах молниевых воздействий на ВЛ, питаемые данным автотрансформатором, а токи I_1 фиксируют короткие замыкания и аварийные отключения.

Помимо гармоник система регистрирует мгновенные значения токов, протекающих в нейтральных при различного рода переходных процессах (КЗ, коммутации, грозовые воздействия). Кривая тока строится по 256 точкам при частоте 14400 Гц, а получаемый сигнал имеет длительность 18 мс, сравнимую с периодом промышленной частоты. Блок записи мгновенных значений срабатывает при прохождении производной от тока нейтрали через определенное пороговое значение в данный момент времени. Вследствие периода дискретизации равного 70 мкс, мы можем увидеть на осциллограмме момент удара молнии в линию, а также процесс перекрытия линейной изоляции и начало развития короткого замыкания.

Пример обработки результатов регистрации. В качестве примера регистрации рассмотрим грозу 18 июля 2017 г. Она характерна тем, что имела высокую интенсивность и удачную локализацию: грозовой фронт двигался с юга на север по оси коридора с двумя ВЛ 330 кВ и одной двухцепной ВЛ 150 кВ. Эти ВЛ присоединены к подстанции 330 кВ в районе г. Мурманск. Всего эта подстанция питает три ВЛ 330 кВ и 10 линий 150 кВ, имеющих длину до 100 км и ориентированных на все стороны света, поэтому большинство гроз в радиусе 100 км создают возмущение в токе нейтрали автотрансформаторов подстанции. Система регистрации ГИТ на этой подстанции установлена в нейтрали одного из двух автотрансформаторов в октябре 2011 г. и с тех пор данные регистрировались непрерывно.

На рисунке 1 показана картина разрядов молний 18 июля 2017 г. в период с 7:30 по 9:30 по всемирному времени UTC. Гроза началась в районе г. Оленегорск и перемещалась на север до г. Мурманск.

На рисунке 2 показана осциллограмма постоянной составляющей тока нейтрали I_0 для выбранного периода времени. За два часа грозы зафиксировано порядка 160 молниевых воздействий с разной амплитудой импульса, причем по осциллограмме отчетливо видно, как грозовой фронт приближается к подстанции, достигнув ее около 8:30 UT. В этот момент плотность и амплитуда воздействий максимальна.



Рис. 1. Карта разрядов молний
(по данным сети грозопеленгации проекта Blitzortung.org)

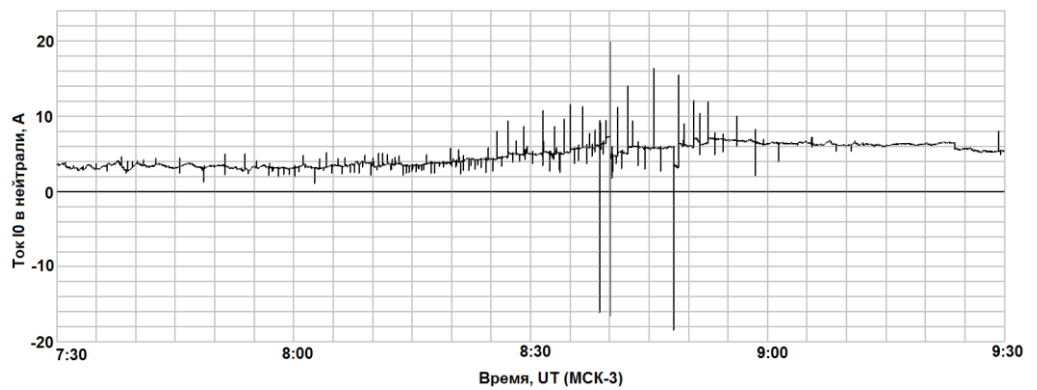


Рис. 2. Осциллограмма тока I_0 в нейтрали автотрансформатора

Амплитуда импульса определяется многими величинами: параметрами импульса молнии, характером перенапряжения (индуктированное или прямой удар), расстоянием от оси ВЛ для индуктированных импульсов, расстоянием от точки максимального воздействия до подстанции и т.д. По данным нашей системы регистрации определить параметры молнии или место поражения

в принципе невозможно. Тем не менее, эти данные дают интегральную картину молниевых воздействий, прошедших через автотрансформатор, а ведь каждое из этих воздействий прикладывается к его изоляции.

На рисунке 3 показана осциллограмма амплитудного значения первой гармоники тока в нейтрали автотрансформатора за тот же период времени. Токи прямой последовательности возникают в заземленной нейтрали в случае нарушения симметрии фазных токов. В нормальном режиме ток первой гармоники на данной подстанции имеет амплитудное значение порядка 4 А, что обусловлено несимметрией фазных напряжений и нагрузок. Скачки тока на рисунке 3 возникли в результате короткого замыкания после перекрытия изоляции ВЛ. За два часа грозовой активности на подходящих к подстанции ВЛ произошло 11 перекрытий с короткими замыканиями, вызвавших работу токовых защит и ликвидированных успешными действиями АПВ.

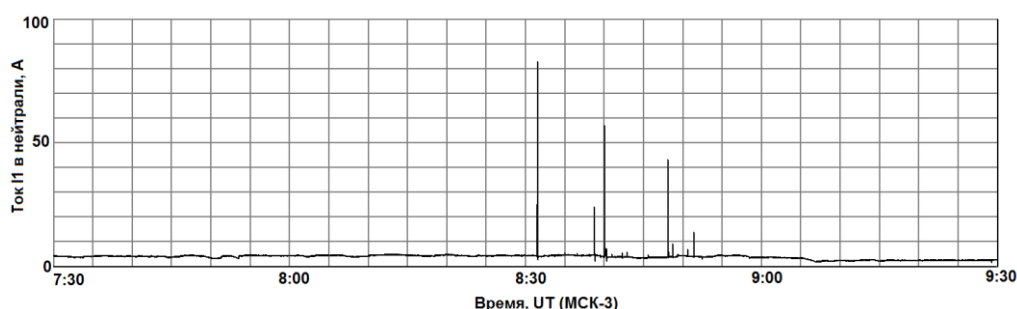


Рис. 3. Осциллограмма тока I_1 в нейтрали автотрансформатора

На рисунке 4 представлена осциллограмма процесса перекрытия изоляции и возникновения дуги короткого замыкания, полученная с помощью блока записи мгновенных значений. Всего за два грозовых часа блок записи импульсных воздействий запустился 40 раз.

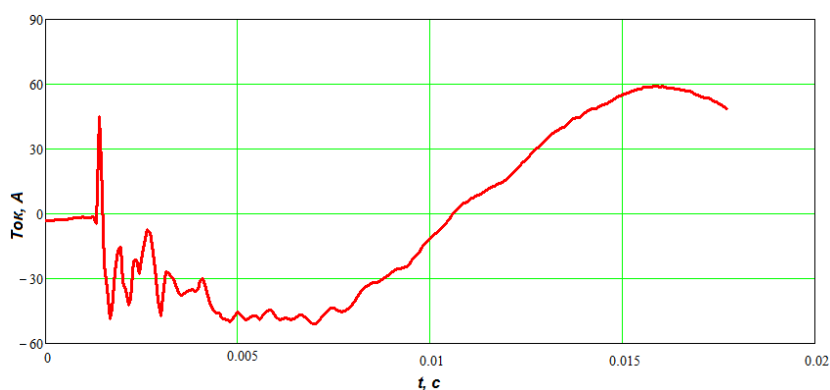


Рис. 4. Осциллограмма мгновенного значения тока в нейтрали автотрансформатора в момент 8:31:30 UT

Не каждое импульсное перекрытие изоляции переходит в устойчивую дугу короткого замыкания. На рисунке 5 показан случай, когда импульсное

перекрытие изоляции самоликвидировалось и не привело к возникновению КЗ и отключению линии. На рисунке 3 это событие даже не проявилось, так как не привело к возникновению значительных токов прямой или обратной последовательности.

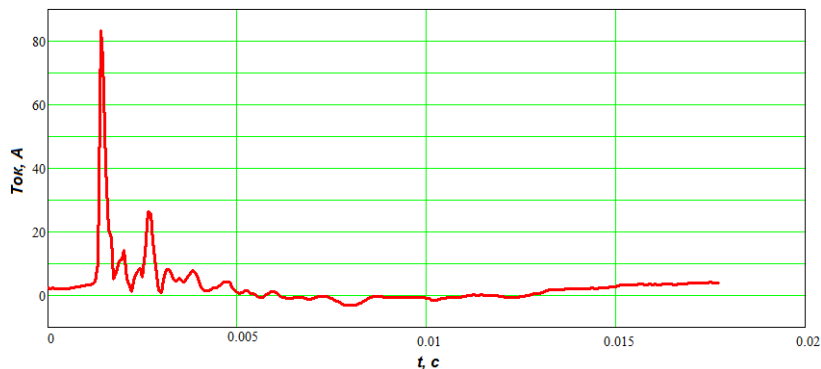


Рис. 5. Осциллограмма мгновенного значения тока в нейтрали автотрансформатора в момент 8:34:59 UT

Анализ результатов мониторинга. Для получения статистических данных по грозовой активности в Мурманской области, а, в частности, в районе подстанции «Выходной», была проанализирована накопленная информация с устройства регистрации ГИТ в период с октября 2011 года по декабрь 2017 года. Для подтверждения регистрации именно грозового воздействия, а не, допустим, коммутации, либо другого переходного процесса в сети, использовались архивные данные за выбранный временной промежуток мониторинга с веб-сайта системы грозопеленгации Blitzortung.org [4]. Также система позволяла выделить определенные временные рамки прохождения грозового фронта в исследуемой области, тем самым отмечая импульсы другого происхождения. Это позволило собрать наиболее точные данные. Были созданы две базы данных по годам: грозовой интенсивности и соответствующих аварийных отключений ВЛ; аварийных отключений ВЛ в целом за год, вызванных не только обратными перекрытиями, но и перекрытиями, вызванными обледенением проводов, сильным ветром и другими причинами, включающие в себя информацию о дате, когда произошла гроза или сработало АПВ, количестве молниевых ударов, количестве АПВ и их длительности. Ниже представлены все полученные заключения по базам и их инфографика.

Так, при анализе данных базы грозовой активности было выявлено, что в 2014 году количество зафиксированных молниевых разрядов в постоянной составляющей тока нейтрали автотрансформатора I_0 имело аномально высокое значение — 3949 импульсов (рис. 6). Для сравнения, количество разрядов в грозовой период остальных исследуемых годов (2012-2013 и 2015-2017 годы) варьировалось от минимального значения в 2015 году — 312 импульсов (в 12 раз меньше, чем в 2014), до максимального в 2012 году — 1751 импульс (в 2 раза меньше, чем в 2014).



Рис. 6. Гистограмма распределения количества молниевых разрядов в 2012-2017 гг.

В среднем в год фиксируется по 1485 импульсов, что приблизительно в 3 раза меньше того количества, которое было зафиксировано в аномальный грозовой период.

Как видно из диаграммы на рисунке 7, хотя количество ударов молнии в линию и рядом с ней значительно не увеличивается от года к году и держится ниже среднего показателя (кроме 2014 года), но процент АПВ от общего количества импульсов имеет тенденцию к росту. Это говорит о несоответствующей и недостаточной молниезащите воздушных линий в радиусе 100 километров от подстанции «Выходной».

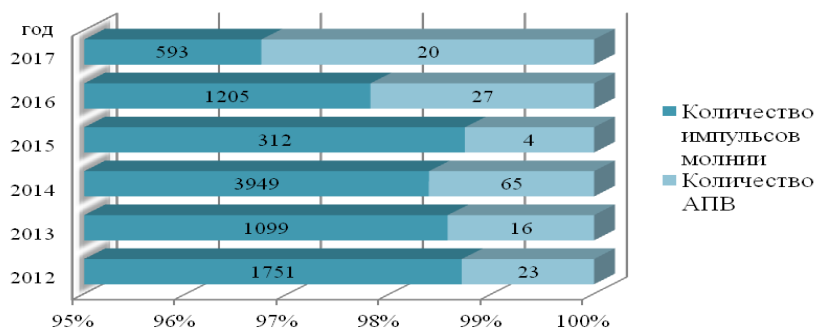


Рис. 7. Диаграмма процентного соотношения АПВ и грозовых разрядов

Помимо этого, по данным базы, фиксирующей грозовые разряды и соответствующие им автоматические повторные включения, были рассчитаны и представлены в виде диаграмм распределения средних значений по месяцам таких параметров, как число импульсов, число гроз и число АПВ (рис. 8). Так, в ходе анализа этих показателей была выявлена тенденция к увеличению количества грозовых импульсов с достижением максимума в августе и стремительным падением этого показателя в сентябре. Тот же самый характер прослеживается и для числа гроз и АПВ: показатель растет от месяца к месяцу, показывая максимальное значение в августе, и быстро снижается в сентябре.

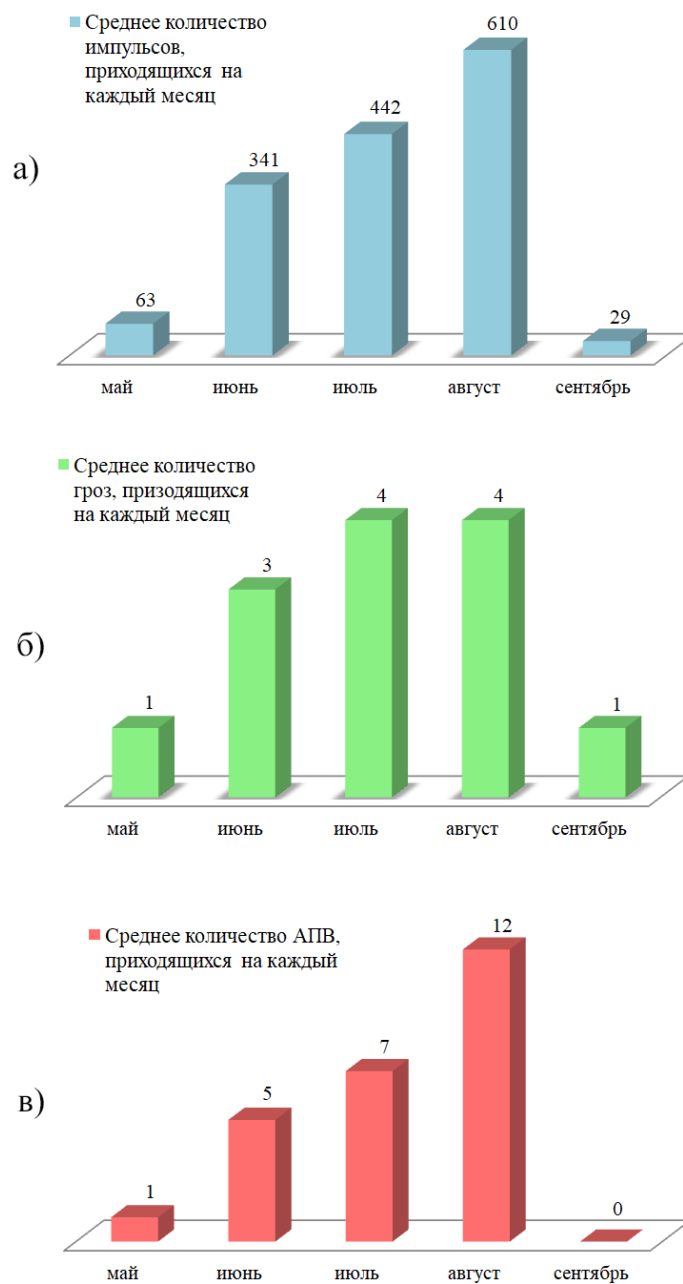


Рис. 8. Гистограммы распределения по месяцам:
a — числа грозовых ударов; *б* — числа гроз; *в* — числа АПВ

За все время мониторинга было зарегистрировано 77 гроз, из них 47 было причиной хотя бы одного автоматического повторного включения воздушной линии из-за обратного перекрытия изоляции. Отсюда следует, что каждая вторая гроза сопровождается срабатыванием токовой защиты. А в некоторых случаях, количество АПВ за одну грозу может быть больше 10. Это все указывает на низкую грозоупорность линии, то есть ее слабую устойчивость к воздействию

грозовых перенапряжений. По полученным данным, среднее число аварийных отключений линий, питаемых подстанцией «Выходной», равняется 26 в год.

Также по второй базе данных, включающей в себя информацию по числу и продолжительности всех АПВ за год, были проанализированы результаты их регистрации в токе первой гармоники I_1 в нейтральном проводе автотрансформатора. Для проведения оценки материалов этой базы АПВ разделили на две группы: первая — следствием которых является грозовое воздействие и вторая - все остальные, причинами появления которых могли стать обледенение проводов, их обрыв, налет птиц на воздушную линию, сильный ветер, перекрытие изоляции в связи с ее изношенностью и многое другое. Исходя из этого разбиения, было выявлено примерно равное соотношение между количеством первой и второй категории в год: 26 на 25 отключений. Из этого следует, что каждое второе АПВ, записанное устройством мониторинга ГИТ, происходит именно в грозовой сезон.

О срабатывании АПВ мы можем судить лишь косвенно по осциллограмме первой гармоники I_1 . На ней виден скачок тока в виде ступени при коротком замыкании вследствие пробоя изоляции и его последующее мгновенное падение при действии токовой защиты и АПВ линии. Каждая такая ступень имеет свой временной интервал для каждого отдельного случая.

Также, в ходе анализа второй базы данных, был построен график (рис. 9) среднего числа АПВ в месяц, не включающих грозу. Линейная аппроксимация показывает, что число срабатываний релейной защиты в течение года держится на уровне двух. Но, имеются месяцы, выделяющиеся из этого тренда: январь, апрель, сентябрь и ноябрь. Возможно, рост числа АПВ связан как с сезонным изменением объема потребляемой электроэнергии, так и с темпами производства питаемых предприятий. А падение может быть следствием ремонта ВЛ после грозового сезона.

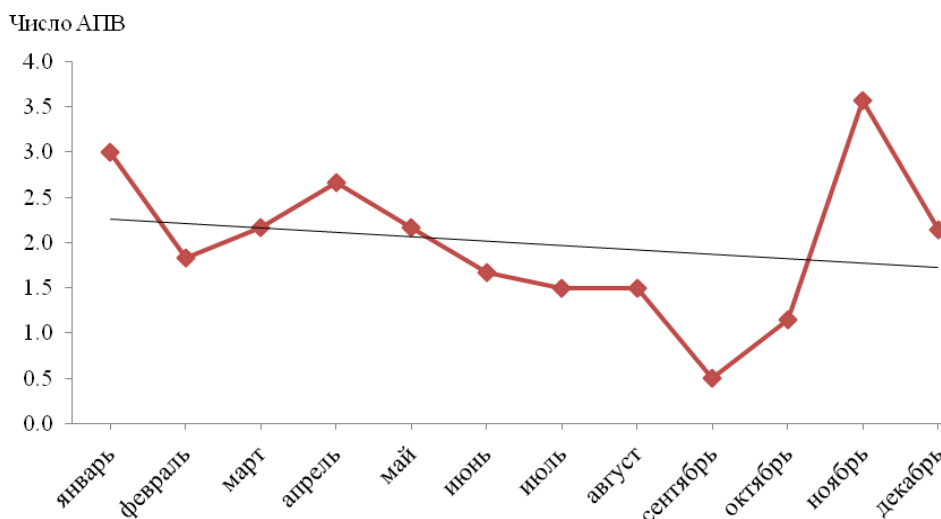


Рис. 9. График распределения среднего числа АПВ, не включающих грозу, в течение года

Выводы

При условии, что система мониторинга ГИТ в нейтральных автотрансформаторов не является специализированным инструментом для регистрации грозовых воздействий, она позволяет получить статистические оценки интегрального воздействия молний на энергосистему, благодаря обширному массиву накопленных данных.

В ходе анализа данных получены следующие заключения:

- в 2014 году была выявлена аномально высокая грозовая активность, причем количество разрядов, ударивших в линию или вблизи от нее, превышало среднее число импульсов в год в 3 раза;

- была обнаружена опасная тенденция к увеличению процента АПВ от общего количества импульсов молнии;

- с увеличением грозовой активности в течение сезона растет и число АПВ: уровень защиты изоляции ВЛ, выполненной согласно нормативным документам, является заниженным, вследствие чего изоляция не выдерживает ненормированные нагрузки;

- каждая вторая гроза в районе подстанции «Выходной» сопровождается аварийным отключением;

- каждое второе АПВ, зафиксированное устройством мониторинга ГИТ, происходит в грозовой сезон;

- в среднем в месяц происходит по 2 аварийных отключения (не учитывая те, которые вызваны ударами молний). В связи с сезонными изменениями нагрузки питаемых потребителей и предприятий, а также плановых ремонтов, часть месяцев показывает сильные отклонения от приведенного значения.

Таким образом, нормативная документация по грозозащите воздушных линий в Мурманской области требует доработки и внесения изменений в связи с новыми данными, полученными во время исследования. Для этого необходимо развивать специализированные системы регистрации грозовой активности на Кольском полуострове для получения более точной информации и поддержания бесперебойного электроснабжения потребителей.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Мурманской области в рамках научного проекта № 17-48-510199

Литература

1. Ефимов Б., Сахаров Я., Селиванов В. Геомагнитные штормы. Исследование воздействий на энергосистему Карелии и Кольского полуострова // *Новости Электротехники*. 2013. № 2 (80). С. 30–33.
2. Баранник М. Б., Данилин А. Н., Катъкалов Ю. В., Колобов В. В., Сахаров Я. А., Селиванов В. Н. Система регистрации геоиндуктированных токов в нейтральных силовых автотрансформаторов // *Приборы и техника эксперимента*. 2012. № 1. С. 118.
3. Селиванов В. Н., Данилин А. Н., Колобов В. В., Сахаров Я. А., Баранник М. Б. Результаты длительных регистраций токов в нейтральных силовых трансформаторов // *Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика*. Выпуск 1. 2010. С. 84–91.
4. Молния и гроза в реальном времени — Архивные данные по запросу: [сайт]. URL: http://ru.blitzortung.org/archive_data.php?map=11/ (дата обращения: 20.04.2018).

Сведения об авторах

Аксенович Татьяна Валерьевна,

студент кафедры физики, биологии и инженерных технологий филиала Мурманского арктического государственного университета в г.Апатиты,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: aksenovich.tanya@gmail.com

Бурцев Антон Владимирович,

Младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: a.burtsev@tehnonord.ru

Селиванов Василий Николаевич,

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.63-70
УДК 621.311

О. В. Залесова, А. В. Богданова

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВЛИЯНИЯ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА 25 кВ НА ВЛ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 110-150 кВ В ЗОНЕ ВЫСОКООМНЫХ ГРУНТОВ

Аннотация

Предложен расчетный комплекс для оценки уровня наведённого напряжения на проводах отключённой воздушной линии электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием контактной сети железной дороги переменного тока. Представлены результаты расчётов наведённого напряжения на воздушных линиях электропередачи класса напряжения 110–150 кВ при влиянии одно- и двухпутного участков железной дороги.

Ключевые слова:

электромагнитное влияние, электрифицированная железная дорога переменного тока, воздушная линия электропередачи.

O. V. Zalesova, A. V. Bogdanova

ESTIMATION OF ELECTROMAGNETIC INFLUENCE OF THE 25 kV AC TRACTION NETWORK ON OVERHEAD POWER LINES IN THE AREA OF HIGH-RESISTANCE SOIL

Abstract

The program complex for an estimation of the inducted voltage level on de-energized power lines exposed to electromagnetic fields influence of the overhead contact system has been propounded. Calculations results of the induced voltage on 110-150 kV overhead power lines caused by the influence of single- and double-track railway lines have been presented.

Keywords:

overhead power line, AC electric railway, electromagnetic influence.

Система переменного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ имеет неоспоримые преимущества по сравнению с системой постоянного тока. Это подтверждает многолетний опыт эксплуатации железных дорог как в России, так и во всем мире [1].

Тяговая сеть железной дороги переменного тока является полностью несимметричной системой. Ток поступает к электровозу по контактной сети и возвращается на тяговые подстанции по рельсам и через землю. Тем самым оказывая значительное электромагнитное влияние на расположенные вблизи железнодорожного полотна линии связи и проводного вещания, цепи сигнализации, централизации и автоблокировки, а также более удаленные проводники, такие как воздушные линии электропередачи (ВЛ) высокого напряжения и трубопроводы.

Величина наведенного напряжения на проводнике, помимо геометрических характеристик, сильно зависит от удельного сопротивления грунта. Чем выше данный параметр, тем больше величина обратного тока в рельсах.

В настоящей работе выполнены расчетные исследования, позволяющие оценить величину наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи в рамках энергосистемы Мурманской области, характерной особенностью которых является местоположение в районах с низкой проводимостью грунта.

Физические и геометрические характеристики ВЛ и тяговых сетей.

В рамках данного исследования были рассмотрены двадцать два случая возможного электромагнитного влияния тяговой сети одно- и двухпутной Октябрьской железной дороги переменного тока на смежные воздушные линии электропередачи класса напряжения 110–150 кВ. Геометрические характеристики сближения рассматриваемых объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Геометрические параметры участков сближения ВЛ и тяговой сети

№ ВЛ	Класс напряжения	Марка провода	Сближение, км	
			длина	ширина
1	2	3	4	5
Сближение с однопутным участком железной дороги				
1	110	АС-150	3.6	16.1
2	110	АС-185	1.0	13.0
3	110	АС-185	0.5	14.4
4	110	АС-185	3.0	18.5
5	110	АС-185	0.6	19.5
6	110	АС-185	1.5	19.7
7	150	АС-185	3.8	34.7
8	150	АС-185	3.0	48.6

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Сближение с двухпутным участком железной дороги				
1	110	АС-185	2.0	18.2
2	110	АС-185	3.0	19.5
3	110	АС-185	3.0	16.9
4	110	АС-10	1.5	11.7
5	110	АС-120	1.5	11.4
6	110	АС120	2.0	34.8
7	110	АС120	2.7	16.6
8	110	АС-150	1.0	16.2
9	110	АС-185	2.0	7.9
10	110	АС-240	1.0	31.5
11	110	АС-150	1.0	16.4
12	110	АС-150	0.5	31.5
13	150	АС-185	1.0	29.5
14	150	АС-185	2.6	39.7

Параметры проводов контактной сети и рельсов приведены в таблице 2. В расчетах высоты подвеса контактного провода и несущего троса были приняты равными 5,5 м и 6,5 м соответственно. Все влияющие участки железной дороги с двухсторонним питанием, в случае двухпутных участков принималась узловая схема питания контактной сети.

Таблица 2

Параметры тяговой сети

Параметры	Характеристики		
	Контактный провод	Несущий трос	Рельс
Сопротивление постоянному току, Ом/км	0.176	0.156	0.13
Радиус, мм	6.4	7.0	51.0
Марка провода	2МФ-100	М-120	Р-65

Программа расчета наведенного напряжения на ВЛ. В настоящей работе в качестве инструмента исследования используется программа расчета наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ, подверженной влиянию тяговой сети железной дороги, разработанная в ЦЭС КНЦ РАН [2, 3].

В основе программы лежит следующий подход. В алгоритме расчета была принята система координат, в которой задаются геометрические параметры ремонтируемой линии и влияющей тяговой сети относительно последней (рис. 1). Точкой отчета является ось тяговой сети. Для удобства расчета два рельса задаются одним эквивалентным.

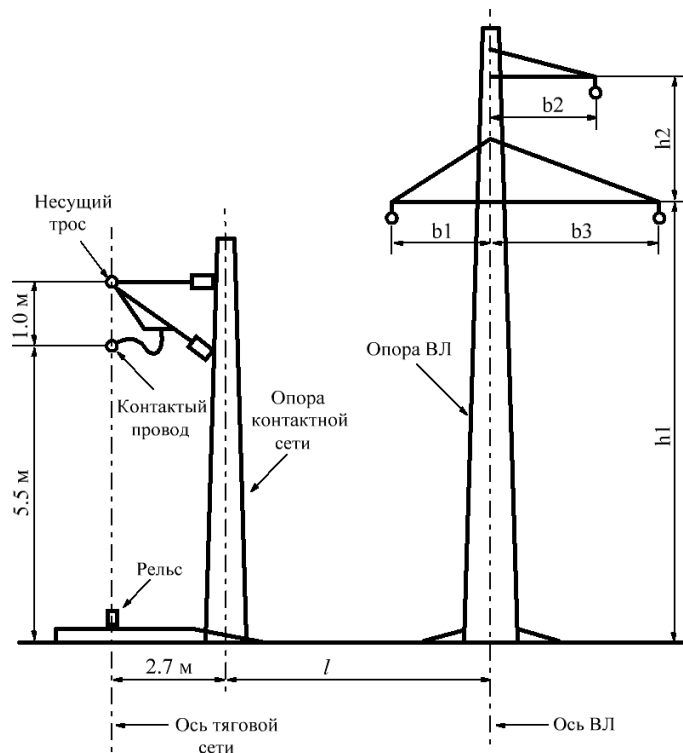


Рис. 1. Схема сближения ВЛ и контактной сети в поперечном разрезе

Магнитное влияние обусловлено наведением э.д.с. в замкнутых контурах при пересечении их переменным магнитным полем, которое создает ток, протекающий в проводах тяговой сети. В программе определение э.д.с. взаимной индукции на единицу длины провода ВЛ, подверженной влиянию, проводятся по формуле [4]:

$$\dot{E}_{ki} = Z_{ki} \cdot \dot{I}_k \cdot k_{зд},$$

где k — влияющий провод; i — провод отключенной линии; \dot{I}_k — ток во влияющем проводе; $k_{зд}$ — коэффициент защитного действия рельса; Z_{kc} — продольное взаимное сопротивление между проводами k и i , которое определяется выражением:

$$Z_{ki} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_k+h_i)} \cos(\lambda b_{ki})}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}}} + \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{ki}}{d_{ki}},$$

где d_{ki} — кратчайшее расстояние между проводами k и i ; D_{ki} — расстояние между i -м проводом и отражением k -го провода относительно поверхности земли. Для их определения применяются следующие формулы:

$$D_{ki} = \sqrt{b_{ki}^2 + (h_i + h_k)^2};$$

$$d_{ki} = \sqrt{b_{ki}^2 + (h_k - h_i)^2},$$

где b_{ki} — расстояние по горизонтали между проводами k и i , h_{ki} — высота провода над землей. Средне статистическая величина удельного сопротивления грунта ρ_s в условиях Мурманской области составила 1000 Ом·м. Коэффициент защитного действия рельсов $k_{сд}$ принимался равным для одно- и двухпутного участков железной дороги 0.55 и 0.45 соответственно [5].

Электрическое влияние вызвано наличием электрического поля в пространстве, окружающем контактную сеть напряжением 27.5 кВ. Наведённые потенциалы на ремонтируемой линии создаются полем зарядов на проводах влияющей контактной сети

$$U_i = \sum_{k=1}^2 \alpha_{ki} q_k,$$

где q_k — заряд на k -м проводе [28].

Собственный и взаимный потенциальные коэффициенты между проводами определяются по формулам:

$$\alpha_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_k}{r_k} \text{ и } \alpha_{ki} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2D_{ki}}{d_{ki}},$$

где h_k — средняя высота подвеса k -го провода (м); r_k — радиус k -го провода (м).

В связи с тем, что на железной дороге применяется относительно низкое питающее напряжение (27.5 кВ) и взаимная емкость быстро уменьшается с увеличением ширины сближения, электрическое влияние значительно меньше магнитного.

В программе для проводимого исследования были созданы файлы исходных данных для всех линий электропередачи, содержащие информацию о физических и геометрических параметрах линий и влияющих тяговых сетей.

Участки сближения трас ВЛ и железнодорожных путей приводились к параллельному сближению следующим образом. В случаях косоугольного сближения трасса линии разбивалась на отдельные участки и косоугольное сближение заменялось параллельным в соответствии с рекомендациями [4, 6]:

1. при $\frac{b_{\max}}{b_{\min}} < 3$, то $b_{ki} = \sqrt{b_{\min} \cdot b_{\max}}$;
2. при $3 < \frac{b_{\max}}{b_{\min}} < 5$, то $b_{ki} \approx \frac{b_{\max} + 2b_{\min}}{3}$;
3. при $\frac{b_{\max}}{b_{\min}} > 5$, то трассы сближения разбиваются на несколько влияющих участков,

где b_{\max} , b_{\min} — максимальное и минимальное расстояния между проводами тяговой сети (контактный провод, питающий провод и рельсы) и ВЛ соответственно.

Результаты расчетов и их анализ. Расчеты наведенного напряжения на отключенных линиях проводились

- с учетом наихудшего варианта, с точки зрения наведенного напряжения, в месте на ВЛ, соответствующему середине участка сближения исследуемых объектов [7];

- для различных схем заземления линии по концам и в месте измерения наведенного напряжения (условном месте ремонта);
- при заземлении в месте ремонта на опору сопротивление заземления принималось равным 30 Ом;
- нагрузка по среднестатистическим данным для однопутного участка составляла 600 А, а для двухпутного участка — 1000 А.

Результаты расчетов значений наведенного напряжения на ВЛ, подверженных влиянию одно- и двухпутных участков железной дороги, представлены гистограммами на рисунках 2 и 3. Из которых можно видеть, что на всех линиях, заземленных по концам, в том числе и при дополнительном заземлении линии в месте ремонта на опору, значения наведенного напряжения превысили допустимые 25 В. Особенно это заметно на линиях, имеющих наиболее длинные участки сближения с железной дорогой.

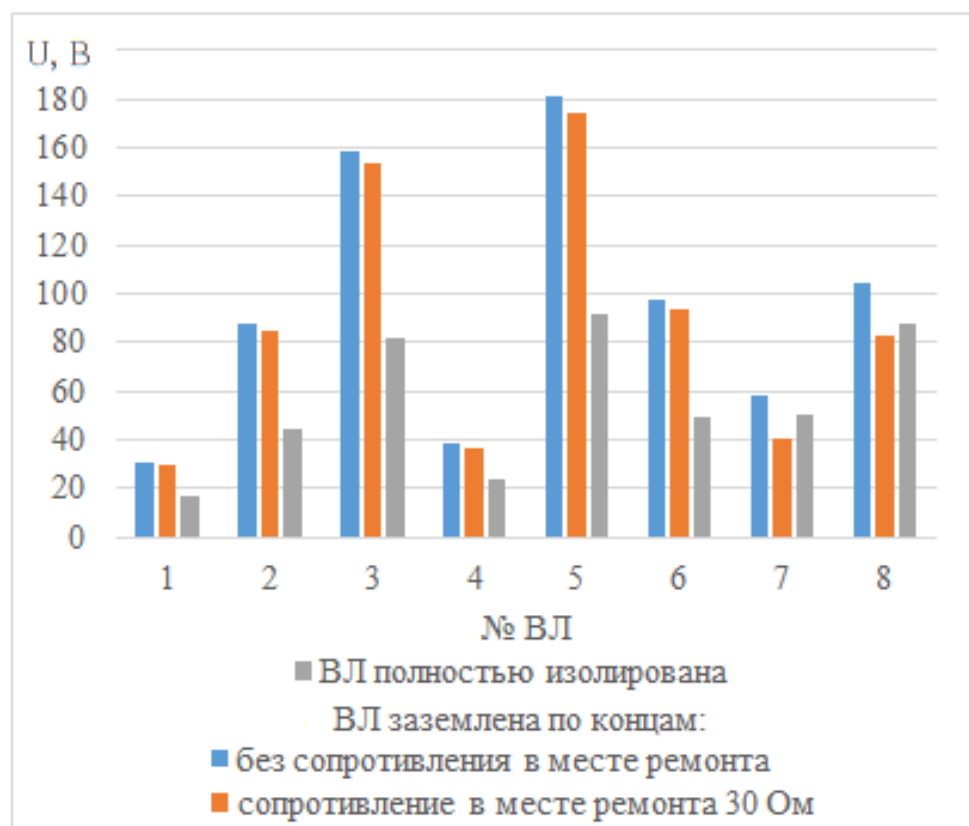


Рис. 2. Наведенные напряжения на ВЛ, расположенных вдоль однопутных участков железной дороги

Наилучшим способом снижения наведенного напряжения на отключенной линии будет заземление ВЛ только в месте ремонта на опору (либо на двух соседних опорах) и разземлении линии по концам. Результаты расчетов, выполненных по такой схеме, показали, что уровень наведенного напряжения на всех исследуемых линиях не превысил 2 В.

Последний вариант защиты можно рекомендовать для районов с низкопроводящими грунтами, поскольку сопротивление заземления в месте ремонта на ВЛ перестанет являться критичным параметром и может значительно превышать величину — 30 Ом, как того требуют правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [8].

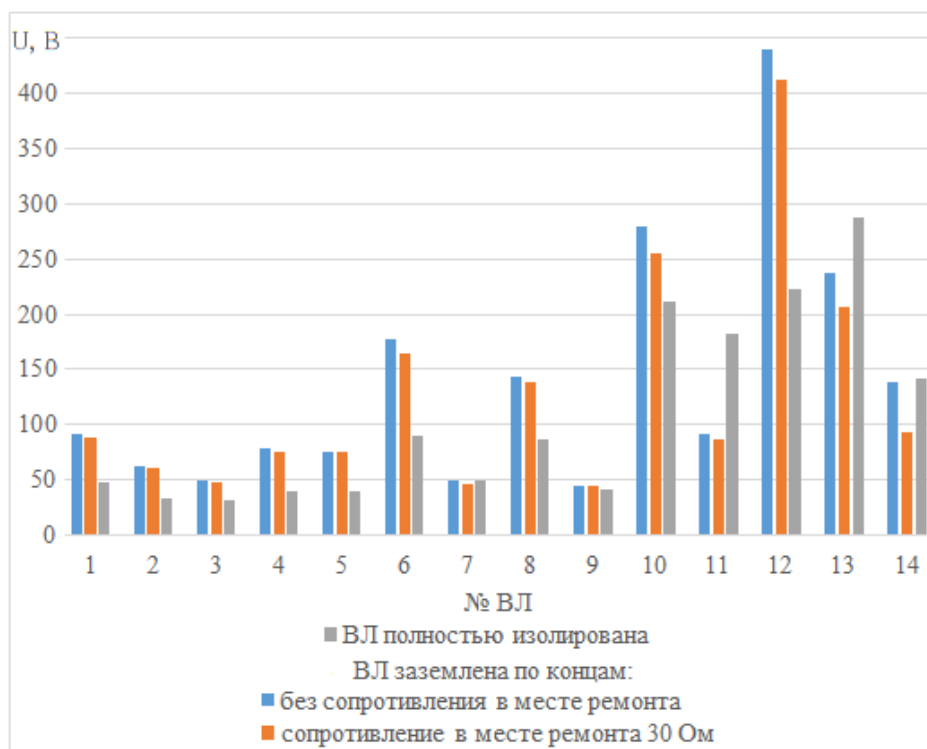


Рис. 3. Наведенные напряжения на ВЛ, расположенных вдоль двухпутных участков железной дороги

Выводы

Предварительное измерение наведенного напряжения во время проведения ремонтных работ на ВЛ, проходящей вдоль тяговой сети железной дороги переменного тока, практически невыполнимо при максимальном рабочем токе в контактной сети. Поскольку нагрузка каждой тяговой подстанции изменяется в зависимости от того сколько электроподвижных составов работает на участке, их местоположения относительно подстанций, потребляемых ими токов, наличия в тяговой сети уравнительных токов и прочих условий. Поэтому в целях безопасности ремонтного персонала во время работ на линии следует учитывать результаты расчетных исследований на ВЛ.

Каждый случай электромагнитного влияния тяговой сети на ВЛ в настоящем исследовании является индивидуальным. Совместно с созданными файлами данных линий и участков железных дорог, разработанная программа представляет расчетных комплекс, который существенно облегчает процесс оценки электромагнитного влияния тяговой сети переменного тока на отключенные ВЛ.

Литература

1. Электроснабжение железных дорог: учеб. пособие. В 2 ч. Ч. 1 / И. В. Игнатенко. Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2013. 113 с.
2. Залесова О. В., Якубович М. В. Моделирование влияния железной дороги на линии электропередачи с учётом гармоник тяговой сети // Труды Кольского научного центра РАН. 2010. № 1 (1). С. 102–109.
3. Дроздова О. В., Якубович М. В. Исследование влияния системы тягового электроснабжения переменного тока на отключенные линии электропередачи // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13, № 4/2. С. 918–922.
4. Костенко М. В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Учебное пособие. Л., изд. ЛПИ, 1984. 56 с.
5. Залесова О. В., Якубович М. В. Исследование защитного действия рельсов на однопутном участке железной дороги в зоне высокоомных грунтов // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 3 (22). С. 62–67.
6. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т. 1 / Под ред. К. Г. Марквардта. М.: Транспорт, 1980. 256 с.
7. Залесова О. В., Якубович М. В. Наведенные напряжения на отключенных воздушных линиях электропередачи, вызванные воздействием тяговой сети железной дороги переменного тока // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 7 (26). С. 50–61.
8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н), <http://zametkielectrika.ru/novye-pravila-po-oxrane-truda-pri-ekspluatatsii-elektroustanovok/>.

Сведения об авторах

Залесова Ольга Валерьевна,

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

Богданова Анна Викторовна,

студент кафедры физики, биологии и инженерных технологий филиала Мурманского арктического государственного университета в г. Апатиты, Россия, 184209, Мурманская обл., г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: azarika-vik@yandex.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.70-75

УДК 621.315.1

Е. М. Шишков, А. В. Проничев, Е. О. Солдусова

АНАЛИЗ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ САМОКОМПЕНСИРОВАННЫХ РАЗОМКНУТЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Аннотация

Для целей организации продольной компенсации в предыдущих работах авторов предложен способ использования собственной распределенной ёмкости — построение

разомкнутой линии электропередачи с расщеплённой фазой, составляющие которой электрически изолированы друг от друга таким образом, что часть составляющих подключена только к шинам источника питания, а часть — только к шинам потребителя. Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи использовались методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScapeSimPowerSystems. Исходными данными для анализа являлись геометрические конфигурации опор воздушных линий и параметры сталеалюминевых проводов. Составлена математическая модель для анализа режимов нагрузки и холостого хода разомкнутой линии. Проведён расчёт значений передаваемой мощности, соответствующих различным параметрам: максимально-допустимому отклонению напряжения, длительно-допустимому току, статической устойчивости. Проведен анализ режимов нагрузки трехфазной разомкнутой ВЛЭП.

Ключевые слова:

воздушная линия электропередачи, продольная компенсация, самокомпенсированная линия.

E. M. Shishkov, A. V. Pronichev, E. O. Soldusova

ANALYSIS OF MARGINAL STATES OF SELF-COMPENSATED OPEN POWER OVERHEAD TRANSMISSION LINE

Abstract

For the purpose of organizing longitudinal compensation for long-distance overhead power transmission lines, the authors proposed in previous works the method of using own distributed capacitance - the construction of the open power transmission line with a split phase, the components of which are electrically isolated from each other in such a way that a part of the components is connected only to the power supply buses, but part is only to the consumer's tires. In the present paper, the limit of the transmission capacity of open overhead lines for different load values is estimated. Mathematical modeling methods used in the MATLAB / Simulink environment using the SimScapeSimPowerSystems element library to analyze the efficiency of using open power transmission lines. The initial data for the analysis were geometric configurations of overhead-lines supports and parameters of steel-aluminum wires. A mathematical model is developed for the analysis of load conditions and idling of overhead power transmission line. The calculation of the transmitted power values corresponding to various parameters is carried out: the maximum permissible voltage deviation, the long-allowable current, and the static stability. The load conditions of a three-phase overhead power transmission line are analyzed.

Keywords:

electrical transmission line, longitudinal compensation, self-compensated line.

Введение. Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементом сверхдальних передач переменного тока [1]. Одним из способов достижения цели продольной компенсации — уменьшения продольной индуктивности воздушной линии (ВЛ) — является настройка линии на резонанс напряжений или резонанс токов. Эта идея была предложена в работах И. И. Соловьёва и А. А. Вульфа [2] в первой половине XX века. Позднее, профессором Н. Ф. Ракушевым в работе [3] был предложен способ реализации данной идеи — разомкнутая линия электропередачи, каждая фаза которой состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к шинам передающей подстанции, а второй (встречная составляющая) — к шинам приёмной. При достаточной длине линии взаимная ёмкостная проводимость, созданная между прямой и обратной составляющей, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии.

В работе [4] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В такой линии прямая и встречная составляющая расщеплённой фазы подвешены на одной траверсе и отделены друг от друга диэлектрическими распорками. При этом на одной опоре могут располагаться все три фазы разомкнутой ВЛ. В работе [5] авторами предложена математическая модель в фазных координатах, учитывающая принципиальную несимметрию разомкнутой ВЛ, как трёхфазной системы, а в работе [6] — способ реализации этой модели в виде методик расчёта установившегося режима линии.

В работе [7] рассматривался вопрос определения оптимальной конструкции расщепленной фазы разомкнутой воздушной линии, однако расчеты производились на однофазной модели. Актуальность данной темы рассматривается в работах [8, 9].

Целью данного исследования является расчет и анализ режимов нагрузки предложенной в [4] конструкции трехфазной разомкнутой ВЛ.

Результаты. С учётом полученных ранее результатов анализа установившихся режимов РВЛ [10], в настоящей работе проведена оценка предела передаваемой мощности для разомкнутой линии. Для этого модель общего участка линии представлена в виде четырёх последовательно соединённых блоков многопроводной схемы замещения, каждый из которых моделирует участок равной длины.

С использованием данной модели: проведена оценка градиента напряжения вдоль линии; рассчитана зависимость установившегося отклонения напряжения от величины передаваемой мощности; выполнена оценка предела статической устойчивости линии.

Для каждой из рассматриваемых конфигураций был проведен расчет предела передаваемой мощности по статической устойчивости. Результаты расчета для конфигурации 500 кВ с расщеплением на 2 провода представлены на рисунке 1.

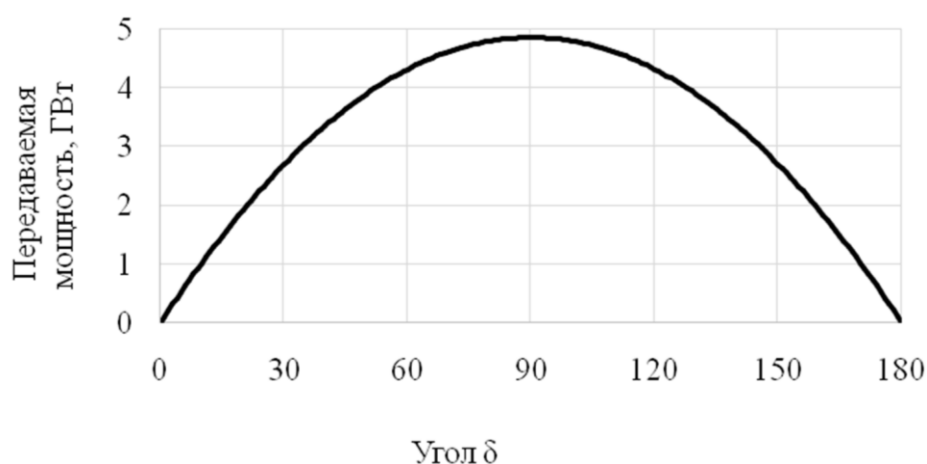


Рис. 1. Угловая характеристика мощности электропередачи по разомкнутым линиям (500 кВ — 2 провода)

Ввиду бесконечно малого значения продольного индуктивного сопротивления разомкнутой линии — предел передаваемой мощности по статической устойчивости оказался значительно выше чем у воздушных линий стандартной конструкции.

Для разомкнутой линии напряжением 500 кВ с фазой, расщеплённой на два провода АС-700, пропускная способность будет ограничена величиной длительно допустимого тока фазных проводников (рис. 2). Максимально допустимые значения передаваемой мощности, определяемые всеми прочими условиями работы линий, оказываются существенно выше традиционных неразомкнутых линий соответствующей длины.

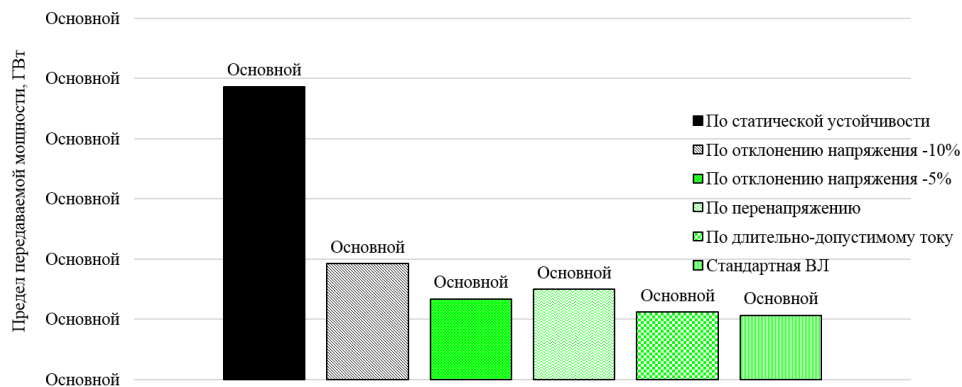


Рис. 2. Предел передаваемой мощности для РВЛ 500 кВ с расщеплением на 2 провода

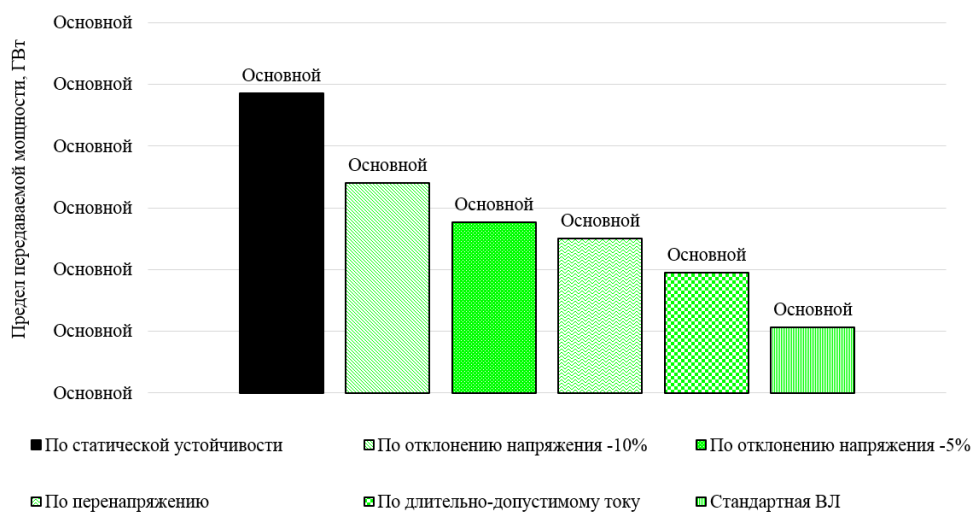


Рис. 3. Предел передаваемой мощности для РВЛ 500 кВ с расщеплением на 4 провода

С учётом полученных результатов, в послеаварийных режимах работы разомкнутые линии позволяют обеспечивать увеличение предела передаваемой мощности не менее чем на 40 % по сравнению с традиционными линиями.

Схожие результаты получены при моделировании линии 500 кВ с фазой 4хАС-700 (рис. 3).

Для указанной конфигурации линии определяющим также является ограничение по длительно-допустимому току.

Аналогичные расчёты проведены для линии 750 кВ с 4 проводами (рис. 4) в фазе и с 6 проводами в фазе (рис. 5).

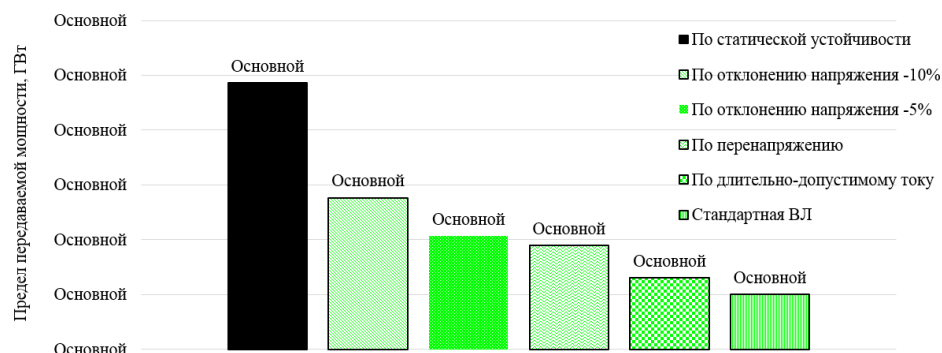


Рис. 4. Предел передаваемой мощности для РВЛ 750 кВ с расщеплением на 4 провода

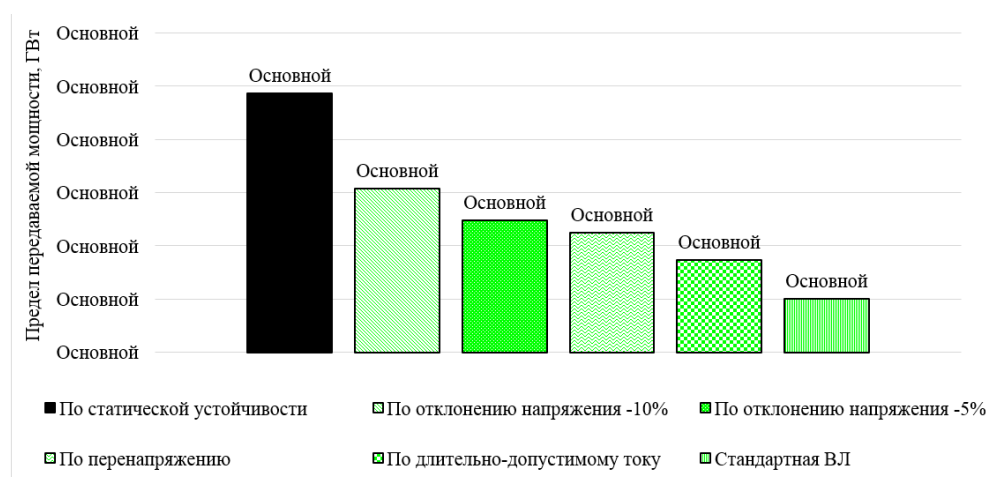


Рис. 5. Предел передаваемой мощности для РВЛ 750 кВ с расщеплением на 6 проводов

Выводы

Результаты выполненного в работе анализа условий, ограничивающих предел передаваемой мощности разомкнутой линии, позволяют утверждать, что для таких линий главным ограничивающим фактором является величина длительно допустимого тока проводника расщеплённой фазы. Ограничения пропускной способности по условию статической устойчивости для РВЛ превышают соответствующие значения для традиционной конструкции ВЛ в 4–5 раз. В послеаварийных режимах РВЛ обеспечивают не менее чем на 40 % большую пропускную способность, чем традиционные.

Литература

1. Готман В. И., Глазачев А. В., Бацева Н. В. Продольная компенсация дальних электропередач с промежуточными системами // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 4. С. 68–75.
2. Вульф А. А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. М.: Госэнергоиздат, 1945. 83 с.
3. Ракушев Н. Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. 160 с.
4. Пат. 130458 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В. Г. Гольдштейн, Е. М. Шишков; ФГБОУ "Самарский государственный технический университет". № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20.
5. Шишков Е. М., Гольдштейн В. Г., Кривихин И. Н. Математическая модель самокомпенсированной воздушной линии электропередачи. // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодёжи". Иваново. 2015. С. 620–623.
6. E. Shishkov, V. Goldstein, I. Krivihin, "Open Overhead Transmission Lines", Applied Mechanics and Materials, Vol. 792, pp. 293–299, 2015.
7. Проничев А. В., Кривихин И. Н., Шишков Е. М., Гольдштейн В. Г. Определение оптимальной конфигурации расщепленной фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19–23 сентября 2016, Казань. В 3 т. Т 1. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. С. 198–201.
8. Ефимов Б. В., Фастий Г. П., Якубович М. В. Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения // Электрические станции, 2002, № 8, С. 32–38.
9. Ефимов Б. В., Якубович М. В. Трёхмерное электромагнитное поле неоднородной воздушной линии электропередачи. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2003. 51 с.
10. Проничев А. В., Солдусова Е. О., Шишков Е. М. Оценка предела передаваемой мощности разомкнутой воздушной линии электропередачи // Журнал "Вестник Самарского государственного технического университета. Серия Технические науки", № 2 (54), 2017. С. 139–145.

Сведения об авторах

Шишков Евгений Михайлович,

Заместитель директора по науке, информатизации и инновациям филиала Самарского государственного технического университета в г. Новокуйбышевске, к.т.н.,
Россия, 446218, г. Новокуйбышевск, пр. Победы, д. 15,
Тел. +79033094215, эл.почта: e.m.shishkov@ieee.org

Проничев Артем Валерьевич,

Студент 3 курса электротехнического факультета Самарского государственного технического университета,
Россия, 443016, г. Самара, ул. Ново-вокзальная, д. 161Б, кв. 22
Тел. +79379817380, эл.почта: teyoma@bk.ru

Солдусова Елена Олеговна,

Студент 3 курса электротехнического факультета Самарского государственного технического университета,
Россия, 443068, г. Самара, ул. Ново-садовая, д. 106Н, кв. 73
Тел. +79270170351, эл.почта: esoldusova@inbox.ru

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.76-86

УДК 620.9 (470.21)

Б. В. Ефимов, Н. М. Кузнецов, В. В. Победоносцева

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В БЮДЖЕТНОЙ СФЕРЕ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Статья посвящена теоретическим аспектам и практическим результатам деятельности по энергосбережению в бюджетной сфере Мурманской области. Рассмотрены оптимизация теплоснабжения Академгородка и реализация пилотного проекта «Энергоэффективный квартал» в городе Апатиты. Приводятся технические данные об энергосберегающих мероприятиях и информация о финансировании. Всё перечисленное позволяет авторам сделать вывод об эффективности внедрения наилучших доступных технологий по экономии энергоресурсов в регионе.

Ключевые слова:

энергосбережение, бюджет, энергосервисный контракт, теплопотребление, жилищно-коммунальный сектор, коэффициент теплопередачи, автоматизированный тепловой пункт, инвестиции, срок окупаемости, электрическая энергия, тепловая энергия, наилучшие доступные технологии.

B. V. Efimov, N. M. Kuznetsov, V. V. Pobedonostseva

EFFICIENCY OF ENERGY SAVING MEASURES IN THE BUDGET SPHERE OF THE MURMANSK REGION

Abstract

The article is devoted to theoretical aspects and practical results of energy saving activities in the budget sphere of the Murmansk region. The optimization of the heat supply of Akademgorodok and the implementation of the pilot project "Energy Efficient Quarter" in the city of Apatity are considered. Both technical data on energy saving measures and information on their financing are given. All of the above allows authors to conclude about the effectiveness of the introduction of the best available technologies for saving energy resources in the region.

Keywords:

energy saving, budget, energy service contract, heat consumption, housing and communal sector, heat transfer coefficient, automated heat point, investments, payback period, electric energy, thermal energy, best available technologies.

Энергосбережение в бюджетной сфере для Мурманской области имеет особое значение, поскольку повышение эффективности использования энергоресурсов напрямую связано с эффективным использованием бюджетных средств. В городах особенно важна реализация ресурсосбережения бюджетными учреждениями на основе перехода от расчётного теплопотребления к фактическому, так как в этом случае понятен основной выгодоприобретатель — дотационный бюджет муниципального образования. Комплекс работ должен включать в себя не только внедрение энергосберегающих мероприятий и технологий, но и меры организационного плана, такие как:

- формирование правовых основ развития рынка энергосервисных услуг в бюджетной сфере;
- создание системы категорирования по уровню энергоэффективности бюджетных организаций;
- определение нормативных требований по минимальному уровню энергоэффективности объектов бюджетной сферы, прошедших капитальный ремонт;
- внедрение в систему государственных закупок требований по параметрам энергоэффективности к изделиям и оборудованию, потребляющему энергоресурсы;
- реализация в регионе пилотных проектов «Энергоэффективная школа», «Энергоэффективный детский сад», «Энергоэффективное лечебное учреждение»;
- проведение энергетических обследований и паспортизация объектов бюджетной сферы.

Энергетические обследования и паспортизация объектов бюджетной сферы осуществляются в целях:

- выявления потенциала энергосбережения;
- определения основных энергосберегающих мероприятий;
- определения объектов бюджетной сферы, на которых в первую очередь необходимо проводить энергосберегающие мероприятия;
- установления нормативных показателей энергопотребления (лимитирования энергопотребления).

Реализация потенциала энергосбережения в системе отопления многоквартирных домов связана с тремя основными направлениями:

- учёт тепловой энергии на нужды отопления;
- наладка систем отопления для оптимального распределения теплоносителя;
- повышение теплозащитных характеристик зданий.

Реализация комплекса энергосберегающих мер в жилищной сфере должна осуществляться:

- при капитальном ремонте жилых зданий (в процессе капитального ремонта должны быть реализованы все возможные энергосберегающие мероприятия);
- при эксплуатации жилых домов существующего жилищного фонда;
- при новом строительстве жилых зданий.

При капитальном ремонте жилых домов необходимо максимально использовать комплекс технических мер по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

При текущей эксплуатации жилищного фонда необходимо в первую очередь сосредоточить внимание на оснащении его общедомовыми и квартирными приборами учёта тепловой энергии и горячей воды, на регулировании параметров теплоносителя и модернизации освещения внутри подъездов.

Механизм централизованных закупок энергоэффективных товаров и услуг для их реализации гражданам с привлечением управляющих компаний

позволит организовать массовое использование этих товаров. Для более результативной работы в этом направлении необходимо обеспечить:

- обязательные энергетические обследования зданий с установлением классов энергоэффективности и внесением результатов (энергетических паспортов) в государственный энергетический реестр;
- обязательное размещение в подъездах указателей категории зданий по энергоэффективности;
- разработку региональных требований по энергоэффективности зданий;
- привлечение частных инвестиций в энергосбережение через энергосервисные контракты.

Анализ теплотребления в жилищно-коммунальном секторе показывает, что удельное потребление тепловой энергии в городах значительно отличается и намного превышает аналогичный показатель городов северных скандинавских стран. Это объясняется различной протяженностью тепловых сетей; тепловыми потерями, обусловленными изношенностью теплопроводов; гидравлическими режимами; условиями эксплуатации. Поэтому актуальными задачами для каждого из городов являются разработка программы рационализации структуры и перспективного развития теплового хозяйства, разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий.

Жилищно-коммунальный сектор Мурманской области располагает значительным потенциалом энергосбережения, в первую очередь в системе отопления. Показатель удельного расхода тепла на отопление жилых зданий городов Апатиты, Кировск, Полярные Зори составлял 0,65; 0,6; 0,42 Гкал/м²/год [1]. В результате проведения энергосберегающей политики в указанных городах удалось уменьшить удельный расход тепла к 2012 году соответственно до 0,387; 0,314; 0,36 Гкал/м²/год [2, 3]. Для выявления резервов экономии тепла на отопление зданий и разработки рекомендаций по реализации энергосберегающих мероприятий в многоквартирных домах были проведены теплотехнические исследования в жилом здании г. Полярные Зори [1]. В результате проведенных теплотехнических исследований получены термические характеристики наружных ограждающих конструкций.

Следует отметить, что существенную долю обобщенной теплопередачи здания составляет теплота, идущая на нагрев инфильтрующегося через наружные ограждения воздуха. Это обусловлено тем, что значительную часть наружных ограждений составляют окна, которые по своим конструктивным особенностям имеют повышенную воздухопроницаемость. Степень остекленности фасада составляет 23,5 %. Одним из способов снижения теплотерь через светопроемы является сплошное остекление лоджий. Эффект энергосбережения от остекления лоджий составляет до 7 %. Эффект от теплозащиты чердачного перекрытия засыпкой слоем керамзитового гравия оценивается снижением теплотерь на 4,2 %. Установка на фасадах наружной теплоизоляции из плит пенополистирола толщиной 30 мм позволит уменьшить теплотребление еще на 10 %. Повышение уровня теплозащиты здания достигается также устройством двойного тамбура при входных дверях дома. В этом случае не происходит прямого проникновения холодного воздуха в лестничную клетку. Рекомендуется утепление изнутри цокольных стен подвала и стен теплового чердака путем нанесения теплоизоляционных материалов, оснащение радиаторов отопления

термостатическими кранами, установка в многоквартирных домах теплосчетчиков, автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием и расчет гидравлического режима тепловых сетей. Таким образом, варьируя различными мероприятиями по совершенствованию теплозащиты зданий и сооружений и их отопительных систем, возможно обеспечить 40–50 % экономии энергии.

В Кольском научном центре начало спада в теплоснабжении с 1992 года во многом объясняется внешними факторами: резким снижением температуры воды, подаваемой Апатитской ТЭЦ, и сокращением периода отопления «конец октября - начало мая».

До 1992 г. количество потребленного тепла в зданиях Академгородка определялось расчетным путем. Экспериментальные исследования [4] в одном из зданий (рис. 1) показали, что установка приборов учета теплотенергии позволяет экономить 7 % затрат, оплачиваемых за тепловую энергию. Значения расчетного теплоснабжения зданием показывают, что при внедрении энергосберегающих мероприятий можно уменьшить теплоснабжение еще на 12,5 %.

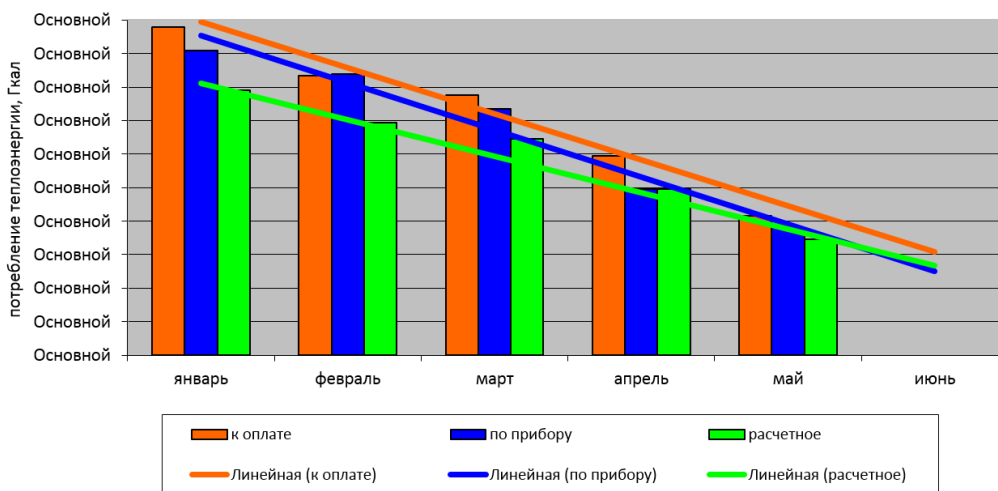


Рис. 1. Потребление теплотенергии зданием

Расчетное теплоснабжение, оплачиваемое Кольским научным центром до конца 90-х годов, составляло 72 тыс. Гкал [5]. Часть средств в результате оплаты коммунальных услуг жильцами домов возвращалась в бюджет. В 1990 г. был установлен счетчик тепловой энергии; выключена приточная вентиляция; на входе теплопроводов в здания поставлены устройства, ограничивающие подачу количества тепла; жилые дома, находившиеся на балансе КНЦ, переданы в муниципальную собственность. С учетом особенностей Академгородка, состоящего в основном из служебных помещений, сдвигались сроки начала и конца отопительного периода. Теплоснабжение уменьшилось в 2000 г. до 21 тыс. Гкал. В начале 2000-х годов начались работы по развитию системы учета и контроля тепловой энергии в зданиях. Система трубопроводов от Апатитской ТЭЦ до непосредственного ввода к зданиям была передана в собственность теплоснабжающих предприятий. Установка автоматических

регулирующих клапанов позволила снизить расход теплоносителя в ночное время суток, в выходные и праздничные дни. Анализ данных работы регулирующих устройств за отопительный период 2006–2008 гг. показал, что экономия тепловой энергии составила 10 %. Нагрев воды в бытовых целях стал производиться с помощью автоматических водонагревателей. Выполнен ремонт крыш по современным технологиям, установлены стеклопакеты, заменены старые чугунные радиаторы.

Эффективность всей системы учета и регулирования тепла составила 40 %. В разные периоды снижение оплаты за потребленную тепловую энергию достигалось следующими мероприятиями.

Организационные мероприятия (без затрат): отделение жилого фонда; сокращение отопительного периода; сдача помещений в аренду с оплатой арендаторами коммунальных услуг, отнесение потерь во внешней системе теплоснабжения зданий на счет теплоснабжающих организаций; выделение затрат на энергию, необходимую для выполнения работ по хозяйственным договорам; выключение приточной вентиляции; отключение части служебных зданий в начале и конце отопительного периода.

Организационно-технические мероприятия (затратные): установка счетчиков и переход от расчетного теплопотребления к фактическому, ремонт крыш, установка стеклопакетов и тамбуров, оптимизация работы приточной вентиляции, замена радиаторов.

Энергосберегающие мероприятия (затратные): установка клапанов с суточным циклом регулирования; организация недельного цикла регулирования (в рабочие и в выходные дни), вплоть до полного выключения систем отопления на выходные дни в сентябре и мае; переход на местные электроводонагреватели.

Тепловизионная съемка системы теплоснабжения здания Геологического института, выполненная в 2010 году при проведении энергетического обследования [3], показала значительные потери тепловой энергии в системе теплоснабжения (рис. 2).

При реконструкции теплового пункта здания была установлена автоматическая система регулирования отпуска теплоносителя, использующая датчики не только снаружи здания, но и в 3–4 точках внутри. Это дает возможность учитывать не только температуру наружного воздуха, но и солнечную радиацию, силу ветра, тепло, выделяемое людьми и аппаратурой.

В качестве рекомендаций было предложено:

- перейти на закрытую систему ГВС с установкой в схеме циркуляционного насоса;
- улучшить теплоизоляцию с помощью таких материалов как пенополиуретан, минеральная вата Изолвер и современные термокраски;
- провести капитальный ремонт (реконструкцию) системы отопления;
- провести тепловую и гидравлическую балансировку системы;
- установить на радиаторах отопления и калориферах приточной вентиляции термостатические вентили.

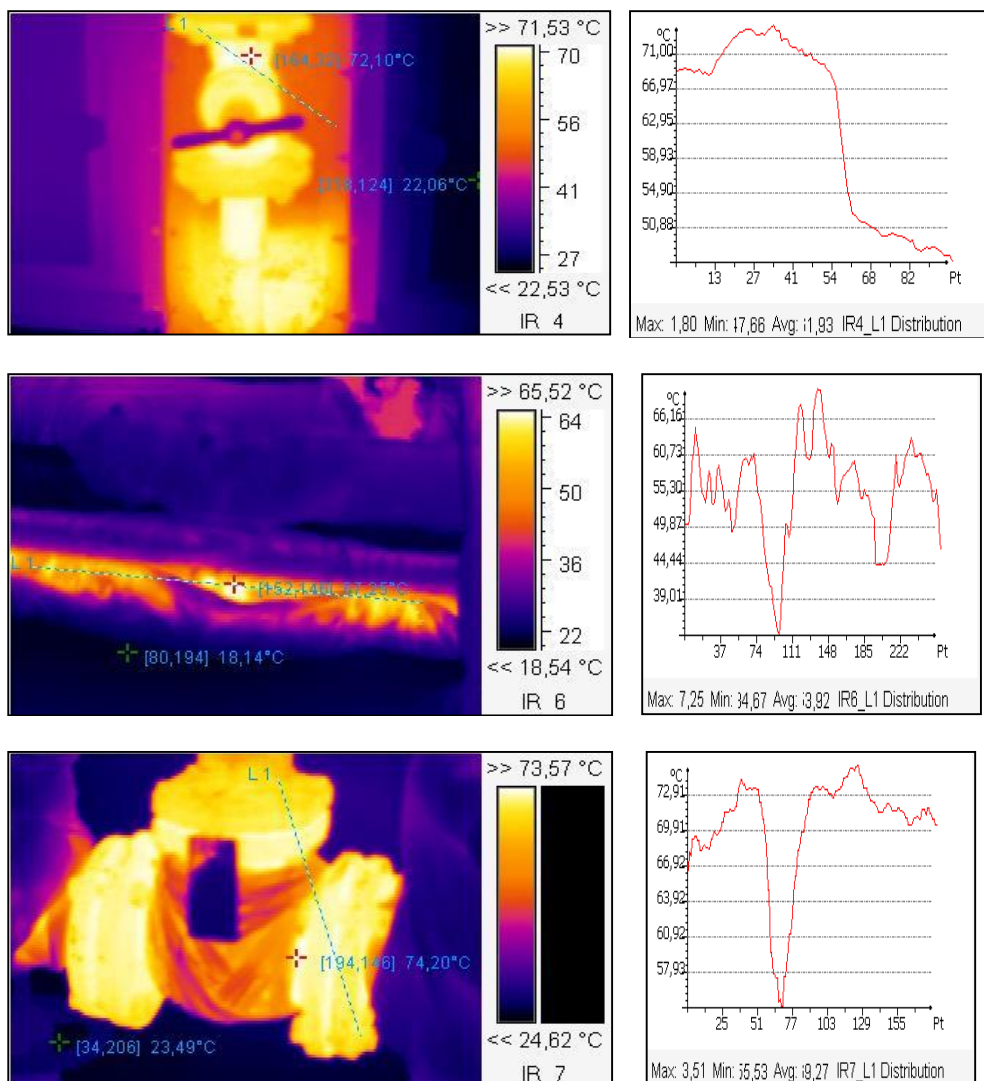


Рис.2. Участки трубопровода теплоносителя и задвижки

В конце 2010 г. в здании установлен автоматизированный тепловой пункт (рис. 3). Результаты работы нового узла приведены на рис. 4.

Сравнение расчетных и измеренных значений теплопотребления по зданию показывает эффективность работы автоматизированного теплового пункта, особенно в осенне-зимний отопительный период, по сравнению с тепловым пунктом до реконструкции. При затратах на проект в 1 млн руб. срок окупаемости составляет менее четырех лет.

В 2010 году в г. Апатиты началась реализация пилотного проекта «Энергоэффективный квартал» [6]. Его цель — отработать организационные, юридические и финансово-экономические мероприятия в сфере сбережения энергоресурсов в жилом фонде и на объектах социальной сферы города.

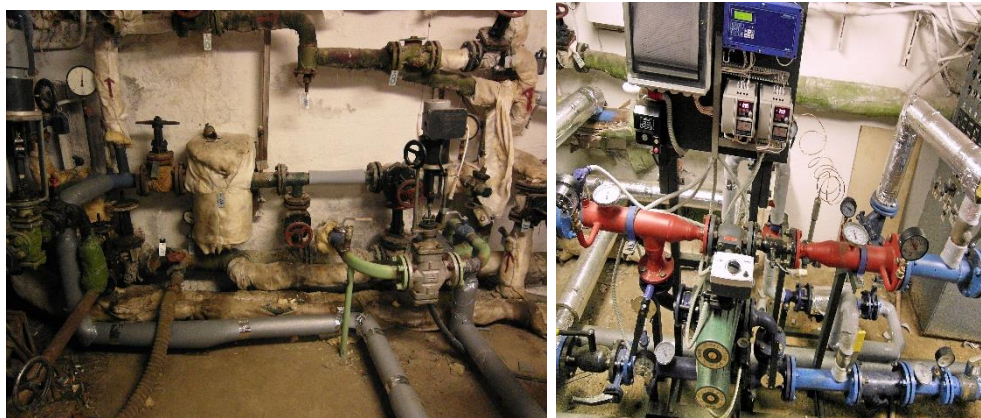


Рис.3. Тепловой пункт до и после реконструкции

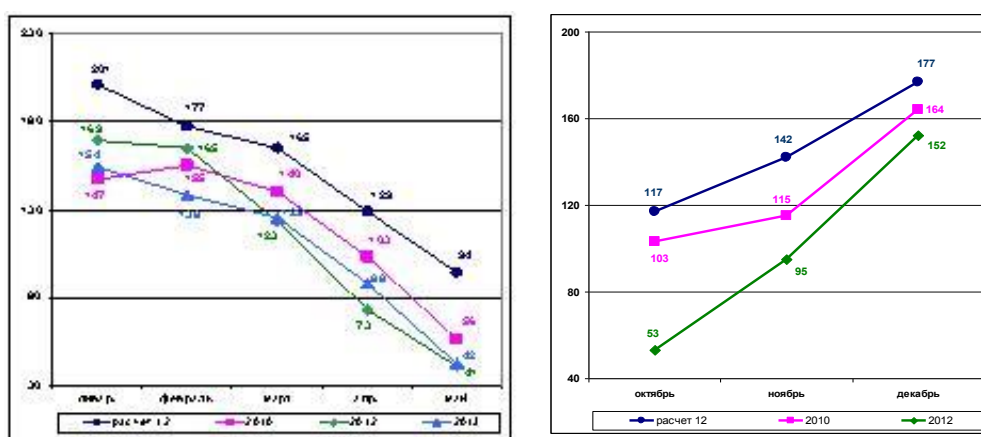


Рис.4. Динамика теплопотребления по зданию

В ходе реализации проекта выполняются следующие мероприятия:

- проведение энергоаудита в многоквартирных жилых домах и на социальных объектах;
- повышение энергоэффективности источников тепла;
- реконструкция сетей теплоснабжения, электроснабжения, водоснабжения и водоотведения;
- комплекс работ по повышению энергоэффективности и по проведению капитально-восстановительного ремонта в многоквартирных домах;
- комплекс работ по повышению энергоэффективности в зданиях социальной сферы;
- проведение работ по совершенствованию освещения на улицах, придомовых территориях, во дворах с внедрением светодиодных светильников и элементов автоматизированного управления освещением;
- установка приборов учета с внедрением систем (рис. 5) передачи данных.



Рис. 5. Система автоматизированного учета

Финансирование мероприятий: средства местного бюджета — 10 %; средства регионального бюджета — 15 %; средства федерального бюджета (в т.ч. фонд реформирования ЖКХ) — 20 %; кредитные средства банков, направляемые на реализацию энергосервисных соглашений — 55 %. Оплата заемных средств от получаемой экономии: за счет привлечения энергосервисных компаний для реализации проекта и согласованных с собственниками квартир условий выплат по заемным средствам.

Для проведения работ в г. Апатиты выбран квартал в центре города. На территории проживает 11,5 тыс. чел., общая площадь жилой застройки — 321 тыс. м², количество объектов — 143, протяженность тепловых сетей — 15 км.

Для разработки комплексной программы энергосбережения и повышения энергоэффективности жилищной застройки «Энергоэффективный квартал» проведены работы по тепловизионному обследованию нескольких жилых зданий многоквартирных домов и объектов бюджетной сферы. Анализ термограмм показал значительные потери через оконные блоки, стеновые панели и дверные проемы. Выполнение мероприятий по совершенствованию теплозащиты зданий в указанных направлениях позволит значительно сократить расходы тепловой энергии. Эффективность мероприятий приведена в таблице 1.

После реализации энергосберегающих мероприятий по проекту потребление теплоэнергии уменьшится с 115 до 65 тыс. Гкал/год, электроэнергии — с 395 до 112 тыс. кВт-ч/год.

Приоритетными источниками финансирования мероприятий программ энергосбережения городов являются внебюджетные средства, в то время как бюджетные средства предусматриваются на софинансирование (субсидирование) проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности для привлечения инвестиций. Объем финансирования программы

«Энергоэффективность и развитие энергетики» Мурманской области до 2020 г. составит более 30 млрд руб. (на стимулирование энергосбережения и повышение энергоэффективности — 8 млрд руб.), из них 50 % внебюджетные средства. Доля муниципальных образований в общем объеме финансирования менее 1 % [7].

Таблица 1

Затраты и эффективность энергосберегающих мероприятий

Энергосберегающие мероприятия	Выгода для конечного пользователя	Затраты	Экономия энергии, %	Срок окупаемости, год
Тепловые пункты в жилых домах	Энергоэффективность системы теплоснабжения	1,2 млн руб. на жилой дом	15-25	3,5
Устройство элеваторного узла на насосный узел (с теплоучетом)		100 тыс. руб.	10-15	0,5
Устройство теплового узла с автоматическим регулированием		0,6 млн руб.	35	1
Замена элеваторного узла на насосный узел (с теплоучетом)		0,9 млн руб.	15-25	2
Замена элеваторного узла на насосный узел с теплообменником на ГВС (с теплоучетом)		1,2 млн руб.	15-25	3
Замена элеваторного узла по независимой схеме отопления и ГВС на теплообменники и отопление и ГВС (с теплоучетом)		1,4 млн руб.	15-25	3,5
Внутренние системы отопления	Снижение потребления тепла и повышение комфорта	12 тыс. руб. на квартиру	10-30	3,5
Теплоснабжающие сети	Снижение затрат для коммунального предприятия	4 млн руб. на насосную станцию	20-40	3
Внешняя изоляция жилых зданий	Снижение тепла потребления и повышение комфорта	6 млн руб. на 5-эт. жилой дом	50-70	30
Утепление ограждающих конструкций зданий	Снижение тепла потребления в системах теплоснабжения	1,2–10 млн руб. на здание	до 30	20
Внешняя изоляция крыш	Снижение тепла потребления и повышение комфорта	1,2 млн руб. на жилой дом	2-5	25
Изоляция труб систем централизованного теплоснабжения	Снижение затрат для предприятия, улучшение температурного режима	2 млн руб.	15-25	3
Институциональные изменения	Экономия энергии и совершенствование системы учета	1,2 млн руб. на жилой дом	5-15	4 года

Основной потенциал энергосбережения в Мурманской области сосредоточен в жилищном фонде (35 %) и на источниках производства электрической и тепловой энергии (32 %).

Ожидаемое снижение интегрального показателя энергосбережения и энергоэффективности региона (энергоёмкость валового регионального продукта) с 30,9 до 25,17 кг.у.т/тыс. руб. позволяет сделать вывод об эффективности внедрения наилучших доступных технологий по экономии энергоресурсов.

Программы энергосбережения предусматривают первоочередное выполнение малозатратных и быстрокупаемых энергосберегающих мероприятий. Главной целью программ является снижение расходов бюджета на энергоснабжение муниципальных зданий за счет рационального использования всех энергетических ресурсов и повышения эффективности их использования. Наиболее оптимальным для решения данной задачи является программно-целевой метод. Он позволяет решать задачи в масштабах всей области, эффективно использовать выделяемые для решения этих задач финансовые средства, привлекать для реализации энергосберегающих мероприятий инвестиции, развивая систему оказания энергосервисных услуг, как на стадии внедрения мероприятий, так и на стадии технического обслуживания внедряемого оборудования.

Литература

1. Разработка концепции и комплексной программы коренной перестройки систем централизованного теплоснабжения районов Севера в новых социально-экономических условиях: отчет о НИР: 2-92-0012 / ЦФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Кузнецов Н. М.; исполн.: Степанов И. Р. [и др.] Апатиты, 1993. 151 с. № ГР 0190009663.
2. Кузнецов Н. М., Клюкин А. М., Трибуналов С. Н. Международное сотрудничество по повышению эффективного управления энергопотреблением в Баренц-регионе. Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 7 (26). С. 93.—97.
3. Исследование потенциала энергосбережения в теплоснабжении Мурманской области: отчет о НИР: 2-11-2010 / ЦФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Минин В.А.; исполн.: Кузнецов Н. М. [и др.]. Апатиты, 2013. 169 с. № ГР 01201153313.
4. Разработка научно-методических положений анализа и прогнозирования энергопотребления с учетом энергосбережения в новых экономических условиях (на примере Мурманской области): отчет о НИР: 2-95-1002 / ЦФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Елохин В. Р.; исполн.: Кузнецов Н. М. [и др.] Апатиты, 1995. 138 с. № ГР 01960001335.
5. Бакшеев В. П., Ефимов Б. В., Клюкин А. М. Опыт энергоснабжения и повышения энергоэффективности теплоснабжения Академгородка в г. Апатиты Мурманской области // Вестник КНЦ РАН. 2010. № 1. С. 107–112.
6. Техничко-экономическая информация об энергосберегающих мероприятиях в рамках пилотного проекта «Энергоэффективный квартал» Апатиты, 2010.
7. Государственная программа Мурманской области «Энергоэффективность и развитие энергетики».
8. <http://tuloma-51.ru/tinybrowser/files/zhkkh/sberezhenie/region/574-pp.pdf> (дата обращения 25.04.18)

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Кузнецов Николай Матвеевич,

ведущий научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д.21А
Эл. почта: kuzn55@mail.ru

Победоносцева Вероника Валерьевна,

старший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.э.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: pobedonosceva@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.86-105

УДК 621.311

В. В. Колобов, М. Б. Баранник

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ УПРАВЛЕНИЯ ВЕКТОРОМ ВОЛЬТОДОБАВОЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ГИБКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ

Аннотация

Гибкие (управляемые) электрические сети (FACTS) – термин, принятый для обозначения современной эффективной технологии управления потоками мощности в энергосистеме. Устройства FACTS для распределительных сетей среднего класса напряжения обозначаются как D-FACTS (Distribution FACTS). Основанные на современной силовой электронике устройства D-FACTS предназначены для решения задачи повышения качества электроэнергии. Современные продольные устройства D-FACTS позволяют управлять амплитудой и фазой вектора вольтодобавочного напряжения. В статье рассматриваются принцип действия различных продольных D-FACTS устройств и их применение в энергосистеме.

Ключевые слова:

гибкие системы электропередачи, продольные FACTS устройства, вольтодобавочное напряжение, распределительные сети среднего класса напряжения, статический синхронный продольный компенсатор, динамический компенсатор изменений напряжения, объединенный регулятор потоков мощности.

V. V. Kolobov, M. B. Barannik

AN OVERVIEW OF METHODS AND DEVICES FOR INJECTED VOLTAGE PHASOR CONTROL IN DISTRIBUTED FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS

Abstract

The modern effective technology for power flow control in electrical power transmission systems is known as Flexible AC Transmission System (FACTS). FACTS devices for medium-voltage distributed power systems are called D-FACTS devices (Distribution FACTS). Power electronics

based D-FACTS devices are used to solve power quality problems. Series D-FACTS devices allow to control the direction and amplitude of the injected voltage phasor. The authors present an overview of series D-FACTS devices. The operation principles and use of series D-FACTS devices in distribution power systems are described.

Keywords:

flexible AC transmission systems, series FACTS devices, injected voltage, medium-voltage distributed power systems, static synchronous series compensator, dynamic voltage restorer, unified power flow controller, unified power quality conditioner.

В последние два десятилетия в мировой энергетике активно развивается новое направление — разработка и внедрение интеллектуальных активно-адаптивных сетей Smart Grid [1]. Основой построения интеллектуальных сетей являются линии передачи и распределения электрической энергии, выполненные по технологии FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System — управляемые (гибкие) системы электропередачи переменного тока). Концепция FACTS [2] заключается в том, что линия электропередачи перестает быть пассивным устройством транспорта электроэнергии и превращается в активную систему, участвующую в управлении режимами работы электрической сети. Компоненты гибкой системы электропередачи — FACTS устройства (FACTS controllers) — позволяют управлять взаимосвязанными параметрами, определяющими функционирование линий электропередачи, такими как полное сопротивление линии, ток, напряжение, угол фазового сдвига между напряжениями по концам линии и т.д. В результате использования FACTS устройств повышается эффективность управления потоками активной и реактивной мощности и регулирования напряжения в сети, обеспечивается статическая и динамическая устойчивость.

Активное развитие FACTS устройств второго поколения, основанных на силовой полупроводниковой преобразовательной технике, непосредственно связано с появлением новой высоковольтной, сильноточной и быстродействующей элементной базы — транзисторов IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), запираемых тиристоров GTO (Gate Turn Off) и IGCT (The Integrated Gate-commutated Thyristor) [3–6].

По различным оценкам от 25 до 40 процентов мощности существующих и проектируемых устройств FACTS приходится на распределительные сети среднего класса напряжения.

По способу включения в линию электропередачи устройства FACTS разделяют на продольные, параллельные и комбинированные [7].

В настоящей статье рассматриваются современные продольные FACTS устройства второго поколения для сетей среднего класса напряжения, позволяющие осуществлять векторное управление напряжением, вводимым в линию, или, другими словами, управлять вектором вольтодобавочного напряжения (ВДН).

Известно, что управление пропускной способностью линии электропередачи (ЛЭП) и активной и реактивной мощностью, передаваемой по ней, можно осуществить следующими методами и способами [7–9]:

- изменением напряжения U_1 и U_2 начала и конца ЛЭП, а также регулированием и поддержанием их в нужных пределах;
- изменением реактивного сопротивления X ЛЭП посредством включения последовательно в линию устройства с управляемым реактансом ΔZ , что

позволяет регулировать передачу активной и реактивной мощности. На рисунке 1, а приведен пример такого способа для ΔZ , имеющего емкостной характер. При этом полная мощность S , передаваемая по линии, как видно из векторных диаграмм, увеличивается.

– изменением угла δ между векторами напряжений U_1 и U_2' . Такое изменение угла может быть выполнено путем последовательного включения в линию источника, так называемого вольтодобавочного напряжения (ВДН) ΔU (рис. 1, б). Современные вольтодобавочные устройства позволяют изменять как амплитуду, так и угол вектора ΔU относительно тока в линии различными методами. Поэтому векторные диаграммы для такого способа регулирования будут рассмотрены ниже при описании конкретных устройств. Здесь лишь отметим, что если введение вектора ΔU приводит к увеличению угла δ , то активная мощность P , передаваемая по ЛЭП, увеличивается, и наоборот — уменьшение угла δ приведет к снижению активной мощности, передаваемой по ЛЭП. В тоже время, если за счет введения вектора ΔU изменится соотношение амплитуд напряжений по обе стороны от линии, то это приведет к изменению потока реактивной мощности Q [9].

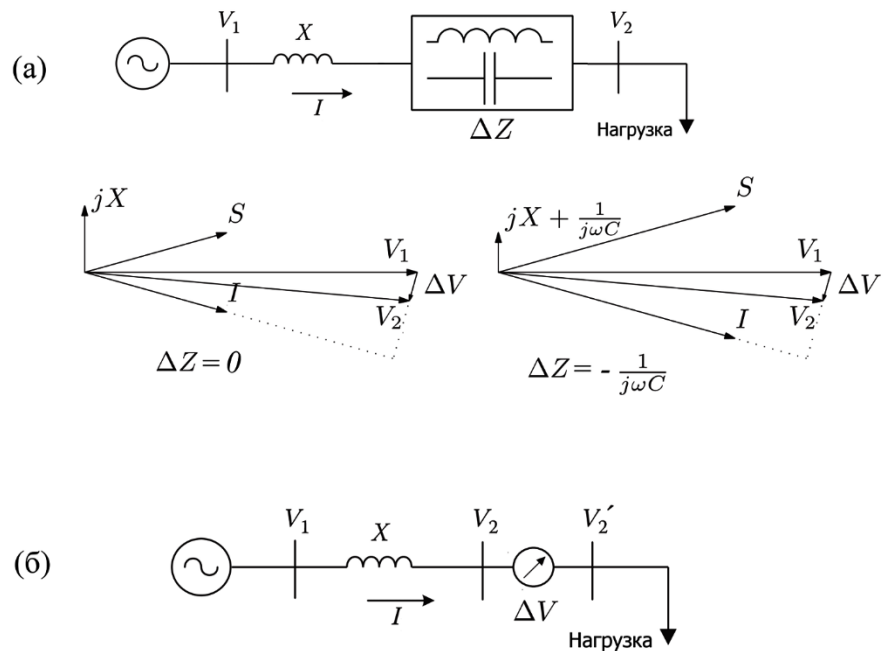


Рис. 1. Управление потоками мощности, передаваемыми по линии электропередачи, с помощью регулируемого реактанса ΔZ (а) и источника вольтодобавочного напряжения ΔU (б)

Отметим, что современные управляемые системы электропередачи позволяют комбинировать приведенные способы управления пропускной способностью и передаваемой активной и реактивной мощностью по линии.

Рассмотрим современные FACTS устройства, основанные на способе последовательного включения в линию источника вольтодобавочного напряжения ΔU .

Синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения ССПК (англ. SSSC — Static Synchronous Series Compensator) работает как источник последовательного вольтодобавочного напряжения U_q . Структурная схема ССПК, эквивалентная схема линии электропередачи с использованием ССПК и векторные диаграммы разных типов компенсации для управления потоком мощности показаны на рис. 2. Структурная схема ССПК включает вольтодобавочный трансформатор (ВДТ), вторичная высоковольтная обмотка которого включена последовательно с линией, инвертор напряжения, формирующий трехфазное напряжение с частотой сети и с управляемой амплитудой и фазой, емкостного накопителя и, в некоторых случаях, рассмотренных ниже, источник питания (рис. 2, а).

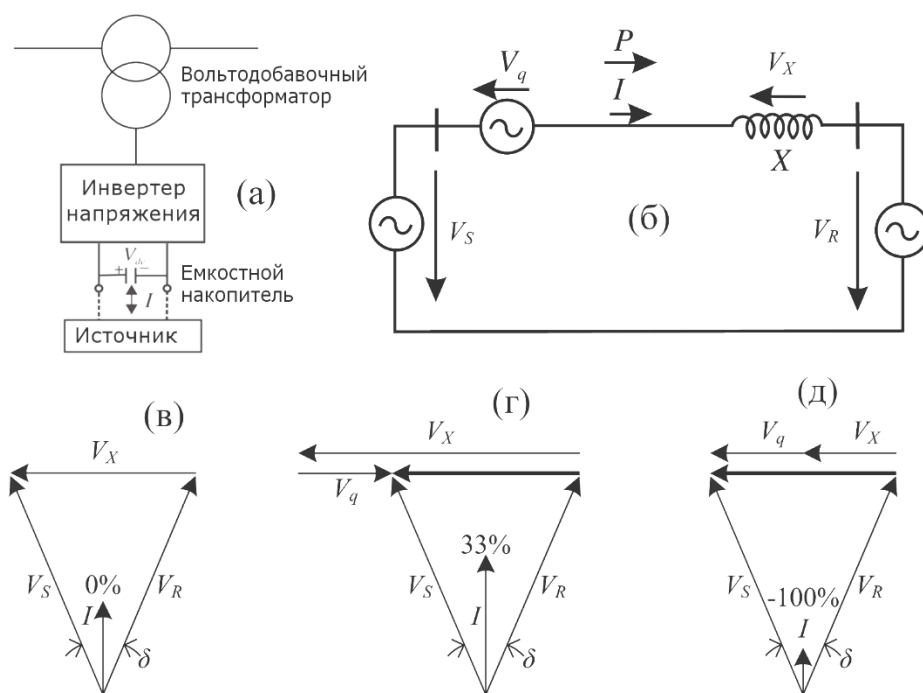


Рис. 2. Структурная схема ССПК, эквивалентная схема линии с ССПК (а) и векторные диаграммы для различных режимов: без компенсации (б), емкостной компенсации (в) и индуктивной компенсации (г)

ССПК может управлять реактивным сопротивлением линии электропередачи вводя регулируемый вектор вольтодобавочного напряжения U_q ортогональный вектору тока I линии и, тем самым, эмулировать последовательную емкость или индуктивность (способ регулируемого реактанса ΔZ , рассмотренный выше). Емкостная компенсация уменьшает эффективный импеданс линии, а индуктивная – увеличивает (рис. 2, г, д). Таким образом, ССПК

может увеличивать или уменьшать стационарный поток мощности или динамически изменять его для компенсации кратковременных изменений передаваемой мощности. Благодаря ортогональности векторов вольтодобавочного напряжения на выходе ССПК U_q и тока в линии I обеспечивается практически нулевой обмен активной мощностью между ССПК и системой переменного тока. Исключение составляет небольшое количество (около 1 % от полной мощности) активной мощности, которая потребляется от сети из-за внутренних потерь компенсатора. Эта активная мощность отбирается из линии за счет небольшого (обычно менее 1°) изменения угла между векторами U_q и I и позволяет поддерживать необходимое напряжение на звене постоянного тока инвертора U_{DC} без использования внешнего источника питания [11].

Таким образом, теоретически ССПК может поддерживать емкостное или индуктивное компенсирующее напряжение максимальной амплитуды, определяемой преобразователем напряжения, во всем диапазоне токов линии, так как это напряжение не зависит от тока линии (от 0 до I_{max} на рис. 3, а). На практике минимальным является такое значение тока линии, которое позволяет компенсировать потери мощности в самом преобразователе.

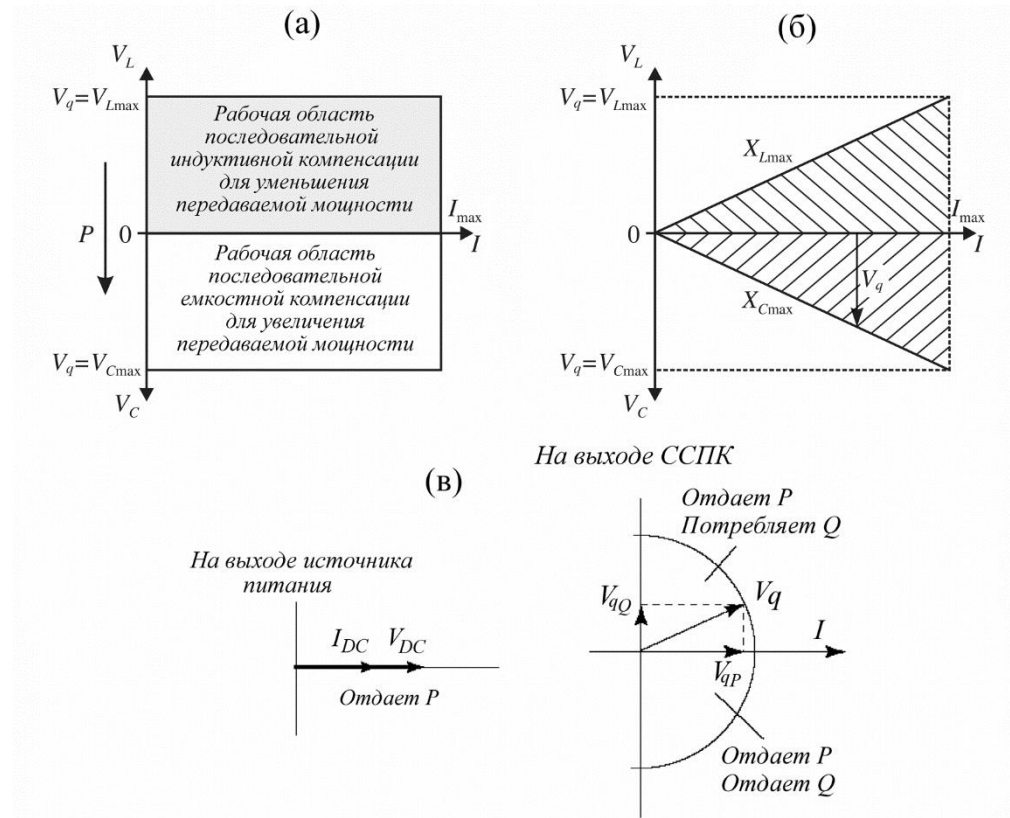


Рис. 3. Диапазоны регулирования напряжения ССПК при различных режимах работы [11, 12]

При компенсации реактивной мощности ССПК может работать в двух режимах:

1). Режим компенсирующего напряжения, при котором ССПК формирует емкостное или индуктивное компенсационное напряжение U_q максимальной амплитуды при изменении значения силы тока в линии от 0 до I_{max} (рис. 3, а).

2). Режим компенсирующей реактивности, при котором ССПК поддерживает максимальную величину емкостного или индуктивного реактивного сопротивления компенсации (X_{Lmax} , X_{Cmax}) при изменении силы тока в линии в диапазоне от 0 до I_{max} (рис. 3, б).

В этих режимах компенсации реактивной мощности угол между векторами U_q и I всегда составляет $\pm 90^\circ$ и, соответственно, реактивная мощность Q отдается или потребляется ССПК. Переток активной мощности отсутствует. Для поддержания постоянного значения напряжения U_{DC} на емкостном накопителе (звене постоянного тока инвертора) и компенсации потерь в ССПК может либо применяться фазовая регулировка вектора ВДН в небольших пределах, как описано выше, либо использоваться маломощный источник питания.

Если к ССПК подключить источник внешнего питания необходимой мощности (рис. 2, а), то появляется возможность регулировать не только амплитуду, но и угол вектора ВДН U_q относительно тока (рис. 3, в) и, тем самым, обеспечить компенсацию сопротивления линии. При этом активная мощность будет потребляться от источника питания ССПК и отдаваться в линию.

Напряжение, формируемое ССПК, регулируется независимо от тока линии, соответственно ССПК может работать как в случае увеличения, так и в случае уменьшения линейных нагрузок. Независимо от того, работает ли ССПК в емкостной или индуктивной области компенсации, для регулируемой линии он является идеальным (с нулевым импедансом) источником напряжения, включенным последовательно с небольшим индуктивным сопротивлением, определяемым индуктивностью рассеяния вольтодобавочного трансформатора.

ССПК является одним из самых мощных FACTS устройств для управления потоками мощности. Несмотря на то, что, как показано выше, ССПК позволяет регулировать напряжение на линии электропередачи за счет изменения эффективного импеданса линии, основным назначением компенсатора такого типа является управление потоком мощности электрической системы.

Выделим основные задачи, решаемые с помощью статического продольного компенсатора реактивной мощности на базе преобразователя напряжения:

- продольная компенсация протяженных линий с целью уменьшения потерь;
- управление потоками мощности в линиях и предотвращение циркуляции реактивной мощности;
- регулирование напряжения на нагрузке распределительной линии;
- обеспечение статической и динамической устойчивости электрической системы.

Пример практического использования ССПК для управления потоками мощности в линии электропередачи напряжением 220 кВ приведен в [13].

Управление амплитудой вольтодобавочного напряжения ССПК может осуществляться как за счет изменения напряжения емкостного накопителя U_{DC} ,

так и за счет использования широтно-импульсной или иной модуляции в инверторе напряжения при фиксированной величине напряжения U_{DC} на звене постоянного тока [14]. Обобщенная функциональная схема ССПК [11] приведена на рис. 4.

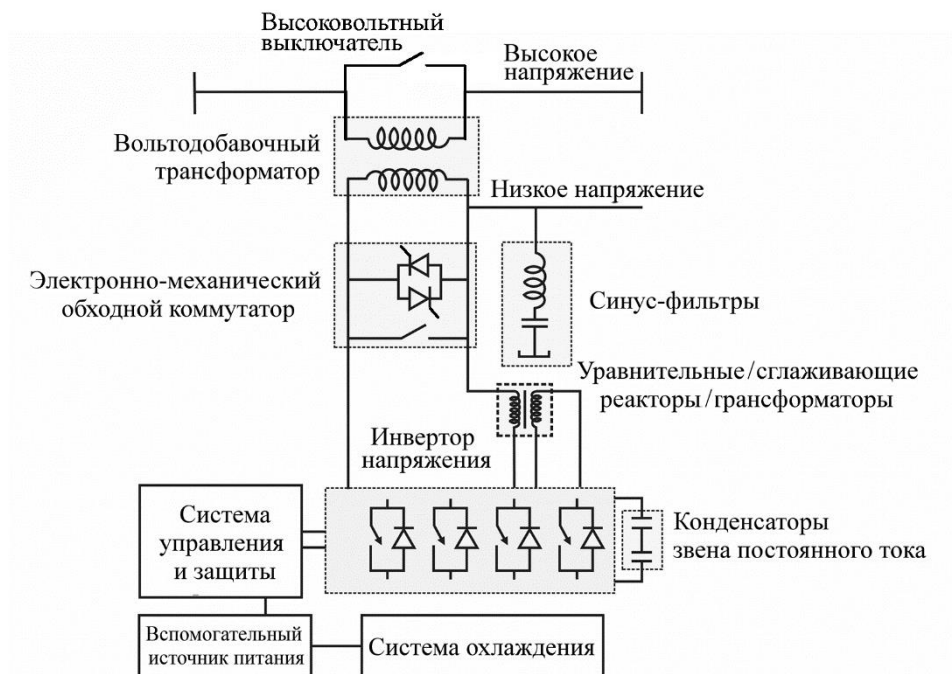


Рис. 4. Однолинейная функциональная схема ССПК [11]

Основным силовым блоком ССПК является инвертор напряжения, формирующий из постоянного напряжения звена постоянного тока переменное трехфазное напряжение с регулируемой амплитудой и фазой. Инверторы эксплуатируемых в настоящее время ССПК [11] выполнены по трехуровневой схеме с использованием в качестве ключей запираемых тиристоров GTO. В качестве ключей инвертора также могут использоваться запираемые тиристоры с интегрированным драйвером IGCT или IGBT модули. Топология построения инвертора также может быть различной — от многоуровневой схемы с использованием традиционных способов коммутации [15], до двухуровневых мостовых схем с использованием широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

При проектировании ССПК большое внимание уделяется схемам защиты. Кроме традиционных схем защит от перегрузки по току и от перенапряжений, используемых в полупроводниковых инверторах, в ССПК используются обходные коммутаторы (короткозамыкатели), включенные параллельно низковольтной обмотке ВДТ (рис. 4). При коротком замыкании в линии ток КЗ трансформируется в низковольтную обмотку ВДТ и может повредить инвертор. Для предотвращения такой аварии используются быстродействующие схемы защиты на основе встречно-параллельных тиристоров совместно с более медленными механическими коммутаторами. Высоковольтная обмотка ВДТ

может быть зашунтирована высоковольтным выключателем, что позволяет при необходимости полностью исключить ССПК из системы электропередачи. И электронные и механические защитные обходные схемы могут быть включены независимо. Пример работы защитных устройств ССПК при аварии на линии приведен в [11].

В [16] приведены результаты моделирования работы ССПК для линии электропередачи напряжением 500 кВ. Временные диаграммы, поясняющие работу ССПК в режиме компенсации реактивной мощности, приведены на рисунке 5.

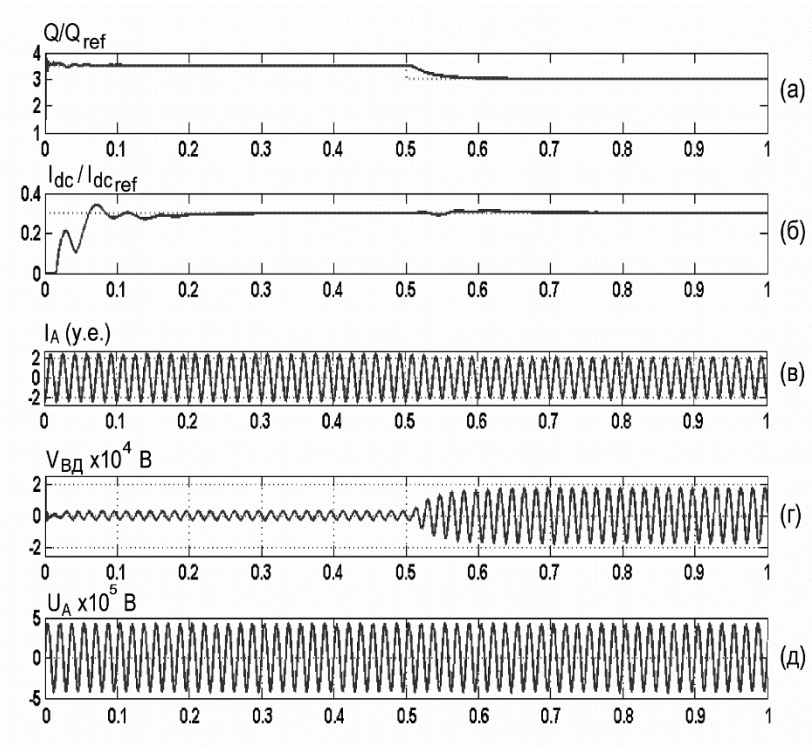


Рис. 5. Временные диаграммы работы ССПК [16] при ступенчатом изменении реактивной мощности в линии:

- a* — реактивная мощность в нагрузке линии;
- б* — сила постоянного тока емкостного накопителя ССПК;
- в* — сила тока фазы А линии; (г) – вольтодобавочное напряжение фазы А;
- д* — напряжение фазы А линии в точке подключения ССПК

Технология FACTS применительно к сетям среднего класса напряжения в англоязычных источниках обозначается как D-FACTS (Distributed Flexible AC Transmission System — распределительные управляемые системы электропередачи переменного тока). Соответственно, синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности для распределительных сетей обозначаются как D-SSSC — Distributed Static Synchronous Series Compensator [9, 14, 17]. Принцип действия и структурная схема ССПК для распределительных

сетей среднего класса напряжения аналогичны рассмотренным выше. Разница заключается в номинальной мощности устройства и в методах и алгоритмах управления режимами работы.

В [14] приведены основные схемы построения D-SSSC на базе трехфазных ШИМ-инверторов, выполненных на IGBT ключах (рис. 6). Для формирования трехфазного вольтодобавочного напряжения могут применяться как полумостовые, так и мостовые схемы инверторов напряжения, использоваться различные схемы включения обмоток вольтодобавочного трансформатора. Кроме того, схемы (б) и (в) на рис. 6 позволяют использовать однополярную (трехуровневую) ШИМ, что уменьшает динамические потери в ключах инвертора и снижает требования к величине емкости C_f и индуктивности L_f синус-фильтров [18]. Синус-фильтры меньшей емкости и индуктивности позволяют увеличить точность и скорость управления выходным напряжением D-SSSC компенсаторов [14].

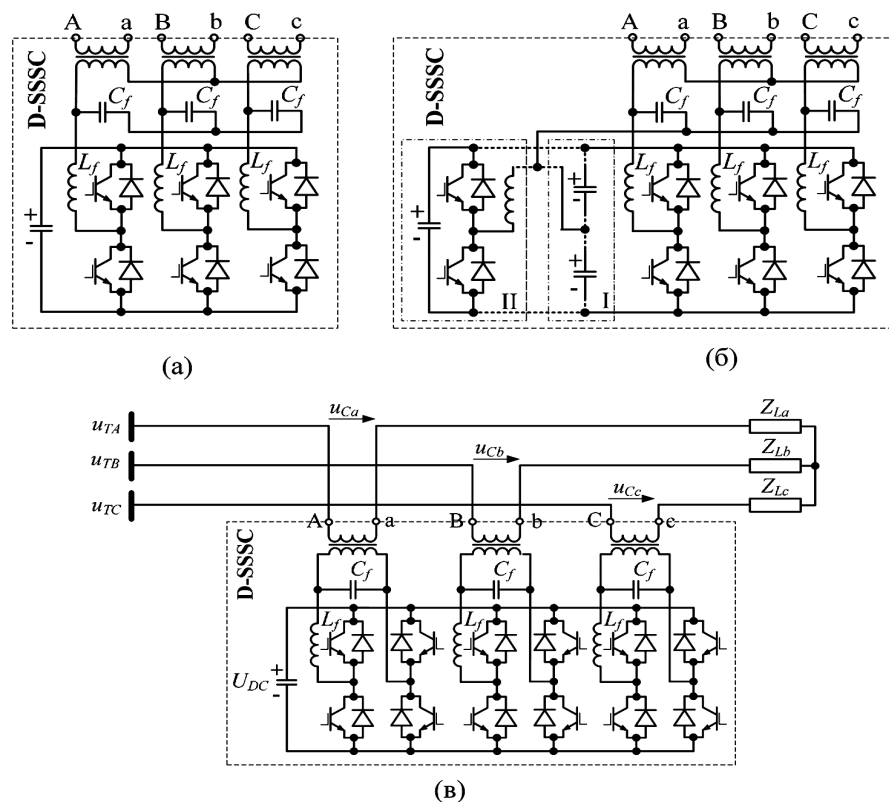


Рис. 6. Примеры построения схем ССПК (D-SSSC) для распределительных сетей среднего класса напряжения на основе трехфазных инверторов с ШИМ [14]

В некоторых схемах ССПК для распределительных сетей фильтрующие емкости включены параллельно вторичным обмоткам ВДТ, а в качестве индуктивности L_f используется индуктивность рассеяния ВДТ [19]. Такое решение, упрощая техническую реализацию ССПК, приводит к увеличению потерь в трансформаторе, что является серьезным недостатком схемы.

Для сетей среднего класса напряжения разрабатываются схемы без ВДТ — с непосредственным включением инвертора ССПК в линию. Так в [20] приведен анализ схемы D-SSSC компенсатора для линии напряжением 20 кВ, выполненного на основе трехуровневого инвертора с использованием в качестве ключей IGBT модулей с рабочим напряжением 6.5 кВ.

Динамический компенсатор искажений напряжения (ДКИН, англ. DVR — Dynamic Voltage Restorer) позволяет защищать потребителей, чувствительных к нарушениям электроснабжения, от кратковременных провалов напряжения и перенапряжений (кратковременными считаются провалы/перенапряжения длительностью от долей секунд до минуты). Кратковременные провалы напряжения линии более распространены и могут быть вызваны авариями на соседних линиях в результате грозы и других природных явлений, а также могут возникать при подключении к линии нагрузок с большими пусковыми токами. Причинами возникновения кратковременных перенапряжений на линии могут быть, в частности, замыкания на землю одной из фаз, приводящие к перенапряжению на других фазах, феррорезонансные перенапряжения, возникающие при подключении линии среднего класса напряжения к трансформаторам ВН/СН [21].

Структура ДКИН приведена на рис. 7. ДКИН является последовательным компенсатором, который формирует на выходе каждой фазы ВДТ вольтодобавочное напряжение с независимо от других фаз регулируемой амплитудой и фазным углом [14, 22]. В общем случае ДКИН способен как генерировать, так и поглощать активную и реактивную мощность. Кроме восстановления амплитуды напряжения на потребителе ДКИН позволяет устранять несимметрию по фазам питающего напряжения, приводить напряжение на потребителе к синусоидальной форме, компенсировать реактивную мощность [23].

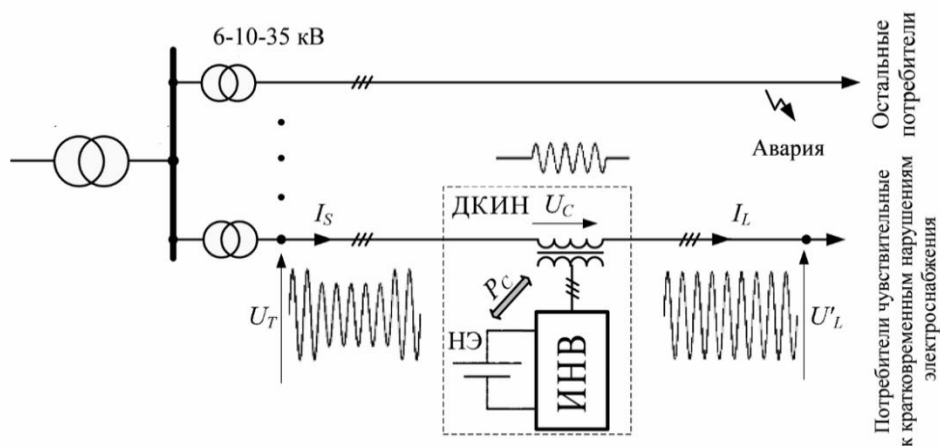


Рис. 7. Типовое расположение и структура динамического компенсатора искажений напряжения:

ИНВ — инвертор; НЭ — накопитель энергии;

U_T — напряжение питающей линии (до ДКИН);

U'_L — напряжение на потребителе; U_C — вольтодобавочное напряжение, формируемое ДКИН, I_L and I_S — токи нагрузки и линии;

P_C — активная мощность, поглощаемая или генерируемая ДКИН

При восстановлении напряжения на нагрузке ДКИН могут использовать различные способы введения вектора вольтодобавочного напряжения или, другими словами, различные методы компенсации провалов/перенапряжений. Используемый метод зависит от номинальной мощности ДКИН, параметров нагрузки и типа искажения напряжения.

Существует 4 метода компенсации [14, 24]:

1. Метод компенсации «как было до искажения» (англ. «Pre-sag»). Напряжение на нагрузке после восстановления U'_L имеет ту же фазу, что напряжение U_L до просадки/ перенапряжения;

2. Метод синфазной «In-phase» компенсации, при котором вольтодобавочное напряжение U_C вводится в фазе с напряжением питающей линии U_T ;

3. Метод фазового сдвига, при котором вектор ВДН всегда ортогонален вектору тока питающей линии, то есть для компенсации используется реактивная мощность.

4. Метод минимальной активной мощности или метод оптимизации энергии «Energy optimization». Стратегия этого метода состоит в том, чтобы компенсировать провал напряжения, максимально используя реактивную мощность. Или, другими словами, величина фазового угла α вектора напряжения на нагрузке после компенсации U'_L определяется требованиями: $P_C=0$ или $dP_C/d\alpha=0$.

Векторные диаграммы, поясняющие различные методы компенсации, приведены на рис. 8. Пунктирными линиями обозначены вектора до компенсации, сплошными линиями и символами со штрихом — после.

Метод компенсации «как было до искажения» требует большой амплитуды вольтодобавочного вектора (рис. 8, а) и, соответственно, большой активной мощности, которую можно получить либо от накопителя энергии большой емкости, либо от сетевого источника питания. Поэтому этот метод применяется только в тех случаях, когда нагрузка чувствительна к изменениям фазового угла напряжения питания (например, некоторые тиристорные преобразователи, синхронизированные с сетью). Если нагрузка не чувствительна к изменениям фазового угла напряжения питания, то наиболее часто используется «синфазный» метод (рис. 8, б). Основным преимуществом такого решения является то, что амплитуда ВДН минимальна. Кроме того, применение «синфазного» метода уменьшает требуемую активную мощность, но не сводит ее к минимуму.

Недостатком метода фазового сдвига (рис. 8, в) является то, что фаза напряжения на нагрузке в процессе компенсации непрерывно изменяется. Кроме того, при значительных провалах напряжения, реактивной мощности может не хватить для полной компенсации амплитуды напряжения на нагрузке [24].

Когда величина необходимой для компенсации активной мощности ограничена емкостью накопителя энергии, применяют также метод минимальной активной мощности (рис 8, г.). У этого метода есть два различных алгоритма регулирования: если при провале напряжения амплитуда напряжения линии U_T не падает ниже значения $U'_L \cos\varphi_L$, где $\cos\varphi_L$ — коэффициент мощности нагрузки, то выбором необходимого угла $\alpha=\alpha_{opt}$ можно восстановить напряжение на нагрузке без потребления активной мощности. Если же $U_T < U'_L \cos\varphi_L$, то угол $\alpha=\alpha_{opt}$ определяется так, чтобы выполнялось соотношение $dP_C/d\alpha=0$. При этом потребляется минимальная активная мощность. Для оптимального регулирования эти два алгоритма могут совмещаться [14].

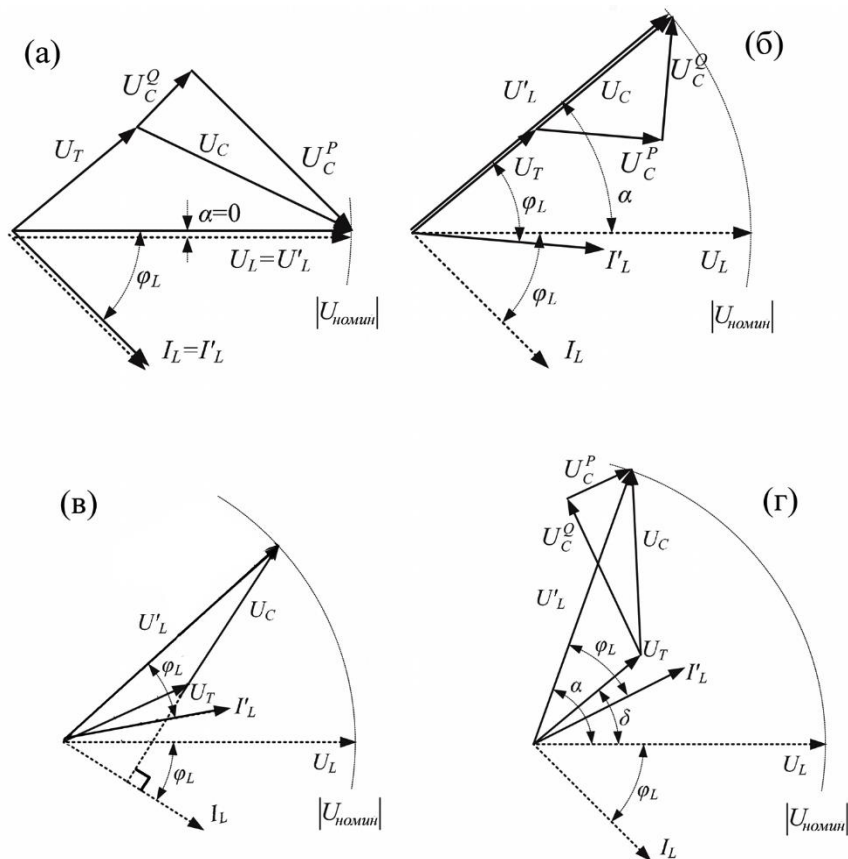


Рис. 8. Векторные диаграммы, поясняющие различные методы компенсации, применяемые в ДКИН

Структурные схемы ДКИН с накопителем энергии и с питанием от сети приведены на рис. 9. Структура ДКИН аналогична структуре ССПК и D-SSSC, но рассмотренные ранее устройства являются статическими компенсаторами и не требуют значительного быстродействия. Так, из временных диаграмм на рис. 5 видно, что время переходного процесса при смене режима ССПК (время регулирования) занимает несколько периодов частоты сети. Динамический компенсатор должен обеспечить значительно более короткий интервал регулирования при возмущении (менее $1/4$ периода сетевого напряжения), поэтому в схеме ДКИН применяются ШИМ-инверторы на основе IGBT или IGCT [7].

Если необходимо компенсировать провалы напряжения до уровня 50–60 % от номинального значения и небольшой длительности, то ДКИН может быть выполнен по схеме с емкостным накопителем, который одновременно является звеном постоянного тока инвертора (рис. 9, а). При ожидаемых более длительных провалах напряжения можно использовать схему (рис. 9, б), в которой используется отдельный низковольтный накопитель энергии большой емкости. В этом случае в состав ДКИН входит двунаправленный (реверсивный) преобразователь напряжения, который позволяет как заряжать накопитель энергии при нахождении ДКИН в дежурном режиме, так и преобразовывать

накопленный заряд для поддержания необходимого уровня напряжения на звене постоянного тока инвертора при компенсации провалов и в других режимах работы ДКИН [14].

Необходимо отметить, что в режиме компенсации коротких перенапряжений ДКИН потребляет активную мощность от сети, что приводит к росту напряжения на звене постоянного тока. Если до перехода в режим компенсации ДКИН находился в дежурном режиме с заряженным до номинального напряжения накопителем энергии, то напряжение на звене постоянного тока может превысить предельно допустимое и привести к аварии. Соответственно, ДКИН должен иметь систему защиты от перенапряжений на звене постоянного тока. Для работы в режиме компенсации коротких перенапряжений на линии схема с дополнительным источником энергии большой емкости (рис. 9, б) является предпочтительной.

Пример упрощенной функциональной схемы ДКИН с накопителем энергии [25] приведен на рис. 9, в. Следует отметить, что в большинстве случаев для отключения ДКИН от сети используется приведенная на рисунке обходная схема на основе трех коммутаторов.

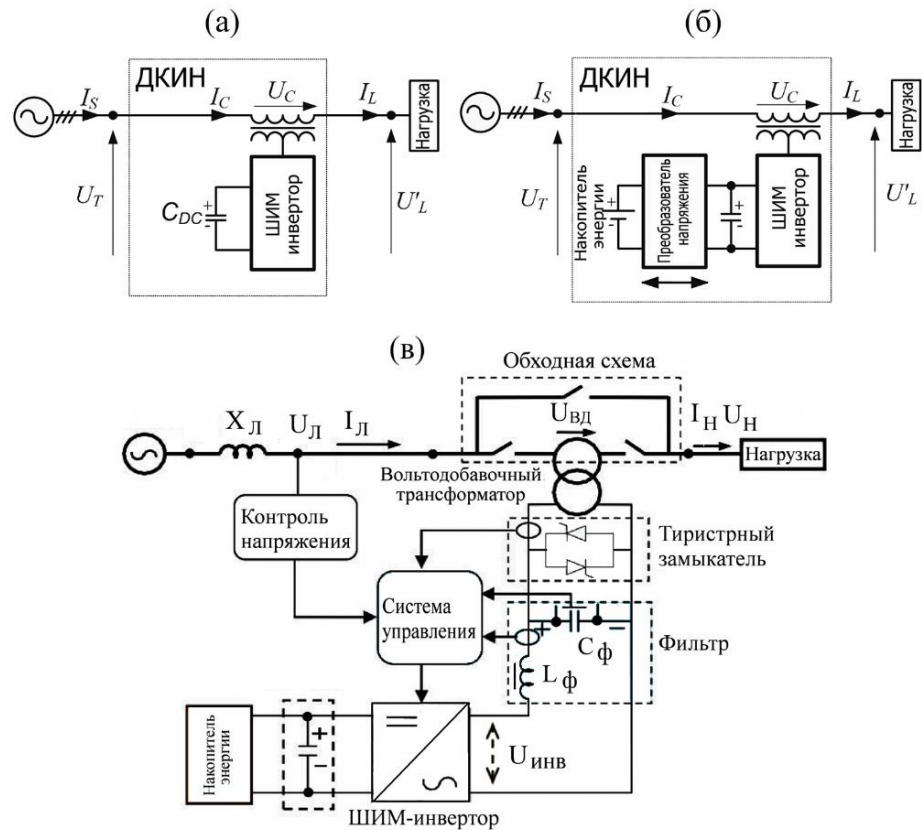


Рис. 9. Схемы ДКИН с внутренним накопителем энергии [14, 25]

Функциональная схема ДКИН без накопителя энергии [7] приведена на рис. 10. В качестве внешнего источника питания используется диодный выпрямитель, подключенный к питающему трансформатору. Такое решение является экономически более выгодным и позволяет компенсировать провалы напряжения значительной длительности.

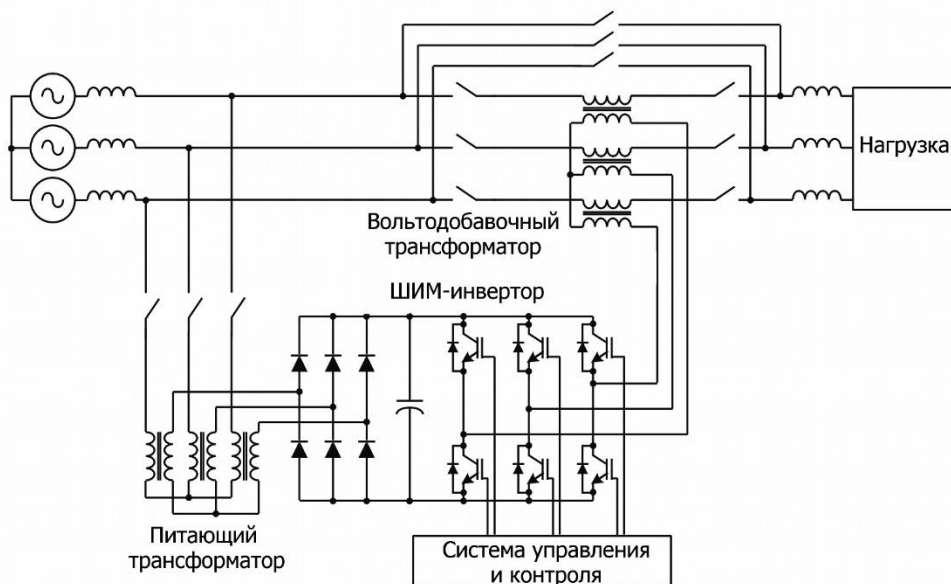


Рис. 10. Функциональная схема ДКИН с внешним питанием (фильтрующие цепи не показаны) [7]

ДКИН позволяет регулировать амплитуду и угол вектора вольтодобавочного напряжения. Несмотря на то, что при компенсации коротких перенапряжений и при заряде накопителя энергии (для устройств без внешнего источника питания) ДКИН потребляет активную мощность от сети, основная рабочая область изменения вектора вольтодобавочного напряжения соответствует приведенной на рисунке 3, в.

Временные диаграммы, поясняющие работу ДКИН при различных режимах компенсации, приведены на рис. 11. При компенсации искаженного напряжения с дисбалансом амплитуд по фазам длительность выхода системы на установившийся режим составляет несколько периодов [8], тогда как при компенсации кратковременного (0.1 с) перенапряжения время регулирования составляет 10 мс [25].

Если в схему рассмотренного ранее синхронного статического продольного компенсатора реактивной мощности (ССПК) на базе преобразователя напряжения (ИНВ 2 на рис. 11) добавить второй преобразователь напряжения (ИНВ 1 на рис. 11), связанный с первым через звено постоянного тока и работающий на параллельный трансформатор (ПТ), соединенный с питающей линией, то получится схема объединенного (параллельно-последовательного) регулятора потоков мощности (ОРПМ).

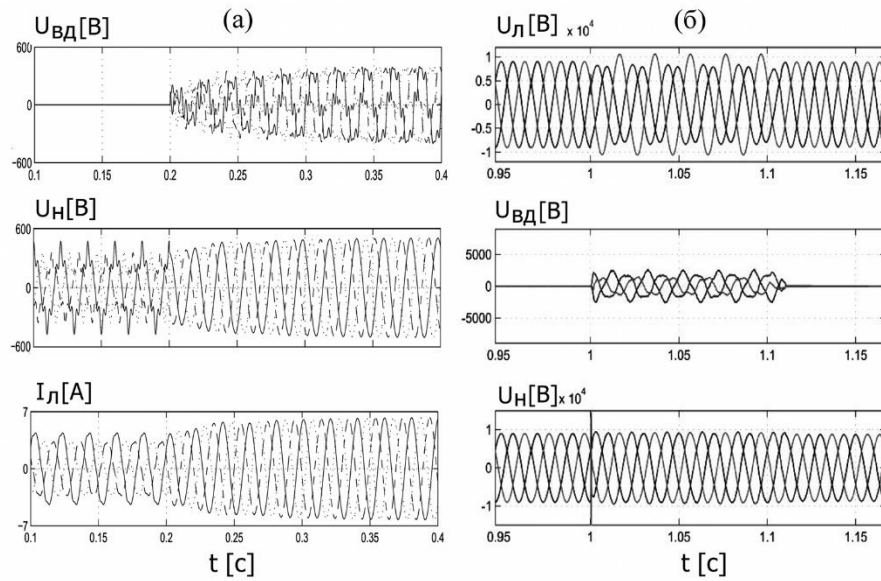


Рис. 11. Примеры временных диаграмм, поясняющих работу ДКИН в различных режимах — при восстановлении формы напряжения (а) и компенсации выброса напряжения (б):
 $U_{Л}$, $I_{Л}$ — напряжение и ток линии; $U_{Н}$ — напряжение на нагрузке;
 $U_{ВД}$ — вольтодобавочное напряжение [8, 25]

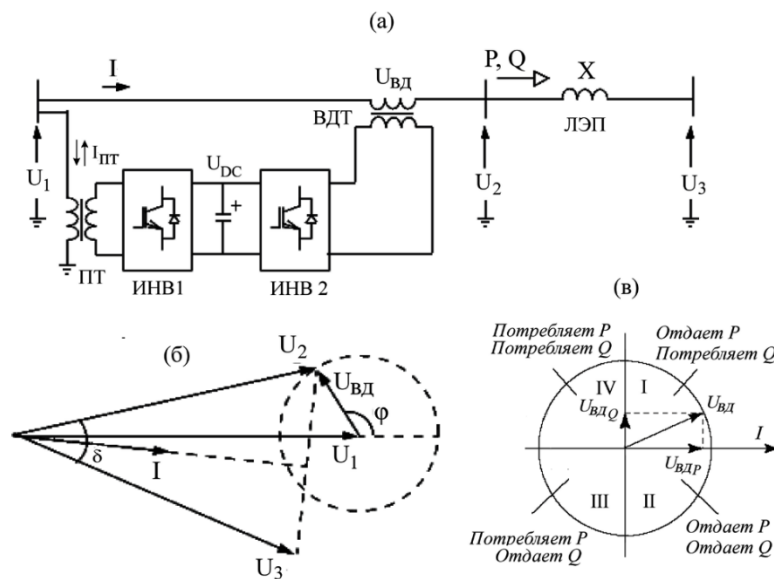


Рис. 12. Структурная схема ОРПМ (а), векторная (б) и P-Q (в) диаграммы, поясняющие принцип его работы:
 ПТ — параллельный (питающий трансформатор);
 ВДТ — последовательный вольтодобавочный трансформатор;
 ИНВ1,2 — ШИМ-инверторы ПТ и ВДТ

На рисунке 12 приведены схема и диаграммы, поясняющие принцип работы объединенного (параллельно-последовательного) регулятора потоков мощности на основе преобразователей напряжения параллельного и последовательного включения, объединённых по цепям постоянного тока (англ. Unified Power Flow Controller (UPFC)), на примере ОРПМ, подключенного к транзитной (магистральной) ЛЭП [2, 14, 26].

ОРПМ является самым функциональным из FACTS устройств. Он позволяет регулировать как амплитуду вектора вольтодобавочного напряжения $U_{ВД}$, так и его угол φ — от 0 до 360° (см. рис. 12, б). При работе в секторе I и II P - Q диаграммы (рис. 12, в) ОРПМ отдает в линию через ВДТ активную мощность, потребляя ее от ПТ. В секторах III, IV ОРПМ потребляет активную мощность через ВДТ и отдает ее через ИНВ 1 и ПТ в питающую линию.

Управление потоками мощности осуществляется за счет формирования с помощью вольтодобавочного напряжения $U_{ВД}$, вектор которого сдвинут относительно вектора напряжения U_1 на угол φ , вектора напряжения в начале линии электропередачи U_2 . Регулируя амплитуду и фазовый угол φ вектора вольтодобавочного напряжения можно изменять соотношение амплитуд напряжений в начале U_2 и в конце U_3 линии, а также угол δ между ними (рис. 12, а, б). Тем самым можно осуществлять управление потоками активной P и реактивной Q мощности, передаваемой по линии, в соответствии с выражениями:

$$P = \frac{U_2 \times U_3 \times \sin \delta}{X};$$

$$Q = \frac{U_2(U_2 - U_3 \times \cos \delta)}{X},$$

где X — реактивное сопротивление ЛЭП [26].

Векторные диаграммы, поясняющие различные режимы регулирования вольтодобавочного напряжения, которые могут использоваться в ОРПМ, приведены на рисунке 13. Можно выделить четыре режима регулирования [2, 27]: режим регулирования амплитуды напряжения (рис. 13, а), когда вектор ВДН ΔU формируется в фазе с напряжением линии; режим реактивной компенсации (рис. 13, б), при котором вектор вольтодобавки $\pm U_C$ ортогонален току линии I ; режим фазового сдвига, при котором вектор ВДН $\pm U_\sigma$ сдвигает вектор напряжения линии на угол $\pm \sigma$ (рис. 13, в) и режим одновременного управления напряжением, импедансом и углом [2], при котором вектор ВДН $U_{ВД}$ может иметь произвольное направление и амплитуду (рис. 13, г). Четвертый режим регулирования вектора вольтодобавочного напряжения возможен только в ОРПМ и не может быть выполнен никаким другим FACTS устройством.

Таким образом, ОРПМ позволяет управлять потоками активной и реактивной мощности, ограничивать токовые перегрузки ЛЭП, увеличивать пропускную способность линии и статическую и динамическую устойчивость сети.

Пример функциональной схемы ОРПМ приведен на рисунке 14 [7].

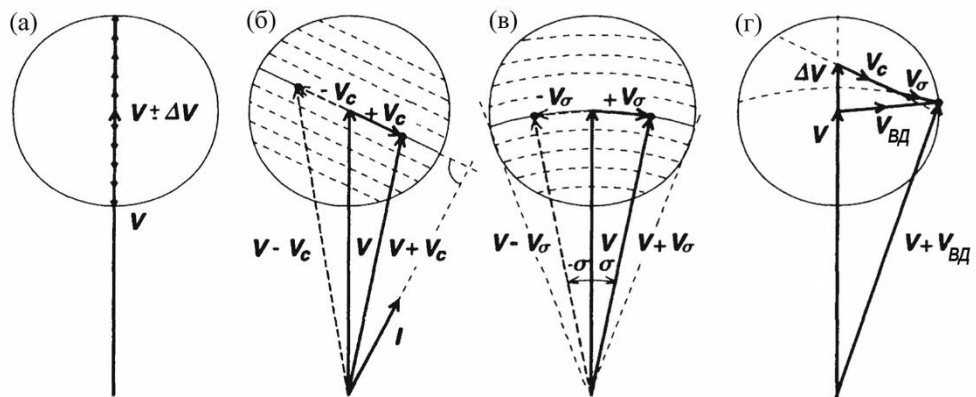


Рис. 13. Векторные диаграммы, иллюстрирующие различные режимы регулирования, используемые в ОРПН: режим регулирования напряжения (а), режим компенсации реактивного сопротивления линии (б), режим фазового сдвига (в) и совмещенный режим (г) [2, 27]

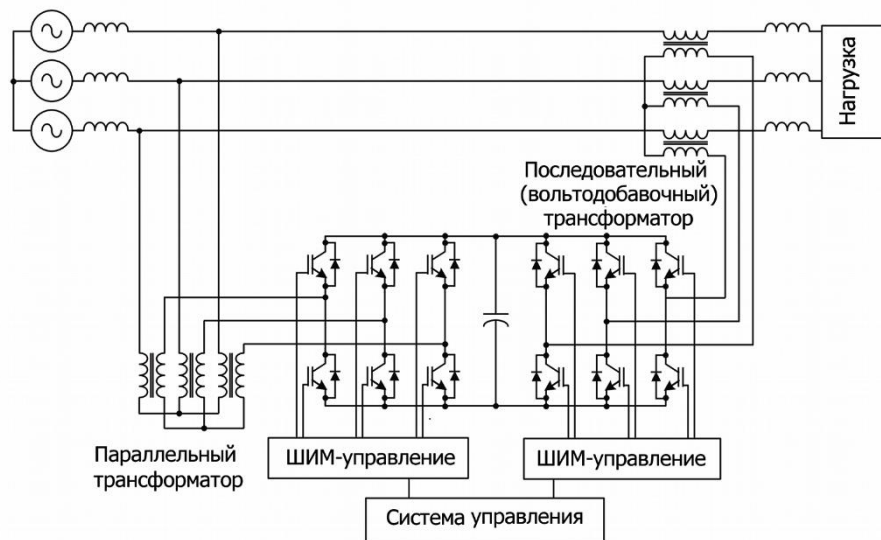


Рис. 14. Функциональная схема ОРПН (фильтрующие цепи не показаны) [7]

ОРПМ является статическим устройством. Применительно к сетям среднего класса напряжения существует динамическое FACTS устройство, построенное по схеме ОРПМ, но более быстродействующее. Такое устройство FACTS называется Unified Power Quality Conditioner (UPQC) — объединенный (параллельно-последовательный) кондиционер качества электроэнергии [7, 28]. В отечественных источниках сокращенного обозначения такого устройства не встречается, поэтому будем использовать аббревиатуру UPQC.

UPQC (рис. 15) выполняет две основные функции:

– обеспечивает потребителей, требовательных к качеству электроэнергии, напряжением высокого качества — без провалов и перенапряжений, без дисбаланса по фазам, без высших гармоник и т.д.;

– с точки зрения питающей сети, UPQC позволяет компенсировать реактивную мощность, потребляемую нагрузкой и обеспечить синусоидальность тока в точке РРС (рис. 15) при наличии потребителя, который вносит искажения в сеть (нелинейный потребитель).

Другими словами UPQC является универсальным устройством, которое позволяет обеспечивать все функции по улучшению качества электроэнергии, как для потребителя, так и для сети.

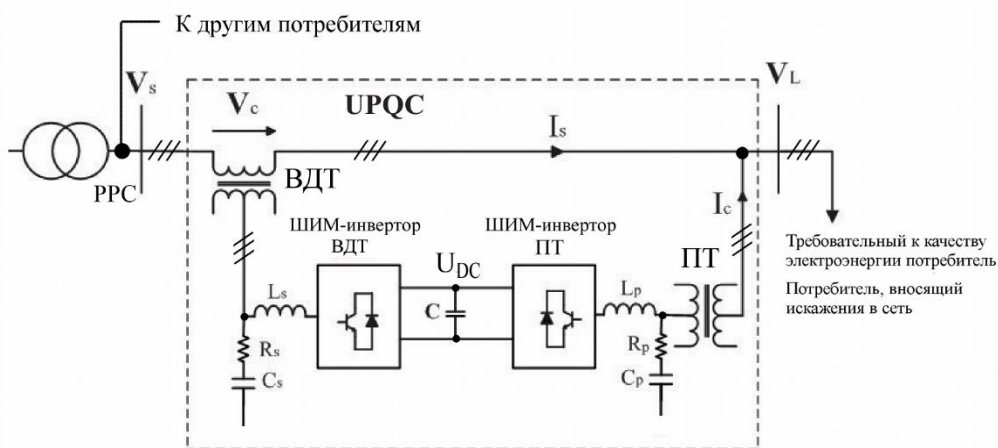


Рис. 15. Однолинейная структурная схема UPQC:

PPC — точка общей связи (point of common coupling);

ВДТ — вольтодобавочный трансформатор; ПТ — параллельный трансформатор

Подытоживая обзор современных FACTS устройств управления вектором вольтодобавочного напряжения, можно отметить, что в распределительных сетях среднего класса напряжения находят применение FACTS устройства, аналогичные используемым в высоковольтных магистральных сетях транзита электроэнергии. Основное назначение таких устройств — повышение пропускной способности линий электропередачи, обеспечение требуемого распределения потоков мощности и снижение потерь в электрической сети, обеспечение устойчивой работы сети при различных возмущениях. К таким устройствам можно отнести синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК — SSSC) и объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности (ОРПМ — UPFC).

В тоже время в электрических сетях среднего класса напряжения используются специализированные FACTS устройства для распределительных сетей (DFACTS устройства), предназначенные главным образом для повышения качества и надежности электроснабжения потребителей. Основное назначение DFACTS устройств — компенсация коротких провалов/перенапряжений в сети,

компенсация различных искажений напряжения сети, компенсация высших гармоник напряжения, стабилизация напряжения и повышение динамической устойчивости ответственной нагрузки. Кроме того, DFACTS устройства позволяют компенсировать реактивную мощность, потребляемую нагрузкой. К DFACTS устройствам можно отнести динамический компенсатор искажений напряжения (ДКИН — DVR) и объединенный (параллельно-последовательный) кондиционер электроэнергии (UPQC).

Литература

1. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart Grids — Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. 396 p.
2. Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, Wiley-IEEE Press. 1999. 429p.
3. Мартыненко В., Мускатиньев В., Чибиркин В., Елисеев В. Современная отечественная элементная база для силовой преобразовательной техники // Силовая электроника. 2005. № 3. С. 13–15.
4. Ланцов В., Эраносян С. Электронная компонентная база силовых устройств. Часть 3 // Силовая электроника. 2010. № 25. С. 8–14.
5. Рогачев К. Д. Современные силовые запираемые тиристоры // Привод и управление. 2002. № 2. С. 6–11.
6. Крылов Е. Современные запираемые тиристоры // Компоненты и технологии. 2000. № 6. С. 34–36.
7. The Electric Power Engineering Handbook 3rd Edition/Edited by Leonard L. Grigsby. CRC Press – 2012. 3036 p.
8. Padiyar K. R. FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution, New Delhi: New Age International, 2007. 549 p.
9. R. de Graaff Flexible distribution systems through the application of multi back-to-back converters: Concept, implementation and experimental verification / PhD dissertation, Eindhoven University of Technology, 2010. Distributed.
10. Edris A. A. (Convener), Chow J., Watanabe E. et al. //Static synchronous series compensator (SSSC). CIGRE Working Group B4-40, Technical Brochure no. 371, January 2008
11. Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence / Edited by Mircea Eremia, Chen-Ching Liu, Abdel-Aty Edris Piscataway, NJ: IEEE Press, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2016. 1042 p.
12. Sen K.K. SSSC – Static Synchronous Series Compensator: Theory, Modelling and Applications, IEEE Trans. Power Delivery. 1998. Vol. 13. No.1. pp. 241–246.
13. Alvira D., Torre M., Bola J. et al. The use of a static synchronous series compensator (SSSC) for power flow control in the 220 kV Spanish transmission network. CIGRE 2010, paper B4-107, Paris, 2010.
14. Strzelecki R., Benysek G. Power electronics in smart electrical energy networks. In Power Systems / Power Systems. Vol. 34. Springer. 2008. 416 p.
15. Донской Н. В., Иванов А. Г., Матисон В. А., Ушаков И. И. Многоуровневые автономные инверторы для электропривода и электроэнергетики //Силовая электроника 2008. № 1. С.4–7.
16. Ajami A., Armaghan M. Modeling and state feedback controller of SSSC based current source converter // IEEE/ICSEE Vol.1. pp. 358–362. 2009.

17. Erwan L., Seddik B., Raphael C., Joel G. Active and reactive power flow control based on D-SSSC for looped and meshed distribution grids // 19th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2007. pp. 21–24.
18. Барегамян Г., Маргарян В. Выбор параметров LC-фильтра инвертора с широтно-импульсной модуляцией и синусоидальным выходным напряжением // Силовая электроника. 2011. № 29. С. 50–56.
19. Chengshan W., Wu J., Ekanayake J. and Jenkins N. Smart electricity distribution networks, CRC Press, 2017. 440 p.
20. Saradarzadeh M., Farhangi S., Schanen J.L. et al. Combination of power flow controller and short-circuit limiter in distribution electrical network using a cascaded H-bridge distribution-static synchronous series compensator // IET Gener. Transm. Distrib. Vol. 6. Iss. 11. pp. 1121–1131.
21. Sedaghati R., Afroozi N. M., Nemati Y. et al. A survey of voltage sags and voltage swells phenomena in power quality problems // International Journal of Scientific Research and Management. 2013. Vol. 1. No. 9. pp. 458–462.
22. Fitzer C., Arulampalam A., Barnes M., Zurowski R.. Mitigation of saturation in dynamic voltage restorer connection transformers. IEEE Transactions on Power Electronics. 2002 Nov.17(6). pp1058–1066.
23. Пупин В. М. Устройства защиты от провалов напряжения. М.: Энергопрогресс: Энергетик, 2011. 100 с.
24. Ital A. V., Borakhade S. A., Compensation of voltage sags and swells by using dynamic voltage restorer (DVR) / 2016 International Conference on Electrical Electronics and Optimization Techniques (ICEEOT), March 2016. pp. 1515–1519.
25. Tien D. V., Gono R., Leonowicz Z. Multifunctional dynamic voltage restorer for power quality improvement. Preprints 2018, 2018020189.
26. Mailah Nashiren F., Bashi Senan M. Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction // European Journal of Scientific Research. 2009. Vol. 30 Issue 4. pp. 677–684.
27. Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez and César Angeles-Camacho1 FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. John Wiley & Sons, 2004. 422 p.
28. Sanjib G. Impact of Unified Power-Quality Conditioner Allocation on Line Loading, Losses, and Voltage Stability of Radial Distribution Systems./ IEEE Transactions on Power Delivery 29(4). pp. 1859–1867.

Сведения об авторах

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

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

Эл. почта: l_i@mail.ru

Баранник Максим Борисович,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

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

Эл. почта: maxbar@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.106-114
УДК 621.311

В. В. Колобов, М. Б. Баранник

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ИНДУКТИВНОГО ФИЛЬТРА МОЩНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОДНОФАЗНОГО ИНВЕРТОРА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ШИРОТНО-ИМПУЛЬСНОЙ МОДУЛЯЦИИ

Аннотация

Для формирования синусоидального тока в излучающей воздушной линии электропередачи при проведении электромагнитных зондирований в КНЧ-СНЧ диапазоне в генераторе «Энергия-2» используется однофазный мостовой инвертор, работающий в режиме широтно-импульсной модуляции. В статье сравниваются режимы работы инвертора в режиме двухфазной и однофазной ШИМ. Анализ показывает, что однополярное переключение обеспечивает более высокую эффективность работы генератора из-за уменьшения динамических потерь в ключах. Кроме того, однофазная ШИМ уменьшает содержание высокочастотных гармоник, кратных несущей частоте ШИМ, в выходном токе. Исследован индуктивный фильтр генератора. Выполнены расчеты временной зависимости индукции в сердечнике дросселя, ее действующего значения и суммарных магнитных потерь в магнитопроводе при различных типах модуляции. Результаты расчетов показывают, что применение однофазной широтно-импульсной модуляции значительно уменьшает потери в сердечнике, что упрощает проектирование и расчет индуктивного фильтра инвертора — объем магнитопровода может быть уменьшен или может быть использован материал сердечника с более высокими потерями на гистерезис.

Ключевые слова:

электромагнитные зондирования, линии электропередачи, КНЧ-СНЧ генератор, инвертор, синусоидальный ток, широтно-импульсная модуляция, однополярная, двухполярная, индуктивный фильтр, потери в сердечнике.

V. V. Kolobov, M. B. Barannik

ANALYSIS OF INDUCTOR FILTER OF HIGH-POWER HIGH-VOLTAGE SINGLE-PHASE INVERTER USING DIFFERENT PULSE-WIDTH MODULATION TECHNIQUES

Abstract

The “Energy-2” generators was designed as a transmitter for deep electromagnetic sounding in the extremely low and ultra low frequency ranges using an overhead power transmission line as a transmitter line. The single-phase full-bridge inverter based on pulse width modulation technique provides a sinusoidal current in a transmission line. The two methods of pulse width modulation of the inverter, such as bipolar and unipolar, are compared in the paper. Analysis shows that a unipolar switching provides higher efficiency because of reduced switching loss. In addition, a unipolar inverter with an inductor filter will give better sinusoidal output waveform compared to a bipolar inverter. Also, the calculations of a time-dependent magnetic flux density, an effective value of magnetic flux density and total core losses of the filter inductor were carried out. The presented calculation results shows that a core with smaller volume or a low cost core material with higher hysteresis losses may be used in a filter inductor of unipolar inverter.

Keywords:

low and ultra low frequency transmitter, electromagnetic soundings, power lines, inverter, sinusoidal current, pulse width modulation, unipolar, bipolar, filter inductor, core losses.

Генератор «Энергия-2» мощностью 200кВт [1, 2] разрабатывался как контролируемый источник тока для проведения глубинных электромагнитных зондирований в диапазоне крайне и сверхнизких частот (КНЧ-СНЧ)

с использованием в качестве излучающей линии высоковольтной воздушной линии электропередачи (ВЛ). Высоковольтный однофазный инвертор генератора (рис. 1) выполнен по мостовой схеме с использованием в качестве ключей силовых интеллектуальных IGBT модулей [2]. Инвертор работает в режиме широтно-импульсной модуляции (ШИМ), что позволяет формировать в излучающей линии ток произвольной, в том числе синусоидальной формы.

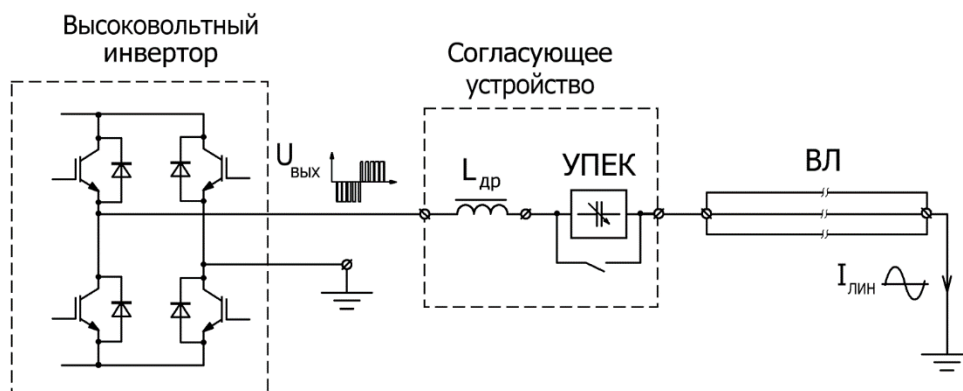


Рис. 1. Схема подключения выхода высоковольтного ШИМ-инвертора к высоковольтной воздушной линии электропередачи (ВЛ), используемой в качестве излучающей линии контролируемого источника, где УПЕК — устройство продольной емкостной компенсации индуктивности ВЛ

В мостовом ШИМ-инверторе с синусоидальным выходным напряжением может использоваться модуляция двух типов — двухполярная ШИМ или однополярная ШИМ. Временные диаграммы, поясняющие принцип формирования выходного напряжения инвертора для различных типов ШИМ приведены на рисунке 2, а, б.

При двухполярной ШИМ (рис. 2, а) на выходе инвертора формируется двухполярное импульсное напряжение $U(t)$, состоящее из модулированных по ширине импульсов, принимающих значения $\pm U_s$. Величина U_s определяется напряжением звена постоянного тока (DC-link) инвертора U_{DC} . Такой тип модуляции иногда также называют двухуровневой ШИМ [3].

При однополярной ШИМ (рис. 2, б) на выходе инвертора формируется импульсное напряжение с уровнями $+U_s$, 0, $-U_s$. Соответственно, такой тип модуляции обозначают как трехуровневая ШИМ.

Инвертор КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2» первоначально формировал синусоидальный ток в антенне методом двухполярной ШИМ. Затем блок управления высоковольтным инвертором генератора и управляющая микропрограмма микроконтроллерной системы управления были переработаны таким образом, чтобы обеспечить формирование синусоидального тока методом однополярной широтно-импульсной модуляции [4]. Такая модернизация позволила:

- увеличить КПД и надежность работы генератора за счет снижения суммарных динамических потерь в IGBT ключах инвертора и улучшения теплового режима силовых модулей;

- уменьшить амплитуду высокочастотных гармоник, кратных несущей частоте ШИМ, в выходном напряжении инвертора (см. рис. 2, а, б) и, соответственно, обеспечить более эффективную фильтрацию ВЧ составляющих тока в излучающей ВЛ.

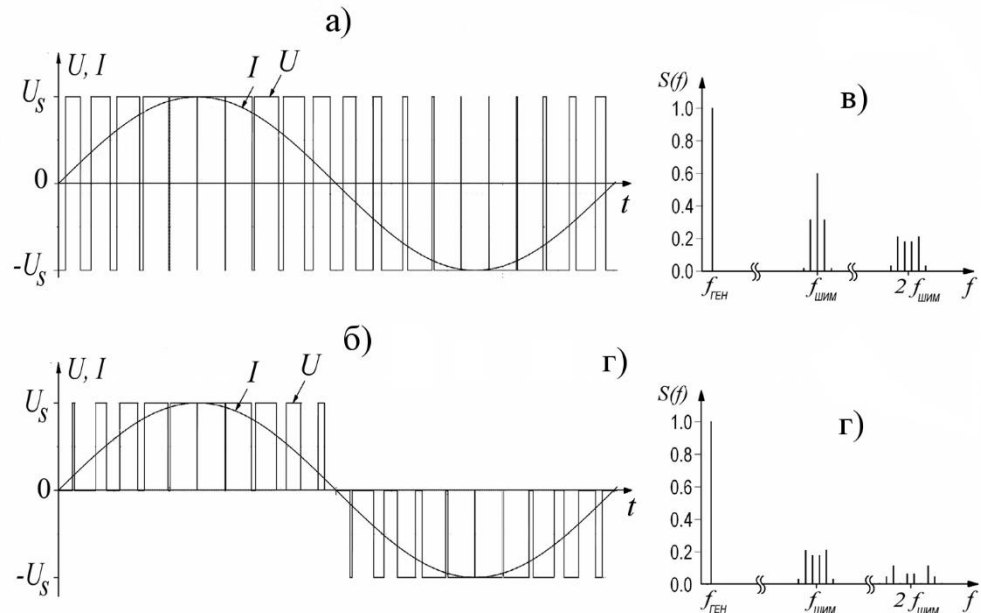


Рис. 2. Упрощенные временные диаграммы выходного напряжения ШИМ-инвертора, тока в излучающей линии и типовой спектр выходного напряжения при двухполярной (а, в) и однополярной (б, г) широтно-импульсной модуляции

В состав генератора (рис. 1) также входит согласующее устройство, включаемое между выходом инвертора и линией, и состоящее из устройства продольной емкостной компенсации (УПЕК) и индуктивного фильтра (L-фильтра) [1]. УПЕК используется для компенсации индуктивной составляющей комплексного сопротивления линии при работе генератора на частоте от 3 Гц и выше. При этом инвертор формирует выходное напряжение в форме меандра, а синусоидальность тока в линии обеспечивается резонансом [1].

На частотах 0.01–2 Гц, когда УПЕК не используется, инвертор работает в режиме ШИМ формирования синусоидального тока в линии. Протяженная ВЛ имеет значительную индуктивность (сотни мГн) и сама является индуктивным фильтром, подавляющим ВЧ гармоники тока кратные несущей частоте ШИМ. Но, как показала практика, с точки зрения обеспечения минимального электромагнитного воздействия на линии связи, телеметрии и чувствительное оборудование подстанции, на которой размещается генератор, использование индуктивного фильтра является обязательным.

Расчет параметров индуктивного фильтра мощного высоковольтного инвертора и конструкция дросселя приведены в [1].

В данной статье рассмотрим, как влияет использование ШИМ различного типа на режим работы дросселя СУ.

При формировании выходного синусоидального напряжения $U(t)$ с частотой генерации $f_{ГЕН}$ на основе ШИМ последовательности с частотой коммутации (несущей частотой) $f_{ШИМ}$ для одного периода частоты генерации $T_{ГЕН}$ можно записать: $U(t) = U_S \sin(2\pi t)$. Здесь: $U(t)$ — напряжение на нагрузке; U_S — максимальная амплитуда выходного напряжения, равная напряжению на звене постоянного тока инвертора U_{DC} ; t — безразмерная величина времени, которая в пределах периода изменяется от 0 до 1.

Для мгновенного значения магнитной индукции можно записать [5]:

$$B(t) = \frac{L_{ДР} I(t)}{W S}, \quad (1)$$

где $L_{ДР}$ — индуктивность дросселя; $I(t)$ — мгновенное значение тока дросселя; W — количество витков дросселя; S — площадь поперечного сечения магнитопровода дросселя.

Для индуктивности дросселя:

$$L_{ДР} = \frac{W^2}{R_M}, \quad (2)$$

где R_M — магнитное сопротивление магнитопровода, которое в случае дросселя с большим зазором определяется только магнитным сопротивлением зазора. Подставляя в формулу (1) выражение (2), и учитывая соотношение $I(t) = U(t)/R_H$, где R_H — сопротивление нагрузки инвертора, можно записать:

$$B(t) = \frac{U(t)W}{R_M R_H S}. \quad (3)$$

Найдем амплитуду изменения магнитной индукции в сердечнике дросселя для двухполярной (двухуровневой) ШИМ. Для этого выведем формулы, определяющие максимальное $B_{max}(t)$ и минимальное $B_{min}(t)$ мгновенное значение индукции в сердечнике.

Для закона электромагнитной индукции можно записать:

$$\Delta U = W S \frac{dB}{dt}, \quad (4)$$

где ΔU — падение напряжения на дросселе, определяемое как:

$$\Delta U = U_S - U(t). \quad (5)$$

Соответственно, для dB справедливо соотношение:

$$dB = \frac{\Delta U dt}{W S}. \quad (6)$$

Для коэффициента заполнения импульса D при формировании выходного напряжения методом двухполярной ШИМ (рис. 2, а) можно записать: $D = dt/T_{ШИМ}$, где $T_{ШИМ} = 1/f_{ШИМ}$ (рис. 3, а). Тогда для приращения времени dt справедливо: $dt = D \cdot T_{ШИМ}$. Выражая dt через несущую частоту ШИМ, запишем:

$$dt = \frac{D}{f_{\text{ШИМ}}}. \quad (7)$$

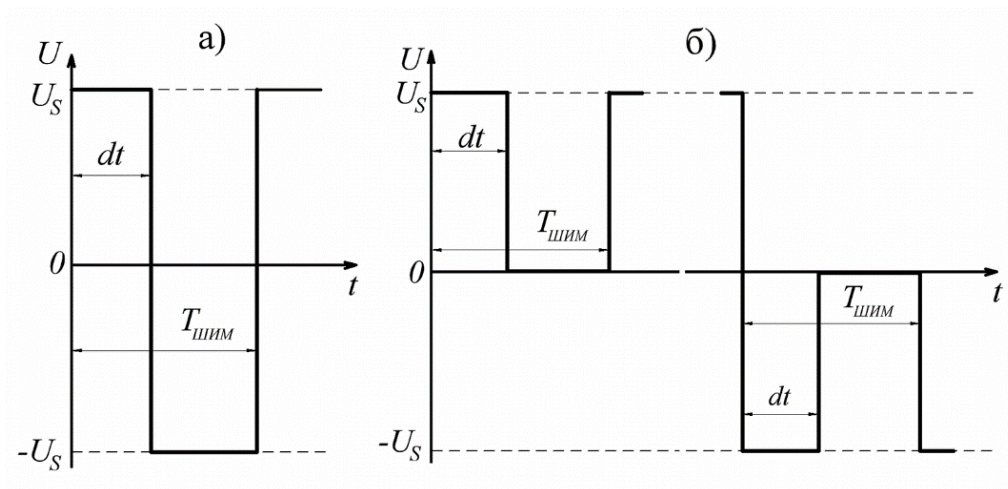


Рис. 3. К пояснению коэффициента заполнения импульса D для двухполярной (а) и однополярной (б) широтно-импульсной модуляции

Для напряжения на нагрузке инвертора $U(t)$ при двухполярной ШИМ справедливо выражение:

$$U(t) = 2U_s(D - 0.5). \quad (8)$$

В выражении (8) коэффициент заполнения импульса D изменяется в диапазоне от 0 до 1, при этом $U(t)$ изменяется от $-U_s$ до U_s . Выразим коэффициент заполнения через напряжения:

$$D = 0.5 + \frac{U(t)}{2U_s}. \quad (9)$$

Подставляя (9) в (7) получим:

$$dt = \frac{0.5 + \frac{U(t)}{2U_s}}{f_{\text{ШИМ}}}. \quad (10)$$

Перепишем формулу приращения магнитной индукции (6), подставляя в нее выражения (5) и (10):

$$dB = \frac{(U_s - U(t)) \left(0.5 + \frac{U(t)}{2U_s} \right)}{W S f_{\text{ШИМ}}}. \quad (11)$$

Запишем выражения для мгновенных значений верхней и нижней границ изменения магнитной индукции в дросселе, выраженных относительно $B(t)$:

$$B_{\max}(t) = B(t) + \frac{dB}{2}; \quad (12)$$

$$B_{\min}(t) = B(t) - \frac{dB}{2}. \quad (13)$$

Перепишем выражения (12, 13) с учетом (11):

$$B_{\max}(t) = B(t) + \frac{(U_s - U(t)) \left(0.5 + \frac{U(t)}{2U_s} \right)}{2WS f_{\text{ШИМ}}}; \quad (14)$$

$$B_{\min}(t) = B(t) - \frac{(U_s - U(t)) \left(0.5 + \frac{U(t)}{2U_s} \right)}{2WS f_{\text{ШИМ}}}. \quad (15)$$

Приняв несущую частоту ШИМ $f_{\text{ШИМ}}=8000$ Гц, и предположив, что инвертор работает на активную нагрузку с сопротивлением $R_H=14$ Ом, а также подставив в выражения (1, 14, 15) параметры дросселя генератора «Энергия-2»: $R_M=2 \cdot 10^6$ Ом; $S=0.01$ м²; $W=44$ витка, найдем зависимости $B(t)$, $B_{\max}(t)$, $B_{\min}(t)$. Временные диаграммы $B(t)$, $B_{\max}(t)$, $B_{\min}(t)$ для режима двухполярной ШИМ приведены на рис. 4а.

При работе инвертора в режиме однополярной (трехуровневой) ШИМ (рис. 2, б) с коэффициентом заполнения импульса D рассмотрим отдельно формирование положительной и отрицательной полуволны напряжения на нагрузке инвертора $U(t)$ (рис. 3, б). Для положительной полуволны напряжения справедливо выражение: $U(t) = U_s D$, а для отрицательной — $U(t) = -U_s D$. Значение D изменяется в диапазоне от 0 до 1. При этом $U(t)$ изменяется от 0 до U_s для положительной полуволны, и от 0 до $-U_s$ — для отрицательной (рис. 3, б).

Для положительной полуволны: $D = U(t)/U_s$. Подставляя это соотношение в (7), получаем:

$$dt = \frac{U(t)}{U_s f_{\text{ШИМ}}}. \quad (16)$$

Тогда выражение (6) для приращения магнитной индукции dB с учетом (5) примет вид:

$$dB = \frac{(U_s - U(t)) \frac{U(t)}{U_s}}{WS f_{\text{ШИМ}}} = \frac{\left(1 - \frac{U(t)}{U_s} \right) U(t)}{WS f_{\text{ШИМ}}}. \quad (17)$$

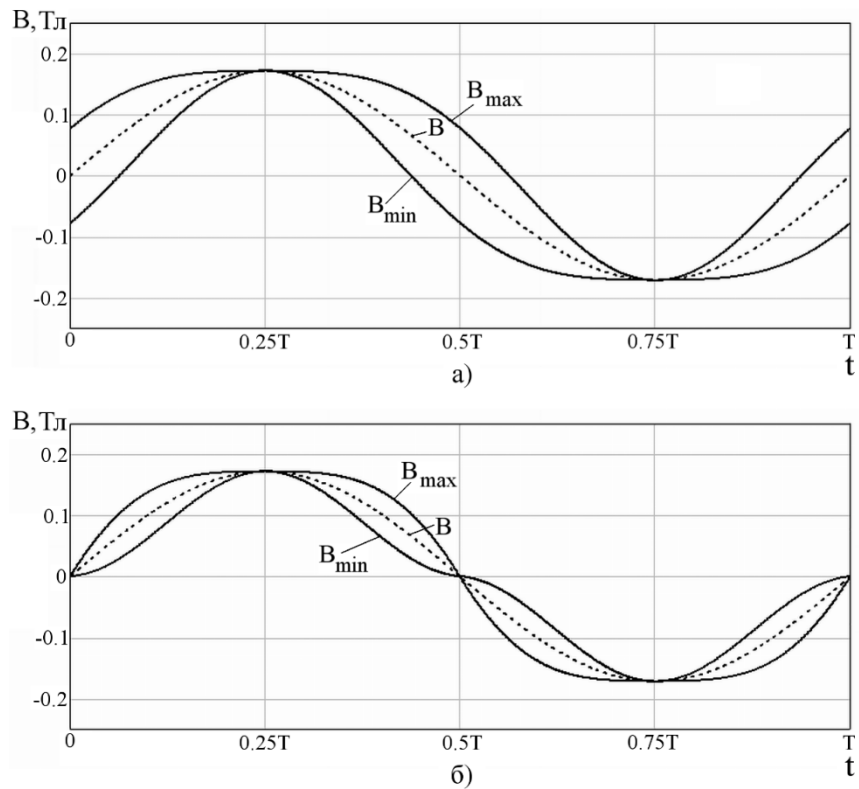


Рис. 4. Расчетные временные зависимости изменения амплитуды магнитной индукции в сердечнике дросселя при двухполярной (а) и однополярной (б) широтно-импульсной модуляции

Универсальное выражение для положительной и отрицательной полуволны напряжения, описывающее dB , будет выглядеть:

$$dB = \frac{U(t) \left(1 - \frac{|U(t)|}{U_s} \right)}{W S f_{\text{ШИМ}}}. \quad (18)$$

Подставляя (18) в (12) и (13) получим выражения для мгновенных значений верхней и нижней границ изменения магнитной индукции в дросселе для однополярной ШИМ:

$$B_{\max}(t) = B(t) + \frac{U(t) \left(1 - \frac{|U(t)|}{U_s} \right)}{2W S f_{\text{ШИМ}}}; \quad (19)$$

$$B_{\min}(t) = B(t) - \frac{U(t) \left(1 - \frac{|U(t)|}{U_s} \right)}{2W S f_{\text{ШИМ}}}. \quad (20)$$

На рис. 4, б приведены расчетные временные зависимости $B(t)$, $B_{max}(t)$, $B_{min}(t)$ для дросселя СУ генератора «Энергия-2» при работе инвертора в режиме однополярной ШИМ.

Через зависимости $B_{max}(t)$ и $B_{min}(t)$ найдем выражение для действующего значения магнитной индукции дросселя:

$$B_{RMS} = \sqrt{\int_0^1 \left(\frac{B_{max}(t) - B_{min}(t)}{2} \right)^2 dt} = \frac{1}{2} \sqrt{\int_0^1 (B_{max}(t) - B_{min}(t))^2 dt}. \quad (21)$$

В соответствии с полученным выражением (21) найдем действующее значение магнитной индукции дросселя при различных типах широтно-импульсной модуляции:

$B_{RMS ДИМ} = 0.047$ Тл — для двухполярной ШИМ;

$B_{RMS ОПМ} = 0.025$ Тл — для однополярной ШИМ.

Учитывая, что потери в сердечнике (магнитопроводе) дросселя пропорциональны квадрату магнитной индукции, найдем коэффициент уменьшения потерь при переходе от двухполярной к однополярной ШИМ:

$$K_{\Pi} = \frac{\Pi_{ДИМ}}{\Pi_{ОПМ}} = \frac{B_{RMS ДИМ}^2}{B_{RMS ОПМ}^2} \approx 3.6.$$

Следовательно, при одних и тех же параметрах дросселя, переход на однополярную ШИМ уменьшает потери в сердечнике более чем в 3.5 раза, что снижает требования к параметрам магнитопровода. То есть, применение для формирования синусоидального сигнала на выходе инвертора однополярной (трехуровневой) широтно-импульсной модуляции позволяет уменьшить габаритные размеры сердечника дросселя. Либо, при тех же габаритных размерах, использовать материалы с большими магнитными потерями.

Выводы

Использование в мощном высоковольтном инверторе КНЧ-СНЧ генератора «Энергия-2» для формирования синусоидального тока в излучающей ВЛ однополярной (трехуровневой) широтно-импульсной модуляции является обоснованным, так как такой тип модуляции обладает рядом преимуществ по сравнению с двухполярной ШИМ. Снижение динамических потерь в IGBT ключах инвертора и улучшение их теплового режима обеспечивают увеличение КПД инвертора и повышение надежности работы генератора в целом. Такой тип модуляции также уменьшает уровень высших гармоник, кратных частоте несущей ШИМ, на выходе инвертора и, соответственно, в токе излучающей линии.

Кроме того, как показали проведенные исследования режима работы дросселя индуктивного фильтра при разных типах модуляции, использование однополярной ШИМ значительно снижает потери в сердечнике дросселя. Соответственно, при проектировании индуктивного фильтра для инвертора, работающего в однополярном режиме, можно использовать сердечник меньшего объема или использовать для сердечника материал с большими магнитными потерями на гистерезис.

Литература

1. Колобов В. В., Баранник М. Б., Жамалетдинов А. А. Генераторно-измерительный комплекс «Энергия» для электромагнитного зондирования литосферы и мониторинга сейсмоактивных зон. СПб: «СОЛО», 2013. 240 с.
2. Баранник М. Б., Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Колобов В. В., Прокопчук П. И., Копытенко Ю. А., Жамалетдинов А. А., Селиванов В. Н., Шевцов А. Н. Высоковольтный силовой инвертор генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсмические приборы. 2009. Т. 45. № 2. С. 5–23.
3. Барегамян Г., Маргарян В. Выбор параметров LC-фильтра инвертора с широтно-импульсной модуляцией и синусоидальным выходным напряжением // Силовая электроника. 2011. № 29. С. 50–56.
4. Колобов В. В., Баранник М. Б., Жамалетдинов А. А. Опыт применения КНЧ-генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований в ходе международного эксперимента FENICS-2014 // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Вып. 10. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2015. С. 52–64.
5. Семенов Б. Ю. Силовая электроника. Профессиональные решения. М.: Солон-Пресс, ДМК Пресс, 2011. 416 с.

Сведения об авторах

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

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

Эл. почта: 1_i@mail.ru

Баранник Максим Борисович,

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

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

Эл. почта: maxbar@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.114-121

УДК 621.3

В. С. Романов, В. Г. Гольдштейн, Н. С. Васильева

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Аннотация

Погружное электрооборудование нефтедобычи, в том числе и погружные электродвигатели (ПЭД), при эксплуатации подвержены влиянию обширного количества внешних факторов и воздействий, их эксплуатация сопряжена с разнообразными режимами работы, именно поэтому можно утверждать, что практика их эксплуатации является информативным показателем испытания оборудования на надежность. Данный показатель невозможно смоделировать, но он может быть описан рядом показателей, которые и характеризуют надежность объекта, например: долговечность работы,

безотказность, наработка на отказ, ремонтпригодность и экономические характеристики. Для получения сведений о состоянии объекта используют данные статистики эксплуатации, или, иными словами, используют метод статистических данных. Можно утверждать, что этот метод является наиболее приемлемым (или даже единственно возможным) для получения, описания и выражения в количественном эквиваленте показателей надежности объекта. Для полного представления о текущем состоянии парка ПЭД в нефтедобыче в статье приведены результаты его статистического анализа. На текущий момент произведен сбор и анализ данных по технологическим нарушениям на предприятиях нефтедобычи с выработкой рекомендаций по повышению надежности ПЭД.

Ключевые слова:

погружное электрооборудование, погружные электродвигатели, нефтедобыча, надежность, данные статистики отказов, показатели надежности, наработка на отказ.

V. S. Romanov, V. G. Goldshtein, N. S. Vasiljeva

STATISTICAL ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL VIOLATIONS IN OPERATION OF SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS OF OIL PRODUCTION

Abstract

Submerged electrical equipment of oil production, including submersible electric motors (SEM) during operation are subject to the influence of a large number of external factors and impacts, their operation is associated with a variety of operating modes, it can be argued that the practice of their operation is an informative indicator of testing equipment for reliability. This indicator can not be modeled, but it can be described by a number of indicators that characterize the reliability of the facility, for example: durability of work, reliability, time between failures, maintainability and economic characteristics. To obtain information about the state of the object, use the statistics of exploitation, or, in other words, use the statistical data method. It can be argued that this method is the most acceptable (or even the only possible) for obtaining, describing and expressing in quantitative equivalent the reliability indicators of an object. To fully understand the current state of the SES fleet in oil production, the results of its statistical analysis are presented. At the current moment, data on technological violations at oil production enterprises have been collected and analyzed with the development of recommendations for improving the reliability of SEM.

Keywords:

submersible electric equipment, submersible electric motors, reliability, data of failure statistics, reliability indicators, time between failures.

Введение. Обеспечение экономически эффективной работы электротехнических комплексов нефтедобычи является реализацией положений Федерального закона «Об электроэнергетике». Это полностью относится к погружным электродвигателям, которые широко используются для откачки нефти из пласта, как на новых месторождениях, так и интенсивно эксплуатируемых длительное время. Ограничения по финансированию, сложившиеся в современных экономических условиях, и недостатки организационно-финансовой системы управления в нефтяной отрасли привели к тому, что износ электропогружных установок (ЭПУ) и ПЭД достиг 70 % и более [2].

Это предопределяет необходимость разработки инновационных подходов к применению погружного электрооборудования (ПЭО) на всех этапах его жизненного цикла (ЖЦ) для сбалансированного решения при стратегическом выборе: замена старого ПЭО на новое или полномасштабный ремонт.

Решение ключевых задач, связанных с комплексным обеспечением надежности ЭПУ и ПЭД на экономически обоснованном уровне производится с помощью современных методов и средств повышения надежности работы и совершенствования организации эксплуатации всей системы ПЭО. Они

в значительной мере используют известные подходы на основе математического моделирования.

Построение математических моделей в теории и приложениях анализа надежности электротехнических комплексов (ЭТК) в электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) производится с помощью вероятностных статистических описаний и распределений. Надежность, как комплекс технических и технологических характеристик ЭССЭ, характеризуют факторы: повреждаемость оборудования (поток отказов), продолжительность бесперебойной работы (наработка на отказ), длительность перерыва питания, ущерб от перерыва питания и др. Повреждаемость определяется выходом из строя составляющих основного электрооборудования (ЭО) из-за нарушений регламентов эксплуатации, некачественного и несвоевременного технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а так же профилактики, некорректных и ошибочных действий обслуживающего персонала («человеческий фактор»), опасных внешних и внутренних физических воздействий и пр. [4].

Получение и обработка статистической информации на НГДП необходима для следующих целей: во-первых, для установления причины технологического нарушения или отказа, устранения этой причины и недопущения схожей неисправности при дальнейшей эксплуатации; во-вторых, для оценки причиненного ущерба, связанного с простоем оборудования и затратами на восстановление и ремонт; в-третьих, для внесения корректив в программы технического обслуживания и ремонта с целью исключения часто выявляемых отказов и нарушений; в-четвертых, для определения наиболее слабых элементов конструкции, снижающих ее надежность, и наиболее неблагоприятных режимов работы оборудования; в-пятых, для установления научных и практических требований к уровню надежности НПУ и ПЭД, разработанных на основании статистики нарушений и отказов эксплуатируемого оборудования с целью определения степени риска для действующих установок.

Анализ технологических нарушений на НГДП. В данной работе информационной базой проведенного исследования является выборка технологических нарушений, связанных с выходом из строя основных узлов ЭПУ на нефтяных месторождениях «Самаранефтегаз» за период наблюдений в 2013-2017 гг. Нарушения систематизированы по группам, в зависимости от отказавшего элемента ЭПУ, произведен анализ и построены диаграммы отказов.

Конкретный пример диаграммы, представленный на рис. 1, наглядно иллюстрирует количественное соотношение отказов основных конструктивных элементов ЭПУ. Наибольшее количество отказов приходится на электрическую часть ЭПУ — более 50 %. Данная статистика подтверждает информацию из технических литературных источников, что наиболее слабыми элементами системы ЭПУ — скважина являются погружной электродвигатель (22,70 % отказов) и погружной кабель (34,30 % отказов) [3].

Названные диаграммы позволяют связать временные характеристики отказов и детализацию характера повреждения и вызвавших его факторов, полученные по информационной базе, с типом, причинами и обстоятельствами возникновения отказов для каждого из элементов ЭПУ.

Из-за большого объема фактического материала в данной работе подробно проанализированы отказы, связанные с ПЭД. Для более информативного представления статистических данных и детального анализа отказов,

целесообразно ввести понятие средней наработки на отказ (T , измеряемая в сутках), которая определяется как среднее время наработки или, другими словами, продолжительность работы элемента между отказами [6]. Средняя наработка на отказ рассмотрена за 2013–2017 гг.

$$T = \frac{\sum t_{omp}}{\sum n_{отк}}, \quad (1)$$

где t_{omp} — наработка объекта, $n_{отк}$ — число отказов.

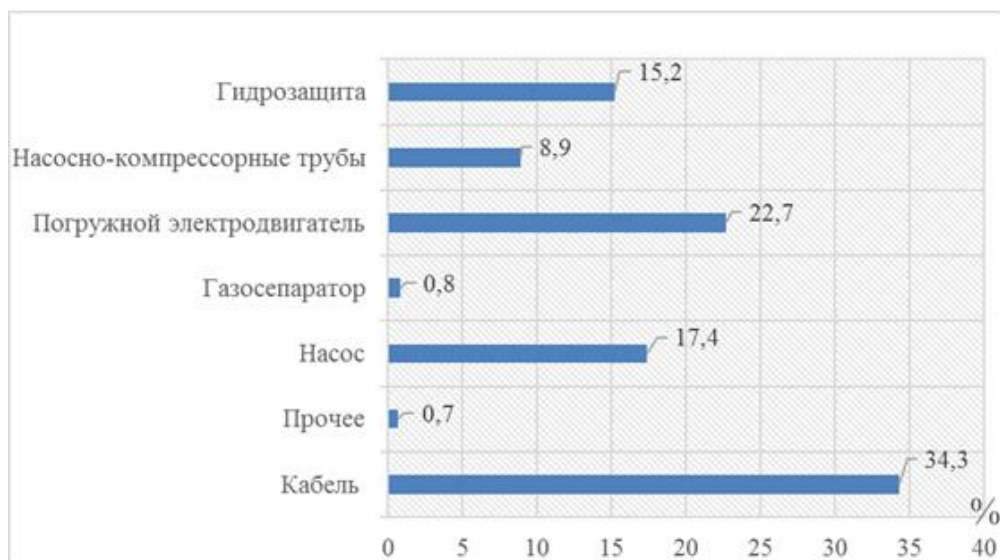


Рис. 1. Диаграмма количества отказов с распределением по элементам конструкции ЭПУ(все значения в %)

На рис. 2 представлена диаграмма характера повреждений ПЭД. Причиной и сопутствующими обстоятельствами выделенных технологических нарушений ПЭД являлись:

- тяжелые условия эксплуатации, связанные с наличием в пластовой жидкости различных примесей, приводящих к засорению насоса и, как следствие, перегрузке ПЭД;
- протяженность конструкция (до 18 м) при малом поперечном сечении (до 127 мм) (снижение жесткости);
- неудовлетворительный отвод тепла от корпуса ПЭД, что приводит к перегреву и разрушению изоляции обмоток статора;
- коррозия корпуса и нарушение герметизации ПЭД;
- пробой изоляции обмотки статора;
- механические перегрузки в момент пуска;
- неправильный подбор параметров ПЭД и насоса.

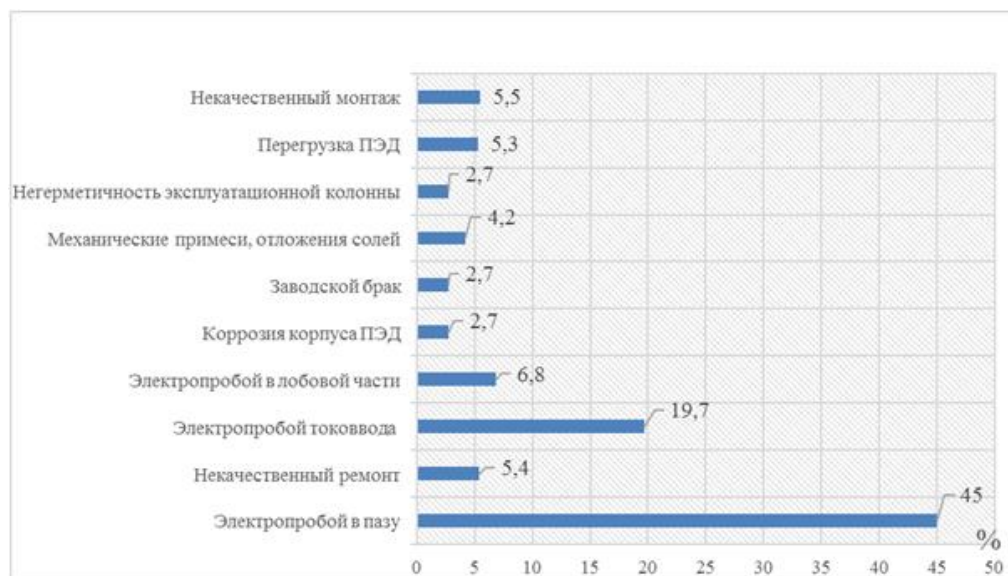


Рис. 2. Диаграмма характера повреждений погружных электродвигателей (все значения в %)

Из рис. 2 видно, что основную долю технологических нарушений составляют: электропробой обмотки в пазу статора — 45 % (у некоторых типоразмеров до 61 %) [3], электропробой токоввода — 19,7 %. Невозможно не отметить тот факт, что на долю некачественного ремонта (5,4 %) и некачественного монтажа (5,5 %) ПЭД приходится порядка 11 % от общего количества повреждений.

В результате длительной эксплуатации наибольшее количество повреждений диагностировано в лобовых частях, в токовводе или в пазу обмотки ПЭД. Повреждения в лобовых частях, как правило, возникают в результате механических повреждений изоляции при намотке или сборке электродвигателя [7]. Так же к пробоям могут привести механические включения в самой изоляции, что является следствием заводского брака или низкого качества материалов. Пробой в пазу в большей степени обусловлен перегрузками ПЭД, так как изоляция в пазу подвержена резкому перегреву выше предельных температур во время недопустимых перегрузок. Часто встречаются технологические нарушения, связанные с «размыванием» короткозамыкающих колец алюминиевой обмотки ротора. Причины данного нарушения пока не установлены.

Значительно распространены отказы в результате коррозии, к ним следует отнести - разрушение пакета ротора и статора, крепежа, «закипание» муфты на валу ПЭД и т.п. [8]. В результате коррозии увеличивается зазор между пакетом ротора и статора, уменьшается $\cos \varphi$, однако при этом уменьшаются механические потери на трение ротора и ток при нагрузке может не измениться.

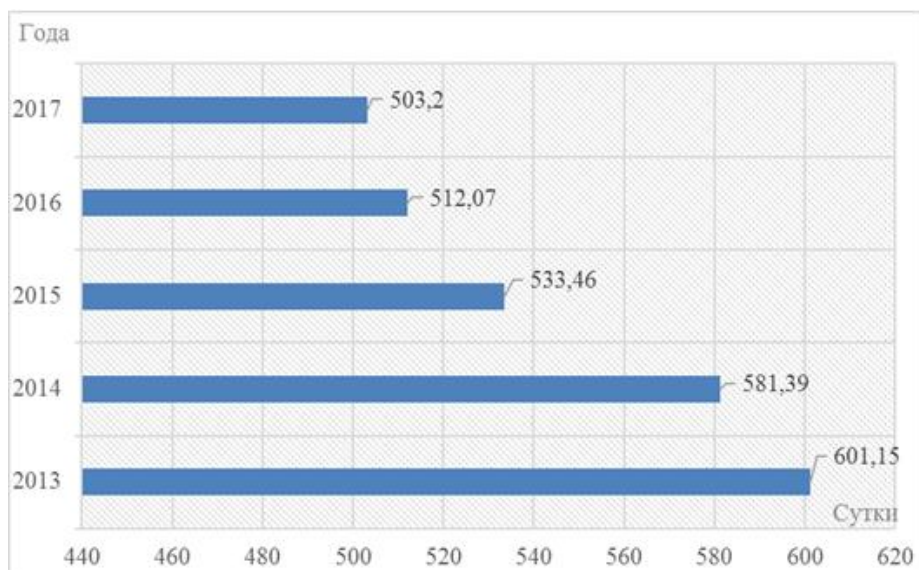


Рис. 3. Нарботка на отказ погружных электродвигателей в «Самаранефтегазе» за 2013–2017 г.г. (все значения в сутках)

На основании данных наработки на отказ ПЭД на предприятиях «Самаранефтегаза» за 2013–2017 г., представленных на рис. 3, наблюдается отчетливая тенденция постепенного снижения величины наработки на отказ с 601 сут. до 503 сут. Данный факт напрямую свидетельствует об значительном износе парка ПЭД и уменьшению их остаточного ресурса, что приводит к более частым капитальным ремонтам оборудования, сокращению сроков межремонтных промежутков. Устранение отказов ПЭД в процессе эксплуатации является сложным и дорогим процессом, который включает в себя: дорогостоящие работы по подъему оборудования; экономические убытки от простоя рентабельной скважины; ремонт или замену отказавшего ПЭД [1]. Именно поэтому с целью увеличения сроков безотказной работы ПЭД и своевременного выявления дефектов повышаются требования к их техническому обслуживанию (ТО) на предприятиях нефтедобывающей отрасли. По мнению автора, повышение срока службы, надежности и увеличение межремонтного периода достигается в первую очередь за счет своевременной диагностики, оценки и прогнозирования технического состояния ПЭД. Практика эксплуатации показывает, что это дает значительно больший экономический эффект, чем улучшение других технико-экономических показателей: КПД, коэффициента мощности, коэффициента использования и т.д. Поэтому, помимо совершенствования механизмов ТОиР, разработка информационно-измерительной системы диагностики ПЭД на основе распределенных средств измерения является достаточно актуальной задачей.

Выводы

Используя накопленный опыт эксплуатации, статистический материал по отказам ЭПУ и ПЭД в «Самаранефтегазе», обзор и анализ технической литературы, можно выделить основные тенденции по повышению надежности погружных электродвигателей:

– применение деталей и узлов ПЭД с равномерным (оптимальным) распределением нагрузок (тепловой, механической и электрической), применение композитных материалов, обладающих повышенной прочностью с улучшенными свойствами;

– защита от коррозии, применение коррозионностойких материалов, антикоррозийных покрытий в элементах конструкции ПЭД, использование ингибиторов коррозии и материалов с низкой электропроводностью;

– для ПЭД, как для электрических машин, насущной задачей является разработка изоляции для обмоточных проводов с улучшенными свойствами, способными выдерживать повышенные значения температур в совокупности с допустимыми перегрузками оборудования и компактными размерами. Кардинально инновационными изменениями в данном направлении считаю применение эффекта высокотемпературной сверхпроводимости, что позволит получить совершенно новые свойства оборудования в комплексе с компактными размерами;

– инновационные изменения конструкции ПЭД: использование вентильного привода, повышение частоты вращения до 3000–6000 об/мин и номинального напряжения, схемные и параметрические изменения конструкций и др. Все они стратегически направлены на повышение энергоэффективности, энергосбережения и увеличения межремонтных промежутков [4].

Литература

1. Арбузов В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов / В. Н. Арбузов. Томск: ТПУ, 2012. 272 с.
2. Бабаев С. Г. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования / С. Г. Бабаев, И. А. Габитов, Р. Х. Меликов. Баку: АГНА, 2015. 400 с.
3. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. Учебное пособие для вузов / Е. А. Богданов. М.: Высшая школа, 2006. 279 с.
4. Гольдштейн В. Г., Романов В. С. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи. Журнал «Динамика систем, механизмов и машин». Динамика электротехнических комплексов и систем. 2017. Т. 5, № 3. С. 96—100.
5. Гумерова Н., Данилин А., Ефимов Б., Колобов В., Селиванов В. Экспериментальные исследования волновых процессов на высоковольтных подстанциях // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 4 (13). С. 60—63.
6. Перельман О. М. Методики определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения / О. М. Перельман, С. Н. Пещеренко, А. И. Рябинович, С. Д. Слепченко // Технологии ТЭК. 2005. № 3.
7. Салахов А. Х. Обзор современных конструкций погружных электрических двигателей, эксплуатируемых при нефтедобыче в условиях крайнего севера / А. Х. Салахов, А. Р. Гафаров, Д. А. Мухамедьяров // ТПУ. 2015. Секция 4. С. 279–281.

8. Счастливый Г. Г. Погружные асинхронные электродвигатели / Г. Г. Счастливый, В. Г. Семак, Г. М. Федоренко. М.: Энергоатомиздат. 1993. 169 с.

Сведения об авторах

Романов Владимир Сергеевич,

Аспирант кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФБГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 89277787104, E-mail:romanov_v.s@mail.ru

Гольдштейн Валерий Геннадьевич,

Д.т.н., профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФБГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»_Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 89277009910, E-mail:vgg41@yandex.ru

Васильева Наталия Сергеевна,

Старший преподаватель кафедры «Инженерная графика» ФБГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 89277009910, E-mail:nata.vasileva@yandex.ru

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.122-131

УДК 621.548 (470.21)

В. А. Минин, А. А. Рожкова

МАКСИМАЛЬНЫЕ СКОРОСТИ ВЕТРА В ЗАПАДНОМ СЕКТОРЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ

Аннотация

Рассмотрены подходы к обработке результатов многолетних наблюдений за скоростью ветра на метеостанциях и построению интегральных кривых повторяемости скоростей, позволяющих определить значения редко наблюдаемых максимальных скоростей ветра. Проведена оценка коэффициента порывистости ветра для условий побережья Баренцева и Белого морей, для удаленных от моря территорий и для горных районов в приземном слое высотой до 100 метров.

Ключевые слова:

максимальные скорости ветра, порывистость ветра

V. A. Minin, A. A. Rozhkova

WIND PEAK SPEEDS AT WESTERN PART OF RUSSIAN ARCTIC ZONE

Abstract

The approaches to processing of the results of long-term wind speed observations at the meteorological watch offices and to making of speed frequency integral curve were considered, which allow determining of the values of the rare observed peak speeds. The gust factor assessment for conditions of Barents Sea and White Sea coast, and for distant from the coasts territories and highland areas at surface layer heights increase to 100 meters

Keywords:

peak wind speeds, gustiness

Сведения о максимальных скоростях ветра являются важной составной частью ветроэнергетического кадастра. Они необходимы для выполнения расчетов на прочность отдельных узлов и элементов ВЭУ (башня, лопасти, устройство ориентации ветроколеса на ветер и т.д.). Неправильный учет данных о максимальных скоростях может привести либо к излишнему запасу прочности и утяжелению конструкции ВЭУ там, где в этом нет необходимости, либо, наоборот, к созданию установок недостаточной прочности, следствием чего в районах с сильными ветрами могут быть их поломки и разрушение. К сожалению, подобные случаи имели место, как в практике нашей страны, так и за рубежом. Поэтому определение и правильное использование данных о максимальных скоростях ветра имеет большое значение.

Понятие максимальной скорости ветра на первый взгляд кажется простым — это наибольшая скорость ветра, которая может наблюдаться в данном районе. Однако необходимо отметить, что максимальная скорость — величина вероятностная, она базируется на результатах наблюдений за прошлое время и представляет собой, по сути, прогноз на будущее. В прикладной климатологии

о максимальной скорости ветра принято говорить, как о скорости, возможной один раз в заданное число лет. Основным источником исходной информации для получения данных о максимальных скоростях ветра являются многолетние наблюдения на метеорологических станциях. В расчетах по определению максимальных скоростей ветра большое значение наряду с длительностью привлекаемых рядов наблюдений имеет правильный учет методов производства наблюдений, периодов усреднения скорости и порывов ветра, открытости на местности, высоты над поверхностью земли и других факторов.

Ветровая нагрузка, действующая на элемент конструкции, пропорциональна скоростному напору ветра. Нормативный скоростной напор q_H , используемый в строительных нормах и правилах, определяется через кинетическую энергию ветрового потока согласно выражению

$$q_H = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{Hmax}^2, \quad (1)$$

где ρ — плотность воздуха; v_{Hmax} — нормативная максимальная скорость ветра, возможная один раз в заданное число лет.

Известно несколько методов обработки материалов наблюдений и определения нормативных максимальных скоростей ветра v_{Hmax} . Например, в работах [1, 2] предложено отсекают крайние участки гистограмм повторяемостей ветра и аппроксимировать их уравнением Пуассона, известным под названием закона редких событий. Большое распространение у нас в стране получил метод, предложенный в работе [3], использующий всю совокупность наблюдений за многолетний период. Для определения нормативной максимальной скорости ветра v_{Hmax} строится интегральная кривая повторяемости скоростей, которая аппроксимируется аналитической функцией

$$F(v) = \exp \left[- \left(\frac{v}{\beta} \right)^\gamma \right], \quad (2)$$

где $F(v)$ — вероятность того, что скорость ветра достигнет или превзойдет величину v ; β и γ — параметры, зависящие от режима ветра.

Двойное логарифмирование $F(v)$ приводит к выражению

$$\ln[-\ln F(v)] = \gamma(\ln v - \ln \beta) \quad (3)$$

Если распределение повторяемостей скоростей ветра аппроксимируется функцией (2), то точки, соответствующие значениям v и $F(v)$, нанесенные на номограмму с координатами $\ln v$ и $\ln[-\ln 1/F(v)]$, лягут на прямую линию, которая может быть проэкстраполирована в сторону редко наблюдаемых больших скоростей ветра.

Для перехода от интегральной повторяемости к периоду повторения используется соотношение

$$F(v) = \frac{1}{N T}, \quad (4)$$

где T — число лет, за которое скорость ветра, равная или превосходящая величину v , наблюдалась один раз; N — число наблюдений в течение года. При использовании 8-срочных наблюдений, проводимых на метеостанциях, $N = 2922$. Тогда интегральная повторяемость скорости, возможной один раз в год, будет равна $F_i = 0,034$ %. Приняв $T = 5, 10$ и 20 лет, получим соответствующие значения интегральной повторяемости равным $0,0068, 0,0034$ и $0,0017$ %. По этим значениям повторяемостей с интегральной кривой, нанесенной на номограмму, легко снимаются расчетные значения v_{Hmax} . Пример построения кривых интегральной повторяемости $F(v)$ для пяти метеостанций (о. Харлов, Дальние Зеленцы, Варандей, Мурманск, Архангельск) приведен на рис. 1.

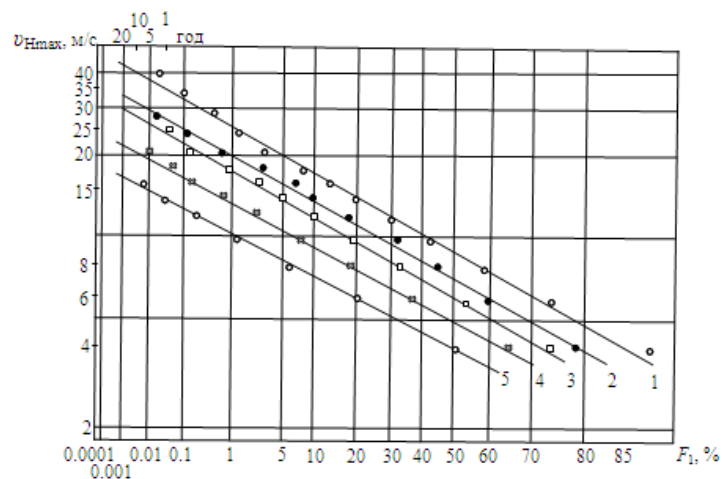


Рис. 1. Интегральные кривые повторяемости скоростей ветра:
1 — о. Харлов; 2 — Дальние Зеленцы; 3 — Варандей; 4 — Мурманск;
5 — Архангельск

При использовании результатов наблюдений за скоростью ветра необходимо иметь ввиду, что скорость осредняется за 2-минутный интервал времени. При районировании территории по ветровому напору вводится поправочный коэффициент [4, 5]

$$a = 0,75 + \frac{5}{v_{Hmax}}. \quad (5)$$

Поправка вводится только применительно к скоростям ветра более 20 м/с, т.е. $a \leq 1$. Необходимость введения поправки обусловлена завышением больших скоростей, особенно при наблюдениях по флюгеру. Это завышение объясняется тем, что наблюдатель при сильных ветрах фиксирует, скорее всего, среднюю скорость в порывах ветра, а не скорость, усредненную за 2-минутный интервал времени.

С учетом поправки выражение для нормативной скорости ветра примет вид

$$v'_{Hmax} = a \cdot v_{Hmax}. \quad (6)$$

В таблице 1 приведены значения максимальных нормативных скоростей ветра по метеостанциям европейского Севера, вычисленные по формуле (6). Из таблицы следует, что наибольшие скорости ветра на территории европейского Севера можно ожидать на северном побережье Кольского полуострова и в Хибинах. При 2-минутном интервале осреднения флюгерных наблюдений их величина на высоте около 10 м может достигать 36–38 м/с. В кратковременных порывах скорости ветра могут быть выше.

Таблица 1

Максимальные нормативные скорости ветра на высоте флюгера (около 10 м), возможные 1 раз в заданное число лет, м/с

Название метеостанции	Число лет			
	1	5	10	20
Побережье Баренцева моря				
Цып-Наволок	27	29	31	31
Мурманск	18	20	21	22
о. Харлов	32	35	36	37
Терско-Орловский	31	34	35	37
о. Сосновец	25	28	28	29
о. Моржовец	25	26	27	28
Шойна	27	29	31	31
Канин Нос	29	31	33	34
Мыс Микулин	25	28	29	30
Колгуев Северный	27	29	30	31
Сенгейский Шар	24	25	26	27
Ходовариха	25	26	27	28
Мыс Болванский	26	28	29	30
Варандей	24	25	27	28
Побережье Белого моря				
Чаваньга	22	25	25	26
Гридино	22	25	25	26
Соловки	19	21	22	22
Жижгин	22	24	25	25
Архангельск	14	15	16	17
Зимнегорский	26	28	30	31
Мыс Абрамовский	22	24	25	25
Вдали от моря				
Колмъявр	22	24	25	25
Мончегорск	22	23	24	25
Коротаиха	23	25	26	27
Хорей-Вер	22	24	25	25
Хальмерью	25	28	29	30
Воркута	23	25	26	27
Горы Хибины				
Юкспор	31	36	38	39
Центральная	31	35	37	38

Для расчета ветровых нагрузок, воздействующих на крупные ВЭУ с диаметром ветроколеса 50–90 м, сведений о максимальных скоростях ветра только на высоте флюгера оказывается недостаточно. Необходимо иметь данные о вертикальном профиле ветра и максимальных скоростях на высотах до 100 м и более.

В таблице 2 приведены данные о максимальных скоростях ветра на высоте 100 м в районах европейского Севера и смежных районах, заимствованные из работы [4]. Как следует из таблицы, наибольшие скорости наблюдаются на арктическом побережье страны (о. Диксон, мыс Челюскин). Здесь один раз в 10 лет может наблюдаться скорость ветра 43 м/с, а раз в 20 лет — 48 м/с.

Таблица 2

Максимальные скорости ветра на высоте 100 м в отдельных пунктах европейского Севера и соседних районов, возможные один раз в заданное число лет, м/с

Метеостанция	Число лет			
	1	5	10	20
Архангельск	21	25	28	30
Мурманск	22	29	34	38
Кемь	21	27	30	33
Кандалакша	20	26	29	32
Нарьян-Мар	21	26	28	31
Петрозаводск	22	27	29	32
Сортавала	20	26	29	32
Сыктывкар	19	21	22	25
Печора	18	21	22	24
Салехард	20	23	24	26
Игарка	21	27	31	35
о. Диксон	31	40	43	48
Мыс Челюскин	28	37	42	48

При рассмотрении максимальных скоростей ветра особого внимания заслуживают порывы ветра, вызывающие динамические воздействия на высокие конструкции и протяженные в плане сооружения. Данные о максимальных порывах служат основой для вычисления статистической добавки к скоростному напору ветра. Круг объектов, для которых рассчитываются динамические воздействия, включает в себя радио- и телемачты, дымовые трубы, опоры ЛЭП и другие сооружения. К ним относятся и крупные ВЭУ, высота которых может достигать 100 м и более.

Показателем порывистости ветра является коэффициент порывистости, определяемый отношением

$$k_{пор} = \frac{v_{\Delta\tau max}}{v_{\tau}}, \quad (7)$$

где $v_{\Delta\tau max}$ — скорость ветра в максимальном порыве, усредненная за время $\Delta\tau$; v_{τ} — скорость ветра, усредненная за более длительный промежуток времени τ , причем $\Delta\tau \ll \tau$ и интервал $\Delta\tau$ всегда лежит внутри периода времени τ .

Если, например, взять за основу $\tau = 2$ мин., что соответствует периоду усреднения скорости при производстве флюгерных наблюдений, то с использованием (6) для максимальной скорости ветра в порыве можно записать

$$v_{\max} = k_{\text{пор}} \cdot a \cdot v_{H \max} \quad (8)$$

Коэффициент порывистости ветра зависит от ряда факторов, основными из которых являются:

- интервалы осреднения максимального порыва $\Delta\tau$ и средней скорости τ ,
- средняя скорость ветра v_{τ} ,
- высота от поверхности земли H ,
- шероховатость подстилающей поверхности h_0 ,
- температурная стратификация атмосферы.

Можно обратиться к определению коэффициента порывистости и выявлению его зависимости от перечисленных факторов. При этом, поскольку площадки для сооружения ВЭУ выбираются предпочтительно на открытых местах, а наиболее опасным в их работе является режим высоких скоростей, то основное внимание следует уделить анализу численных значений коэффициента порывистости именно в условиях сильного ветра и высокого класса открытости местности.

Коэффициент порывистости ветра может быть представлен через максимальную пульсацию скорости выражением

$$k_{\text{пор}} = \frac{v_{\tau} + \Delta v_{\max}}{v_{\tau}} = 1 + \frac{\Delta v_{\max}}{v_{\tau}}, \quad (9)$$

и задача по определению коэффициента порывистости сведется к вычислению максимальной пульсации внутри рассматриваемых периодов.

Известно, что распределение пульсаций скорости ветра относительно среднего значения довольно близко следует нормальному закону. Правомерность этого положения усиливается с ростом скорости ветра и класса открытости местности. На основании нормального закона распределения для максимальной пульсации скорости ветра можно записать

$$\Delta v_{\max} = M \cdot \sigma_{\Delta v}, \quad (10)$$

где $\sigma_{\Delta v}$ — среднеквадратическая пульсация скорости; M — число «сигм».

При $M = 2$, согласно таблицам нормального распределения [6], максимальная пульсация Δv_{\max} имеет обеспеченность 5 %.

Через интервалы усреднения скорости $\Delta\tau$ и τ эта же обеспеченность определится отношением $2 \Delta\tau/\tau$, где удвоение интервала усреднения пульсации означает, что каждой положительной пульсации Δv_{\max} соответствует такая же отрицательная пульсация. То есть при $M = 2$ получаем $2 \Delta\tau/\tau = 0,05$.

Легко видеть, что если $\Delta\tau = 3$ с (именно такой интервал усреднения порыва принят в строительных нормах и правилах), то 5-процентную обеспеченность имеет порыв, выбранный из периода наблюдений $\tau = 2$ минуты, принятого при производстве флюгерных наблюдений.

При $M = 2,5$ обеспеченность максимальной пульсации составляет 1 %. Такова обеспеченность 3-секундного порыва внутри 10-минутного интервала усреднения скорости. При $M = 3$ обеспеченность порыва составляет 0,27 %, что соответствует, например, 5-секундному порыву внутри часового периода осреднения скорости.

В дальнейших расчетах по определению порывистости ветра целесообразно пользоваться величиной $M = 2,5$, рекомендуемой «Строительными нормами и правилами». При этом следует учитывать фактическое соотношение интервалов усреднения порыва и средней скорости, что важно при сопоставлении исследований, выполненных с различными $\Delta\tau$ и τ .

На рис. 2 показана зависимость коэффициента порывистости от числа разбиений и $\tau/\Delta\tau$. Представленные кривые получены разными авторами в России и за рубежом. Кривые 1 и 3 построены по результатам наблюдений на ветроэнергетическом полигоне КНЦ РАН в поселке Дальние Зеленцы на побережье Баренцева моря. Минимальный интервал осреднения скорости ветра в порыве составлял 7,5 с. Кривая 2 получена по результатам наблюдений в Кардингтоне (Англия) в условиях открытой местности при интервале усреднения порыва 5 с и более. Эти данные заимствованы из работы [7]. Наконец, кривая 4 отражает результаты наблюдений, выполненных на озере Флево (Финляндия). Эти данные, взятые из работы [8], отражают изменение коэффициента порывистости над водной поверхностью. Минимальный интервал усреднения скорости ветра в порыве составлял 1 с. Представленные кривые показывают, что с увеличением отношения $\tau/\Delta\tau$ коэффициент порывистости возрастает. Однако это возрастание имеет свой предел, что хорошо видно по кривым 1 и 2.

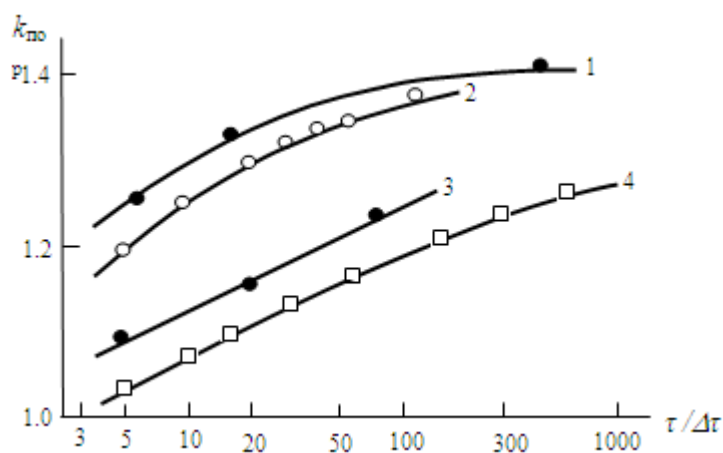


Рис. 2. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от отношения интервалов усреднения средней скорости τ и порыва $\Delta\tau$.

1 — Дальние Зеленцы, $\tau = 1$ ч, $\Delta\tau \geq 7,5$ с, $v_{\tau} = 7,1$ м/с, $h = 15$ м;

2 — Кардингтон, $\tau = 10$ мин, $\Delta\tau \geq 5$ с, $h = 15$ м;

3 — Дальние Зеленцы, $\tau = 10$ мин, $\Delta\tau \geq 7,5$ с, $v_{\tau} = 14,8$ м/с, $h = 15$ м;

4 — Флево, $\tau = 10$ мин, $\Delta\tau \geq 1$ с, $v_{\tau} = 11,5$ м/с, $h = 8$ м

Данные, приведенные на рис. 2, позволили построить зависимости, определяющие связь коэффициента порывистости непосредственно с интервалом усреднения порыва $\Delta\tau$ (рис. 3) и с интервалом усреднения средней скорости τ (рис. 4). Из представленных графиков следует, что при заданном τ увеличение $\Delta\tau$ ведет к снижению коэффициента порывистости. И, наоборот, при фиксированном $\Delta\tau$ увеличение τ ведет к возрастанию этого коэффициента. Приведенные на рис. 4 дополнительные данные, полученные на аэродроме Куопио (Финляндия) [9], хорошо согласуются с данными, полученными на ветрополигоне поселка Дальние Зеленцы.

В работах [7–10] показано, что с увеличением скорости ветра v_τ значение коэффициента порывистости уменьшается. Как следует из рис. 5, это уменьшение идет довольно быстро в области низких скоростей, затем оно замедляется, а при скоростях ветра 15 м/с и выше практически прекращается. Таким образом, можно считать, что в области высоких скоростей ветра коэффициент порывистости остается постоянным.

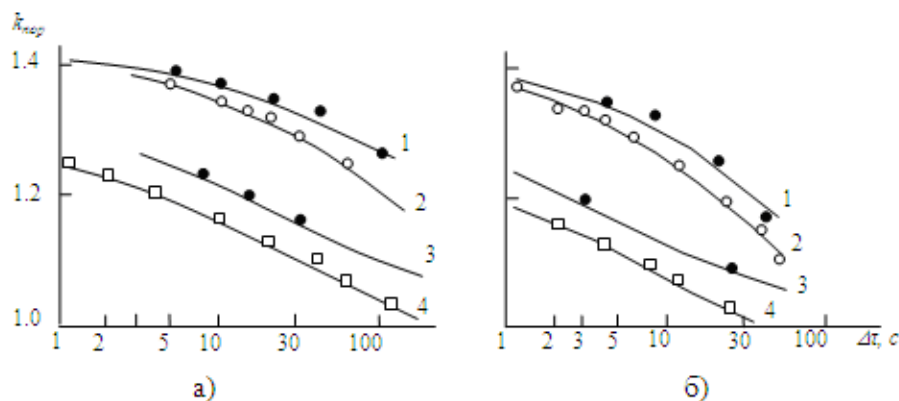


Рис. 3. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от интервала усреднения порыва при $\tau = 10$ мин (а) и 2 мин (б).
Обозначения кривых те же, что на рис. 2

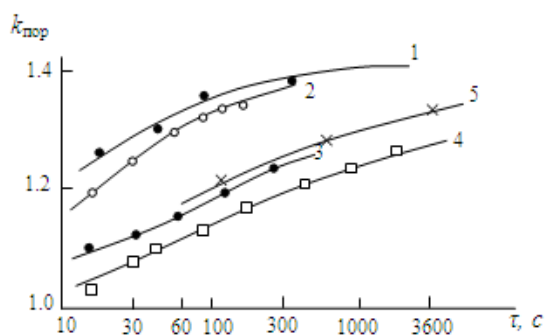


Рис. 4. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от интервала усреднения средней скорости при $\Delta\tau = 3$ с. Обозначения кривых 1–4 те же, что на рис. 2,
5 — аэродром Куопио $v_\tau = 14$ м/с, $h = 25$ м

Вопрос о зависимости коэффициента порывистости от высоты достаточно глубоко освещен в обзорных работах М. М. Борисенко [8, 9], в которых по материалам отечественных и зарубежных исследований на высотных мачтах автором приведены вертикальные профили коэффициента порывистости для различных условий открытости на местности. На рис. 6 представлены кривые изменения коэффициента порывистости с высотой для условий высокого класса открытости (травянистая равнина, побережье крупного водоема). В этих или близких к ним условиях обычно стремятся располагать ВЭУ. Как следует из рисунка, с увеличением высоты коэффициент порывистости уменьшается. Это уменьшение наиболее существенно в нижнем приземном слое толщиной до 50 м. В более высоких слоях ветровой поток ровнее и изменения коэффициента порывистости незначительны.

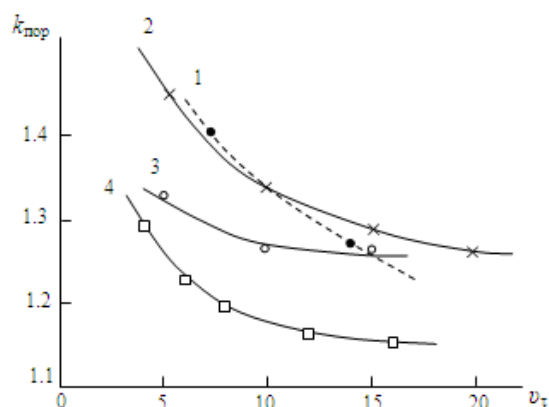


Рис. 5. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от скорости ветра v_{τ} .

1 — Дальние Зеленцы; 2 — Финский залив; 3 — Каспийское море;
4 — Уайт Сендс (США)

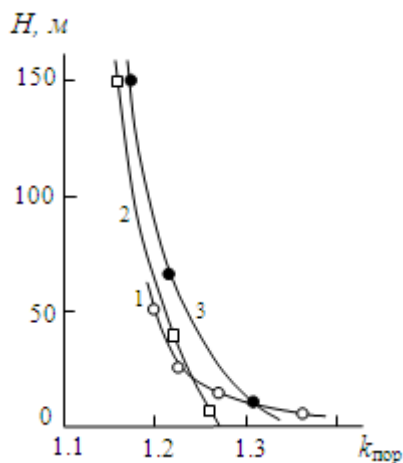


Рис. 6. Зависимость коэффициента порывистости $k_{пор}$ от высоты H .

1 — Каспийское море [11]; 2 — Уайт Сендс [9]; 3 — Сале (Австралия) [8]

Подводя итог рассмотрению порывистости ветра, можно отметить, что при сильном ветре (20 м/с и более) в условиях открытой местности коэффициент порывистости может равняться 1,2–1,3 на высоте флюгера и 1,15–1,20 на высоте около 100 м. С учетом этого максимальные скорости ветра в порыве ($\Delta t = 3$ с), возможные один раз в 10 лет, составят 48–50 м/с во всем диапазоне высот — от 10 до 100 м. Эти цифры относятся к наиболее ветреным районам севера европейской части России — побережью Баренцева моря и горам Хибинам. При переходе к повторяемости 1 раз в 20 лет значения максимальных скоростей увеличатся до 52–55 м/с.

Литература

1. Гарцман Л. Б. Принципы расчета параметров режима максимальных скоростей ветра в системе ветроэнергетического кадастра // Изв. АН УзССР. Сер. техн. наук. 1958. № 2. С. 25–32.
2. Гарцман Л. Б. Некоторые данные для расчетов предельных скоростей ветра // Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 107–114.
3. Анапольская Л. Е., Гандин Л. С. Методика определения расчетных скоростей ветра для проектирования ветровых нагрузок на строительные сооружения // Метеорология и гидрология. 1958. № 10. С. 11–17.
4. Заварина М. В. Расчетные скорости ветра на высотах нижнего слоя атмосферы. Л.: Гидрометеиздат, 1971. 163 с.
5. Правила устройства электроустановок. Разд. 2. Канализация электрической энергии. М.: Атомиздат, 1978, 96 с.
6. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.
7. Андреев И. Д. Порывистость ветра внутри часового интервала // Вопросы ветроэнергетики. М.: Изд-во АН СССР, 1959. С. 5–10.
8. Борисенко М. М. Распределение ветра в нижнем 200-метровом слое атмосферы над городом. Л.: Гидрометеиздат, 1977. 151 с. (Тр. / ГГО; вып. 368).
9. Борисенко М. М. Вертикальные профили ветра и температуры в нижних слоях атмосферы. Л.: Гидрометеиздат, 1974. 205 с. (Тр. / ГГО; вып. 320).
10. Борисенко М. М., Глухов В. Г. О порывистости ветра в нижних слоях атмосферы. Л.: Гидрометеиздат, 1967. С. 122–136. (Тр. / ГГО; вып. 210).
11. Гоптарев Н. П. Некоторые результаты градиентных исследований в районе Нефтяных камней // Тр. / ГОИН, 1957. Вып. 36. С. 128–157.

Сведения об авторах

Минин Валерий Андреевич,

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

Рожкова Анастасия Александровна,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера
КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: nastasya_rozhkova@bk.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.132-139
УДК 621.311

О. Е. Коновалова

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА РОЗНИЧНОМ РЫНКЕ И ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Аннотация

В статье дан анализ механизма поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на розничном рынке электроэнергии. Выявлены причины, препятствующие развитию ВИЭ в изолированных регионах страны. Рассмотрен механизм расчета тарифа на электроэнергию на розничном рынке на период окупаемости проектов на ВИЭ. Приведены примеры уже введенных в строй электростанций.

Ключевые слова:

оптовый и розничный рынок электроэнергии, возобновляемые источники энергии, механизм государственной поддержки ВИЭ, тариф на срок возврата инвестированного капитала.

О. Е. Konovalova

THE STATE SUPPORT OF RENEWABLE ENERGY IN THE RETAIL MARKET AND ISOLATED AREAS

Abstract

The article analyzes the mechanism of support for renewable energy sources (RES) in the retail electricity market. The reasons preventing the development of RES in isolated regions of the country are revealed. The mechanism of calculation of the tariff for electricity in the retail market for the payback period of RES projects is considered. Examples of already commissioned power plants are given.

Keywords:

wholesale and retail electricity market, renewable energy sources, mechanism of state support of RES, tariff for the period of return of invested capital.

В настоящее время определены механизмы поддержки использования возобновляемых источников энергии. На оптовом рынке мощности и энергии (для объектов генерации более 6МВт) используются:

- специальный механизм торговли мощностью от установок возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- предоставление субсидий на компенсацию технологического присоединения в размере, не превышающем 50% стоимости и не более 30 млн. руб.
- на розничном рынке (для объектов генерации ВИЭ мощностью до 25 МВт) сетевые компании обязаны покупать энергию ВИЭ по регулируемым ценам в объеме 5 % от планируемых в очередном году потерь, а для изолированных энергосистем устанавливаются долгосрочные тарифы на покупку энергии от объектов ВИЭ на период окупаемости (15 лет).

Принятие в последующем дополнительных приказов и распоряжений Правительства РФ привело к тому, что в настоящее время механизм господдержки на оптовом рынке благополучно работает. Существующие узкие места, недоработки постепенно устраняются, и инвесторы начинают вкладывать деньги в строительство возобновляемых источников энергии. Хотя темпы строительства не так велики, как ожидалось. Так, в 2015 году в России было введено 57 МВт генерирующих объектов на возобновляемых источниках энергии,

в 2016 году — 70 МВт, а в 2017 году — 140 МВт, из которых более 100 МВт это солнечные электростанции и 35 МВт — крупный ветропарк [1].

В отличие от этого на розничном рынке механизм поддержки практически еще не начал работать. В настоящее время деятельность субъектов электроэнергетического розничного рынка определяется нормативно — правовыми документами, отраженными в таблице 1.

Основная роль здесь отводится администрациям субъектов РФ, где будут возводиться генерирующие объекты на основе ВИЭ. Им необходимо разработать региональные нормативно-правовые акты, определяющие порядок проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов и включение их в схемы и программы территориального развития электроэнергетики. Во многих регионах это еще не сделано. Местные власти вправе самостоятельно решать, какие объемы мощностей в какие сроки и на каких видах возобновляемых источников энергии вводить (в пределах утвержденных федеральных норм).

На сегодняшний день меры поддержки распространяются на электростанции, работающие на основе следующих видов энергии: солнца, ветра, гидроэнергии, биомассы, биогаза и свалочного газа, мощностью до 5 МВт, которые не могут продавать свою энергию нигде, кроме розничного рынка, а также на генерирующие объекты мощностью от 5 до 25 МВт, которые приняли решение стать субъектами именно розничного рынка. В конце 2017 года правительство утвердило план мероприятий по стимулированию развития микрогенерации (до 15 кВт) на основе ВИЭ, установленной у потребителей (включая физических лиц). Ожидается, что будет упрощена процедура размещения объектов микрогенерации (солнечные панели, ветроустановки), и их владельцы получат возможность продавать излишки электроэнергии гарантирующему поставщику, действующему на данной территории. При этом владельцы будут освобождены от налогов.

К апрелю 2018 года правительство должно подготовить проект постановления об упрощенном технологическом присоединении объектов микрогенерации к сети.

Чтобы стать участником розничного рынка проект инвестиционного генерирующего объекта должен пройти конкурсный отбор и затем быть включен в схему и программу территориального развития электроэнергетики. После этого инвестор и администрация региона заключают соглашение о реализации проекта, которое гарантирует исполнение обязательств каждой стороны (инвестора — возведение объекта, администрации — установление повышенного тарифа на электроэнергию от ВИЭ). Этот момент должен быть прописан в нормативно-правовых актах о проведении конкурсного отбора. Важно также, чтобы в соглашении оговаривались правоотношения инвестора и территориальной сетевой компании (ТСО), которая в будущем будет покупать электроэнергию по повышенной цене у объекта генерации для компенсации сетевых потерь. После этого можно приступать к строительству. По завершении строительства генерирующий объект должен пройти процедуру квалификации и получить экспертное заключение в НП «Совет рынка». Важным условием получения квалификации является выполнение требований по локализации основного и вспомогательного оборудования электростанции. Этим занимается Министерство промышленности и торговли РФ (Минпромторг РФ). Но не для всех видов генерации пока утверждены показатели степени локализации оборудования, так для генерирующих объектов, функционирующих на основе биогаза, биомассы и свалочного газа они отсутствуют. Это дает инвестору некоторые преимущества и свободу выбора энергетического оборудования.

Таблица 1.

Нормативно- правовая база, действующая на розничном рынке электроэнергии для различных субъектов

Процедура Субъект	Конкурсный отбор инвестиционных проектов	Квалификация генерирующего объекта ВИЭ	Установка тарифа	Выпуск сертификатов на электроэнергию ВИЭ / купля-продажа
Организатор конкурсного отбора (Администрация субъекта РФ)	ПП РФ № 823 «О схемах и програм-мах перспективного раз-вития электроэнергетики»		РП РФ 1-р Определяет предельные значения капитальных и эксплуатационных затрат	
НП «Совет Рынка»		ПП РФ № 426 «О квалификации генерирующего объекта ВИЭ» Положение НП «Совет рынка» о квалификации		ПП РФ № 442 «О функционировании рознич-ных рынков электроэнергии» ПП РФ №117 «О сертификации объемов электроэнергии, производимой ВИЭ»
Минпромторг РФ		ПП РФ № 426 «О квалификации...» Приказ Минпромторга РФ № 1556 «Порядок определения степени локализации в отношении ВИЭ»		
Региональный орган тарифного регулирования			ПП № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» Приказ ФАС № 900/15* «Методические указания по установлению тарифов на электрическую энергию (мощность), ВИЭ»	ПП РФ № 442 «О функционировании розничных рынков электроэнергии»
Сетевая организация				ПП РФ № 117 «О сертифика-ции объемов электроэнергии, производимой ВИЭ» ПП РФ № 442 «О функционировании рознич-ных рынков электроэнергии»

*Не распространяется на изолированные энергосистемы

Затем на основании квалификационного свидетельства местные органы власти, отвечающие за тарифное регулирование в регионе в лице «региональных энергетических комиссий» или «департаментов тарифной политики», утверждают тарифы для покупки электроэнергии у генераторов на основе доказанных капитальных и эксплуатационных затрат по проекту генерирующего объекта. Для расчета тарифа на электроэнергию используется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на срок возврата инвестированного капитала (15 лет). При этом генерирующий объект заключает договор купли-продажи электроэнергии с территориальной сетевой компанией (ТСО) по утвержденному тарифу в пределах 5 % сетевых потерь. По факту произведенного объема электроэнергии НП «Совет рынка» выдает сертификаты, которые в последующем оплачивает ТСО. Описанный алгоритм механизма поддержки ВИЭ на розничном рынке представлен на рис. 1.

Тариф на электроэнергию и мощность от ВИЭ на розничном рынке определяется на основе Приказа Федеральной антимонопольной службы России (ФАС) от 30 сентября 2015 г. № 900/15 «Об утверждении методических указаний по установлению тарифов на электрическую энергию (мощность) от ВИЭ в целях компенсации потерь в электрических сетях».

Ставка платы за электроэнергию рассчитывается по формуле:

$$T_{ВИЭ}^Э = \frac{0,5 \cdot П + ПР}{Э_{заяв.}^{ВИЭ}} \quad (\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}).$$

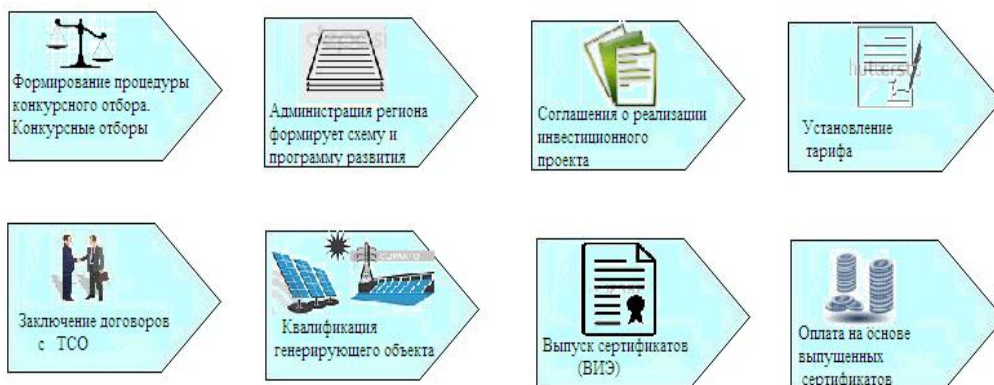


Рис.1 Алгоритм механизма поддержки ВИЭ на розничном рынке [2]

Ставка платы за мощность:

$$T_{ВИЭ}^М = \frac{HBB^{ВИЭ} - 0,5 \cdot П - ПР}{У_{моц}^{вод} \cdot М} \quad (\text{кВт}\cdot\text{ч}),$$

где

$$Э_i^{заяв.} = \max(\text{коэф}^{КИУМ}; \text{коэф}^{ПИ}) \cdot ЧЧ_i \cdot У_{моц}^{вод} \quad (\text{кВт}\cdot\text{ч});$$

$Э_i^{заяв.}$ — объем полезного отпуска электроэнергии генерирующего объекта ВИЭ в i -м году, кВт·ч; $HBB^{ВИЭ}$ — необходимая валовая выручка на производство электроэнергии квалифицированного генерирующего объекта в i -м году,

тыс. руб.; i — год регулирования; $коэф^{КИУМ}$ — нормативные индикаторы коэффициента использования установленной мощности равные:

0,14 — для генерирующих объектов солнечной генерации

0,27 — для генерирующих объектов ветровой генерации

0,38 — для генерирующих объектов гидрогенерации

0,50 — для генерирующих объектов на основе использования биомассы

0,65 — для генерирующих объектов на основе использования биогаза и газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов;

$коэф^{III}$ — величина проектного индикатора коэффициента использования установленной мощности для соответствующего генерирующего объекта; $ЧЧ_i$ — число часов в i -м году равное 8784 для високосных лет и 8760 для остальных лет; $У_{мощ}^{вод}$ — установленная электрическая мощность генерирующего объекта ВИЭ, кВт; $П$ — прибыль генерирующего объекта ВИЭ относимая на производство электрической энергии (мощности), тыс. руб.; PP — переменные расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом региональными органами, тыс. руб.; M — число месяцев в периоде регулирования.

Тариф устанавливается на долгосрочный период первоначально на срок не менее 3-х лет и далее не менее 5 лет в течение 15 лет (срока возврата инвестированного капитала). Основной составляющей при расчете тарифа является необходимая валовая выручка $HBB^{ВИЭ}$, которая определяется отдельно на каждый год долгосрочного периода регулирования [3] и зависит от следующих параметров:

- базового размера инвестированного капитала, рассчитываемого на основе капитальных затрат в строительство, но не выше предельного уровня, установленного Правительством;
- размера приведенного инвестированного капитала;
- базового уровня доходности долгосрочных государственных обязательств (8,5 %);
- базового уровня нормы доходности капитала, инвестированного в квалифицированный генерирующий объект ВИЭ (12 %);
- срока возврата инвестированного капитала;
- эксплуатационных постоянных и переменных затрат на производство электроэнергии (не выше предельного уровня, установленного Правительством).

По истечении срока возврата инвестированного капитала для расчета тарифа используется метод экономически обоснованных расходов.

Как мы видим, в методике определяется цена на электроэнергию и мощность, но в Постановлении Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 11.10.2016) Правила функционирования розничных рынков электрической энергии такое понятие как мощность в виде товара отсутствует и не обеспечивается сертификатами. Поэтому и продать ее по установленному тарифу нельзя. Примером является Белгородская биогазовая электростанция, которая столкнулась с такой проблемой. Необходимы изменения в методике расчетов. Как

утверждают специалисты, логичнее было бы оставить одноставочный тариф только на электроэнергию.

Также при подсчете тарифа учитываются фактические капитальные затраты в строительство генерирующего объекта, а не заявленные в проекте при прохождении конкурсного отбора. Это не стимулирует инвестора к оптимизации затрат. Но в тоже время применительно к капитальным вложениям не учитывается валютный коэффициент (для части оборудования, закупаемого за рубежом), как это принято на оптовом рынке.

К тому же методика не может быть применена к генерирующим объектам, расположенным в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и с технологически изолированными территориальными энергетическими системами (изолированными внутри энергосистемы). В настоящее время в РФ существует семь технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем. Такие системы встречаются в Архангельской области в Ненецком автономном округе, в Республике Саха (Якутия). В этом плане требуется дополнительная доработка методики.

Пока в таких местах отбор инвестиционных проектов на основе ВИЭ производится по принципу снижения стоимости электроэнергии для данной территории. При этом срок возврата инвестированного капитала и уровни капитальных и эксплуатационных затрат ничем не ограничены. Они определяются только на основе конкурсного отбора. И это может быть особенно интересно инвесторам. Но при этом большая ответственность лежит на местных властях в оптимальном выборе проектов на основе различных технологий ВИЭ.

В конце ноября 2017 года Правительство РФ вынесло на рассмотрение законопроект, «позволяющий предоставлять органам исполнительной власти субъектов Федерации полномочия устанавливать предельные (минимальный и максимальный) уровни цен на электрическую энергию в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах в целях заключения двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии на срок не менее пяти лет» [4]. Это позволит устанавливать долгосрочные цены на электроэнергию в таких системах и будет способствовать повышению их инвестиционной привлекательности.

А пока на розничном рынке реализованы единичные проекты на основе ВИЭ, и хотя не все удачные, но они уже есть. Так в Ненецком автономном округе в поселке Амдерма в 2016 году запущена первая ветродизельная установка мощностью 200 кВт. Ветродизельная электростанция состоит из четырех ветрогенераторов по 50 кВт каждый, работающих в одной системе с дизель — генераторами мощностью 460 кВт. Построена она с использованием международных инвестиций, составивших более 3 млн евро. Ветрогенераторы установлены на специальных свайных фундаментах в вечной мерзлоте. Диаметр ветроколеса — около 15 м. Башни высотой 20 м могут складываться при помощи гидравлических подъемников для обслуживания. Для предотвращения обледенения лопасти выкрашены в черный цвет и имеют гидрофобное покрытие.



Рис. 2. Ветродизельный комплекс в Амдерме [5]

Эффект за счет сокращения объема привозного топлива и экономически обоснованного тарифа составил 45 млн руб. в год.

Отрицательный опыт, к сожалению, получен на Терском берегу Кольского полуострова, где в селах Пялица, Чапома, Чаваньга и Тетрино были смонтированы гибридные установки, включающие ветроэнергетические установки, солнечные панели и дизель — генераторы, суммарной установленной мощностью 92, 258,4, и 71,4 кВт соответственно. В настоящее время из-за обледенения лопастей ВЭУ вышли из строя и работают только дизель — генераторы.



Рис. 3. Гибридная электростанция в селе Пялица [6]

Выводы

1. В настоящее время проекты на основе ВИЭ на розничных рынках остаются пока единичными. Реализуются преимущественно те из них, которые финансируются за счет субсидий из федеральных и региональных бюджетов.

2. Меры господдержки ВИЭ реализуются, но слабо. Много зависит от администраций регионов РФ.

3. Методика по установлению тарифов на электрическую энергию (мощность) от ВИЭ разработана, но имеет ряд недостатков и не охватывает всю территорию России.

4. Ведется доработка методики, готовятся новые законопроекты и изменения в уже утвержденные законы, что позволит заинтересовать инвесторов и ускорить выполнение программы развития альтернативной энергетики, довести объем производства и потребления электрической энергии с использованием ВИЭ к 2024 году до 4.5 %.

Литература

1. Информационное агентство RNS : сайт URL: <https://rns.online/energy/Rossiiskie-kompanii-vveli-v-ekspluatatsiyu-v-2017-godu-140-MVt-voznovlyaemoi-generatsii-2018-01-15/> (дата обращения 16.01.2018 г.)
2. А. Жихарев Поддержка ВИЭ на розничных рынках: сигнал к действию. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/411/vygon_consulting_res_retail.pdf (дата обращения 27.12. 2017 г.)
3. Коновалова О. Е., Победоносцева В. В. Возможности малой гидроэнергетики Архангельской области // Север и рынок: формирование экономического порядка, 2017. № 5. С. 181–190.
4. Распоряжение от 23 ноября 2017 года № 2602-р. URL: <http://government.ru/activities/selection/301/30260/> (дата обращения 19.12.2017)
5. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики / В. Х. Бердин, А. О. Кокоркин, Г. М. Юлкин, М. А. Юлкин. М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. 80 с.
6. Минин В. А., Кузнецов Н. М. Гибридные установки с применением ВИЭ в энергообеспечении удаленных потребителей Мурманской области // Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность, 2016: Материалы Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность», Сколково, 13–14 октября 2016 г. С. 184–189.

Сведения об авторах:

Коновалова Ольга Евгеньевна,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,

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

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

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.140-146
УДК 697.341+621.548

А. В. Бежан

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В РЕГИОНАХ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

Аннотация

Рассмотрен вопрос о возможном участии ветроэнергетических установок (ВЭУ) в теплоснабжении небольших рассредоточенных потребителей Арктической зоны РФ, расположенных в районах с повышенным потенциалом энергии ветра. На примере муниципального образования городское поселение Печенга показано, что в отдельных районах Арктической зоны качественная и бесперебойная работа систем теплоснабжения невозможна без повышения уже установленных тарифов или государственных субсидий. Показано, что одним из мероприятий снижения себестоимости тепловой энергии и, соответственно, сокращения государственных субсидий может быть внедрение ветроустановок в существующие системы теплоснабжения.

Ключевые слова:

Арктическая зона, теплоснабжение, энергосбережение, ветроустановка, государственные субсидии.

А. V. Bezhan

THE IMPROVEMENT OF HEAT SUPPLY SYSTEMS ECONOMIC EFFICIENCY BY MEANS OF WIND-DRIVEN POWER PLANTS IN THE REGIONS OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION

Abstract

The problem of the possible participation of wind-driven power plants in the heat supply of small dispersed consumers of the Arctic zone of the Russian Federation located in areas with increased wind energy potential is considered. Based on the example of the municipal entity, the Pechenga urban settlement, it is shown that in certain select areas of the Arctic zone, the quality and uninterrupted operation of heat supply systems is impossible without increasing already established tariffs or government subsidies. It is shown that one of the measures of heat cost reduction and, consequently, and cutbacks in subsidies can be the integration of wind turbines into existing heat supply systems.

Keywords:

Arctic zone, heat supply, energy saving, wind-driven power plant, government subsidies.

Геостратегические интересы Российской Федерации почти всегда были устремлены к Северу и Арктическому региону. Своё будущее развитие Россия видит в тесной связи с северными и арктическими субъектами РФ [1–3]. Одним из приоритетных направлений успешного существования и функционирования этих регионов является эффективное развитие систем теплоснабжения, что ввиду наличия суровых природно-климатических условий особенно актуально.

Для достижения такой цели необходим комплекс мероприятий, направленных на решение проблем, способствующих энергосбережению и повышению энергетической эффективности работы таких систем теплоснабжения. В качестве одного из таких возможных направлений может быть внедрение в системы теплоснабжения местных возобновляемых источников энергии [4].

В районах Арктической зоны с повышенным потенциалом ветра и продолжительным отопительным сезоном в качестве дополнительного источника энергии имеется возможность использования ветроэнергетических установок [5], в том числе и на цели теплоснабжения [6]. К числу таких районов относится Мурманская область.

На примере населённого пункта Цыпнаволок, расположенного северо-западнее Мурманска на восточной оконечности полуострова Рыбачий (рис. 1), можно рассмотреть вариант возможного использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей. Численность населения в указанном населённом пункте составляет 35 человек. Здесь находится военная часть, метеостанция и маяк. Административно н.п. Цыпнаволок входит в состав муниципального образования городское поселение Печенга.

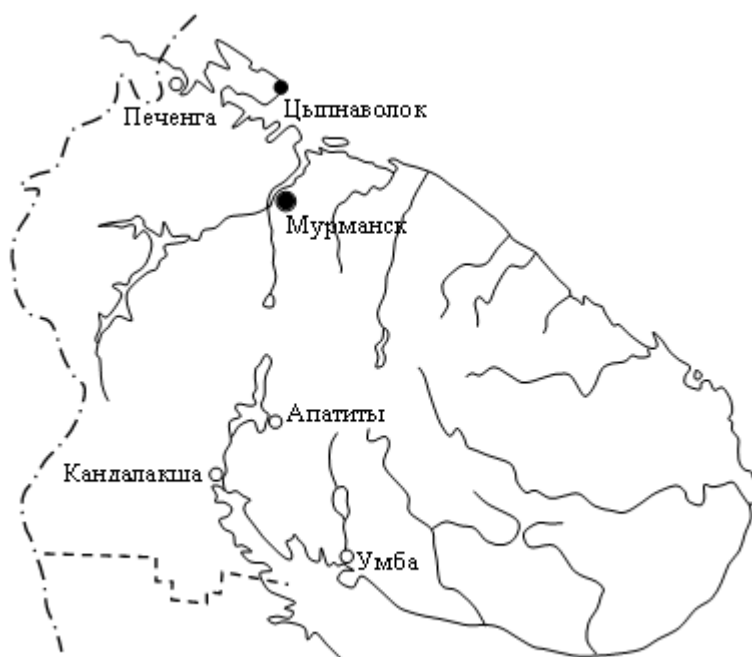


Рис. 1. Расположение н.п. Цыпнаволок на территории Мурманской области

Исходя из числа жителей, проживающих в рассматриваемом населённом пункте, для удовлетворения производственных и коммунально-бытовых нужд потребуется котельная мощностью 0.2 Гкал/ч. Исследованиями установлено, что оптимальная мощность ветроустановок, включаемых для совместной работы с котельной, может составлять 0.6–0.8 от мощности котельной, выдаваемой на нужды теплоснабжения [7]. Для населённого пункта Цыпнаволок может быть рекомендована ВЭУ марки Bonus мощностью 150 кВт (65 % от подключённой нагрузки котельной), с диаметром ветроколеса 23.8 м и высотой башни 30 м.

Из работы [7] известно, что на метеостанции Цыпнаволок среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м составляет 7.1 м/с. С высотой скорости ветра возрастают. Вопрос о вертикальном профиле ветра также подробно изложен в [7],

где по результатам широких исследований и обобщений получена эмпирическая формула, определяющая переход с одного высотного уровня, например 10 м, на высоту Н:

$$\bar{V}_H = \bar{V}_{10} \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^{0.60 \cdot (\bar{V}_{10})^{-0.77}},$$

где \bar{V}_{10} — среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м от поверхности земли, м/с, Н — высота оси ветроколеса, м.

Используя представленную зависимость, получим, что в н.п. Цыпнаволок среднегодовая скорость ветра на высоте 30 м составит:

$$\bar{V}_{30} = 7.1 \cdot \left(\frac{30}{10} \right)^{0.60 \cdot (7.1)^{-0.77}} = 8.2 \text{ м/с.}$$

Для расчёта годовой выработки энергии ВЭУ требуется знать повторяемость скоростей ветра на высоте оси ветроколеса (рис. 2) и рабочую характеристику ВЭУ, которая приведена на рис. 3. Расчёты показали, что годовая выработка энергии ВЭУ составила 570 тыс. кВт·ч в год, число часов использования установленной мощности ВЭУ в году – 3800.



Рис. 2. Повторяемость скоростей ветра при среднегодовой скорости ветра 8.2 м/с

Располагая представленными данными, можно перейти к оценке себестоимости энергии, произведённой ВЭУ. Удельная заводская стоимость современных ВЭУ составляет около 1200-1500 евро/кВт, последующие расходы, связанные с сооружением ВЭУ и вводом её в эксплуатацию, приведут к увеличению стоимости ВЭУ примерно на 50 %. В итоге стоимость сооружения ветроустановки возрастет ориентировочно до 1800–2250 евро/кВт. При таких удельных капиталовложениях трудно рассчитывать на быструю окупаемость ВЭУ. В свете сказанного представляется целесообразным оценить перспективы использования ВЭУ, бывших в эксплуатации, цены на которые существенно ниже, чем на новые. Стоимость реновированной (восстановленной) ВЭУ марки Вopus мощностью 150 кВт находится примерно на уровне 5 млн руб., а с учетом предпродажной подготовки, транспорта и всех связанных с сооружением ВЭУ

затрат она окажется равной 7.5 млн руб. В этом случае стоимость установленного киловатта для рассматриваемой реновированной ВЭУ мощностью 150 кВт составит 715 евро/кВт (при курсе 70 руб/евро).



Рис. 3. Рабочая характеристика ветроустановки Vonus мощностью 150 кВт

На территории Мурманской области имеется опыт эксплуатации ВЭУ мощностью 200 кВт, уже отработавшей около 10 лет на одной из ферм Дании. Данная ВЭУ была смонтирована на сопке вблизи г. Мурманска в 2001 году и предназначена для электроснабжения отеля «Огни Мурманска» [8, 9].

Себестоимость энергии, произведённой ВЭУ, зависит от ежегодных амортизационных отчислений, расходов на зарплату и прочих расходов. Если заложить срок окупаемости ВЭУ равный 7 годам, то себестоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ, составит 3776 руб/Гкал.

Если себестоимость энергии, получаемой от ВЭУ, окажется меньше, чем тариф на тепловую энергию, получаемую от котельной, то эксплуатация ВЭУ оправдана. Разница между себестоимостью энергии от ВЭУ и тарифом от котельной будет характеризовать возможную экономию денежных средств, за счёт которой ВЭУ не только окупится, но и принесёт прибыль.

По состоянию на конец 2017 года теплоснабжающими организациями, входящими в муниципальное образование г.п. Печенга и охватываемыми в том числе н.п. Цыпнаволок, тариф на тепловую энергию установлен на уровне примерно 3000 руб/Гкал для населения и 5000 руб/Гкал для других потребителей (табл. 1). Отсюда следует, что средняя величина тарифа на тепловую энергию для г.п. Печенга составляет примерно 4000 руб/Гкал, реальные же затраты на производство и отпуск тепловой энергии превышают эту цифру.

Фактические показатели затрат на теплоснабжение потребителей, входящих в МО г.п. Печенга, приведены в табл. 2. Из неё видно, что выручка предприятий от регулируемого вида деятельности меньше суммарных затрат, что говорит об убыточности организаций. Таким образом, без повышения существующих тарифов или государственных субсидий развитие предприятий невозможно.

Таблица 1

Тарифы на тепловую энергию некоторых теплоснабжающих организаций в МО
г.п. Печенга в 2017 году

Наименование организации	Теплоноситель	Ед. изм. тарифа	Период			
			с 01.01.2017 по 30.06.2017		с 01.07.2017 по 31.12.2017	
			Категория потребителя			
Население	Прочие (кроме населения)	Население	Прочие (кроме населения)			
ООО «Теплострой Плюс»	вода	руб/Гкал	3 019	3 563	3 185	3 967
АО «ГУ ЖКХ» (с 01.04.2017 г. ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)	вода	руб/Гкал	2 911	5 562	3 071	5 670

Данная ситуация характерна для большинства отдалённых населённых пунктов Мурманской области, где тариф на тепловую энергию не покрывает всех расходов, связанных с производством тепловой энергии и часть нагрузки приходится на бюджет. Государство вынуждено субсидировать производство тепловой энергии и в частности покупку и северный завоз органического топлива, устанавливая для населения цену за 1 Гкал тепловой энергии меньше реальной.

В труднодоступных и отдалённых районах Арктической зоны, располагающих повышенным потенциалом ветра и продолжительным отопительным сезоном, теплоснабжение может осуществляться за счёт применения энергокомплекса на основе котельной и ветроустановки, позволяющего уменьшить участие котельной в обеспечении графика отопительной нагрузки.

В этом случае основной эффект от применения ВЭУ выражается в экономии органического топлива, покупка и транспортировка которого в отдельных районах напрямую зависят от государственных субсидий.

Рассмотренный вариант включения ВЭУ в систему теплоснабжения наглядно показывает, что необходимость в субсидиях при производстве той части энергии, которая вырабатывается за счёт работы ВЭУ для целей теплоснабжения, полностью отпадает.

Таким образом, применение гибридных теплоснабжающих комплексов «котельная + ВЭУ» в районах с повышенным потенциалом ветра может рассматриваться как мероприятие по снижению финансовой нагрузки на бюджеты всех уровней государственной власти, что в настоящее время особенно актуально в связи со сложившимися суровыми экономическими условиями в стране.

Таблица 2

Основные финансовые показатели деятельности некоторых теплоснабжающих организаций, обеспечивающих теплом населённые пункты, входящие в МО г.п. Печенга, за 2015 г.

Наименование показателя	Единица измерения	Теплоснабжающая организация	
		ООО «Теплострой Плюс»	ОП «Мурманский» АО «ГУ ЖКХ»*
Вид регулируемой деятельности	х	Производство и передача тепловой энергии	
Выручка от регулируемой деятельности	млн руб.	113	830
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	млн руб.	162	844
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	млн руб.	0,0	118
Расходы на топливо	млн руб.	60	406
Расходы на оплату труда	млн руб.	48	182
Прочие расходы	млн руб.	54	138
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	млн руб.	-49	-14

Примечание: * – информация за ноябрь-декабрь 2015 г.

Выводы

1. Предложен вариант теплоснабжения н.п. Цыпнаволок Мурманской области от ветроустановки мощностью 150 кВт, работающей совместно с котельной. Годовая выработка энергии ветроустановки, которая может быть использована на отопление, оценивается в 570 тыс. кВт·ч.

2. Установлено, что основной эффект от применения ВЭУ для целей теплоснабжения выражается в уменьшении участия котельной в обеспечении графика отопительной нагрузки и, как следствие, в экономии органического топлива, покупка и транспортировка которого в отдельных районах напрямую зависят от государственных субсидий.

3. Установлено, что в условиях, когда существование и развитие теплоснабжающих организаций без государственных субсидий невозможно, а себестоимость энергии, получаемой от ветроустановки, меньше чем тариф на тепловую энергию, получаемую от котельной, применение энергокомплекса

«котельная + ветроустановка» для целей теплоснабжения может рассматриваться как мероприятие по снижению финансовой нагрузки на бюджеты всех уровней государственной власти.

Литература

1. Победоносцева Г. М., Победоносцева В. В. Стратегические аспекты экономического развития регионов Севера и Арктики России и её ресурсной базы // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2015. № 1 (44). С. 93–100.
2. Серова Н. А. Особенности инвестиционной политики регионов Арктической зоны // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2016. Т. 50. № 3. С. 13–20.
3. Победоносцева Г. М., Победоносцева В. В. Стратегические направления развития регионов Арктики Российской Федерации // Евразийский союз ученых. 2017. № 1–2 (34). С. 48–49.
4. Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н. Повышение эффективности использования энергоресурсов в Мурманской области // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2016. № 5 (39). С. 107–118.
5. Рожкова А. А. Перспективы участия ветровых энергетических установок в энергоснабжении г. Островной на побережье Баренцева моря // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2011. № 4. С. 150–153.
6. Bezhn A. V., Minin V. A. Estimation of Efficiency of the Heat Supply System Based on a Boiler House and a Wind Turbine in the Northern Environment // Thermal Engineering. 2017. Vol. 64. No. 3. Pp. 201–208.
7. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.
8. Бежан А. В. Ветроэнергетика Мурманской области // Электрические станции. 2017. № 7. С. 51–55.
9. Минин В. А., Дмитриев Г. С. Опыт монтажа и первого года эксплуатации сетевой ветроэнергетической установки около г. Мурманска // Электрические станции. 2004. № 2. С. 71–73.

Сведения об авторе

Бежан Алексей Владимирович

научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
Эл. почта: abezh@rambler.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.147-157
УДК 621.548 (470.1)

В. А. Минин, Г. В. Никифорова

РАЙОНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПОВТОРЯЕМОСТИ СКОРОСТЕЙ ВЕТРА В РАЙОНАХ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА РОССИИ

Аннотация

Рассмотрена повторяемость скоростей ветра более чем на 50 метеостанциях европейского Севера России за 10 – летний период наблюдений. Представлены методические подходы к выравниванию эмпирической повторяемости с помощью четырехпараметрического уравнения Гриневича. Показан высокий уровень сходимости эмпирических распределений с полученными аналитическими кривыми.

Ключевые слова:

эмпирическая повторяемость скоростей ветра, выравнивание, уравнение Гриневича.

V. A. Minin, G. V. Nikiforova

ZONING OF THE REGIMES OF THE FREQUENCY OF WIND SPEEDS IN THE REGIONS OF THE EUROPEAN NORTH OF RUSSIA

Abstract

The speed wind frequency by more than 50 meteorological watch offices of European North of Russia during the 10 years period of observations was considered. The methodological approaches to experimental frequency fitting by means of the four parameter Grinevich equation were presented. The strong convergence of experimental distribution with made analytic curves was described.

Keywords:

experimental wind speeds frequency, fitting, Grinevich equation.

Повторяемость скоростей ветра является одной из важнейших кадастровых характеристик. Она показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода дули ветры с той или иной скоростью. С помощью этой характеристики выявляется энергетическая ценность ветра и находятся основные энергетические показатели, определяющие эффективность и целесообразность использования энергии ветра.

Задача по определению режима повторяемости скоростей ветра является довольно трудоемкой, так как связана с необходимостью обработки многолетних рядов наблюдений. Трудоемкость расчетов снижается при использовании материалов метеорологических ежемесячников, выпускаемых гидрометеослужбой. В них исходная информация о скоростях ветра уже подвергнута первичной обработке и данные о повторяемости скоростей приведены в виде таблиц, в которых указано число случаев наблюдения скорости по интервалам: $0 \div 1$, $2 \div 3$, ..., $16 \div 17$, $18 \div 20$, $21 \div 24$, $25 \div 28$, $29 \div 34$, $35 \div 40$ и >40 м/с.

Для статистической обработки материалов метеонаблюдений и получения эмпирической повторяемости скоростей ветра используется известное выражение

$$t_i = \frac{r_i}{R}, \quad (1)$$

где t_i — повторяемость скоростей в i — том интервале скорости Δv ; r_i — число замеров скорости, приходящихся на i -й интервал; R — общее число замеров скорости за рассматриваемый период времени.

Результаты расчета фактической повторяемости скоростей ветра, полученные в результате обработки материалов метеорологических ежемесячников по метеостанциям севера европейской части России (рис. 1) за 10 –летний период, представлены в табл. 1. В ней приведены в основном пункты, среднегодовая скорость ветра в которых превышает 3,5 м/с. Это районы наиболее перспективные с точки зрения использования энергии ветра.

Численные значения фактической повторяемости скоростей ветра, полученные по данным метеорологических ежемесячников, в табл. 1 представлены по градациям, принятым гидрометеослужбой, т.е. в диапазоне скоростей до 18 м/с по 2-метровым интервалам, а в области более высоких и реже наблюдаемых скоростей — по 3-, 4- и 6-метровым интервалам.

В то же время для выполнения целого ряда ветроэнергетических расчетов необходимо, чтобы данные о повторяемости скоростей ветра были представлены по более мелким, по крайней мере 1-метровым интервалам скорости. Получение таких данных возможно после выравнивания эмпирических распределений скоростей ветра с помощью аналитических зависимостей. Для выравнивания повторяемости в разное время были предложены различные типы уравнений — Поморцева, Гулена, Гудрича, Гриневича, Вейбулла [1, 2, 3–6]. Из них особого внимания при выполнении кадастровых исследований заслуживает 4-параметрическое уравнение Гриневича, имеющее вид [1]:

$$t = \alpha \frac{\Delta v}{\bar{v}} v \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^p \exp \left[-k \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^n \right], \quad (2)$$

где \bar{v} — средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени; Δv — интервал градации скорости; v — скорость ветра, повторяемость которой t ищется в интервале от $v - \Delta v/2$ до $v + \Delta v/2$; α, p, k, n — параметры уравнения.

Методика определения параметров α, p, k, n изложена в работе [1]. В её основе лежит наложение на эмпирическое и аналитическое распределения скоростей ветра четырех условий: суммы повторяемостей скоростей ветра в обоих распределениях составляют единицу, математические ожидания (средние скорости ветра) равны между собой, коэффициенты вариации и асимметрии распределений скоростей также равны между собой. Наложение этих четырех условий дает следующие уравнения:

$$k = \frac{\left[\Gamma \left(\frac{p+2}{n} \right) \right]^n}{\left[\Gamma \left(\frac{p+1}{n} \right) \right]^n}, \quad \alpha = n \frac{\left[\Gamma \left(\frac{p+2}{n} \right) \right]^{p+1}}{\left[\Gamma \left(\frac{p+1}{n} \right) \right]^{p+2}} \quad (3)$$

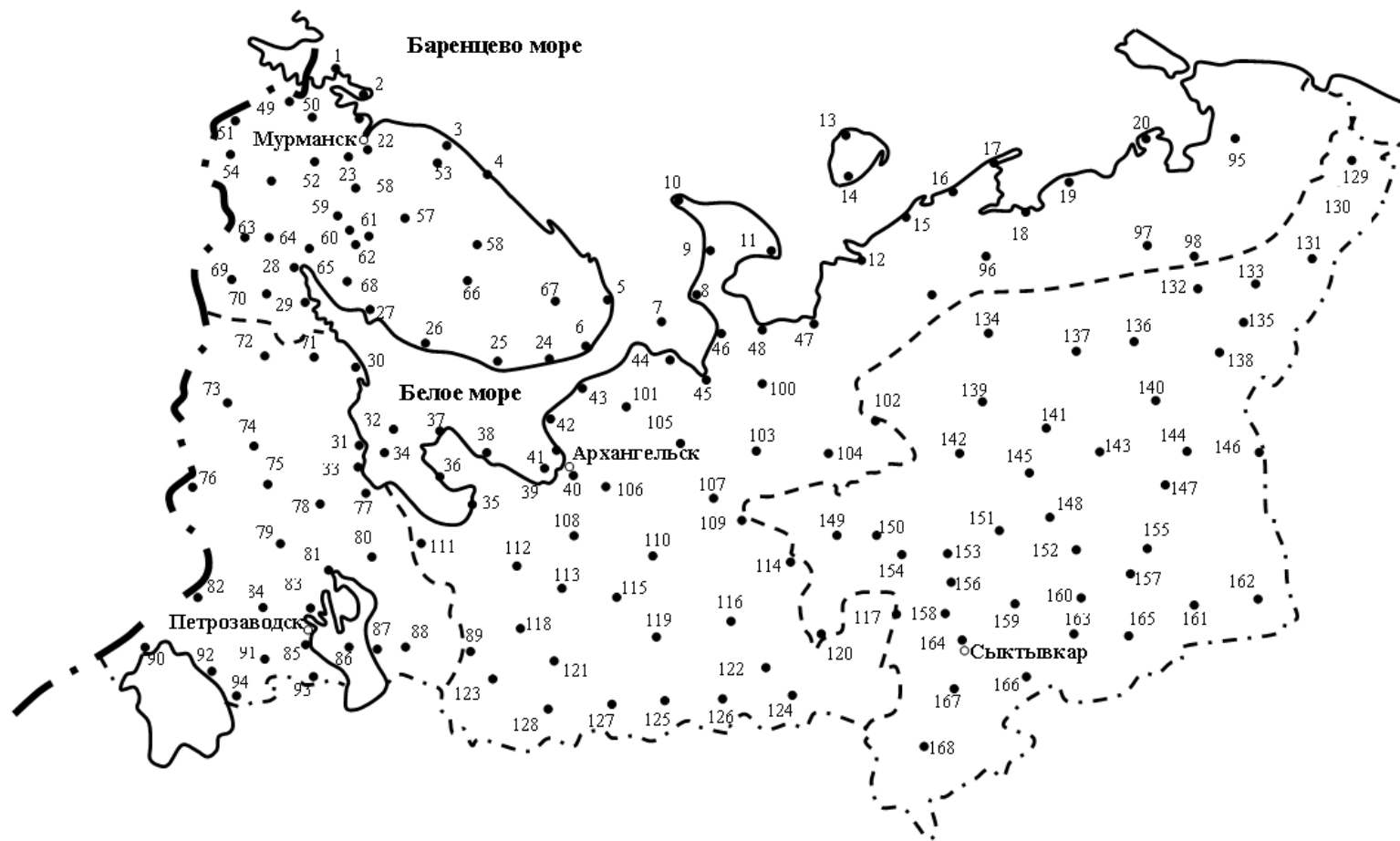


Рис. 1. Расположение метеорологических станций на территории европейского Севера России

Таблица 1

Среднегодовые скорости ветра ($\bar{v}_Г$, м/с), фактическая повторяемость скоростей ветра на метеостанциях европейского Севера России (%) и статистические коэффициенты вариации C_v , асимметрии C_s и относительной высоты центра тяжести C_0 гистограммы повторяемости (по результатам обработки 10-летних наблюдений)

Метеостанция	$\bar{v}_Г$	Градации скоростей ветра, м/с														C_v	C_s	C_0
		0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34	35-40			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1. Вайда-губа	6.9	9.4	14.9	19.5	16.3	13.0	9.7	8.7	4.2	2.2	1.8	0.2	0.1	0.02	0.007	0.64	0.71	0.230
2. Цып-Наволоок	7.1	6.7	16.2	21.3	15.9	11.4	10.1	8.8	4.0	2.5	2.6	0.4	0.1	0.01	-	0.64	0.82	0.240
3. Дальние Зеленцы	7.4	7.9	13.7	18.7	15.1	12.1	14.6	7.8	3.5	3.8	2.2	0.5	0.1	0.01	-	0.62	0.68	0.236
4. о. Харлов	9.2	4.9	7.5	13.6	15.6	15.4	13.1	9.9	6.6	5.1	5.5	1.6	0.7	0.4	0.1	0.68	0.95	0.231
5. Терско-Орловск.	7.3	9.8	13.9	18.6	16.1	10.8	13.3	5.7	4.8	2.9	2.7	0.7	0.4	0.2	0.1	0.68	0.95	0.231
6. о. Сосновец	7.3	9.8	13.9	18.6	16.1	10.8	13.3	5.7	4.8	2.9	2.7	0.7	0.4	0.2	0.1	0.68	0.95	0.231
7. о. Моржовец	7.2	5.6	10.5	20.6	18.4	18.5	17.7	7.5	3.5	2.3	1.4	0.1	0.1	-	-	0.55	0.69	0.256
8. м. Конюшин	6.4	9.0	15.5	22.8	17.8	14.6	8.8	6.0	2.8	1.6	0.9	0.2	0.03	0.003	-	0.62	0.75	0.239
9. Шойна	7.4	6.1	12.8	20.9	17.9	13.2	10.4	8.1	3.4	4.1	2.4	0.4	0.3	0.02	0.02	0.62	0.87	0.244
10. Канин Нос	8.4	5.4	11.0	15.4	15.5	14.1	13.5	10.4	5.8	3.9	3.4	1.0	0.4	0.2	0.03	0.59	0.85	0.245
11. м. Микулкин	6.4	10.9	15.1	20.9	17.9	13.9	8.5	5.7	3.5	1.8	1.4	0.3	0.1	0.01	0.007	0.65	0.90	0.230
12. Индига	6.5	11.7	14.6	19.6	16.5	14.2	8.3	7.2	3.4	2.6	1.6	0.2	0.1	0.003	-	0.66	0.70	0.224
13. Колгуев Север.	7.4	7.7	10.9	19.0	16.6	16.0	12.8	7.2	4.3	2.7	2.2	0.4	0.2	0.03	-	0.60	0.73	0.243
14. Бугрино	6.2	7.9	16.2	23.5	19.6	13.2	10.7	4.9	2.3	1.1	0.7	0.1	0.1	0.03	-	0.60	0.89	0.244
15. Сенгейский Шар	6.5	6.5	16.1	21.5	19.3	16.6	9.4	5.3	2.7	1.5	1.0	0.1	0.03	0.02	-	0.58	0.78	0.247
17. Ходовариха	6.4	6.7	15.3	22.8	20.9	14.9	8.9	5.3	2.8	1.2	1.0	0.1	0.1	0.007	-	0.59	0.92	0.242
18. м. Болванский	7.1	5.9	13.4	19.9	19.0	15.8	10.1	7.2	3.2	3.1	1.8	0.4	0.2	0.02	-	0.60	0.89	0.245
20. Варандей	6.2	7.5	18.3	23.0	17.8	13.8	9.2	5.4	2.6	1.5	0.8	0.1	0.04	0.007	-	0.62	0.80	0.238
22. Мурманск	4.9	9.8	25.6	27.3	18.7	10.5	5.5	2.1	0.4	0.1	-	-	-	-	-	0.59	0.73	0.247
24. Пялица	4.9	18.2	22.2	21.6	14.9	9.9	6.6	4.2	1.3	0.8	0.3	0.007	-	-	-	0.72	0.91	0.216
25. Чаваньга	5.6	15.3	18.2	22.5	15.2	10.8	7.8	6.1	2.1	1.3	0.6	0.3	-	-	-	0.70	0.84	0.221
26. Кашкаранцы	5.1	13.6	22.5	23.1	17.0	10.2	7.6	4.8	0.4	0.7	0.1	-	-	-	-	0.66	0.75	0.221
27. Умба	4.3	12.3	31.8	27.4	17.2	6.0	4.0	1.1	0.1	0.1	-	-	-	-	-	0.61	0.89	0.243

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
30. Гридино	4.8	13.9	27.2	27.1	13.5	8.1	5.5	2.5	1.1	0.6	0.4	0.1	-	-	-	0.70	1.23	0.234
32. Соловки	4.4	18.9	24.2	23.6	17.2	9.1	4.4	1.8	0.5	0.2	0.1	0.003	-	-	-	0.68	0.71	0.219
33. Раз-Наволок	4.6	20.9	22.3	23.1	13.1	8.1	8.1	3.0	0.7	0.4	0.3	0.05	0.01	-	-	0.74	0.93	0.209
36. Лямца	4.8	16.1	24.9	25.6	14.3	8.9	5.7	2.5	1.2	0.6	0.2	0.03	0.01	-	-	0.70	1.05	0.223
37. о. Жижгин	5.8	11.4	17.8	23.5	18.0	13.0	7.0	5.1	2.3	1.2	0.7	0.04	0.01	-	-	0.64	0.83	0.231
40. Архангельск	3.9	11.0	37.7	30.2	15.1	4.8	1.0	0.2	0.03	0.007	0.004	-	-	-	-	0.55	0.74	0.251
41. о. Мудьюг	5.3	13.1	16.9	26.4	19.8	14.5	5.5	2.5	0.8	0.4	0.1	0.03	-	-	-	0.60	0.61	0.238
43. Инцы	5.2	12.4	20.9	23.6	19.0	14.1	5.0	3.3	0.8	0.7	0.2	-	-	-	-	0.62	0.78	0.230
44 м. Абрамовский	6.3	5.8	15.2	25.5	20.9	15.4	8.8	4.6	2.2	1.0	0.5	0.1	0.01	0.01	-	0.56	0.83	0.260
45. Мезень	4.4	10.5	28.9	28.5	18.1	10.3	2.5	0.8	0.2	0.2	0.03	-	-	-	-	0.58	0.76	0.242
50. Перевал	5.6	10.2	19.1	25.3	18.8	12.5	7.2	4.4	1.6	0.7	0.2	0.02	0.004	-	-	0.61	0.75	0.240
58. Колмьявр	5.0	19.6	19.2	21.7	16.3	10.0	6.5	4.2	1.4	0.7	0.4	-	-	-	-	0.72	0.87	0.212
59. Мончегорск	4.4	25.5	22.2	18.0	14.1	9.3	6.2	2.9	1.2	0.4	0.2	-	-	-	-	0.78	0.90	0.205
61. Юкспор	4.9	21.0	22.1	21.4	13.4	8.7	4.9	3.6	1.8	1.4	1.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.84	1.37	0.217
62. Центральная	6.3	14.1	17.5	20.4	14.8	11.1	7.9	5.6	3.0	2.3	2.0	0.6	0.5	0.2	0.05	0.76	1.28	0.221
79. Паданы	3.8	20.0	33.1	24.7	14.3	5.9	1.4	0.4	0.2	-	-	-	-	-	-	0.66	0.93	0.222
85. Петрозаводск	3.6	14.2	40.3	29.6	11.4	3.5	0.8	0.2	0.01	-	-	-	-	-	-	0.57	0.87	0.255
86. Василисин	6.4	6.0	17.5	23.2	18.8	14.7	9.9	5.6	2.5	1.3	0.5	-	-	-	-	0.57	0.68	0.254
95. Коротаиха	5.4	11.0	21.7	24.8	18.0	12.3	5.6	3.5	1.6	0.8	0.6	0.1	0.02	-	-	0.65	1.00	0.233
97. Хорей-Вер	5.0	16.5	22.2	22.9	15.9	10.9	6.2	3.3	1.2	0.7	0.2	0.003	0.003	-	-	0.69	0.87	0.214
98. Хоседа-Хард	4.3	22.8	24.5	20.3	13.9	9.8	5.3	2.1	0.8	0.3	0.2	0.02	0.007	-	-	0.75	0.92	0.199
129. Хальмерью	5.3	19.3	15.8	20.4	16.0	12.4	8.6	4.2	1.6	1.0	0.5	0.1	0.1	0.02	-	0.71	0.76	0.204
130. Воркуга	5.7	10.5	19.6	22.9	18.2	12.7	9.0	3.8	1.7	0.9	0.6	0.1	0.02	0.02	-	0.63	0.81	0.231
135. Инга	4.2	19.2	25.7	24.1	16.8	8.0	4.3	1.3	0.4	0.2	0.003	-	-	-	-	0.68	0.85	0.208

$$M_2 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+3}{n}\right)\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)\right]^2}, M_3 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+4}{n}\right)\left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)\right]^2}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right)\right]^3}, \quad (4)$$

где Γ — гамма-функция; M_2 и M_3 соответственно относительные начальные моменты второй и третьей степеней, связанные с коэффициентами вариации C_v и асимметрии C_s выражениями:

$$C_v = \sqrt{M_2 - 1}, C_s = \frac{M_3 - 3M_2 + 2}{\sqrt{(M_2 - 1)^3}}. \quad (5)$$

В свою очередь эмпирические относительные начальные моменты второй и третьей степеней определяются выражениями

$$M_2^3 = \frac{\sum_{i=1}^z t_i v_i^2}{\left(\sum_{i=1}^z t_i v_i\right)^2}, M_3^3 = \frac{\sum_{i=1}^z t_i v_i^3}{\left(\sum_{i=1}^z t_i v_i\right)^3}, \quad (6)$$

где z — число градаций скорости ветра.

Уравнения (4) не могут быть решены в явном виде относительно p и n , поскольку в них входит гамма-функция. В [1] предлагается номографическое решение задачи. В данной работе она решалась методом последовательных приближений.

С использованием выражений (3)–(6) можно получить параметры уравнения Гриневича и соответствующие кривые повторяемости для любого пункта. Однако при разработке ветроэнергетического кадастра применительно к такой обширной территории, как например европейский Север, представляется целесообразным проведение районирования режимов повторяемости скоростей ветра, с тем, чтобы выявить группы метеостанций со схожими типами распределения скоростей и получить для них типовые аналитические зависимости.

Как показано выше, основой для определения параметров уравнения Гриневича (2) служат коэффициенты вариации C_v и асимметрии C_s . Поэтому процесс районирования режимов повторяемости скоростей ветра можно свести к выявлению метеостанций с близкими значениями этих коэффициентов. Из рис.2, где показана графическая взаимосвязь коэффициентов C_v и C_s , вычисленных в результате обработки 10-летней информации по метеостанциям европейского Севера (табл. 1), следует, что точки, соответствующие метеостанциям, расположенным в близких физико-географических условиях, достаточно тесно группируются относительно некоторого центра, образуя своеобразный эллипс рассеивания. Рассеивание точек внутри эллипсов может быть отнесено за счет

различия в рельефе и степени открытости станций, погрешностей при производстве наблюдений и других факторов.

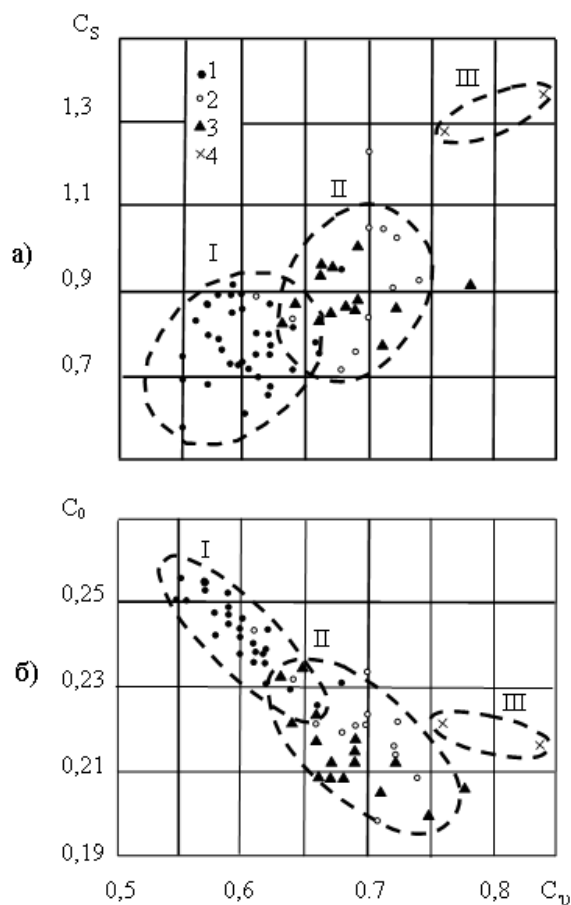


Рис. 2. Связь коэффициентов вариации C_v и асимметрии, C_s а также C_v и относительной высоты центра тяжести C_0 эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях севера европейской части России.

1 — побережье Баренцева моря; 2 — побережье Белого моря;
3 — пункты, удаленные от побережья; 4 — Хибины.

I, II, III — группы метеостанций
с близкими значениями коэффициентов, C_v , C_s , C_0

Согласно (5) и (6) ошибки в определении эмпирических коэффициентов C_v и C_s обуславливаются, главным образом, неточностями в вычислении повторяемости высоких скоростей ветра. Неточности усиливаются при умножении на квадрат или куб скорости ветра. В связи с этим целесообразно при районировании режимов повторяемости воспользоваться такой статистической характеристикой, как относительная высота центра тяжести площади под кривой распределения [1]:

$$C_0 = \frac{\bar{v}}{2\Delta v} \sum_{i=1}^Z t_i^2. \quad (7)$$

Ценность этой характеристики заключается в том, что при её вычислении возможные ошибки, допущенные при определении повторяемости крайних значений скоростей ветра, скрадываются, а роль средней части распределения, являющейся наиболее достоверной, увеличивается. Рис. 2, б, дающий связь коэффициентов C_v и C_0 , существенно дополняет предыдущий график (рис. 2, а) и позволяет более четко и строго выполнить районирование режимов повторяемости скоростей ветра.

На основании данных, представленных на рис. 2, в районах севера европейской части России можно выделить следующие 3 группы метеостанций.

Группа I объединяет метеорологические станции, расположенные в прибрежной полосе Баренцева моря. Среднегодовые скорости ветра на высоте 10 м на этих станциях, как правило, выше 6 м/с. Средние величины статистических коэффициентов здесь следующие: $C_v = 0,6$, $C_S = 0,9$, $C_0 = 0,2$.

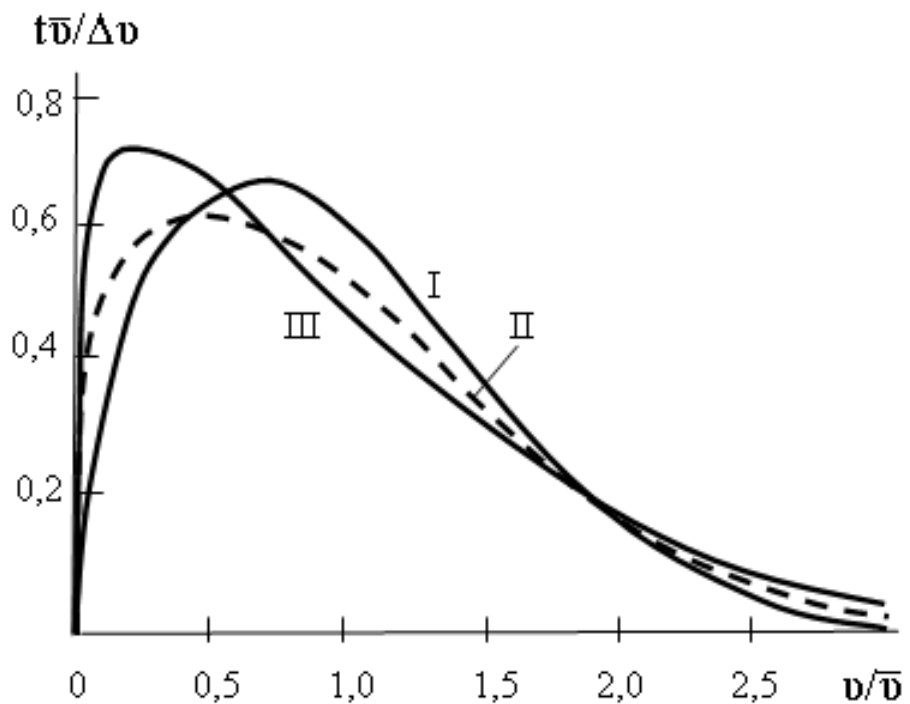


Рис. 3. Кривые относительной повторяемости скоростей ветра в районах европейского Севера России

I — побережье Баренцева моря, II — побережье Белого моря и северо-восточные районы Республики Коми, III — горы Хибины

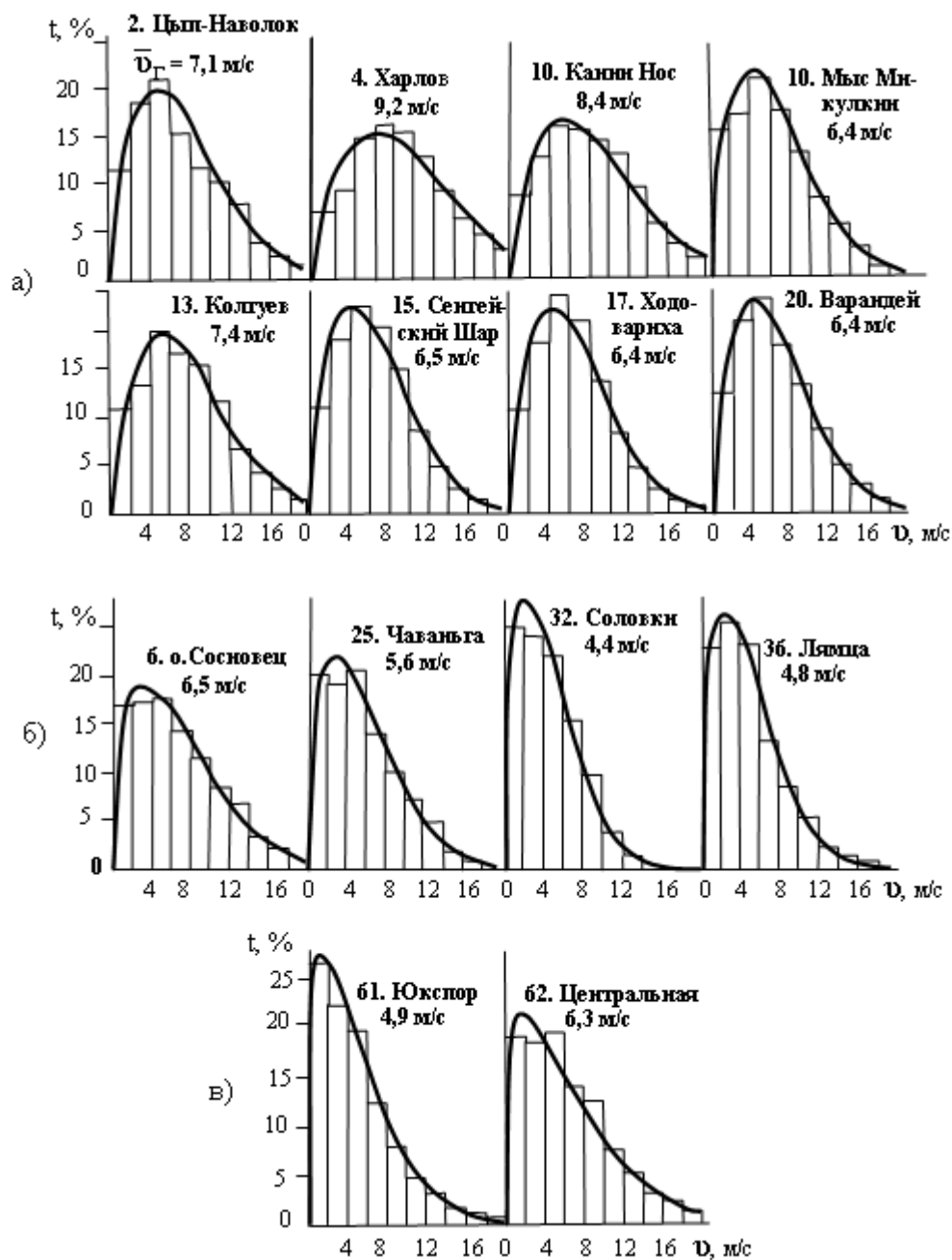


Рис. 4. Фактические данные (гистограммы) и расчётные кривые повторяемости скоростей ветра по уравнению Гриневича в прибрежных пунктах Баренцева моря (а), Белого моря (б) и в горах Хибин (в)

Группа II охватывает станции, у которых среднегодовые скорости находятся в диапазоне 4–6 м/с. Это узкая полоса в прибрежной зоне Кольского полуострова, северо-восток Архангельской области и республики Коми. Для

группы II средние значения статистических коэффициентов равны: $C_v = 0,7$, $C_s = 0,9$, $C_0 = 0,22$.

Несколько обособленно на рис. 2 выделяется группа III. Она включает всего 2 метеостанции, расположенные в Хибинском горном массиве в центре Кольского полуострова. Эмпирическое распределение скоростей ветра здесь отличается повышенной асимметрией. Средние величины статистических коэффициентов $C_v = 0,8$, $C_s = 1,33$, $C_0 = 0,22$.

Полученные средние значения коэффициентов C_v , C_s , и C_0 , позволили определить параметры α, p, k, n уравнения Гриневича (2) и записать следующие аналитические зависимости повторяемости скоростей ветра в районах севера европейской части России:

$$\text{тип I} \quad t = 1,038 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{0,5} \exp \left[-0,547 \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \right] \quad (8)$$

$$\text{тип II} \quad t = 0,784 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{0,2} \exp \left[-0,408 \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \right] \quad (9)$$

$$\text{тип III} \quad t = 0,825 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{0,1} \exp \left[-0,60 \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,5} \right]. \quad (10)$$

Графическая интерпретация этих зависимостей в виде кривых относительной повторяемости скоростей ветра приведена на рис. 3.

Уравнения (8)–(10) весьма универсальны. Они позволяют по известным значениям средней многолетней скорости ветра на высоте 10 м (табл. 1) и известному вертикальному профилю среднегодовых скоростей получить повторяемость скоростей ветра для условий открытой ровной местности в любом пункте и на любой высоте.

Соответствие установленных типов распределений данным фактических наблюдений лучше всего может быть показано путем графического сопоставления кривых, построенных по уравнениям (8)–(10), с гистограммами фактических распределений. При этом следует лишь иметь в виду, что здесь мы имеем дело не с индивидуальным подбором кривой для каждой станции, а используем типовую зависимость для целой группы станций, рассредоточенных на сотни километров. Из графических построений, представленных на рис. 4, следует, что сходимость аналитического и фактического распределений достаточно высокая. Математическая оценка сходимости, выполненная по известному критерию χ^2 Пирсона [7], дала вполне удовлетворительные результаты: вероятность $P(\chi^2)$ по большинству станций оказалась не ниже 0,8.

Литература

1. Гриневич Г. А. Опыт разработки элементов малого ветроэнергетического кадастра Средней Азии и Казахстана. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1952. 151 с.
2. Методы разработки ветроэнергетического кадастра. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 196 с.
3. Шефтер Я. И. Ветроэнергетические агрегаты. М.: Машиностроение, 1972. 287 с.
4. Емшанова Н. В., Степанова Н. Е. Оценка климатологически оптимального режима использования ветровой энергии // Тр. / ВНИИ ГМИ_МЦД, 1985. Вып.125. С. 10–19.
5. Брагинская Л. Л., Каган Р. Л. К вопросу об аппроксимации распределения скорости ветра // Тр. / ГГО, 1982. Вып. 447. С. 49–57.
6. Колодин М. В. Типизация режимов оптимизации скоростей ветра в Туркменской ССР // Изв. АН ТуркмССР. Сер. тех. наук. 1960. № 6. С. 38–45.
7. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.

Сведения об авторах

Минин Валерий Андреевич,

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

Никифорова Галина Викторовна,

инженер I категории Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д.21А
Эл. почта: nikiforova@ien.kolasc.net.ru

DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2018.16.3.157-162

УДК 621.548 (470.21)

А. А. Рожкова

ВЕТРОПАРК В РАЙОНЕ ПОСЕЛКА ЛИИНАХАМАРИ НА ПОБЕРЕЖЬЕ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Аннотация

В статье приведена оценка перспектив строительства ветропарка в районе поселка Лиинахамари на побережье Баренцева моря. Разработаны схемы размещения и соединения ветроустановок внутри ветропарка и выдачи 100 МВт суммарной мощности в Кольскую энергосистему. Показана экономическая эффективность предлагаемого проекта.

Ключевые слова:

ветровая энергия, ветропарк, экономическая оценка.

А. А. Rozhkova

THE WIND FARM NEAR LIINAKHAMARI'S SETTLEMENT ON THE COAST OF THE BARENTS SEA

Abstract

The article gives an assessment of the prospects for the construction of a wind farm near the village of Liinakhamari on the coast of the Barents Sea. The schemes for placing and connecting wind turbines inside a wind farm and issuing 100 MW of total capacity to the Kola power system have been developed. The economic efficiency of the proposed project is shown.

Keywords:

wind energy, the wind farm, economic evaluation.

В последние годы все больше интереса проявляется к НВИЭ — нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (энергия солнца, ветра, гидроэнергия малых рек, приливная энергия и др.). Мурманская область обладает повышенным потенциалом этих источников, а энергетика региона в основном базируется на привозном топливе. Вовлечение НВИЭ в топливно-энергетический баланс — это прямой путь к энергосбережению за счет сокращения использования органического топлива.

Прибрежные районы Кольского полуострова располагают повышенным потенциалом ветровой энергии [1, 2]. Наибольшие среднегодовые скорости ветра наблюдаются на северном побережье в районе Баренцева моря, где достигают 7–8 м/с (рис. 1). Причем наибольшая интенсивность ветра приходится на зимнее время, когда возрастает потребление тепловой и электрической энергии. Это создает благоприятные условия для совместного использования ветровой энергии и гидроэнергии рек [3], потенциал которой в зимнее время снижается до минимума. Уникальная структура Кольской энергосистемы создает благоприятные условия для широкого применения ветроэнергетических установок (ВЭУ).



Рис. 1. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

На территории Кольского полуострова, преимущественно на побережьях Баренцева и Белого морей, расположено множество отдаленных и труднодоступных населенных пунктов (поселков, маяков, метеостанций и др.), доставка топлива к которым приводит к дополнительным затратам. В ряде таких населенных пунктов, начиная с 2000 г., были смонтированы и введены в эксплуатацию ВЭУ мощностью от 1,4 до 500 кВт. Суммарная установленная мощность всех ВЭУ составила примерно 870 кВт [4]. Также в работах [5, 6, 7]

рассмотрены варианты строительства ветропарков на нужды электро- и теплоснабжения суммарной мощностью 303 МВт.

При выборе места для установки комплекса ВЭУ необходимо, чтобы площадка располагалась в зоне с благоприятными ветровыми условиями, обеспечивала наименьшие расходы на обустройство подъездных путей и находилась как можно ближе к высоковольтной подстанции. Подходящая площадка расположена к северо-западу от города Мурманск по обеим сторонам бухты Долгая щель, недалеко от поселка Лиинахамари (рис. 2). Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м над уровнем моря на близлежащей к площадке ветропарка прибрежной метеостанции Вайда-губа составляет около 7.0 м/с. Трансформаторная подстанция № 21, пригодная для присоединения ветропарка к энергосистеме, расположена в г. Заполярном в непосредственной близости от ветропарка.

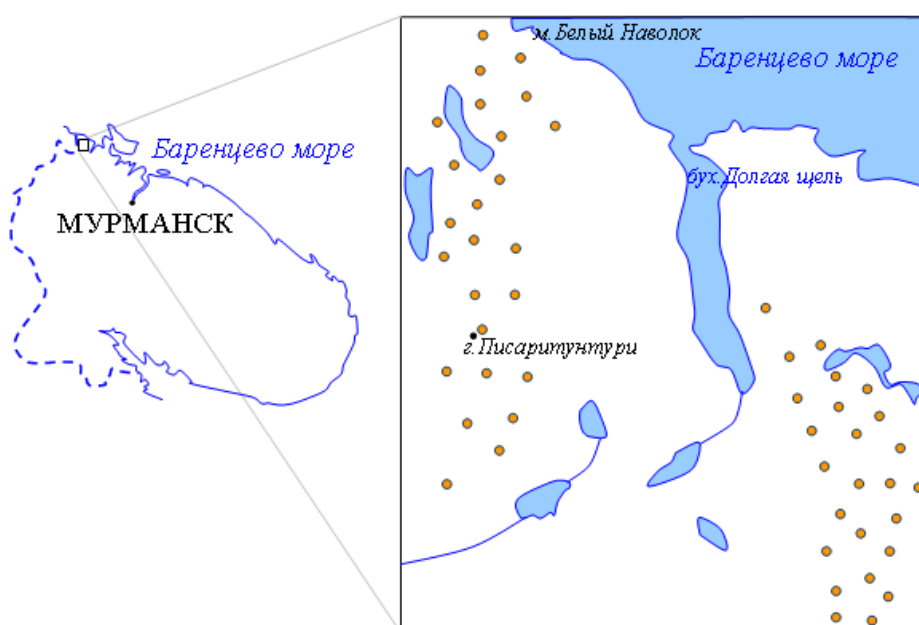


Рис. 2. Ветропарк в районе п. Лиинахамари

На выбранном участке предлагается разместить 50 ВЭУ мощностью 2 МВт каждая. В качестве прототипа взята ветроустановка Vestas V-80 с диаметром ветроколеса 80 м и высотой башни около 67 м [8] (рис. 3). Ветроустановки устанавливаются на площадке с учетом местной розы ветров преимущественно на возвышенностях, на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

Поскольку напряжение на выходе генератора ВЭУ составляет 0,69 кВ, а на шинах подстанции № 21 оно гораздо выше — 150 кВ, то для выдачи энергии ветропарка в сеть требуется повысить напряжение до указанного уровня. Сделать это можно в два шага: сначала повысить напряжение с 0,69 кВ до 35 кВ, для этого возле каждой ВЭУ потребуется установить трансформатор, а затем с 35 кВ до 150 кВ.

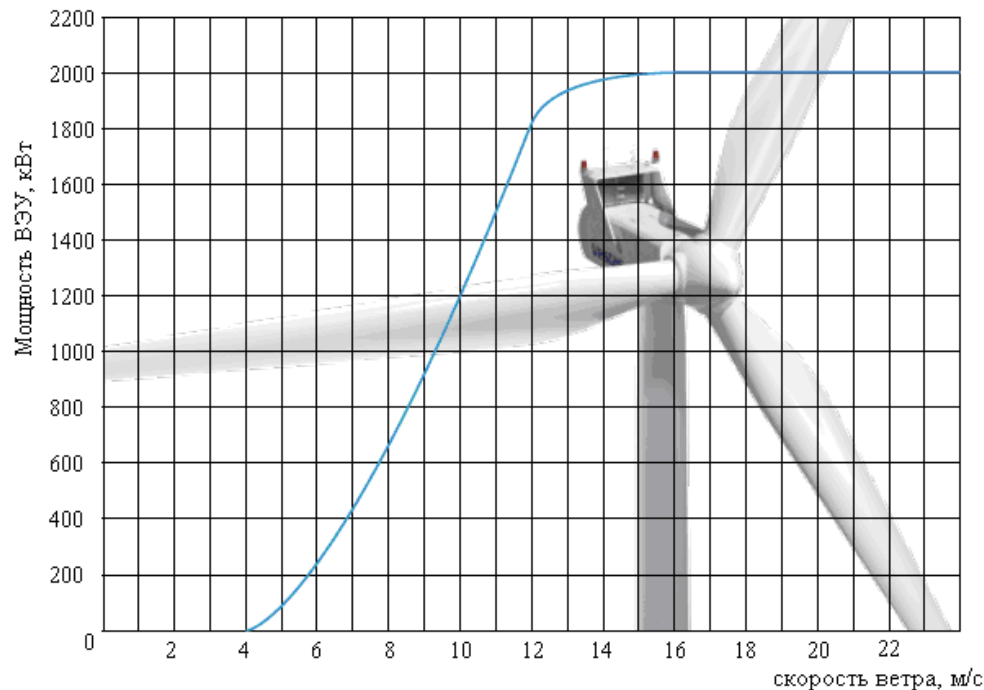


Рис. 3. Рабочая характеристика ВЭУ Vestas V-80

При разработке схемы ветропарка было принято решение объединить ВЭУ между собой в группы по 5 штук для уменьшения суммарной длины линий, а затем соединить их в одном месте — на шинах главной повышающей подстанции (ГПП). Место расположения ГПП выбиралось, исходя из минимума затрат на распределительную сеть 35 кВ.

Для надежности схемы, согласно выполненным расчетам, было принято решение установить на ГПП три трансформатора, т.к. передаваемая мощность велика. В выбранной схеме три трансформатора работают на недогрузке, тем самым, исключая простой оборудования.

При расчете срока окупаемости капиталовложений за основу были взяты предполагаемый уровень инфляции [9] (рис. 4) и возможный рост тарифов на электроэнергию в ближайшие годы. Эти показатели и были заложены в расчеты технико-экономической эффективности применения ВЭУ.

В качестве критерия для оценки прибыльности внедрения ВЭУ можно использовать чистый дисконтируемый доход (ЧДД). Этот показатель выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течение всего срока его службы. Чистый дисконтируемый доход позволяет учесть изменение стоимости финансовых средств с течением времени и сопоставить капиталовложения, сделанные сегодня, с доходами, которые будут поступать позже, в едином масштабе цен.

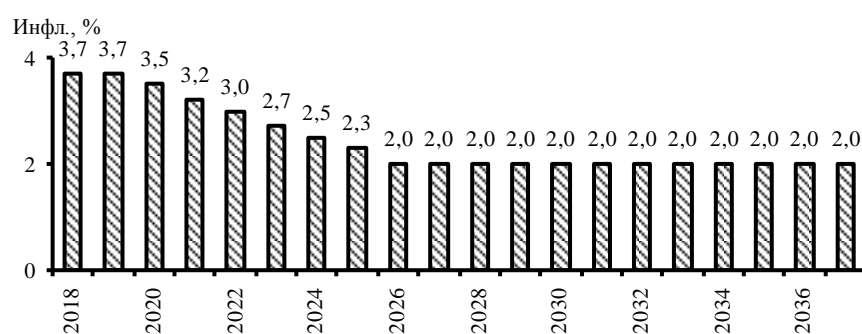


Рис. 4. Предполагаемый уровень инфляции в России

На графике (рис. 5) показано, как формируется ЧДД в течение 20 лет работы ветропарка.

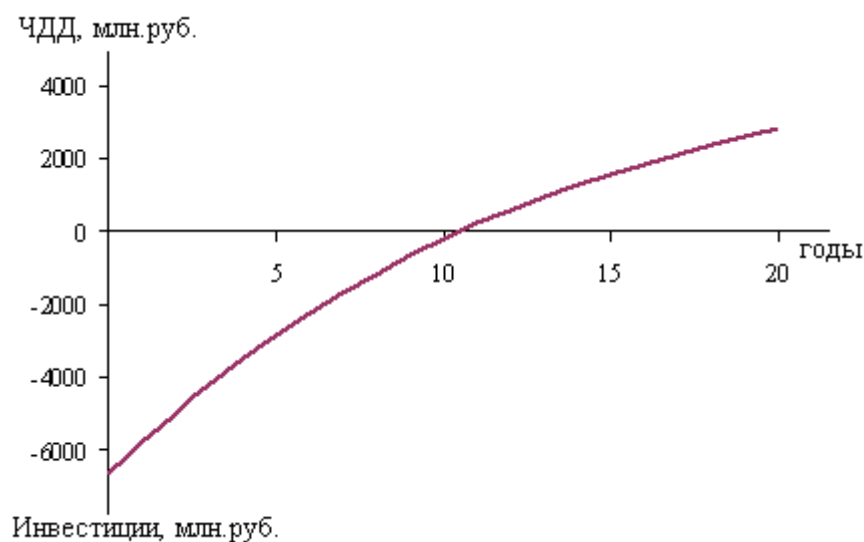


Рис. 5. Формирование чистого дисконтированного дохода

Выводы

1. Северное побережье Кольского полуострова располагает предпосылками для широкого применения ветроэнергетических установок: повышенный потенциал ветра с максимумом в холодное время года, развитое электросетевое хозяйство, транспортные связи, начальная инфраструктура.

2. В районе поселка Лиинахамари выбрана площадка для сооружения ветропарка мощностью 100 МВт, разработана схема соединений ВЭУ линиями 35 кВ в пределах ветропарка и выдачи его суммарной мощности по ЛЭП 150 кВ на подстанцию № 21.

3. Технико-экономическая оценка предложенного ветропарка, выполненная по результатам расчета чистого дисконтируемого дохода (ЧДД), показала, что при сроке службы ветропарка 20 лет срок окупаемости инвестиций составит около 11 лет.

Литература

1. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.
2. Энергия ветра — перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / Минин В. А., Дмитриев Г. С., Иванова Е. А., Морошкина Т. Н., Никифорова Г. В., Бежан А. В. / Препринт. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2006. 73 с.
3. Рожкова А. А. К вопросу гидроаккумулирования ветровой энергии на Кольском полуострове // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. Вып. 2. С. 120–124.
4. Бежан А. В. Ветроэнергетика Мурманской области // Электрические станции. 2017. № 7 (1032). С. 51–55.
5. Абросимова А. А. Ветропарк в районе 81 км автодороги Мурманск – Териберка // Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2009. С. 30–35.
6. Рожкова А. А. Перспективы участия ветровых энергетических установок в энергоснабжении г. Островной на побережье Баренцева моря // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 4. С. 150–153.
7. Бежан А. В., Рожкова А. А. Оценка перспектив использования энергии ветра для теплоснабжения в Северо-Арктическом регионе // Энергосбережение и водоподготовка. 2015. № 4 (96). С. 22–28.
8. <http://ecomotors.ru/index.php?productID=2292>
9. <http://www.interfax.ru/business/598923>

Сведения об авторах

Рожкова Анастасия Александровна,
младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера
КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: nastasya_rozhkova@bk.ru

