

УДК 621.313.33:621.333:621.314.26

В. В. ХАРЛАМОВ
Д. И. ПОПОВ
С. О. РУМЕНКО

Омский государственный
университет путей сообщения,
г. Омск

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ АСИНХРОННЫХ ТЯГОВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ МЕТОДОМ ВЗАИМНОЙ НАГРУЗКИ В ПРОГРАММНОМ ПРОДУКТЕ MULTISIM

В статье выполнено имитационное моделирование в программе Multisim процесса испытания асинхронных машин методом взаимной нагрузки с применением схем с двумя частотными преобразователями. Выявлены проблемы, возникающие при моделировании. Показана неэффективность применения некоторых стандартных элементов программы Multisim, а также стандартной Г-образной схемы замещения для моделирования генераторного режима асинхронного двигателя в рассматриваемых схемах испытаний.

Ключевые слова: асинхронный тяговый двигатель, метод взаимной нагрузки, частотный преобразователь, генераторный режим, электрическая машина, имитационная модель.

В настоящее время благодаря стремительно развивающимся технологиям в области силовой полупроводниковой техники асинхронные двигатели всё более широко находят свое применение. Ввиду ряда причин, одной из которых является большая надежность по сравнению с коллекторными двигателями постоянного тока, асинхронные тяговые двигатели интенсивно заменяют собой коллекторный тяговый привод на подвижном составе железнодорожного транспорта.

В связи с внедрением принципиально нового тягового привода на подвижном составе возникает потребность в разработке новых государственных стандартов, отражающих правила и регламенты приёмосдаточных испытаний, которые включают в себя испытания под нагрузкой. В настоящее время существующие ремонтные депо, производящие ремонт и техническое обслуживание подвижного состава железнодорожного транспорта, требуют дополнительного оснащения для проведения соответствующих испытаний асинхронных тяговых двигателей, что, в свою очередь, требует разработки

новых схем и способов испытаний, методик выбора испытательного оборудования и т. д.

На сегодняшний день наиболее эффективным способом испытания асинхронных тяговых двигателей под нагрузкой, является метод взаимной нагрузки, который возможно реализовать различными электрическими схемами [1–3], используемыми преобразователи частоты.

Ряд таких схем [2, 3] имеют в своем составе два частотных преобразователя (ЧП) с электрической связью по звену постоянного тока. К выходу каждого из ЧП подключены обмотки статора асинхронных двигателей, валы которых жестко механически соединены между собой посредством муфты.

Для запуска испытаний под нагрузкой при помощи ЧП плавно поднимают частоту напряжения, питающего двигателя, осуществив разгон роторов до необходимой частоты вращения. Далее на выходе одного из ЧП снижают частоту формируемого напряжения. Тогда двигатель с меньшей частотой питающего напряжения переходит в режим генератора и через электрическую цепь общего звена

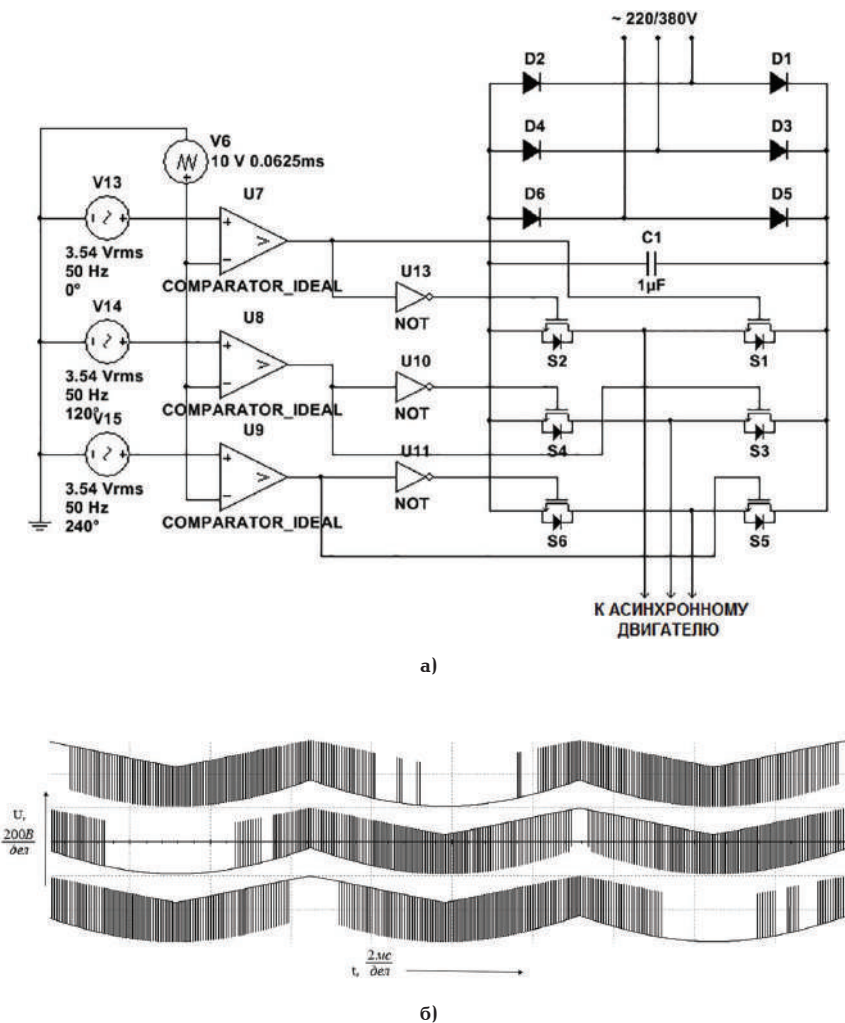


Рис. 1. Моделирование частотного преобразователя:
 а — имитационная модель частотного преобразователя;
 б — осциллограммы напряжения на выходе модели частотного преобразователя

постоянного тока передает энергию сопряженному электродвигателю. При необходимости можно произвести смену режимов работы сопряженных электродвигателей.

Для возможности качественного выбора оборудования и параметров элементов схемы испытания асинхронных двигателей необходимо иметь инструментарий, позволяющий проводить анализ переходных процессов и особенностей работы схемы. Достижение данной цели возможно путем математического или имитационного моделирования испытательного стенда. Разработанная ранее математическая модель процесса испытаний [4], базирующаяся на работе [5], описывает физические процессы, происходящие в двигателях. Входными данными для данной математической модели являются напряжения, формируемые на выходе частотных преобразователей, следовательно, она не охватывает физические процессы, происходящие в ЧП, обусловленные обменом энергией по общему звену постоянного тока. Кроме того, имитационная модель обладает большей наглядностью по сравнению с математической, и с этой точки зрения в некоторых случаях является более удобным инструментом анализа.

Получение соответствующей имитационной модели возможно в программном продукте *Multisim*, благодаря наличию в его библиотеке всех необхо-

димых элементов для построения схемы [6]. Рассмотрим особенности данного программного продукта, выявленные в процессе моделирования схемы испытаний асинхронных тяговых двигателей.

Составленная в программе *Multisim* модель ЧП приведена на рис. 1.

Выпрямитель на входе ЧП составлен из 6 идеальных диодов $D1-D6$, соединенных по схеме Ларионова. По той же схеме выполнен управляемый инвертор, состоящий из шести идеальных транзисторов $S1-S6$. В звене постоянного тока установлен конденсатор $C1$.

Система управления инвертором собрана из трех источников синусоидального напряжения, сдвинутых относительно друг друга на 120 градусов, одного источника пилообразного напряжения, трех идеальных компараторов, трех элементов инверсии сигнала. Полученные в программе с помощью стандартных средств осциллограммы напряжения на выходе ЧП приведены на рис. 1б.

После составления в программе модели ЧП и проверки правильности его работы собрана схема испытаний, состоящая из двух ЧП, выходы которых подключены к асинхронным двигателям $M1$ и $M2$. Механическая связь асинхронных двигателей выполнена с помощью стандартного элемента — зубчатой передачи $U12$ (рис. 2а), передаточное число которой установлено равным единице, что имити-

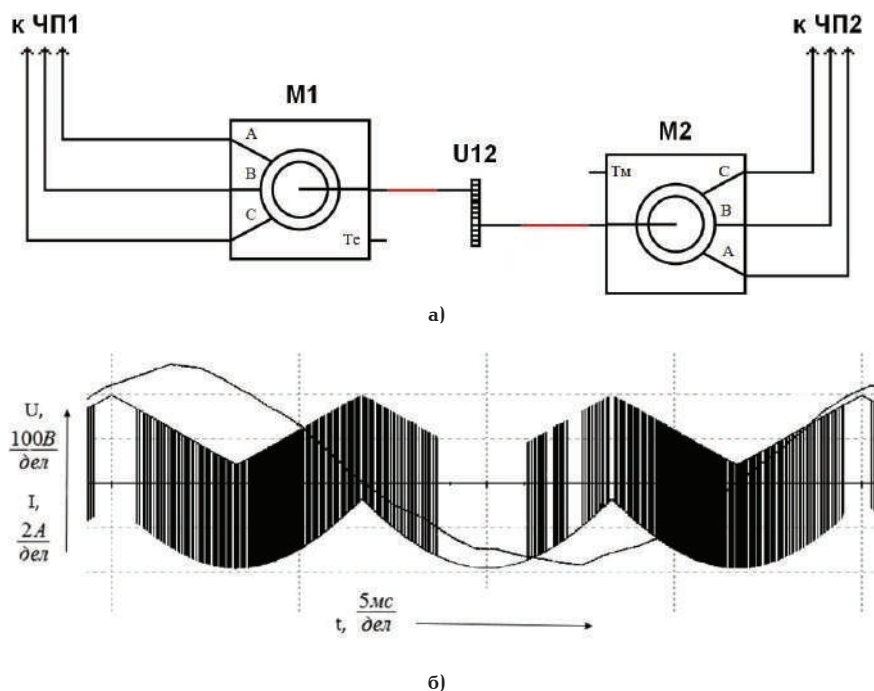


Рис. 2. Моделирование взаимной нагрузки асинхронных двигателей:
 а — фрагмент схемы испытаний с механической связью валов двигателей;
 б — осциллограмма тока и напряжения в фазе обмотки статора

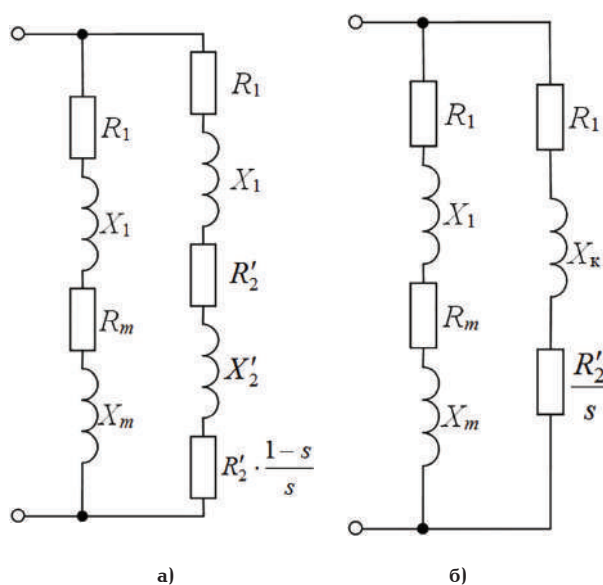


Рис. 3. Г-образная схема замещения одной фазы асинхронной машины

рует жесткую механическую связь валов двигателей посредством муфты.

При составлении имитационной модели заданы параметры испытуемых двигателей и ЧП, используемых в составе стенда, описанного в источнике [7]. При уменьшении частоты напряжения, формируемого ЧП2, асинхронный двигатель M2 должен переходить в режим генератора, нагрузив машину M1 в двигательном режиме. Однако, как показывает анализ осциллограмм, даже при значительной разности частот напряжения модели обеих машин в программе Multisim остаются в двигательном режиме, что подтверждается сдвигом фазы тока двигателя M2 относительно напряжения той же фазы меньшим, чем 90 градусов (рис. 2б). Однако генера-

торный режим асинхронной машины характеризуется сдвигом фазы тока относительно напряжения на угол, больший, чем 90 градусов, что соответствует нахождению активной составляющей тока в противофазе напряжению [8, 9].

Следовательно, стандартные блоки M1 и M2 (рис. 2а) программы Multisim не позволяют смоделировать генераторный режим асинхронного двигателя в рассматриваемой схеме испытаний.

Таким образом, для моделирования асинхронной машины, работающей в генераторном режиме в рассматриваемой схеме испытаний, применена упрощенная Г-образная схема замещения [8, 9], приведенная на рис. 3а. В каждой фазе схемы замещения асинхронной машины имеются две

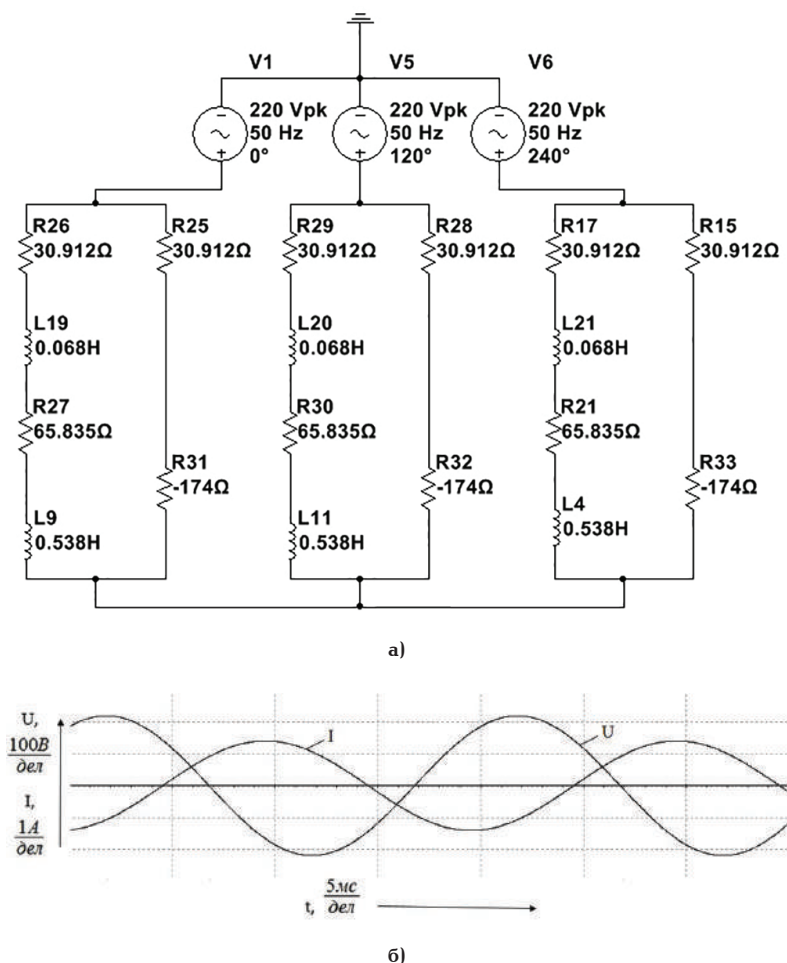


Рис. 4. Моделирование работы асинхронной машины в генераторном режиме

параллельные ветви: в первую включены активные и индуктивные сопротивления обмотки статора (R_1 , X_1) и ветви намагничивания (R_m , X_m), во вторую — сопротивления обмоток статора (R_1 , X_1), приведенного ротора (R_2' , X_2') и добавочное сопротивление ($R_2' \frac{1-s}{s}$), обусловленное механической нагрузкой на валу машины с вращающимся ротором. После объединения элементов схемы в соответствии с известными выражениями $\frac{R_2'}{s} = R_2' + R_2' \frac{1-s}{s}$ и $X_k = X_1 + X_2'$ получили схему замещения фазы асинхронного двигателя (рис. 3б), использованную в имитационной модели в программе *Multisim*. Также в Г-образной схеме замещения принято $X_1 = \frac{X_k}{2}$.

Упрощения, принятые для схемы замещения, допустимы, т. к. назначение разрабатываемой имитационной модели (применение её для подбора оборудования испытательного стенда и анализ физических процессов) позволяют пренебречь вводимой такими упрощениями погрешностями.

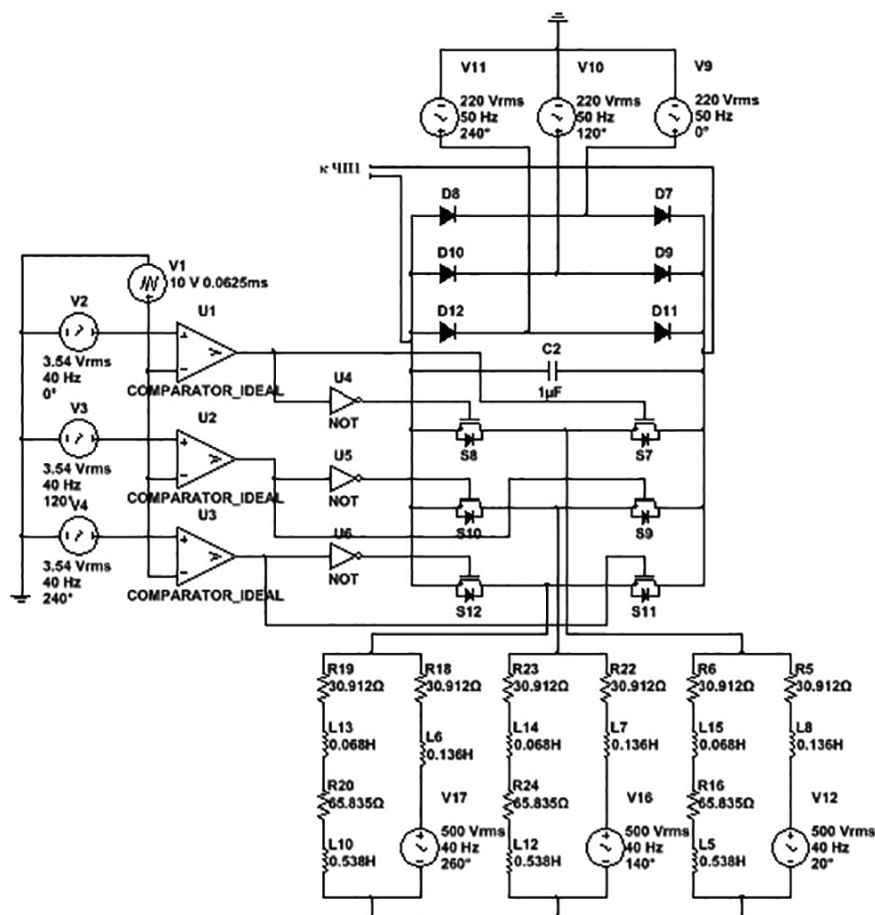
Расчет параметров схемы замещения (рис. 3б) для моделирования осуществлен по методике, приведенной в источнике [10], входными параметрами для которой являются паспортные данные асинхронного двигателя.

Моделирование работы асинхронной машины в генераторном режиме путем задания отрицательного значения $\frac{R_2'}{s}$ при питании от источника

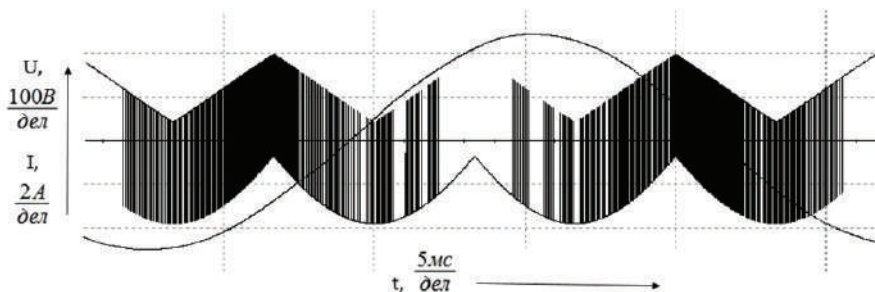
трехфазного синусоидального напряжения в программе *Multisim* (рис. 4а) позволило получить осциллограммы тока и напряжения, приведенные на рис. 4б. Однако следует отметить, что при наличии индуктивности, включенной последовательно с отрицательным сопротивлением, также приводил к ошибке в программе при моделировании. Таким образом, осциллограммы получены только для упрощения: $X_k = 0$. Как показывает анализ полученных осциллограмм, составленная модель машины соответствует генератору, т. к. ток сдвинут по фазе относительно напряжения на угол более 90 градусов (активная составляющая тока находится в противофазе напряжению).

Подстановка схемы замещения (рис. 3а) в полную схему испытаний с двумя ЧП в программе *Multisim* со значениями $\frac{R_2'}{s}$, соответствующими нагрузке, близкой номинальной, приводит к возникновению внутренней ошибки программы, и моделирование оказывается невозможным.

Для возможности моделирования асинхронного двигателя в режиме генератора предлагается использовать Г-образную схему замещения электрической машины, в которой отрицательное переменное активное сопротивление заменено источником ЭДС. Действующее значение и фаза ЭДС определены из известной математической модели [4] таким образом, чтобы амплитуда и фаза тока смоделированной машины, работающей в режиме генератора, совпадали с расчетными значениями (рис. 5).



а)



б)

Рис. 5. Моделирование схемы испытаний методом взаимной нагрузки:
 а — фрагмент имитационной модели схемы испытаний с асинхронным генератором;
 б — осциллограммы напряжения и тока на входе асинхронного генератора

Таким образом, в программе *Multisim* получена рабочая имитационная модель процесса испытания асинхронных тяговых двигателей методом взаимной нагрузки с применением схем с двумя частотными преобразователями. Отражены проблемы, возникающие при моделировании в данном программном продукте. Показана неэффективность применения некоторых стандартных решений для моделирования генераторного режима асинхронного двигателя.

Полученная имитационная модель позволяет проводить анализ физических процессов, происходящих при испытаниях асинхронных тяговых двигателей методом взаимной нагрузки, что дает возможность применять ее при проектировании соответствующих схем испытания.

Библиографический список

1. Пат. 80018 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/04. Устройство для испытания асинхронных тяговых электродвигателей / Бейерлейн Е. В., Цукублин А. Б., Рапопорт О. Л. № 2008115647/22; заявл. 21.04.08; опубл. 20.01.09, Бюл. № 2.
2. Пат. 2433419 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/34: Способ испытания асинхронных электродвигателей методом их взаимной нагрузки / Авилов В. Д., Володин А. И., Данковцев В. Т., Лукьянченко В. В., Панькин Е. В. № 2010124307/28; заявл. 15.06.10; опубл. 10.11.11, Бюл. № 31.
3. Пат. 140678 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/34: Схема испытаний асинхронных двигателей методом их взаимной нагрузки / Авилов В. Д., Попов Д. И., Литвинов А. В. № 2013147519/28; заявл. 24.10.13; опубл. 20.05.14, Бюл. № 14.

4. Авилов В. Д., Попов Д. И., Литвинов А. В. Математическое моделирование метода взаимной нагрузки при испытании асинхронных двигателей // Вестник СибАДИ. 2013. № 5. С. 75–81.
5. Фираго Б. И., Павлячик Л. Б. Регулируемые электроприводы переменного тока. Мн.: Техноперспектива, 2006. 363 с.
6. Хернитер М. Е. Электронное моделирование в Multisim. М.: ДМК Пресс, 2010. 501 с. ISBN 978-5-94074-509-9.
7. Авилов В. Д., Попов Д. И., Литвинов А. В. Модернизированный стенд для испытания асинхронных двигателей методом взаимной нагрузки // Повышение эффективности эксплуатации коллекторных электромеханических преобразователей энергии: материалы IX Междунар. науч.-техн. конф., 5–6 декабря 2013 г. Омск, 2013. С. 137–141.
8. Копылов И. П. Электрические машины: в 2 т. Изд. 2-е, испр. и доп. М.: Юрайт, 2016. Т. 2. 407 с. ISBN 978-5-9916-7436-2, 978-5-9916-7437-9.
9. Вольдек А. И., Попов В. В. Электрические машины. Машины переменного тока. СПб.: Питер, 2010. 352 с. ISBN 978-5-469-01381-5.
10. Гридин В. М. Расчет параметров схемы замещения асинхронных двигателей по каталожным данным // Электричество. 2012. № 5. С. 40–44.

ХАРЛАМОВ Виктор Васильевич, доктор технических наук, профессор (Россия), заведующий кафедрой «Электрические машины и общая электротехника».

ПОПОВ Денис Игоревич, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электрические машины и общая электротехника».

РУМЕНКО Сергей Олегович, аспирант кафедры «Электрические машины и общая электротехника». Адрес для переписки: emoe@omgups.ru

Статья поступила в редакцию 02.11.2017 г.

© В. В. Харламов, Д. И. Попов, С. О. Руменко

Информация

ОБЪЯВЛЕНИЕ О КОНКУРСЕ РАБОТ, ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА СОИСКАНИЕ ПРЕМИЙ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ 2018 ГОДА В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

В соответствии с Положением о премиях Правительства Российской Федерации в области науки и техники, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2010 г. № 544, с изменениями, внесенными постановлениями Правительства Российской Федерации от 20 августа 2014 г. № 833 и от 16 июля 2015 г. № 713, Межведомственный совет по присуждению премий Правительства Российской Федерации в области науки и техники объявляет конкурс работ на соискание премий Правительства Российской Федерации 2018 года в области науки и техники.

Представление работ производится в соответствии с указанным Положением и Перечнем, образцами и требованиями, предъявляемыми к оформлению прилагаемых к работе на соискание премий Правительства Российской Федерации в области науки и техники документов.

Перечень публикуется на сайте «Российской газеты»: www.rg.ru.

Работы, оформленные в соответствии с изложенными в Перечне требованиями, принимаются лично от авторов или их доверенных лиц в Министерстве образования и науки Российской Федерации по адресу: 125993, Москва, Тверская ул., д. 11, а также размещаются авторами на сайте Правпремии.рф с даты публикации настоящего объявления в «Российской газете» **до 20 февраля 2018 года**.

Телефоны для справок: (495) 629-17-09, 629-19-71.

Работы, оформленные с нарушением указанных требований, не принимаются.
Представленные материалы авторам не возвращаются.

Источник: <https://rg.ru/2017/11/24/premia-nauka-dok.html> (дата обращения: 07.12.2017).

Ю. А. АРУТЮНОВ
О. Н. БОРОДИН
А. А. ДРОБЯЗКО
Е. А. ЧАЩИН
П. А. ШАШОК

Научно-клинический центр
спортивной медицины
Федерального медико-биологического
агентства России,
г. Москва

Проектно-изыскательский
институт «Трансэлектропроект»,
филиал АО «Росжелдорпроект»,
г. Москва

ООО «Двойная спираль»,
г. Москва

Ковровская государственная технологическая
академия им. В. А. Дегтярева,
г. Ковров

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ

В работе обоснован и представлен метод оптимизации магнитопровода трансформаторов, основанный на применении в качестве критерия уровня потерь в магнитопроводе, используемого на практике для определения рациональных параметров конструкции магнитопровода с учетом ограничений по выбору марки электротехнической стали. Рассмотрены особенности и показано, что при определении основных размеров и топологии магнитопровода трансформатора важную роль играет достижение заданного уровня отношения потерь холостого хода с учетом неравномерного распределения по сечению магнитопровода магнитного потока, которые позволяют отыскивать рациональное решение с учетом многочисленных функциональных ограничений. В приближении, что потери холостого хода имеют прямую зависимость от массы магнитопровода, рассмотрена постановка задачи о нахождении минимума массы магнитопровода при работе трансформатора в регламентированных режимах.

Ключевые слова: трансформатор, магнитопровод, оптимизация, топология, потери, КПД.

Известно, что значительная часть электроэнергии промышленной частоты, вырабатываемой электростанциями различной единичной мощности, потребляется на низком напряжении 220–660 В [1]. При этом эффективная передача энергии на большие расстояния на низких напряжениях экономически нецелесообразна из-за высокого уровня потерь в линиях передачи, необходимости выполнения линий передачи проводами большого сечения и высокой сложностью аппаратуры для коммутации значительных токов. Поэтому транспортировка электрической энергии выполняется в основном по линиям высокого напряжения свыше 110 кВ [2]. Для повышения напряжения генераторов электростанций с 6,3–36,75 кВ (в зависимо-

сти от типа генераторов) [3] до напряжения линий и последующего снижения напряжения линий до напряжения потребителей применяют силовые трансформаторы. В настоящее время на подстанциях энергосистем России мощностью от 120 МВА работает около 2500 силовых трансформаторов и автотрансформаторов общей мощностью более 570 МВА (табл. 1), что практически втрое превышает установленную мощность всех генераторов электростанций России. Кроме того, следует отметить, что обычно при переходе от высокого напряжения до напряжения потребителей в сети происходит не менее 5–7 трансформаций напряжения, причем по мере уменьшения напряжения до 6–35 кВ единичная мощность трансформаторов

Таблица 1

Распределение трансформаторов и автотрансформаторов по классам напряжения и их доля в общей мощности [4]

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750	1150
Доля общей мощности, %	7	36	12,5	37	6	1,5

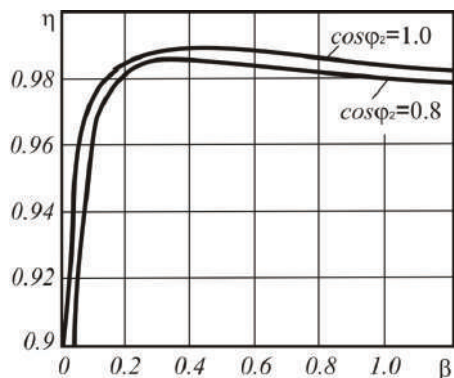


Рис. 1. Типовая зависимость КПД трансформатора от коэффициента нагрузки [6]

Таблица 2

Потери холостого хода P_0 масляных двухобмоточных трансформаторов согласно ГОСТ 12022-66 и ГОСТ 11920-73

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери P_0 , кВт
	ВН	НН	
25	10,0	0,4	0,125 ^{+15%}
100	10,0	0,4	0,365 ^{+15%}
160	10,0	0,69	0,540 ^{+15%}
1 000	38,5	10,5	2,75 ^{+15%}
10 000	38,5	10,5	14,5 ^{+15%}
80 000	38,5	10,5	65,0 ^{+15%}

снижается, а количество используемых трансформаторов возрастает.

Таким образом, в настоящее время на всем этапе от производства электроэнергии до ее передачи конечному потребителю установлено большое количество силовых трансформаторов, суммарная установленная мощность которых практически на порядок превышает мощность генераторов в энергосистеме России [4]. Причем значительная часть от общего числа всех трансформаторов приходится на классы напряжения 6–35 кВ мощностью 120–180 МВА (рис. 1), в которых наблюдается наибольшая часть потерь мощности (табл. 2, 3). Действительно, в электросетях России продолжают эксплуатироваться трансформаторы, изготовленные в соответствии с требованиями ГОСТ 12022-66 и ГОСТ 11920-73 (табл. 2), имеющие значительный уровень потерь холостого хода.

Таблица 3

Потери холостого хода P_0 масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения согласно ГОСТ 11677-85 и ГОСТ 11920-85

Тип трансформатора, кВА	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери P_0 , кВт
	ВН	НН	
ТМ-1000/35	35,0	0,69	2,00 ^{+15%}
		10,50	
ТМН-1000/35	35,0	0,69	2,10 ^{+15%}
		11,00	
ТМ-1600/35	35,0	0,69	2,75 ^{+15%}
		10,50	
ТМН-1600/35	35,0	0,69	2,90 ^{+15%}
		11,00	
ТМ-2500/35	35,0	10,50	3,90 ^{+15%}
ТМН-2500/35		11,00	
ТМ-4000/35	35,0	10,50	5,30 ^{+15%}
ТМН-4000/35		11,00	
ТМ-6300/35	35,0	10,50	7,60 ^{+15%}
ТМН-6300/35		11,00	
ТДЦ-80000/15	15,75		58,0 ^{+15%}
ТД-10000/35*	38,50	10,50	—
ТД-16000/35*			—

* Значения параметров устанавливаются по результатам приемочных испытаний

В настоящее время перечисленные стандарты не действуют и заменены на ГОСТ 11677-85 и ГОСТ 11920-85, требования к величине потерь холостого хода при переходе на новые стандарты ужесточились, но потери в трансформаторах, как видно из табл. 3, продолжают оставаться существенными. Проведенный анализ показал особую роль силовых трансформаторов в процессе передачи энергии, что в условиях реализации действующего в настоящее время Федерального закона № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 2009 г., распоряжения Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» и ряда других постановлений, связанных с программой энергосбережения, предъявляет к силовым трансформаторам жесткие технико-экономические требования. Учитывая, что потери холостого хода являются постоянными, не зависят от тока нагрузки и возникают в магнитной системе в течение всего времени, когда трансформатор включен в сеть [5], несложно подсчитать, что увеличение КПД трансформатора путем снижения потерь холостого хода позволяет достичь значительной экономии как в денежном выражении, так и в энергетическом эквиваленте.

Однако следует отметить, что КПД трансформатора зависит не только от уровня потерь холо-

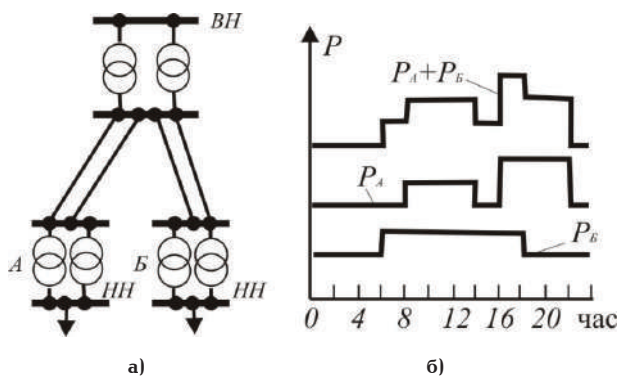


Рис. 2. График активной нагрузки электрической сети (на шинах районной подстанции) [7]:

а — схема сети,
б — графики нагрузки отдельных потребителей P_A , P_B и суммарный график нагрузки P_{A+B}

стого хода, определяемое габаритными размерами магнитопровода, маркой электротехнической стали, толщиной и способом изолирования и шихтовки магнитопровода. Известно, что КПД трансформатора также зависит от мощности нагрузки и потерь короткого замыкания [6]. Принимая мощность питающих трансформатор электрических сетей бесконечной, пренебрегая изменением напряжения на вторичной обмотке трансформатора при изменении уровня нагрузки, выражение для КПД можно записать:

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + \beta^2 P_k}{\beta S \cos \varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_k}, \quad (1)$$

где P_k — потери короткого замыкания, S — мощность нагрузки, $\cos \varphi_2$ — коэффициент мощности нагрузки, β — коэффициент нагрузки.

Из выражения (1) видно, что КПД трансформатора, являясь нелинейной функцией (рис. 1), достигает максимального значения при $\beta^2 P_k = P_0$, т.е. электрические потери в обмотках трансформатора равны постоянным магнитным потерям в магнитопроводе. Таким образом, КПД трансформатора достигает максимума при условии:

$$\beta = \sqrt{P_0/P_k} \approx 0,5. \quad (2)$$

При анализе выражения (2) следует учитывать, что мощность потерь короткого замыкания, входящая в выражение (2), являясь функцией нагрузки, зависит от места трансформатора в сети и характера нагрузки (рис. 2) [7]. Видно, что характер нагруз-

ки, а следовательно, уровень потерь P_k , не являются постоянными и изменяются. Поэтому, согласно классическим методам расчета трансформаторов [2, 5, 6], оценку экономичности работы трансформатора производят в приближении годового КПД, под которым принято понимать отношение энергии, отданной трансформатором в течение года во вторичную сеть, к энергии, потребляемой за это же время из первичной сети. Однако такой подход является целесообразным при малых значениях коэффициента неравномерности (отношение минимальной нагрузки к максимальной) суточных графиков в диапазоне 0,5–0,6. В то же время практически 40-летние наблюдения за изменением коэффициентов неравномерности для среднего рабочего дня по годам (табл. 4) указывает на всевозрастающий разрыв между минимальной и максимальной нагрузкой, характеризующей среднесуточные колебания энергопотребления [8–10].

Как видно из табл. 4, несмотря на множество существующих подходов [11–14] к решению проблемы выравнивания графика нагрузок, коэффициент неравномерности суточных графиков только увеличивается вследствие изменения структуры энергопотребления. Последнее связано как со структурной трансформацией экономики, которая привела к снижению в общем электропотреблении доли энергоемких отраслей с непрерывным циклом производства, обеспечивающих базовую загрузку энергосистемы, так и с увеличением, вследствие повышения доступности электробытовых приборов, роста электрооснащенности домохозяйств и доли неравномерного коммунально-бытового сектора потребления. Причем, согласно программе развития Единой энергетической системы России [15], предполагается ежегодный рост на 0,8–2,8 % потребления электроэнергии, что также будет способствовать сохранению тенденции роста неравномерности графиков нагрузки.

Как было показано выше, потери короткого замыкания в трансформаторах зависят от места трансформатора в сети и изменяются с изменением тока нагрузки (рис. 2). Поэтому выполнение условия (2), необходимого для достижения максимального КПД трансформатора, путем уменьшения уровня потерь холостого хода за счет выбора габаритных размеров магнитопровода, маркой электротехнической стали, толщиной и способом изолирования и шихтовки магнитопровода, возможно только для определенных периодов времени, продолжительность которых будет снижаться по мере роста неравномерности графиков нагрузки. Следовательно, продолжительность работы трансформаторов в условиях достижения максимального КПД,

Таблица 4

Коэффициент неравномерности суточных графиков

Объединенные энергосистемы	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1990 г.	2008 г.	2011 г.
Центр	0,625	0,632	0,671	0,681	0,695	0,718
Средняя Волга	0,664	0,685	0,726	0,751	0,770	0,761
Урал	0,777	0,789	0,815	0,856	0,860	0,857
Северо-Запад	0,557	0,615	0,658	0,680	0,687	0,770

будет падать. Это делает актуальным решение задачи сохранения максимальных значений КПД в условиях роста неравномерности графиков нагрузки и, как следствие, вариативного изменения уровня потерь короткого замыкания путем адаптивного изменения уровня потерь холостого хода в магнитопроводе трансформатора. В статье приведен обзор ранее опубликованных новых инженерных решений, связанных с топологической оптимизацией магнитопровода, соответствующих современным условиям эксплуатации силовых трансформаторов, и проведен анализ возможности их использования для решения актуальной задачи адаптивного изменения уровня потерь холостого хода.

Пренебрегая потерями, вызванными особенностями конструкции системы охлаждения и очистки масла, работой приборов сигнализации, защиты и других вспомогательных устройств, с учетом ограничений по выбору марки электротехнической стали, в приближении наиболее распространенных трехфазных масляных силовых трансформаторов общего назначения I–III габаритов с плоской магнитной системой, рассмотрим возможность снижения уровня потерь холостого хода в магнитной системе трансформаторов для выполнения соотношения (2) в условиях вариативного изменения потерь короткого замыкания.

Потери холостого хода P_0 трансформатора, работающего на промышленной частоте, складываются, главным образом, из потерь на перемагничивание вследствие гистерезиса и потерь от вихревых токов. Процентное соотношение этих потерь зависит от марки применяемой электротехнической стали, в частности, для горячекатаной стали марок Э42 и Э43 потери от вихревых токов составляют примерно 20–30 % от полных потерь в стали, а в холоднокатаной стали марок Э320 и Э330 достигают 65–75 % от полных потерь в стали. Таким образом, потери на перемагничивание остаются одним из определяющих факторов в потерях холостого хода. В настоящее время одним из известных путей, направленных на повышение энергетической эффективности трансформаторов, является выравнивание магнитного поля в магнитопроводе [16]. Известно [17–19], что в магнитных сердечниках, выполненных из ферромагнитного материала, магнитное поле распределяется по сечению неравномерно, в результате чего внутренние и внешние слои магнитопровода намагничиваются неодинаково и одновременно. Результаты исследований, направленных на оценку влияния преобразования Мебиуса на распределение магнитного поля в сердечнике трансформатора, выполненных нами ранее [20–26], показали, что изменение топологии магнитопровода сопровождается изменением приведенных значений остаточной индукции, коэрцитивной силы и магнитной проницаемости до 20 % при одновременном изменении величины магнитной индукции, что приводит к изменению активных потерь в магнитопроводе, диапазон изменений которых может достигать 10 %. Причем в зависимости от спина мебиусного магнитопровода и тока намагничивания, индуктивность может как увеличиваться, так и уменьшаться на величину до 15 % по сравнению с аналогичными измерениями на магнитопроводе традиционной топологии. Таким образом, при условии, что мебиусное преобразование в отдельных элементах магнитопровода не влияет на заполнение окна магнитопровода, это позволяет за счет выравнивания магнитного поля

обеспечить снижение потерь холостого хода. Однако по мере увеличения тока нагрузки трансформатора, процесс влияния мебиусного преобразования на выравнивание магнитного поля начинает протекать неравномерно и противоречиво с трудноуловимой закономерностью. Как следствие, повышение энергетической эффективности трансформатора только путем мебиусных преобразований магнитопровода, является эффективным только в режимах близких к холостому ходу, когда имеют место малые интенсивности магнитных полей, величина которых сопоставима с влиянием собственной намагниченности магнитопровода. Это не позволяет реализовать адаптивное изменение уровня потерь P_0 для выполнения условия (2) во всем диапазоне изменений нагрузки (рис. 2).

Известно, что потери холостого хода трансформатора зависят от частоты f , индукции B_k и пропорциональны массе M стальных листов, составляющих магнитопровод трансформатора [27]:

$$P_0 \approx \sum P_{1,0/50} B_k^2 (f/50)^{1,3} M, \quad (3)$$

где $P_{1,0/50}$ — удельные потери в электротехнической стали при частоте 50 Гц и индукции 1 Тл.

Работы, выполненные для разработанной в США серии трансформаторов 141–500 кВ мощностью 25–250 МВА [28], показали возможность снижения потерь холостого хода путем снижения массы магнитопровода. В частности, снижение массы магнитопровода на 6–15 % сопровождалось снижением потерь холостого хода на 5–15 %. Полученные результаты достигаются за счет улучшения заполнения окна магнитопровода, что не позволяет выполнять адаптивное изменение уровня активных потерь. Однако пропорциональное изменение уровня активных потерь при уменьшении массы магнитопровода подтверждает справедливость предположения о возможности адаптивного управления уровнем активных потерь в зависимости от условий нагрузки трансформатора. Таким образом, учитывая, что потери холостого хода пропорциональны массе магнитопровода (3), рассмотрим постановку задачи о нахождении минимума массы магнитопровода при работе трансформатора в регламентированных режимах. Принимаем, что минимальные толщины проектных переменных магнитопровода могут достигать нулевого значения, при этом некоторые элементы конструкции, представляющей собой проектную область, могут исчезать. В этом приближении формулировка поставленной задачи превращается в формулировку задачи поиска оптимальной топологии магнитопровода, при которой обеспечивается выполнение условия (2) для любого режима работы трансформатора (рис. 2).

Задача оптимизации топологии впервые была сформулирована в 1988 г. [29] при проведении проектировочных исследований силовых конструкций, которые позволяют отыскивать рациональное распределение материала с учетом многочисленных функциональных ограничений. В настоящее время методы топологической оптимизации широко используются в практике проектирования авиационных конструкций [30] и основаны на методе гомогенизации [29], в котором заданная область разбивается на конечные элементы с последующим введением функции плотности материала, определяющей процентное отношение используемого материала в местах проектной области. Рас-

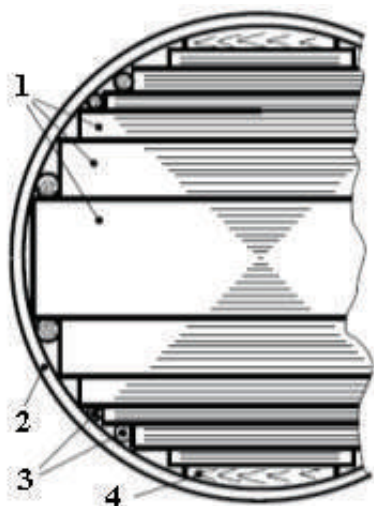


Рис. 3. Стержень магнитопровода [27]:
1 — пакеты листовой стали; 2 — изоляционный цилиндр;
3, 4 — расклинивающие вставки



Рис. 4. Схема оптимизации магнитопровода трансформатора в условиях изменяющейся нагрузки

смотрим по аналогии возможность решения задачи поиска оптимальной топологии магнитопровода силового трансформатора.

Известно, что магнитопровод силовых трансформаторов имеет ступенчатую форму (рис. 3), является конструктивной основой трансформатора и выполняется в виде пакетов листовой стали, стянутых между собой для придания механической прочности и жесткости путем расклинивания, либо бандажами из стеклоленты, либо с посредством стальных платин и имеет форму ступенчатой фигуры.

Согласно современным методам инженерного проектирования, ширину пакетов 1 (рис. 3), образующих стержень, выбирают из условия минимальных отходов стали, а число ступеней, собранных из листов электротехнической стали заданной толщины в сечении стержня, выбирают из условий заполнения стержня и способов стяжки в количестве от 6–7 для трансформаторов мощностью от 160 кВА до 10–11 для трансформаторов мощностью 10 000 кВА.

Принимая, согласно выражению (3), что количество листов электротехнической стали в сечении магнитопровода должно обеспечивать достижение индукции 1 Тл без насыщения магнитопровода,

пренебрегая изменением механической жесткости трансформатора и учитывая, что коэффициент неравномерности электрической нагрузки менее единицы будем считать за конечный элемент в задаче топологической оптимизации магнитопровода листы электротехнической стали, количество которых можно изменять применительно не более чем к одной ступени магнитопровода.

Таким образом, в отличие от методики инженерного проектирования трансформатора, топологическая оптимизация позволяет найти оптимальное количество листов электротехнической стали в заданной проектной области ступени магнитопровода при заданных граничных условиях. Другими словами, мы хотим оставить в каждом шихтованном слое конструкции магнитопровода только те элементы, которые определяют оптимальные способы передачи магнитного потока (рис. 4).

Будем считать известными число ступеней в сечении магнитопровода, толщину и количество листов, его образующих. Конструкция предполагается механически жесткой независимо от электродинамических усилий, возникающих в процессе эксплуатации трансформатора в условиях изменяющейся нагрузки.

С учетом сделанных допущений и упрощений критерием оптимальной массы магнитопровода будем считать то, что каждый лист в сечении магнитопровода работает на пределе линейного участка основной кривой намагничивания, не переходя в насыщение:

$$\min M = \sum \rho_i l_i t_i, \quad (4)$$

где ρ_i — плотность материала; l_i — площадь в плане i -го элемента; t_i — проектная переменная (толщина листа электротехнической стали).

Алгоритм оптимизации массы магнитопровода в этом случае имеет вид:

1. Заданная проектная область магнитопровода разбивается на конечные элементы по числу ступеней, определяются критерии процесса оптимизации (рис. 4, п. 1).

2. Определяется напряженность магнитного поля в каждой ступени магнитопровода для каждого уровня электрической нагрузки при работе трансформатора (рис. 4, п. 2).

3. Вычисляется отношение напряженности магнитного поля к насыщению. Если оно для данной электрической нагрузки меньше заданной величины, то имеются недогруженные элементы, которые можно удалить из активной зоны магнитопровода трансформатора. Для каждого уровня электрической нагрузки (рис. 2), в каждой ступени магнитопровода трансформатора определяется достижение условия (4), соответствующего работе на конце линейного участка основной кривой намагничивания (рис. 4, п. 3).

4. Определяется количество листов электротехнической стали, которые можно механическим образом удалить выдвиганием из соответствующей ступени магнитопровода (рис. 4, п. 4).

5. Вычисляется масса M магнитопровода и по выражению (3) соответствующее ей снижение потерь холостого хода (рис. 4, п. 5)

6. Проверяется выполнение условия (2) достижения максимального КПД (рис. 4, п. 6)

Закключение. Показано, что формулировка задачи сохранения максимального КПД трансформатора в условиях роста неравномерности графиков

нагрузки превращается в формулировку задачи поиска оптимальной топологии. Причем, в отличие от методики инженерного проектирования трансформатора, топологическая оптимизация позволяет найти оптимальное распределение материала магнитопровода в заданной проектной области для данных изменяющихся значениях электрической мощности нагрузки, а также заданных граничных условиях.

В работе обоснован и представлен метод топологической оптимизации конструкций трансформаторов, основанный на применении в качестве критерия уровня потерь в магнитопроводе, используемого на практике для определения рациональных параметров конструкции магнитопровода с учетом ограничений по выбору марки электротехнической стали.

Рассмотрены особенности и показано, что при определении основных размеров и топологии магнитопровода трансформатора важную роль играет достижение заданного уровня отношения потерь холостого хода с учетом неравномерного распределения по сечению магнитопровода магнитного потока, который позволяет отыскивать рациональное решение с учетом многочисленных функциональных ограничений.

В качестве проектных переменных при оптимизации выступают мебиусные преобразования магнитопровода при работе в режимах близких к холостому ходу.

В приближении, что потери холостого хода имеют прямую зависимость от массы магнитопровода, рассмотрена постановка задачи о нахождении минимума массы магнитопровода при работе трансформатора в регламентированных режимах.

Библиографический список

1. Чащин Е. А., Бадалян Н. П., Шеманаева Л. И. Общая энергетика. Ковров: Изд-во КГТА им. В. А. Дегтярева, 2012. 330 с.
2. Встовский А. Л., Встовский С. А., Силин Л. Ф. Проектирование трансформаторов. Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 2013. 120 с.
3. Как электроэнергия поступает с генераторов электростанций в энергосистему // Школа для электрика. URL: <http://electricalschool.info/main/osnovy/1487-kak-jelektroenergija-postupaet-s.html> (дата обращения: 10.10.2017).
4. Современная электроэнергетика // Энергоконсультант. URL: <http://www.energocon.com/pages/id1176.html> (дата обращения: 10.10.2017).
5. Галян Э. Т. Трансформаторы. Самара: Изд-во Самар. гос. техн. ун-та, 2007. 101 с.
6. Вольдек А. И. Электрические машины. 3-е изд., перераб. Л.: Энергия, 1978. 832 с.
7. Графики электрических нагрузок потребителей // Все об электростанциях URL: http://www.gigavat.com/obschie_svedeniya_ob_elektroustanovkah4.php (дата обращения: 10.10.2017).
8. Управление производством и распределением электроэнергии // Большая энциклопедия нефти и газа. URL: <http://www.ngpedia.ru/pg0S0fDfG0C118F8f3n4l60019185007.php> (дата обращения: 10.10.2017).
9. Макоклюев Б. И. Структура и тенденции электропотребления энергосистем России // Энергия единой сети. 2012. № 4. С. 56–61.
10. Чащин Е. А., Молокин Ю. В., Бадалян Н. П. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на машиностроительном предприятии. Ковров: Изд-во КГТА им. В. А. Дегтярева, 2014. 286 с.
11. Некрасов С. А., Матюнин Ю. В., Цырук С. А. О подходах к решению проблемы неравномерности графика нагрузки // Промышленная энергетика. 2015. № 5. С. 2–8.
12. Гуртовцев А. Л., Забелло Е. П. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы // Энергетика и ТЭК. 2008. № 7. С. 13–20.
13. Гуртовцев А. Л., Забелло Е. П. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 5 (53). С. 108–114.
14. Гуртовцев А. Л., Забелло Е. П. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008. № 6 (54). С. 48–50.
15. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы. Утв. приказом Минэнерго России от 01.04.2014 г. № 495. Доступ из справочно-правовой системы «Консультант Плюс».
16. Матвеев А. Н. Электричество и магнетизм. М.: Высшая школа, 1983. 345 с.
17. Davis R. L. Non-inductive electrical resistor. Pat. US3267406 A; filed May 1nd, 1964; published August 16nd, 1966.
18. Альфонс Л. Преобразование Мебиуса в многомерном пространстве: пер. с англ. М.: Мир, 1986. 112 с.
19. Vujec D. Application of the Mobius strip in electrical engineering // Energija. 2007. Vol. 56, no. 6. P. 700–711.
20. Арутюнов Ю. А., Возовиков И. Н., Молокин Ю. В., Чащин Е. А., Шеманаева Л. И. Влияние топологии магнитопровода на приведенные характеристики магнитомягких ферромагнетиков // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-2. С. 181–190.
21. Чащин Е. А., Арутюнов Ю. А., Бадалян Н. П., Дробязко А. А., Шашок П. А. Влияние топологии Мебиуса на магнитные свойства магнитомягких ферромагнетиков в замкнутой магнитной цепи // Науковедение: интернет-журн. 2017. Т. 9, № 1. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/53TVN117.pdf> (дата обращения: 02.10.2017).
22. Арутюнов Ю. А., Дробязко А. А., Шашок П. А., Чащин Е. А. Влияние топологии замкнутого магнитного контура на электромагнитные свойства трансформатора // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2017. № 6-1. С. 12–17.
23. Арутюнов Ю. А., Дробязко А. А., Крылов А. И., Митрофанов А. А., Чащин Е. А., Шашок П. А. Сравнительный анализ влияния топологии магнитопровода на отклик при внешнем электромагнитном воздействии для магнитопровода с различными геометрическими параметрами // Науковедение: интернет-журн. 2017. Т. 9, № 1. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/23TVN117.pdf> (дата обращения: 15.09.2017).
24. Арутюнов Ю. А., Возовиков И. Н., Митрофанов А. А., Чащин Е. А., Шеманаева Л. И., Живаев С. Н. Влияние топологии листа Мебиуса на магнитные характеристики поля вне магнитопровода // Современные наукоемкие технологии. 2016. № 7-1. С. 9–14.
25. Арутюнов Ю. А., Дробязко А. А., Крылов А. И., Чащин Е. А., Шашок П. А., Шило И. В. Влияние топологии магнитопровода на отклик при внешнем электромагнитном воздействии // Современные наукоемкие технологии. 2016. № 10-1. С. 29–32.
26. Арутюнов Ю. А., Возовиков И. Н., Чащин Е. А., Шеманаева Л. И. Влияние топологии мебиуса на распространение в магнитопроводе магнитного поля // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 5. С. 179–188.
27. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины. М.: Энергия, 1980. 928 с.
28. Потери холостого хода для различных типов трансформаторов // StudFiles. URL: <http://www.studfiles.ru/preview/4614619/page:2> (дата обращения: 10.10.2017).
29. Bendsoe M. P., Kikuchi N. Generating optimal topologies in structural design using a homogenization method // Comput. Appl. Mech. Eng. 1988. № 71 (2). P. 197–224. DOI: 10.1016/0045-7825(88)90086-2.

АРУТЮНОВ Юрий Артемович, кандидат физико-математических наук, доцент (Россия), ведущий научный сотрудник Научно-клинического центра спортивной медицины Федерального медико-биологического агентства России, г. Москва.

БОРОДИН Олег Николаевич, инженер Проектно-исследовательского института «Трансэлектропроект», филиал АО «Росжелдорпроект», г. Москва.

ДРОБЯЗКО Александр Александрович, инженер ООО «Двойная спираль», г. Москва.

ЧАЩИН Евгений Анатольевич, кандидат технических наук, доцент (Россия), заведующий кафедрой «Электротехника» Ковровской государственной технологической академии им. В. А. Дегтярева, г. Ковров.

ШАШОК Павел Александрович, инженер ООО «Двойная спираль», г. Москва.

Адрес для переписки: 601911, Владимирская обл., г. Ковров, ул. Маяковского, 19, каф. «Электротехника».

Статья поступила в редакцию 24.10.2017 г.

© Ю. А. Арутюнов, О. Н. Бородин, А. А. Дробязко, Е. А. Чашин, П. А. Шашок

УДК 621.317.18

**И. В. БЕЛИЦЫН
Д. В. РЫСЕВ**

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова,
г. Барнаул

Омский государственный технический университет,
г. Омск

ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ И АНАЛИЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Проведен обзор и анализ существующих проблем метрологического контроля показателей качества электрической энергии. Исследовано влияние показателей качества электрической энергии на эффективность использования электрооборудования и недоучет электроэнергии. Приведено сравнение метрологических характеристик электромагнитных и оптических измерительных трансформаторов. Показаны недостатки дискретного преобразования Фурье. Предложен метод обработки временных рядов на основе вейвлет-анализа.

Ключевые слова: качество электрической энергии, измерительные трансформаторы, обработка временных рядов, вейвлет-анализ.

Президент Российской Федерации в Указе № 889 от 04.06.2008 «О некоторых мерах по повышению энергетической эффективности российской экономики» [1] определил основную задачу энергетического комплекса — снизить к 2020 году энергоёмкость ВВП России не менее чем на 40 % по сравнению с уровнем 2007 года. Это снижение возможно осуществить, используя электрическую энергию надлежащего качества, так и за счет сокращения потерь электроэнергии при её транспортировке к 2020 году с величины 11,6 % до уровня 8,8 %. Такая же задача сформулирована и в Энергетической стратегии России на период до 2030 года [2].

Обеспечение потребителей качественной электрической энергией является одним из направлений повышения эффективности функционирования, как отдельных энергетических систем единой национальной энергетической системы, так и энергетического комплекса всей страны.

Показатели качества электрической энергии (ПКЭ) определяются государственным стандартом [3]. ПКЭ определяют уровни электромагнитной совместимости (ЭМС) как для индуктивных, так и кондуктивных электромагнитных помех в системах электроснабжения общего назначения. К основным ПКЭ можно отнести: длительность провала напряжения; размах изменения напряжения; импульсное напряжение; коэффициент k -ой гармонической составляющей напряжения; коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности; коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности; коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения.

При невыполнении требований [3] к электрической энергии возникает экономический ущерб потребителей некачественной электроэнергией, это связано с преждевременным старением изоляции, со снижением эффективности использования электрооборудования, а также с его отказом.

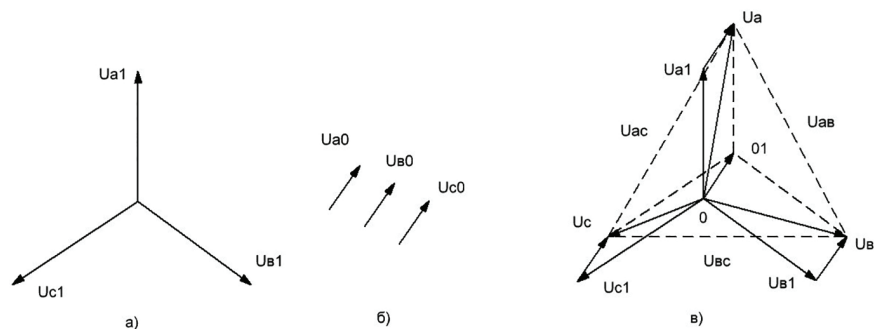


Рис. 1. Влияние напряжения нулевой последовательности на результирующие напряжения:

- а — векторная диаграмма напряжений прямой последовательности;
 б — векторная диаграмма напряжений нулевой последовательности;
 в — векторная диаграмма результирующих напряжений

Например, при несимметрии напряжения в трёхфазной сети появляется напряжение нулевой последовательности, которое приводит к изменению напряжения для однофазных электроприёмников (рис. 1). В этом случае через заземлитель постоянно будут протекать токи нулевой последовательности, что приводит к высушиванию грунта, при этом естественно увеличивается сопротивление заземляющего устройства. Это неприемлемо для надёжной работы релейной защиты и автоматики из-за усиления их воздействия на низкочастотные установки связи, устройства блокировок.

Появление токов нулевой и обратной последовательностей увеличивает общие токи в отдельных фазах электрической сети и, следовательно, приводит к увеличению потерь энергии и мощности в её отдельных элементах, что, с точки зрения нагрева, недопустимо.

Наличие гармонических составляющих тока приводит к недоучёту электроэнергии, обусловленному отрицательной погрешностью счетчиков [4]. Для сбытовых компаний недоучёт электрической энергии может достигать до 4–5 %, а для отдельных счетчиков электрической энергии может составлять 20 % и более.

Такое положение связано, в первую очередь, с отсутствием нормативно-правовых актов и технических регламентов, определяющих процедуру выявления потребителей электрической энергии, ответственных за ухудшение ее качества, определение объема электрической энергии ненадлежащего качества, порядка применения штрафных санкций, признания взаимной ответственности потребителей и субъектов электроэнергетики и т. п. [5].

На сегодняшний день контроль за ПКЭ носит кратковременный, непериодический характер. Это связано с подтверждением соответствия ПКЭ требованиям стандарта и договором субъектов электроэнергетики после поступления жалоб со стороны потребителей электрической энергии или контрольных проверок. Результаты этих кратковременных измерений не отражают реального состояния качества электроэнергии.

Непериодический кратковременный характер измерений ПКЭ не способствует обоснованной разработке мероприятий, направленных как на улучшение ПКЭ, так и на повышение надёжности электроснабжения потребителя [6].

Разработка организационных и технических мероприятий для обеспечения регламентируемых ПКЭ возможна только в случае определения факти-

ческого состояния качества электроэнергии во всех узлах электрической сети.

Решение этого вопроса, а также определение электромагнитной обстановки на электроэнергетических объектах возможно только в случае мониторинга [7, 8].

Мониторинг ПКЭ позволяет накопить статистическую базу по каждому показателю КЭ, в дальнейшем на её основе можно прогнозировать процессы, протекающие в электрической сети, значения показателей качества, рассчитывать уровни надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии, планировать мероприятия для обеспечения надёжного электроснабжения качественной электроэнергией.

Электромагнитные процессы в электрических сетях протекают с большой скоростью, поэтому целесообразно их фиксировать, а после этого производить их обработку и анализ. Таким образом, ПКЭ определяются косвенными измерениями путем обработки статистической информации в форме временных рядов.

Для оперативного управления качеством электрической энергии, а также для повышения точности, информативности, надёжности данных, получаемых при измерении ПКЭ, необходимым условием является непрерывный мониторинг ПКЭ [7]. Только в этом случае возможен контроль ПКЭ в режиме реального времени с целью выполнения корректирующих мероприятий для приведения ПКЭ в соответствие с требованиями Государственного стандарта.

Для создания такой системы мониторинга необходимо решить ряд технических и методических проблем. Технические проблемы связаны, в первую очередь, с метрологическими характеристиками существующих первичных преобразователей — трансформаторов тока и напряжения и точностью средств измерений. Известно, что при измерении ПКЭ в электроустановках выше 1 кВ, необходимо использовать преобразователи напряжения. В качестве преобразователя напряжения обычно выступают находящиеся в эксплуатации электромагнитные трансформаторы напряжения, которые используются как для обеспечения работы устройств релейной защиты и автоматики, так и учёта электроэнергии.

Согласно [3], допускается производить измерения ПКЭ, кроме отклонения частоты, с погрешностью, не превышающей более чем в полтора раза установленную при оснащении электрических сетей трансформаторами напряжения.

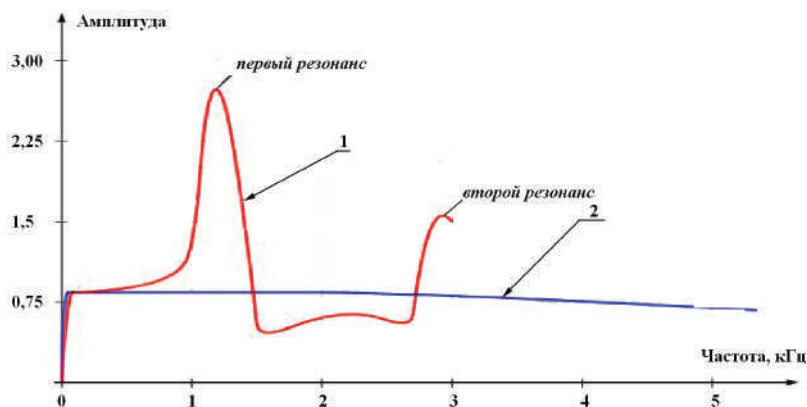


Рис. 2. Сравнительные частотные характеристики:
1 — традиционный трансформатор; 2 — оптический трансформатор

Практика эксплуатации показала, что большинство трансформаторов напряжения 3–35 кВ не подвергаются периодической поверке, а фактическое значение из погрешностей может намного отличаться от требуемых значений [9].

Недостаточно освещены вопросы нормирования и исследования частотных характеристик трансформаторов напряжения, хотя именно передаточная характеристика в большей степени влияет на результат измерений гармонического состава и амплитуд составляющих гармоник напряжения [10].

Анализ зарубежного опыта эксплуатации трансформаторов напряжения показал, что около 30 % трансформаторов напряжения не соответствует требуемому классу точности. В большинстве случаев у трансформаторов напряжения реальная амплитудная погрешность в несколько раз превышает предел допустимой [9].

Похожая картина наблюдается с частотными характеристиками трансформатора напряжения; так, угловая погрешность трансформатора напряжения типа НОМ-10 на частоте 2000 Гц превышает 10 электрических градусов. Емкостные трансформаторы напряжения, применяемые в электрических сетях с напряжением 110 кВ и выше, имеют узкую полосу пропускания в частотном диапазоне около 50 Гц [10].

Таким образом, из-за значительной погрешности трансформаторов напряжения могут быть неправомерно наложены штрафные санкции на потребителя электрической энергии или же эти санкции не будут отражать действительный вклад этого потребителя в ухудшение ПКЭ. В случае отсутствия достоверных результатов мониторинга ПКЭ теряет всякий смысл управление качеством электроэнергии в сетях напряжением выше 1 кВ.

Существует несколько путей решения этой проблемы. Один из них заключается в организации периодических проверок с диагностированием частотных характеристик первичных преобразователей, находящихся на балансе сетевых компаний. Так, для трансформаторов напряжения и тока, используемых для осуществления торговли и расчетов между продавцом и покупателем, установлен межповерочный интервал в 8 лет. Поскольку отсутствуют в достаточном количестве резервные первичные преобразователи больших габаритов и массы, то возникают сложности с их доставкой в стационарные поверочные лаборатории, особенно для классов напряжения 110 кВ и выше [9]. Кроме это-

го, метрологические характеристики трансформаторов напряжения имеют зависимость от параметров и характеристики нагрузки, поэтому возможно использование передвижной поверочной лаборатории [9].

Другой путь заключается в применении первичных преобразователей, принцип работы которых отличен от работы традиционных электромагнитных трансформаторов. В качестве примера приведено сравнение метрологических характеристик традиционных электромагнитных трансформаторов и оптических (табл. 1) (рис. 2).

Методические проблемы связаны с обработкой временных рядов при проведении мониторинга ПКЭ, которые выполняются с применением цифровых методов, основанных на классическом дискретном преобразовании Фурье [11].

Для сокращения времени, необходимого для проведения дискретного преобразования Фурье, используется алгоритм быстрого дискретного преобразования Фурье. Методическая проблема измерения количества и показателей качества электроэнергии связана с реализацией цифровой обработки и передачей данных в масштабе реального времени [12].

Алгоритм быстрого преобразования Фурье занимает монопольное положение среди алгоритмов для спектральной оценки, применяемый в стандартных измерительных системах и комплексах оценки ПКЭ, находящихся в эксплуатации. Вместе с тем известны источники методической погрешности, приводящие к снижению точности результатов гармонического анализа и к их качественному искажению [13].

Главным недостатком алгоритмов Фурье является ограниченность частотного разрешения и недостаточная точность оценки частоты отдельных гармонических компонент. В первом случае — это разрешающая способность разделения двух спектральных составляющих с близкими частотами, а во втором — правильность определения частоты обособленной гармонической компоненты. Для повышения точности проведения БПФ применяется ряд дополнительных математических операций. Так, для исключения эффекта рассеяния выполняется синхронизация частоты дискретизации с частотой исследуемого сигнала, дополнение нулями исходной выборки анализируемого сигнала либо применяются временные или спектральные окна. Эффективным средством уменьшения спектральных утечек является также применение оконных

Сравнение метрологических характеристик электромагнитных и оптических измерительных трансформаторов

Метрологическая характеристика	Традиционные	Оптические
1. Класс точности	ТТ-0.2S/ТН-0.2/5Р	
2. Динамический диапазон, в котором сохраняется класс точности	ТТ (1 % – 120 %) $I_{ном}$ ТН (80 % – 120 %) $U_{ном}$	ТТ (0,2 % – 200 %) $I_{ном}$ ТН (50 % – 200 %) $U_{ном}$ Перенастраиваемые пользователем коэффициенты трансформации по току и напряжению
3. Ширина полосы пропускания	Не нормируется. Ёмкостные ТН имеют значительную неравномерность амплитудно-частотной характеристики, вызванную наличием компенсирующего реактора. Частотная характеристика электромагнитных ТН имеет резонансные пики в области частот 1000 – 1600 Гц.	Линейность амплитудно-частотной в диапазоне от 30 Гц до 5 кГц позволяет осуществить контроль качества электрической энергии с возможностью оценки до 100 гармонических составляющих напряжения и тока в высоковольтных цепях. Сравнительные частотные характеристики трансформаторов приведены на рис. 2
4. Требования по точности измерения гармонических составляющих для систем измерения	Не нормируется	Нормируется в соответствии со стандартами IEC 60044-7 и IEC 60044-8 Гармоники: По току По углу 2 – 4 2 % 2° 5 – 6 4 % 4° 7 – 9 8 % 8° 11 – 13 16 % 16°
5. Требования по точности измерения гармонических составляющих для систем защиты	Не нормируется	Нормируется в соответствии со стандартами IEC 60044-7 и IEC 60044-8 Гармоники: По току По углу 1/3 (16,7 – 20 Гц) 10 % 10° 2 – 5 10 % 10°
6. Погрешность токовых трансформаторов, связанная с изменением первичного тока и нелинейностью амплитудной характеристики	В области малых токов ($I_{раб} < 20 \% I_{ном}$) статические погрешности ТТ в зависимости от условий эксплуатации, могут достигать от десятых долей процента до единиц процентов	Погрешности вторичных цепей нормируются величиной 0,25 %. Погрешности трансформаторов, обусловленные несбалансированностью нагрузки, могут достигать значения 0,2 %
7. Погрешности, связанные с характеристиками вторичных нагрузок трансформаторов и вторичных цепей тока и напряжения	Амплитудная характеристика линейна в диапазоне токов (0,2 % – 200%) $I_{ном}$	Для оптических трансформаторов длина вторичных цепей ограничена расстоянием от комплекта электроники до панели учёта. Наличие цифрового интерфейса в трансформаторах устраняет потери, связанные с дополнительными погрешностями вторичных цепей и влиянием вторичных нагрузок на точностные характеристики трансформаторов
8. Дополнительные погрешности измерений	Повышенный тангенс диэлектрических потерь и ухудшенные переходные характеристики ёмкостных ТН. Погрешность 10 % вторичного напряжения, вызванная остаточным уровнем при внезапных КЗ в первичной сети в течение одного периода промышленной частоты	Минимальное воздействие на линию вследствие отсутствия потерь в трансформаторах. Обеспечивают улучшенную переходную характеристику, обусловленную расширенным динамическим диапазоном и полосой пропускания

функций в соответствии с интерполяционным алгоритмом.

Однако эти способы не обеспечивают увеличения частотного разрешения. Применение временных или спектральных окон позволяет уменьшить эффект рассеяния вследствие ухудшения частотного разрешения (в связи с исключением части информации об анализируемой функции), а при дополнении исходной выборки нулями увеличивается избирательность оценивания частот узкополосных

спектральных пиков вследствие уменьшения неравномерности амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) и, соответственно, погрешностей, связанных с ее неравномерностью.

Решение этой проблемы заключается в применении вейвлет-анализа для анализа временных рядов [14, 15]. Так, вейвлет-декомпозиция осуществляет преобразование сигнала в двухмерную область, при этом имеется возможность получения частотных компонент с их одновременным расположением

на временной оси. Полученные при вейвлет-анализе коэффициенты в дальнейшем можно использовать при анализе ПКЭ в случае возникновения различных видов искажений исследуемого сигнала, получаемого с первичных преобразователей напряжения и (или) тока.

Вывод. Таким образом, решение проблемы контроля и анализа ПКЭ в сетевых и энергосбытовых компаниях возможно в случае организации при проведении периодической поверки измерения частотных характеристик измерительных трансформаторов на месте их эксплуатации. При выявлении больших погрешностей принимать решение о замене традиционных измерительных трансформаторов на измерительные трансформаторы с другим принципом работы, например, оптические. В случае невозможности замены измерительных трансформаторов, а также для выявления и измерения интергармоник и субгармоник тока и напряжения, дискретное вейвлет-преобразование позволяет разработать алгоритмы идентификации искажений.

Библиографический список

1. О некоторых мерах по повышению энергетической эффективности российской экономики: Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889. URL: <http://www.rg.ru/2008/06/07/ukaz-dok.html> (дата обращения: 15.11.2017).
2. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009, № 1715-р. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054 (дата обращения 15.11.2017).
3. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014–07–01. М.: Стандартинформ, 2014. 19 с.
4. Степанов В. М., Базыль И. М. Влияние высших гармоник в системах электроснабжения предприятия на потери электрической энергии // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2013. № 12–2. С. 27–31.
5. Праховник А. В., Денисенко Н. А., Волошко А. В. К вопросу измерения и оценки показателей качества электрической энергии // Энергетика и электрификация. 2012. № 3. С. 21–27.
6. Кузнецов Н. М., Семенов А. С. Разработка системы мониторинга для измерения показателей качества электроэнер-

гии на горных предприятиях // Фундаментальные исследования. 2013. № 4–2. С. 295–299.

7. Белицын И. В. Мониторинг магнитного поля воздушных линий электропередач на основе ИИС блочно-модульной конструкции // Ползуновский вестник. 2011. № 2–2. С. 56–65.

8. Broomhead D. S., King G.P. Extracting qualitative dynamics from experimental data // Physica D. 20. 1986. P. 217–236. DOI: 10.1016/0167-2789(86)90031-X.

9. Ярославский В. Н., Гамазов Ю. А. Об организации периодической поверки измерительных трансформаторов // Электротехника. 2000. № 9. С. 44–48.

10. Лымарь О. В., Широков О. Г. Анализ существующего метода измерения частотных свойств трансформаторов напряжения, используемых для контроля показателей качества электроэнергии // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. 2004. №1. С. 41–46.

11. Vautard R., Yiou P., Chil M. Singular – spectrum analysis: A toolkit for short, noisy chaotic signals // Physica D. 58. 1992. P. 95–126.

12. Волошко А. В. К вопросу мониторинга показателей качества электрической энергии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. № 3. С. 76–85.

13. Воробьев В. И., Грибунин В. Г. Теория и практика вейвлет-преобразования. СПб.: ВУС, 1999. 204 с.

14. Астафьева Н. М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // Успехи физических наук. 1996. Т. 166, № 11. С. 1145–1170. DOI: 10.3367/UFN.0166.199611a.1145.

15. Павлов А. Н., Филатова А. Е., Храмов А. Е. Цифровая фильтрация и частотно-временной анализ нестационарных сигналов на основе вейвлетов и эмпирических мод // Радиотехника и электроника. 2011. Т. 56, № 9. С. 1099–1099.

БЕЛИЦЫН Игорь Владимирович, кандидат педагогических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Алтайского государственного технического университета им. И. И. Ползунова, г. Барнаул.

Адрес для переписки: b_i_w@mail.com

РЫСЕВ Дмитрий Валерьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрическая техника» Омского государственного технического университета.

Адрес для переписки: rysev_dmitry@list.ru

Статья поступила в редакцию 21.11.2017 г.

© И. В. Белицын, Д. В. Рысев

ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВНОГО ЭЛЕМЕНТА С ПРОТОНООБМЕННОЙ МЕМБРАНОЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ КОНЦЕНТРАЦИИ ВОДОРОДА

В статье проведено математическое моделирование топливных элементов с протонообменной мембраной (ПОМТЭ). Исследованы влияния изменений параметров топливного элемента с протонообменной мембраной на его выходные характеристики. Анализ данных, полученных при моделировании данных, позволит сделать выводы о характере и степени влияния каждого из изменяемых параметров. Рассмотрены вольт-амперная характеристика ПОМТЭ и ее основные области. Представлена математическая модель, описывающая электрические свойства топливного элемента. Для моделирования была разработана имитационная модель в программной среде Matlab/Simulink. С помощью модели исследована реакция выходных характеристик ПОМТЭ на изменение одного из основных входных параметров.

Ключевые слова: топливный элемент, ПОМТЭ, моделирование.

В современном мире с каждым годом усиливаются тенденции к переходу на экологически чистые источники энергии. Это объясняется тем, что использование привычных источников энергии наносит непоправимый вред экологии планеты. Также традиционные источники энергии являются невозобновляемыми и когда-нибудь иссякнут. Таким образом, все больше внимания уделяется развитию альтернативной энергетики и увеличению объемов генерации энергии альтернативными источниками. Одним из перспективных направлений в альтернативной энергетике являются водородные топливные элементы. Хотя они также относятся к невозобновляемым источникам энергии, топливные элементы отличаются высокой экологичностью и неиссякаемостью топливного ресурса, так как водород — это один из самых распространенных элементов на Земле. Топливные элементы, в сравнении с другими источниками электроэнергии, более экологически чистые, а благодаря диапазону мощностей от нескольких ватт до нескольких мегаватт, отличаются и широчайшим спектром своего применения. В настоящее время топливные элементы нашли широкое распространение в транспортных средствах [1]. Поскольку топливный элемент как источник энергии открыт сравнительно недавно, то изучение режимов его работы и параметров влияния на его выходные характеристики целесообразно для улучшения производительности топливного элемента, что впоследствии приведет к снижению стоимости вырабатываемой им энергии [1–2].

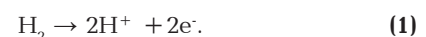
Топливный элемент — это источник энергии, вырабатывающий ее в процессе химической ре-

акции. Процесс химической реакции происходит на пористых электродах. Атомы топлива (водород, или водородсодержащее вещество), поступающего на анод, делятся на протоны и электроны. Электроны двигаются по внешней цепи к катоду, создавая постоянный электрический ток. Протоны движутся к катоду, проходя через электролит. На катоде происходит восстановительная реакция, протоны и электроны соединяются с окислителем (кислород или обычный воздух) с образованием воды. Продуктами данной реакции являются тепло и водяной пар.

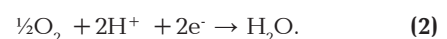
На рис. 1 приведена принципиальная схема работы ТЭ с протонообменной мембраной [3].

Реакции, происходящие в ячейке, могут быть описаны с помощью следующих выражений:

На аноде:



На катоде:



Суммарная реакция в ПОМТЭ:



Основной характеристикой топливного элемента является его поляризационная кривая. Поляризационная кривая топливного элемента — это зависимость напряжения топливного элемента от его тока. Данную зависимость можно разделить на три

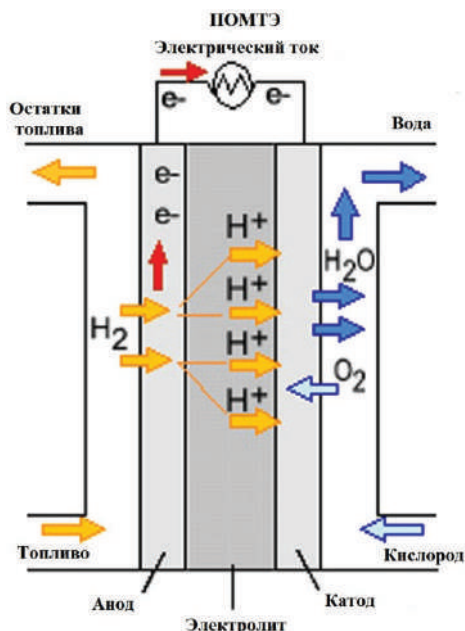


Рис. 1. Принципиальная схема ТЭ с протонообменной мембраной

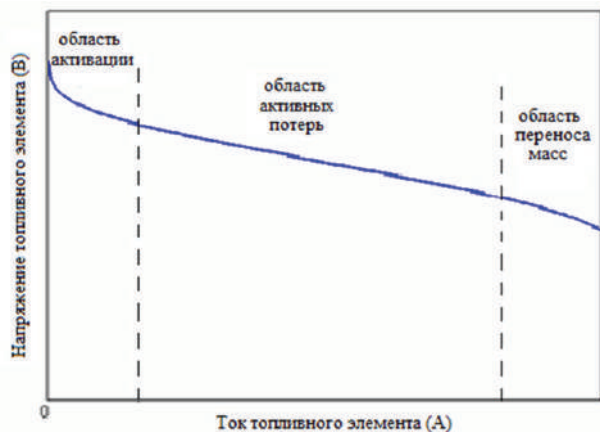


Рис. 2. Типовая поляризационная кривая топливного элемента [4]

основные области, которые влияют на общую поляризацию: область активации, омическая область (область активных потерь) и область концентрации (область переноса масс) (рис. 2).

Поляризация активации. Поляризация активации показывает падение напряжения активации на анодных и катодных электродах. Это падение вызвано медленными реакциями на поверхности электродов, которое рассчитывается по формуле:

$$V_{act} = -[\xi_1 + \xi_2 T + \xi_3 T \ln(C_{O_2}) + \xi_4 T \ln(I_{FC})], \quad (4)$$

где ξ_1, ξ_2, ξ_3 и ξ_4 — параметры, соответствующие V_{act} , а C_{O_2} — скорость концентрации кислорода на поверхности катализатора, которую можно описать следующим выражением:

$$C_{O_2} = \frac{P_{O_2}}{5,08 \cdot 10^6 \exp\left(-\frac{498}{T}\right)}. \quad (5)$$

Омическая поляризация. Омическая поляризация показывает, что омическое падение напряжения происходит из-за резистивных потерь в ячейке, которые вызваны сопротивлением, препятствующим движению электронов и ионов.

Омическое падение напряжения может быть определено следующим образом:

$$V_{ohmic} = I_{FC} (R_M + R_C), \quad (6)$$

где I_{FC} — ток топливного элемента; R_C — сопротивление электродов топливного элемента движению электронов, это постоянная величина; R_M — сопротивление мембраны топливного элемента движению ионов, которое можно вычислить по [5]:

$$R_M = \rho_M \left(\frac{1}{A}\right), \quad (7)$$

$$\rho_M = \frac{1816 \left(1 + 0,03 \left(\frac{I_{FC}}{A}\right) + 0,062 \left(\frac{T}{303}\right)^2 \cdot \left(\frac{I_{FC}}{A}\right)^{25}\right)}{\left(\left(\varphi - 0,634 - 3 \left(\frac{I_{FC}}{A}\right)\right) \exp\left(4,18 \left(\frac{T - 303}{T}\right)\right)\right)}, \quad (8)$$

где ρ_M — удельное сопротивление клеточной мембраны, Ом·см; A — активная площадь ячейки, см²; а l — толщина мембраны, см.

Поляризация концентрации. Поляризация концентрации показывает падение напряжения из-за снижения плотности реакционных материалов, которое называется массовыми транспортными потерями. Для определения модели падения напряжения при массопереносе или падения напряжения концентрации необходимо получить максимальную плотность тока (J_{max}).

Падение напряжения, соответствующее массовому переносу, может быть рассчитано по [6]:

$$V_{con} = -B \ln\left(1 - \frac{J}{J_{max}}\right), \quad (9)$$

где B — постоянная величина, $B = RT / 2F$, а J — плотность тока в ячейке.

Учитывая падения напряжения на всех топливных элементах для n ячеек, которые соединены последовательно для формирования стека, выходная мощность стека топливного элемента определяется следующим образом:

$$P_{FC} = N_{FC} \cdot V_{FC} \cdot I_{FC}, \quad (10)$$

где N_{FC} представляет количество ячеек в стеке, а V_{FC} и I_{FC} — напряжение и ток топливного элемента соответственно.

Перечисленные факторы отрицательно влияют на кривую поляризации и не позволяют достигнуть ей идеальных значений.

Таким образом, выходное напряжение топливного элемента можно описать следующим выражением:

$$V_{FC} = E_{nernst} - V_{act} - V_{ohmic} - V_{con}, \quad (11)$$

где V_{act} , V_{ohmic} и V_{con} — напряжение активации, омическое и концентрационное падение напряжения [7].

E_{nernst} — это напряжение разомкнутой цепи без потерь в топливном элементе. Оно может быть рассчитано следующим образом:

$$E_{\text{nerst}} = 1,229 - 0,85 \cdot 10^{-3}(T - 298,15) + 4,3085 \cdot 10^{-5} [\ln(P_{\text{H}_2}) + 0,5 \ln(P_{\text{O}_2})], \quad (12)$$

где T — рабочая температура топливного элемента, °K; P_{H_2} и P_{O_2} — парциальное давление водорода и кислорода, атм.

Ток топливного элемента I_{FC} может быть определен как функция скорости потока водорода в FC и могут быть получены следующим образом:

$$I_{\text{FC}} = \left(\frac{2F}{N_{\text{FC}}} \right) \cdot \left(\frac{W_{\text{H}_2}}{M_{\text{H}_2}} \right), \quad (13)$$

где W_{H_2} — молярный расход водорода, подаваемый к топливному элементу; M_{H_2} представляет собой молярную массу водорода; F — постоянная Фарадея, C/kmol.

Для имитационного моделирования работы топливного элемента на постоянную нагрузку и исследования реакции его рабочих характеристик на изменение ключевых параметров была разработана расчетная количественная модель в программной среде MATLAB/Simulink. Собранный модель представлена на рис. 3.

Номинальное напряжение топливной ячейки 45 Vdc подается на преобразователь напряжения. Преобразователь увеличивает напряжение до 100 Vdc, после чего напряжение подается на постоянную нагрузку с постоянной времени 1 сек. Номинальная мощность установки составляет 6 кВт.

Результаты экспериментов. Отличительной особенностью топливных элементов с протонообменной мембраной представляется их повышенная требовательность к качеству потребляемого топлива. Для данной модели номинальным значением является содержание водорода в топливе на уровне

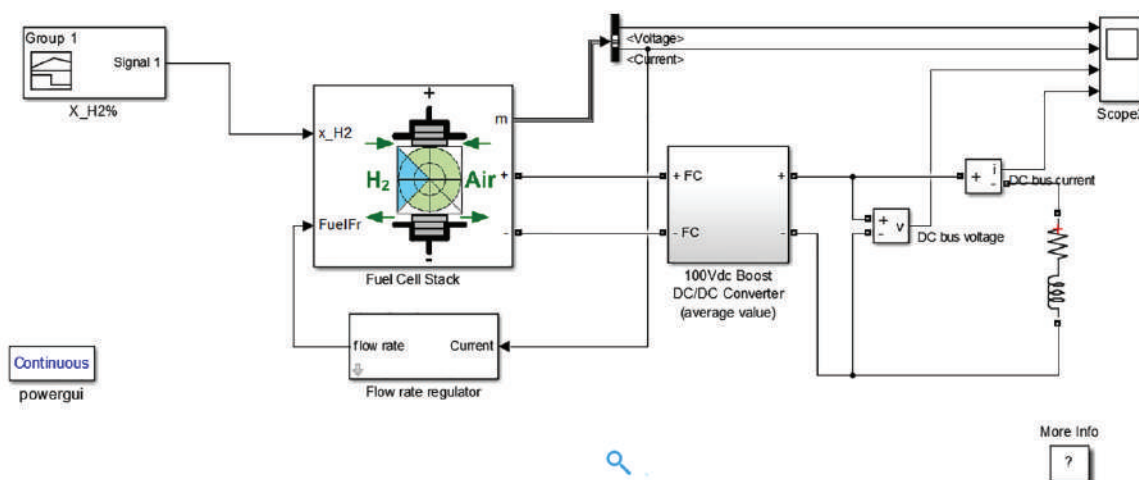


Рис. 3. Имитационная модель работы топливного элемента

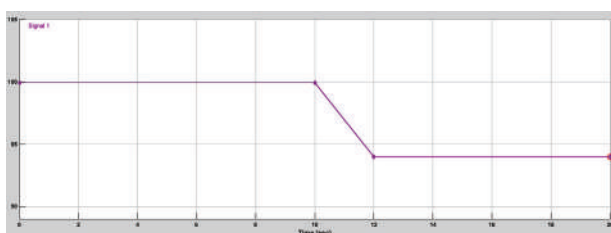


Рис. 4. Вводной сигнал, отвечающий за концентрацию водорода в топливе на всем этапе моделирования

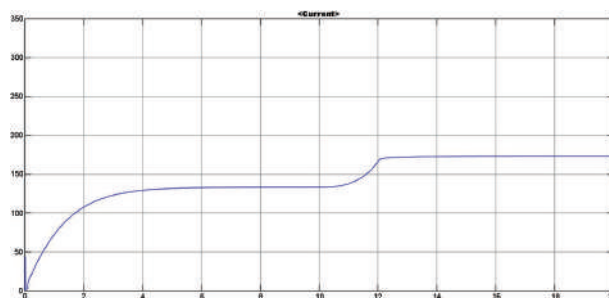


Рис. 6. график тока на выходе топливного элемента от времени при концентрации водорода в топливе 94 %

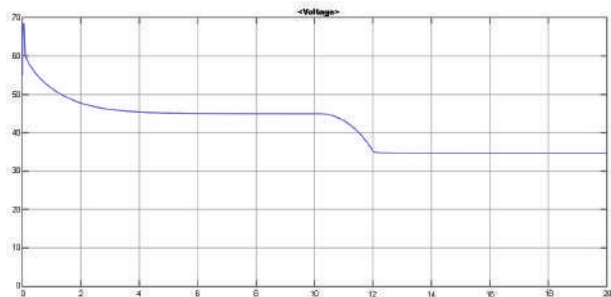


Рис. 5. График напряжения на выходе топливного элемента от времени при концентрации водорода в топливе 94 %

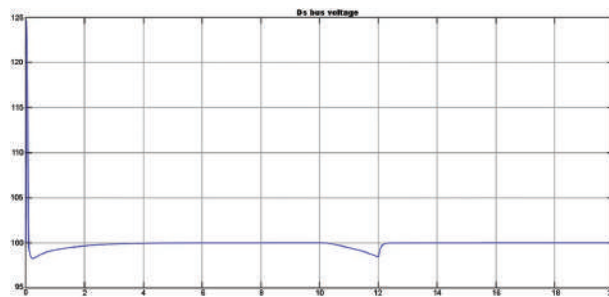


Рис. 7. График напряжения на выходе преобразователя напряжения от времени при концентрации водорода в топливе 94 %

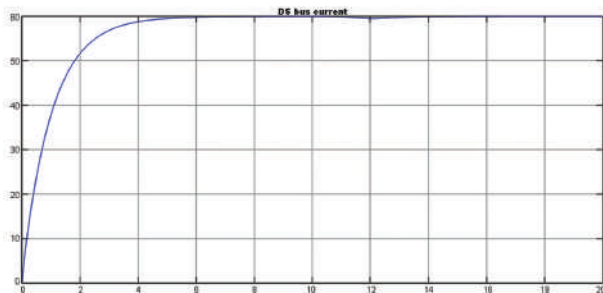


Рис. 8. График тока на выходе преобразователя напряжения от времени при концентрации водорода в топливе 94 %

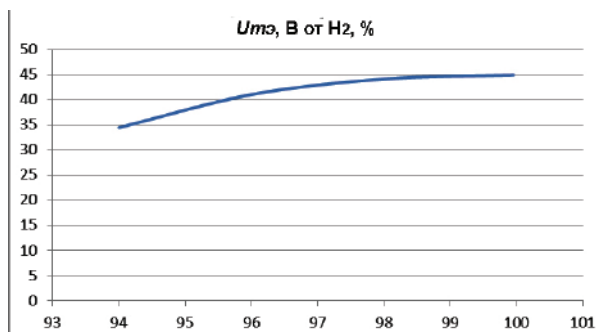


Рис. 9. График изменения напряжения от концентрации водорода

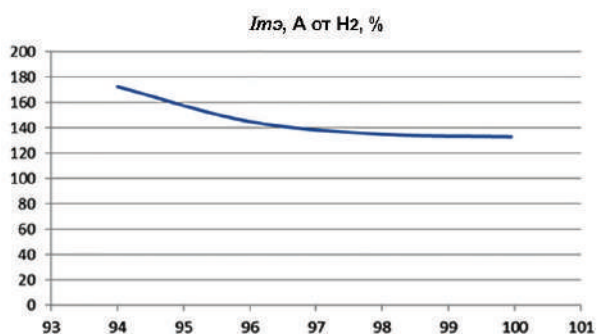


Рис. 10. График изменения тока от концентрации водорода

не 99,95 %. Это фактически чистый водород. Далее проводился ряд экспериментов по изучению влияния снижения концентрации водорода в топливе на выходные характеристики. Для этого задавался вводной сигнал, отвечающий за концентрацию водорода в топливе на всем этапе моделирования (рис. 4).

Как видно из изображения, до десятой секунды в топливный элемент поступало топливо с номинальным значением концентрации. В интервале 10–12 с происходит изменение концентрации до необходимого для исследования значения. После чего топливный элемент продолжает работу при новой концентрации топлива до конца моделирования.

Таким образом, топливный элемент может сохранять функциональную работоспособность

при снижении концентрации водорода в топливе до уровня в 94 %. На рис. 5–8 показаны графики токов и напряжений, полученные при данной концентрации.

На рис. 9–10 изображены зависимости выходных токов и напряжений от изменения концентрации водорода в топливе от номинального до минимального значения.

Выводы. В статье описаны результаты имитационного моделирования топливного элемента с протонообменной мембраной. Разработана имитационная модель топливного элемента. Исследовано влияние изменения концентрации водорода в топливе на выходные характеристики топливного элемента. Выявлено, что изменение концентрации водорода в топливе возможно только в достаточно узком диапазоне (99,95–94 %). Выход за этот предел создаст аварийный режим работы и рост тока до 2,5 кА.

Библиографический список

1. Belmokhtar K., Hammoudi M., Doumbia M. L. [et al.]. Modeling and fuel flow dynamic control of proton exchange membrane fuel cell // Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013. Fourth International Conference on. IEEE, 2013, P. 415–420. DOI: 10.1109/PowerEng.2013.6635643.
2. Hdhnel C., Aul V., Horn J. Power efficient operation of a PEM fuel cell system using cathode pressure and excess ratio by nonlinear model predictive control // Control Conference (ECC), 2015 European. IEEE, 2015. P. 3340–3345.
3. Беляев П. В., Подберезкин Д. А. Применение топливных элементов с протонообменной мембраной // Вестник науки и образования. 2016. № 5. С. 17.
4. Belyaev P. V., Mischenko V. S., Podberезkin D. A. [et al.]. Simulation modeling of proton exchange membrane fuel cells // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics), 2016. IEEE, 2016. P. 1–5. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7818980.
5. Титов В. Г., Абрамов С. В. Симулятор характеристик топливных элементов на базе полупроводникового преобразователя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2007. Т. 311, № 4. С. 99–103.
6. Najafzadegan H., Zarabadipour H. Control of voltage in proton exchange membrane fuel cell using model reference control approach // Int. J. Electrochem. Sci. 2012. Vol. 7. P. 6752–6761.
7. Nowdeh S. A., Ghahnavieh A. R., Shojaei H. Reliable Designing of Stand-alone PV/FC Hybrid System // Majlesi Journal of Electrical Engineering. 2012. Vol. 7, Issue 2. P. 41–47.

БЕЛЯЕВ Павел Владимирович, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электрическая техника».

ПОДБЕРЕЗКИН Дмитрий Анатольевич, аспирант кафедры «Электрическая техника».

ЭМ Роман Артурович, студент группы Э-145 энергетического института.

Адрес для переписки: roman_am96@mail.ru

Статья поступила в редакцию 07.11.2017 г.

© П. В. Беляев, Д. А. Подберезкин, Р. А. Эм

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

Производственное объединение
«Электроточприбор»,
г. Омск

Радиозавод им. А. С. Попова (РЕЛЕРО),
г. Омск

Компания Solar Siberia,
г. Омск

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОМСКОМ РЕГИОНЕ

Проведен анализ возможности применения альтернативных источников электроэнергии в Омском регионе. Представлены характеристики систем на основе альтернативных источников электроэнергии. Произведено исследование применимости возобновляемых источников электроэнергии в решении проблем потребителей.

Ключевые слова: альтернативные источники электроэнергии, фотоэлектрическая станция, ветроэнергетическая станция, дизель-генераторная установка, автономная гибридная электростанция.

Работа выполнена при поддержке гранта МК-5098.2016.8.

Отключение электричества — распространенная проблема в мире [1] (рис. 1). Сбои в подаче электроэнергии в России случаются регулярно с разницей по длительности отключения от нескольких часов до нескольких месяцев (в городах-миллионниках и на удаленных территориях соответственно).

Частые и длительные отключения или полное отсутствие электроэнергии приводят потребителя к поиску альтернативных решений для обеспечения бесперебойной работы систем электроснабжения.

Рассмотрим состав альтернативных систем электроснабжения.

Фотоэлектрические электростанции. Основным источником электроэнергии в данных системах являются солнечные батареи (далее — СБ). Наиболее известны три технологии изготовления СБ [2]: монокристаллические, поликристаллические и аморфные (микроморфные). Они отличаются технологией изготовления, процентным содержанием кремния, КПД, мощностью, условиями работы и стоимостью (сравнение параметров СБ приведено в табл. 1 [3, 4]). Наиболее продуктивными являются монокристаллические СБ, поскольку кремний, используемый при их изготовлении, высокой степени очистки (99,999 %), что способствует увеличению КПД (до 22 %) и стоимости. Более бюджетным вариантом

являются поликристаллические модели, для изготовления которых используется кремний как продукт вторсырья. КПД таких панелей ниже (до 18 %) [2]. С еще более низким КПД — аморфные СБ [2]. Их стоимость еще ниже, для изготовления используется «техника испарительной фазы»: тонкая пленка кремния при этом методе осаждается на несущий материал и защищается покрытием. Такие СБ выпускаются в исполнении «double glass», в отличие от стандартных моно- и поликристаллических. В качестве достоинств можно отметить независимость от угла установки и места расположения относительно солнечного света: такие СБ незначительно снижают выработку при затенении и продолжают работать в любых погодных условиях в отличие от моно- и поликристаллических моделей, которые в случае затенения небольшого участка могут значительно снизить вырабатываемую мощность. В этом году появились гетероструктурные модули, которые содержат в себе достоинства монокристаллических и аморфных СБ: у них более высокий КПД (22 %), чем у аморфных, они работают при любых погодных условиях, незначительно снижают выработку при затенении и меньше по стоимости, чем монокристаллические. Мощность одного модуля составляет 300–320 Вт [5].



Рис. 1. Средняя продолжительность отключений электроэнергии по странам в год [1]

Таблица 1

Сравнительная таблица солнечных батарей [8, 9]

Производитель/марка	Тип СБ	Размер, мм	Цена, руб.	Мощность, Вт	Диапазон рабочих температур
Hevel/130 HVL-3	Микроморфные	1300×1100×6,8	4875	130	– 40... + 85
One Sun/250	Поликристаллические	1640×992×40	9050	250	– 40... + 85
Exmork/12 Mono	Монокристаллические	1140×670×35	6900	100	– 50... + 90
Exmork/12 Poly	Поликристаллические	1482×670×35	8900	150	– 50... + 90
FSM/-100 Mono	Монокристаллические	1193×543×35	6300	100	– 40... + 85
FSM/-160 Mono	Монокристаллические	1482×674×35	10700	160	– 40... + 85
FSM/-200 Poly	Поликристаллические	1476×667×35	12300	200	– 40... + 85
Sunways/ФСМ-100FB	Монокристаллические	1060×540×3	13400	100	– 40... + 80
Sunways/ФСМ-150FB	Монокристаллические	1310×665×3	19100	150	– 40... + 80
Sunways/ФСМ-100M	Монокристаллические	1195×541×30	5400	100	– 40... + 85
Sunways/ФСМ-100P	Поликристаллические	1010×676×35	4400	100	– 40... + 85
JASolar 260P	Поликристаллические	1650×991×40	16920	260	– 40... + 85
Axitec 260 P	Поликристаллические	1640×992×40	19450	260	– 45
Axitec 260 M	Поликристаллические	1640×992×40	22800	260	– 45

Фотоэлектрические электростанции (далее — ФЭС) подразделяют на сетевые, автономные или в составе АГЭУ, каждая из которых предназначена для решения определенных задач.

Наиболее простым в подборе, монтаже и использовании вариантом является сетевая фотоэлектрическая станция (далее СФЭС). СФЭС позволяет уменьшить потребление электричества от сети, состоит из массива СБ и сетевого инвертора (рис. 2). СФЭС вырабатывает электроэнергию в светлое время суток и передает потребителям, не накапливая ее. Поскольку в составе системы не используются аккумуляторы, ее стоимость значительно ниже, чем стоимость автономной фотоэлектрической станции.

Из достоинств также можно отметить, что СФЭС не зависит от характера нагрузки и мощ-

ности потребления, что расширяет возможности ее применения. Однако такая система неэффективна в районах с систематическими и/или длительными отключениями: сетевой инвертор предусмотрен для совместной работы с основным источником электроэнергии.

Использование СФЭС позволяет сократить расходы на электроэнергию от сети в случае высокого тарифа на электроэнергию в регионе планируемого места установки. Так, расчет экономической целесообразности установки СФЭС в Хабаровском крае, при тарифе 20 рублей за кВтч, проведенный компанией Solar Siberia (г. Омск), показала свою целесообразность уже через три года эксплуатации!

Автономная фотоэлектрическая станция (далее — АФЭС) предназначена для электроснаб-

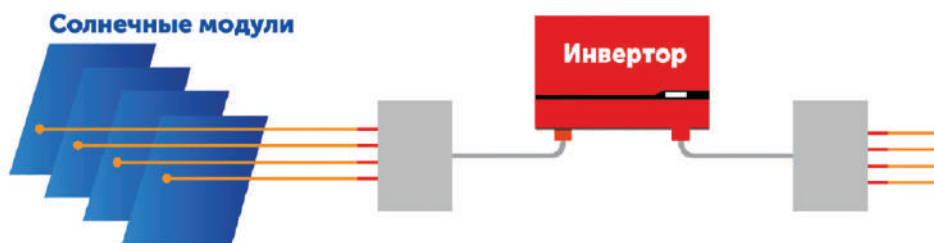


Рис. 2. Состав СФЭС

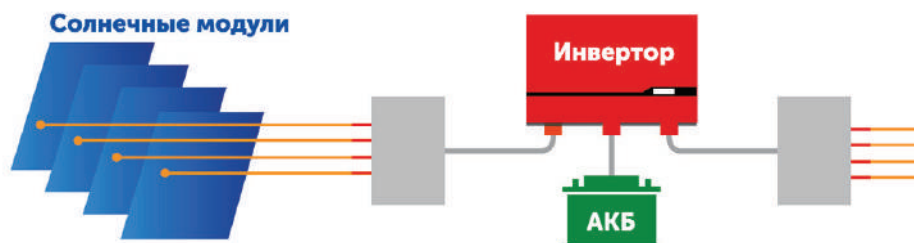


Рис. 3. Состав АФЭС

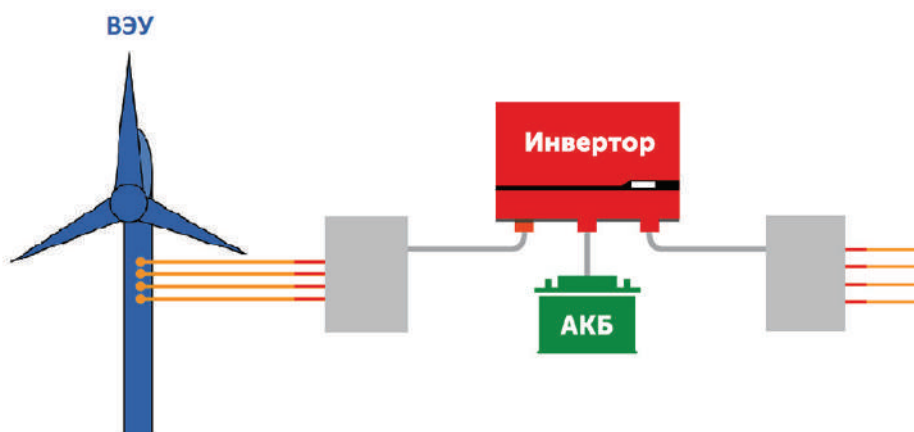


Рис. 4. Состав ВЭС

жения изолированных объектов. АФЭС состоит из массива солнечных батарей, блока аккумуляторов, инвертора и контроллера заряда (рис. 3).

АФЭС вырабатывает электроэнергию в светлое время суток и накапливает ее в аккумуляторы (АКБ). Выработка АФЭС отличается в ясные и пасмурные дни и зависит от времени года. Для построения системы круглогодичного электроснабжения возможна совместная комплектация АФЭС с дизель-генераторной установкой — АГЭУ (рассмотрена ниже).

АФЭС применяются в регионах с наиболее равномерной инсоляцией и предназначены для электроснабжения объектов в регионах, где нет централизованного электроснабжения: затраты на присоединение к сети для удаленной территории (затраты на проект, монтаж опор, прокладки воздушной линии и т.д.) могут значительно превышать стоимость оборудования для АФЭС класса люкс.

Ветровая электрическая станция. Переработка энергии воздушного потока в электроэнергию возможна только в определенном диапазоне скоростей ветра. Существует два типа ветроэнергетических

установок (далее — ВЭУ): с вертикальной и горизонтальной осью вращения.

ВЭУ с вертикальной осью вращения применяются в регионах с низкой стартовой скоростью ветра (для ВЭУ с горизонтальной осью вращения стартовая скорость ветра больше в 1,5–2 раза и зависит от сравниваемых моделей). Номинальная скорость ветра для нормальной работы генератора в среднем составляет 7 м/с.

ВЭУ с горизонтальной осью вращения наиболее популярны, поскольку обладают более высоким КПД (до 42 %) [6], однако их существенным недостатком является зависимость от направления ветра и, как следствие, существенное снижение мощности при отклонениях от нормального значения.

ВЭУ с вертикальной осью вращения показали свою эффективность при низкой стартовой скорости ветра, не зависят от направления ветра, просты и надежны в конструктивном исполнении, обладают меньшей массой корпуса, низким уровнем шума и радиопомех. Однако проблемы с самозапуском и низкий КПД являются его существенными недостатками.

Динамика изменения цен на топливо в рублях [3]

Тип топлива	Стоимость сейчас, руб./л	Стоимость неделю назад, руб./л (%)	Стоимость месяц назад, руб./л (%)	Стоимость год назад, руб./л (%)
Бензин 92	37,85	+0,05 (0,13)	+0,20 (0,53)	+2,65 (7,53)
Бензин 95	40,75	+0,06 (0,15)	+0,25 (0,62)	+2,55 (6,68)
Бензин 98	46,29	+0,19 (0,41)	+0,29 (0,63)	+2,64 (6,05)
Дизель	38,40	+0,05 (0,13)	+0,25 (0,66)	+2,80 (7,87)
Газ	16,50	+0,00 (0,00)	+0,00 (0,00)	+0,00 (0,00)

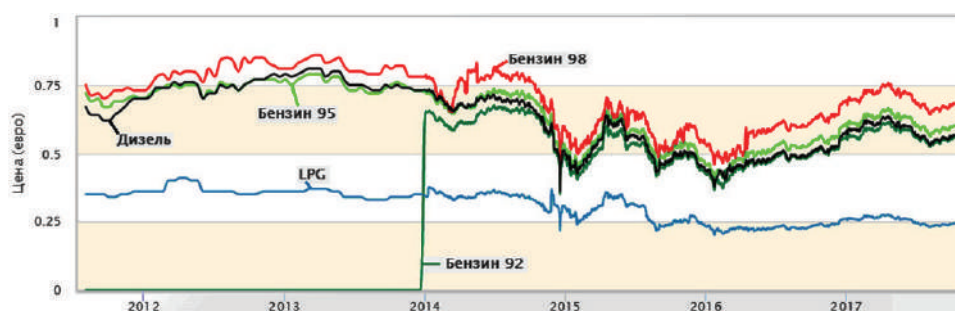


Рис. 5. Динамика изменения цен на топливо в евро [3]



Рис. 6. Динамика изменения цен на топливо в рублях [3]

Ветровая электрическая станция (далее — ВЭС) обеспечивает потребителей электроэнергией в случае отсутствия подключения к электросети. ВЭС состоит из ветроэнергетической установки, блока аккумуляторов, инвертора и контроллера заряда [7] (рис. 4).

ВЭС вырабатывает электроэнергию при наличии достаточной для запуска ВЭУ скорости ветра и накапливает энергию в аккумуляторы (АКБ).

Поскольку мощность, вырабатываемая ВЭС, непостоянна и зависит от скорости, а в случае горизонтального расположения — от оси вращения и от направления ветра, даже значительный запас по мощности ВЭС не гарантирует стабильной работы системы электроснабжения. Применение ВЭС оправданно в регионах с постоянными и сильными ветрами, в остальных случаях — только как дополнительный источник электроэнергии.

Дизель-генераторная установка. Дизель-генераторная установка (далее — ДГУ) является самым простым и наименее затратным, с точки зрения первоначальных вложений в систему, вариантом

энергообеспечения [8]: модель подбирается в зависимости от потребления, режима работы, места установки. Однако их эксплуатация связана с рядом проблем:

- постоянные затраты на топливо;
- затраты на транспортировку топлива;
- необходимость регулярного обслуживания (если ДГУ — единственный источник);
- для построения устойчивой системы электроснабжения необходимо использование двух (и более) ДГУ, работающих попеременно или «каскадами» (при возрастании мощности — включается дополнительный ДГУ).

Постоянные денежные вложения в расходное топливо — одна из основных проблем в эксплуатации ДГУ. Стоимость топлива с каждым годом увеличивается в среднем по России на 7,87 % [9] (табл. 2, рис. 5, 6), что, как следствие, приводит к удорожанию эксплуатации станции.

Применение ДГУ целесообразно в случаях частых, но недлительных отключений: когда стоимость источника бесперебойного питания неоправдатель-

1. **Блок-контейнер, в котором размещены: генератор, аккумулятор и инвертор**
2. **Фотоэлектрическая система – массив фотоэлектрических модулей**

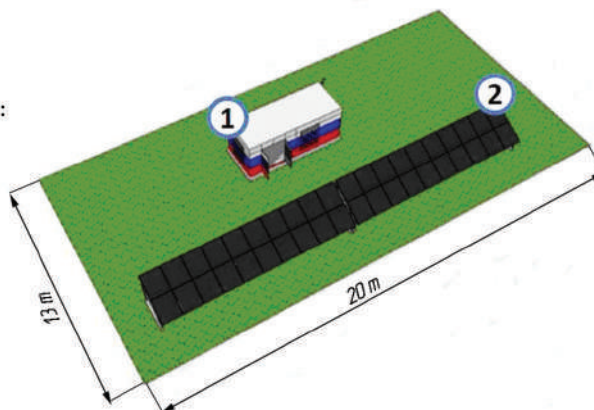


Рис. 7. Макет АГЭУ

но высока. В остальных случаях стоит рассмотреть менее затратные по эксплуатации решения.

Автономная гибридная электроустановка. Автономная гибридная электроустановка (далее — АГЭУ) предназначена для энергообеспечения изолированных объектов и труднодоступных районов.

АГЭУ состоит из солнечных батарей, инвертора, массива аккумуляторов и ДГУ (рис. 7) [10]. В дневное время обеспечение потребителей электроэнергией осуществляется за счет солнечных батарей, если этой энергии недостаточно, а также во время суточных увеличений потребления используется ДГУ; аккумуляторные батареи обеспечивают потребителя накопленной электроэнергией в ночные часы.

АГЭУ может быть адаптирована под любого потребителя, возможно стационарное и мобильное исполнение. Использование АГЭУ позволит сократить затраты на топливо до 50 % и повысить надежность энергоснабжения [5].

Интеллектуальная система управления АГЭУ позволяет максимально эффективным способом обеспечивать энергоснабжение, распределяя нагрузку между фотоэлектрической системой, накопителями и генераторами.

В условиях отсутствия электросети для построения устойчивой и энергоэффективной системы постоянного электроснабжения применение АГЭУ в качестве единственного источника электроснабжения наиболее целесообразно. АГЭУ также будут эффективны в районах с частыми и длительными отключениями.

Итогом проведенных исследований является следующий вывод: использование альтернативных источников электроэнергии в Омском регионе возможно. В зависимости от задач, на решение которых направлена эксплуатация альтернативной системы энергоснабжения будет осуществляться выбор основного источника энергообеспечения. В случае частых и длительных отключений наиболее эффективно применение АГЭУ.

Библиографический список

1. Конец света: во сколько обходится блэкаут компаниям // Геолайн технологии. URL: <http://geoline-tech.com/cost-blackout-company/> (дата обращения: 06.10.2017).
2. Карлашук В. И. Элементы солнечных электростанций // Инженерный вестник. 2014. № 4. С. 1–32.
3. Солнечные электростанции и бесперебойные системы по доступным ценам // Автономное электроснабжение. Свет

ON. URL: http://220-on.ru/catalog/solnechnye_moduli/ (дата обращения: 01.08.2017).

4. Солнечные батареи от официального представителя // Энергии солнца. URL: <http://www.sunenergys.ru/solnechnaya-energiya/solnechnye-batarei.html> (дата обращения: 01.08.2017).

5. Производство солнечных ячеек и модулей // Hevel Solar. URL: <http://www.hevelsolar.com/products/> (дата обращения: 07.10.2017).

6. Ветроэнергетические установки. URL: <http://www.niuralmet.narod.ru/presentation/presentation.htm> (дата обращения: 10.10.2017).

7. Бубенчиков А. А., Сикорский С. П., Терещенко Н. А. [и др.]. Целесообразность применения ветроэнергетических установок малой мощности с вертикальной осью вращения в Омском регионе // Молодой ученый. 2016. № 22-3 (126). С. 22–25.

8. Беляев П. В., Бубенчиков А. А., Демидова Н. Г. [и др.]. Сравнительный анализ способов энергообеспечения индивидуального жилого дома // Молодой ученый. 2016. № 22-3 (126). С. 1–7.

9. Динамика изменения цен на бензин в России // Путешествуем на авто. URL: <http://autotraveler.ru/russia/dinamika-izmeneniya-cen-na-benzin-v-rossii.html#.WeNOQGj0PQo> (дата обращения: 07.10.2017).

10. Ондар Д. О. Д. Система автономного солнечно-дизельного горячего водоснабжения в условиях Республики Тыва // Омский научный вестник. 2014. № 3 (133). С. 169–172.

БУБЕНЧИКОВ Антон Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Омского государственного технического университета (ОмГТУ).

Адрес для переписки: privetomsk@mail.ru

ДЕМИДОВА Наталья Григорьевна, магистр, инженер производственного объединения «Электроточприбор».

Адрес для переписки: komnatascha@mail.ru

КОМАРОВ Антон Григорьевич, инженер-конструктор радиозавода им. А. С. Попова (РЕЛЕРО).

Адрес для переписки: komarowanton@mail.ru

ГОРБАЧЕВ Виталий Владимирович, инженер-метролог; руководитель компании Solar Siberia.

БУБЕНЧИКОВА Татьяна Валерьевна, аспирантка кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ.

Адрес для переписки: sales@getsolar.ru

Статья поступила в редакцию 23.10.2017 г.

© А. А. Бубенчиков, Н. Г. Демидова, А. Г. Комаров,

В. В. Горбачев, Т. В. Бубенчикова

**А. А. БУБЕНЧИКОВ
Н. Г. ДЕМИДОВА
Д. В. АВДЕЕВ
А. Г. КОМАРОВ
В. В. ГОРБАЧЕВ
Т. В. БУБЕНЧИКОВА**

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

Производственное объединение
«Электроточприбор»,
г. Омск

АО «Русь»,
г. Омск

Радиозавод им. А. С. Попова (РЕЛЕРО),
г. Омск

Компания Solar Siberia,
г. Омск

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОМСКОМ РЕГИОНЕ

Проведено исследование на предмет возможности применения альтернативных источников электроэнергии в Омском регионе. Рассмотрены состав, способ подбора основного источника электроэнергии и произведен расчет стоимости каждой системы на основе альтернативных источников электроэнергии. Дана комплексная оценка эффективности применения альтернативных источников электроэнергии на территории Омской области.

Ключевые слова: альтернативные источники электроэнергии, фотоэлектрическая станция, ветроэнергетическая станция, дизель-генераторная установка, автономная гибридная электроустановка.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №16-08-00243 а.

В настоящее время в России актуальны вопросы качества, бесперебойности электроснабжения и роста установленной мощности потребителей, питаемых от электросети. Относительную бесперебойность электроснабжения можно обеспечить источником бесперебойного питания, однако для решения проблем с длительными отключениями (от нескольких дней до нескольких месяцев) используются альтернативные источники электроэнергии.

В данной статье рассматриваются системы с альтернативными источниками электроэнергии: фотоэлектрические станции (далее ФЭС), ветроэнергетические станции (ВЭС), дизель-генераторные установки (ДГУ) [1] и автономные гибридные электроустановки (АГЭУ).

На основе реальных заявок, поступивших в компанию «Хевел», и произведенных расчетов для этих

систем в качестве примера, в рамках данной статьи, рассматривается возможность применения альтернативных систем электроснабжения на поселке для командированного персонала горнодобывающей промышленности.

Потребление объекта принято 36 кВт·ч в сутки с равномерным распределением: по 6 кВт в течение 6 часов каждого дня. Подбор и расчет альтернативных систем будем проводить с учетом особенностей их применения.

Рассмотрим фотоэлектрические электростанции (далее — ФЭС). Основным источником электроэнергии в данной системе являются солнечные батареи (далее — СБ) [2].

В России существует три завода по изготовлению СБ для энергообеспечения потребителей различной мощности: от жилых домов до промышленных комплексов [3]: «Телеком-СТВ» (Зеленоград),

Таблица 1

Исходные данные для расчета СФЭС

Наименование параметра	Единица измерения	Количество
Стоимость, кВтч	Руб.	3,56
Потребление в месяц	кВтч	1 116
Выработка СФЭС в год	кВтч	9 833
Стоимость СФЭС	Руб.	767 967
Прогнозный рост тарифа	%/год	7
Ежегодное потребление	кВтч	13 392

Таблица 2

Технические характеристики микроморфной СБ

Параметр	Значение
Длина, м	1,3
Ширина, м	1,1
Вес, кг	24
Напряжение холостого хода, В	72
Ток короткого замыкания, А	2,65
Напряжение при номинальной мощности	56
Ток при номинальной мощности, А	2,32
Номинальная пиковая мощность, Вт	130

Таблица 3

Стоимость СФЭС

№	Наименование	Сумма, руб.
1	ФЭМ микроморфные, Хевел, 130 Вт, Россия, 68 штук	300 560,00
2	Сетевой инвертор Fronius IG+, 120-V3, одна штука	287 937,00
3	Опорные конструкции и электроустановочная продукция	153 593,00*
ИТОГО		742 090,00

* цены указаны по курсу валют на 05.09.2017

«Рязанский ЗМКП» (Рязань) и «Хевел» (Новочебоксарск).

По составу и выполняемым функциям выделяют: сетевые ФЭС, автономные ФЭС и ФЭС в составе АГЭУ. Мощность ФЭС подбирается таким образом, чтобы обеспечить потребителя необходимой электроэнергией, однако выработка ФЭС зависит от активности солнца в регионе в течение года. Инсоляция неравномерна (к примеру, в Омском регионе максимальная выработка мощности ФЭС приходится на июнь), соответственно, массив СБ подбирается таким образом, чтобы совокупная

мощность, вырабатываемая в период максимальной активности, была равна потребляемой мощности. Система устроена таким образом, что энергия, вырабатываемая массивом СБ, является приоритетной для обеспечения нужд потребителя и в случаях, когда ее недостаточно, через сетевой инвертор будет поступать энергия из сети.

Произведем расчет целесообразности применения солнечной фотоэлектрической системы (СФЭС) в Омской области, используя данные табл. 1.

Для расчета приведенных в данной статье ФЭС будем использовать микроморфные СБ (завод-изготовитель — «Хевел»). Технические характеристики модуля приведены в табл. 2.

Экономическая целесообразность рассчитывается следующим образом:

Затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа, руб. [4]:

$$C_{эс} = C_{эсc} \cdot C_{\%} \cdot P, \quad (1)$$

где $C_{эсc}$ — тариф на электроэнергию сегодня, руб.; $C_{\%}$ — процентное увеличение тарифа за год прием равным 1,07 % [5]; P — ежегодное потребление, кВтч.

Затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа за год составят:

$$C_{эс} = 3,68 \cdot 1,07 \cdot 13 392 = 49 283 \text{ руб.}$$

Годовая выработка СФЭС, с учетом деградации, кВтч/год:

$$V_{сфэс} = V_r \cdot A_{\%} \quad (2)$$

где V_r — выработка СФЭС в год, кВтч, $A_{\%}$ — деградация солнечных батарей, %/год.

Годовая выработка СФЭС, с учетом деградации за первый год составит:

$$V_{сфэс} = 9 833 \cdot 1 = 9 833 \text{ кВтч/год.}$$

Затраты на электроэнергию после установки СФЭС, руб. в год:

$$Z_{эсфэс} = C_{сфэс} + ((P - V_{сфэс}) \cdot C_{эсc}), \quad (3)$$

где $C_{сфэс}$ — стоимость СФЭС, руб (учитывается в расчетах только для первого года эксплуатации). Стоимость и состав СФЭС приведены в табл. 3.

Затраты на электроэнергию после установки СФЭС за первый год эксплуатации составят:

$$Z_{эсфэс} = 742 090 + ((13 392 - 9 833) \cdot 3,68) = 755 187 \text{ руб.}$$

Расходы на электроэнергию накопленным итогом рассчитываются по формуле:

$$P_{н.и.с} = Z_{эс1} + Z_{эс2} + \dots + Z_{эсn} \quad (4)$$

где $Z_{эс1}$ — затраты на электроэнергию за один год, руб., $Z_{эс2}$ — затраты на электроэнергию за два года, руб., $Z_{эсn}$ — затраты на электроэнергию за несколько лет, руб.

Аналогично рассчитываются расходы на электроэнергию накопленным итогом для СФЭС:

$$P_{н.и.сфэс} = Z_{эсфэс1} + Z_{эсфэс2} + \dots + Z_{эсфэсn}$$

Расчет окупаемости СФЭС

Год	Рост тарифа, руб.	Затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа, руб. в год	Годовая выработка СФЭС, с учетом деградации, кВт·ч/год	Затраты на электроэнергию после установки СФЭС, руб. в год	Расходы на электроэнергию накопленным итогом, руб.	Расходы на электроэнергию накопленным итогом при установке СФЭС, руб.	Окупаемость инвестиций при установке СФЭС в сравнении с централизованным электроснабжением, руб.
1	3,68	49 283	9 833	755 187	49 283	755 187	– 705 905
2	3,94	52 732	9 489	15 369	102 015	770 556	– 668 541
3	4,21	56 424	9 145	17 895	158 439	788 451	– 630 013
4	4,51	60 373	8 801	20 699	218 812	809 150	– 590 338
5	4,82	64 599	8 456	23 808	283 411	832 958	– 549 547
6	5,16	69 121	8 112	27 251	352 532	860 209	– 507 677
7	5,52	73 960	7 768	31 059	426 492	891 268	– 464 776
8	5,91	79 137	7 424	35 267	505 629	926 535	– 420 906
9	6,32	84 677	7 080	39 912	590 306	966 447	– 376 141
10	6,77	90 604	6 736	45 034	680 910	1 011 481	– 330 571
11	7,24	96 946	6 391	50 678	777 856	1 062 159	– 284 303
12	7,75	103 732	6 047	56 891	881 589	1 119 050	– 237 461
13	8,29	110 994	5 703	63 726	992 582	1 182 776	– 190 193
14	8,87	118 763	5 359	71 239	1 111 346	1 254 015	– 142 669
15	9,49	127 077	5 015	79 491	1 238 423	1 333 506	– 95 083
16	10,15	135 972	4 671	88 550	1 374 395	1 422 055	– 47 661
17	10,86	145 490	4 327	98 487	1 519 885	1 520 542	– 657
18	11,62	155 675	3 982	109 382	1 675 559	1 629 924	45 635
19	12,44	166 572	3 638	121 319	1 842 131	1 751 243	90 888
20	13,31	178 232	3 294	134 392	2 020 363	1 885 635	134 728

где $Z_{сФЭС1}$ — затраты на электроэнергию в первый год эксплуатации СФЭС, руб., $Z_{сФЭС2}$ — затраты на электроэнергию за первый и второй год эксплуатации СФЭС, руб., $Z_{сФЭСn}$ — затраты на электроэнергию за первый, второй и последующий годы эксплуатации СФЭС, руб.

Окупаемость инвестиций рассчитывается следующим образом:

$$P_{оСФЭС} = P_{н.и.с} - P_{н.и.сФЭС}$$

Результаты расчетов сведены в табл. 4.

Экономический расчет показал, что применение СФЭС целесообразно только в регионах, где тариф на электроэнергию больше 5 руб. за кВт·ч. В регионах Омской области срок окупаемости системы составит 17 лет, при этом выработка мощности массива СБ снизится на 56 %.

Мощность автономных фотоэлектрических станций (АФЭС) подбирается аналогично СФЭС, однако, если в регионе инсоляция в течение года изменяется несущественно, потребление в зимние месяцы незначительно больше, чем в периоды активности солнца (май–июль), то подбор АФЭС производят по наименее активному месяцу. В этом

случае возможно использование излишков вырабатываемой энергии на нагрев воды, накопление в аккумуляторных системах или продажу в сеть [6].

Экономический расчет для АФЭС аналогичен расчету для СФЭС, поэтому представлены только результаты расчета, которые сведены в табл. 5 (стоимость АФЭС представлена в табл. 6).

АФЭС предназначены для электроснабжения изолированных объектов, поэтому вариант сравнения стоимости АФЭС со стоимостью электроэнергии из сети в настоящий момент не целесообразно. Однако АФЭС могут быть рентабельным вариантом в регионах, где нет централизованного электроснабжения: затраты на присоединение к сети для удаленной территории (затраты на проект, монтаж опор, прокладки воздушной линии и т.д.) могут значительно превышать стоимость оборудования для АФЭС класса люкс.

Рассмотрим целесообразность применения ветровой электрической станции (далее — ВЭС). Минимальное значение скорости ветра для работы типовой ветроэнергетической установки (далее — ВЭУ) с горизонтальной осью вращения — 3 м/с. Мачты данных ветрогенераторов имеют значительную высоту и размах лопастей ротора, что может

Расчет окупаемости АФЭС

Год	Рост тарифа, руб.	Затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа, руб. в год	Годовая выработка АФЭС, с учетом деградации, кВт·ч/год	Затраты на электроэнергию после установки АФЭС, руб. в год	Расходы на электроэнергию накопленным итогом, руб.	Расходы на электроэнергию накопленным итогом после установки АФЭС, руб.	Окупаемость инвестиций при установке АФЭС в сравнении с централизованным электроснабжением, руб.
1	3,68	49 283	9 833	3 948 262	49 283	3 948 262	- 3 898 979
2	3,94	52 732	9 489	15 369	102 015	3 963 631	- 3 861 616
3	4,21	56 424	9 145	17 895	158 439	3 981 526	- 3 823 087
4	4,51	60 373	8 801	20 699	218 812	4 002 225	- 3 783 413
5	4,82	64 599	8 456	23 808	283 411	4 026 033	- 3 742 622
6	5,16	69 121	8 112	27 251	352 532	4 053 284	- 3 700 752
7	5,52	73 960	7 768	31 059	426 492	4 084 343	- 3 657 851
8	5,91	79 137	7 424	35 267	505 629	4 119 610	- 3 613 981
9	6,32	84 677	7 080	39 912	590 306	4 159 522	- 3 569 216
10	6,77	90 604	6 736	45 034	680 910	4 204 556	- 3 523 646
11	7,24	96 946	6 391	50 678	777 856	4 255 234	- 3 477 378
12	7,75	103 732	6 047	56 891	881 589	4 312 125	- 3 430 536
13	8,29	110 994	5 703	63 726	992 582	4 375 851	- 3 383 268
14	8,87	118 763	5 359	71 239	1 111 346	4 447 089	- 3 335 744
15	9,49	127 077	5 015	79 491	1 238 423	4 526 580	- 3 288 158
16	10,15	135 972	4 671	88 550	1 374 395	4 615 130	- 3 240 735
17	10,86	145 490	4 327	98 487	1 519 885	4 713 617	- 3 193 732
18	11,62	155 675	3 982	109 382	1 675 559	4 822 999	- 3 147 439
19	12,44	166 572	3 638	121 319	1 842 131	4 944 318	- 3 102 187
20	13,31	178 232	3 294	134 392	2 020 363	5 078 710	- 3 058 347

являться существенным недостатком. Многолопастные ВЭУ с необходимой скоростью ветра для начала работы — 1,5 м/с в случае сильных порывов ветра будут терять значительное количество энергии на трение [7]. Согласно исследованиям, приведенным в [7], в Омском регионе средняя скорость ветра составляет 3–4 м/с, в зимнее время — 1 м/с. Такой скорости ветра будет недостаточно в зимнее время даже для запуска ВЭУ.

В условиях Омского региона целесообразно применять ВЭУ с вертикальной осью вращения малой мощности, которые обладают следующими преимуществами [8]: низкая стартовая скорость ветра, независимость работы от направления ветра, простота и надежность конструкции, меньшая масса корпуса, низкий уровень шума и радиопомех. Однако есть и недостатки: плохой самозапуск и низкий КПД.

Выбор мощности ветрогенератора зависит от средней скорости ветра и количества безветренных дней [5]. Для расчетов использовались следующие параметры: среднее значение скорости ветра — 4 м/с, количество безветренных дней в неделю — 2.

Таблица 6

Стоимость АФЭС

№	Наименование	Сумма, руб.
1	ФЭМ микроморфные, Хевел, 130 Вт, Россия, 68 штук	300 560,00
2	Контроллер заряда Schneider Electric 80 600 XWMPPT80-600, две штуки	364 796,00
3	Инвертор Schneider Electric Conext XW + 8548, одна штука	256 220,00*
5	АКБ Sonnenschein 230 А·ч, 12 В, Gel, 32 штуки (срок службы до 12 лет)	1 889 256*
6	Опорные конструкции и электроустановочная продукция	1 124 333*
ИТОГО		3 935 164,00

* цены указаны по курсу валют на 05.09.2017

Технические характеристики ветрогенератора Falcon Euro

Параметр	Значение
Номинальное число оборотов, об/мин	85–170
Номинальная мощность, Вт	15 000
Максимальная мощность, Вт	17 000
Стартовая скорость ветра, м/с	1,5
Номинальная скорость ветра, м/с	12
Рабочая скорость ветра, м/с	2–20
Высота мачты, м	8
Срок службы, лет	20
Номинальная частота, Гц	50/60

Мощность ВЭУ подбирается таким образом, чтобы обеспечить потребителя необходимой энергией и произвести запас достаточного количества энергии на период безветрия. Для расчетов использован ветрогенератор Falcon Euro — 15 кВт, технические характеристики приведены в табл. 7 [9]. Стоимость ВЭС приведена в табл. 8.

Произведем расчет целесообразности внедрения ВЭС в Омском регионе.

Экономическая целесообразность рассчитывается следующим образом: затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа рассчитываются по формуле (1) и составят:

$$C_{эс} = 3,68 \cdot 1,07 \cdot 13\,392 = 49\,283 \text{ руб.}$$

Годовая выработка ВЭС, с учетом средней скорости ветра относительно номинальной мощности, кВт·ч/год:

$$V_{ВЭС} = t \cdot n \cdot V_{ВЭУ} \cdot P_{ном}$$

где t — время работы ВЭУ, часов в сутки; n — количество ветренных дней в году (примем равным 261); $V_{ВЭУ}$ — выработка ВЭУ в год с учетом отношения средней скорости ветра по Омскому региону к номинальной скорости ветра, заявленной в технических характеристиках (примем равным 0,3), кВт·ч; $P_{ном}$ — номинальная мощность ВЭУ, Вт.

Годовая выработка ВЭС, с учетом средней скорости ветра относительно номинальной мощности, составит:

$$V_{ВЭС} = 24 \cdot 261 \cdot 0,3 \cdot 15 = 28\,188 \text{ кВт·ч/год.}$$

Затраты на электроэнергию после установки ВЭС рассчитываются по формуле (3) и составят:

$$Z_{ВЭС} = 4\,999\,201 + ((13\,392 - 28\,188) \cdot 3,68) = 4\,444\,752 \text{ руб.}$$

Расходы на электроэнергию накопленным итогом рассчитывается по формуле (4), окупаемость инвестиций — (5), результаты расчетов сведены в табл. 9. Расчет окупаемости данной системы показал, что ее применение в Омском регионе нецелесообразно.

Стоимость ВЭС

№	Наименование	Сумма, руб.
1	Ветрогенератор Falcon Euro — 15 кВт, одна штука	949 000,00
2	Контроллер заряда Schneider Electric 80 600 XWMPPT80-600, две штуки	364 796,00
3	Инвертор Schneider Electric Conext XW+ 8548, одна штука	256 220,00*
4	АКБ Sonnenschein 225 А·ч, 2 В, Gel, 24 штуки (срок службы до 20 лет)	2 007 334,00*
5	Опорные конструкции и электроустановочная продукция	1 073 205,00*
ИТОГО		4 499 201,00

* цены указаны по курсу валют на 05.09.2017

Рассмотрим эффективность дизель-генераторной установки (далее — ДГУ) и автономной гибридной электроустановки (далее — АГЭУ), с экономической точки зрения, в Омском регионе.

Мощность ДГУ подбирается таким образом, чтобы суммарная нагрузка на него оставляла примерно 25 % запаса от номинальной мощности. Соответственно, выбран дизельный генератор АД11С-Т400-1Р, мощностью 10,8 кВт, характеристики которого приведены в табл. 10 [9].

В рамках данной статьи не приведен расчет окупаемости ДГУ в сравнении с централизованным электроснабжением, так как процентное соотношение роста цен на топливо и тарифа на электроэнергию уже позволяет делать определенные выводы. Поскольку увеличение стоимости и в первом, и во втором случае происходит линейно, а разница в начальной стоимости и дальнейшем увеличении составляет 0,87 %, то можно смело утверждать, что ДГУ не окупится никогда. Ниже (табл. 11) приведен расчет окупаемости АГЭУ в сравнении с ДГУ.

Мощность АГЭУ подбирается следующим образом: под максимальное потребление в период наибольшей солнечной активности подбирается массив СБ. Мощность ДГУ — по мощности подключенных потребителей, а АКБ — исходя из потребностей в энергии в ночное время.

В рамках данной статьи не приведен расчет окупаемости АГЭУ в сравнении с централизованным электроснабжением по той же причине, что и для ДГУ. Более того, расчет окупаемости СБ также не дает оптимистичных прогнозов.

Произведем расчет экономической целесообразности АГЭУ в сравнении с ДГУ. Данные для расчета приведены в табл. 12.

Экономическая целесообразность применения АГЭУ в сравнении с ДГУ рассчитывается следующим образом: стоимость топлива с учетом роста тарифа, руб.:

$$C_m = C_{mc} \cdot C_{\%}'$$

где C_{mc} — стоимость топлива сегодня, руб.; $C_{\%}$ — процентное увеличение тарифа за год, согласно табл. 1, примем равным 7,87 %

Стоимость топлива с учетом роста тарифа составит:

Расчет окупаемости ВЭС

Год	Рост тарифа, руб.	Затраты на электроэнергию с учетом роста тарифа, руб. в год	Затраты на электроэнергию после установки ВЭС, руб. в год	Расходы на электроэнергию накопленным итогом, руб.	Расходы на электроэнергию накопленным итогом при установке ВЭС, руб.	Окупаемость инвестиций при установке ВЭС в сравнении с централизованным электроснабжением, руб.
1	3,68	49 283	4 444 752	49 283	4 444 752	-4 395 469
2	3,94	52 732		-4 342 737		
3	4,21	56 424		-4 286 313		
4	4,51	60 373		-4 225 940		
5	4,82	64 599		-4 161 341		
6	5,16	69 121		-4 092 219		
7	5,52	73 960		-4 018 260		
8	5,91	79 137		-3 939 123		
9	6,32	84 677		-3 854 446		
10	6,77	90 604		-3 763 842		
11	7,24	96 946		-3 666 896		
12	7,75	103 732		-3 563 163		
13	8,29	110 994		-3 452 169		
14	8,87	118 763		-3 333 406		
15	9,49	127 077		-3 206 329		
16	10,15	135 972		-3 070 357		
17	10,86	145 490		-2 924 867		
18	11,62	155 675		-2 769 193		
19	12,44	166 572		-2 602 621		
20	13,31	178 232		-2 424 389		
21	14,24	190 708		-2 233 681		
22	15,24	204 058		-2 029 624		
23	16,30	218 342		-1 811 282		
24	17,45	233 625		-1 577 657		
25	18,67	249 979		-1 327 677		
26	19,97	267 478		-1 060 200		
27	21,37	286 201		-773 998		

$$C_m = 38,4 \cdot 1,0787 = 41,42 \text{ руб.}$$

Затраты на топливо в год при эксплуатации ДГУ:

$$Z_{mДГУ} = C_m \cdot P_{ДГУ} \cdot P_{ДГУ} \cdot \Gamma_{ДГУ}$$

где $P_{ДГУ}$ — число часов работы ДГУ, час; $P_{ДГУ}$ — потребление ДГУ, л/час; $\Gamma_{ДГУ}$ — число дней работы ДГУ в год.

Затраты на топливо в первый год при эксплуатации ДГУ:

$$Z_{mДГУ} = 38,4 \cdot 24 \cdot 4,5 \cdot 365 = 1\,513\,728 \text{ руб.}$$

Затраты на топливо в год при эксплуатации АГЭУ:

$$Z_m = C_m \cdot P_{АГЭУ} \cdot P_{АГЭУ} \cdot \Gamma_{АГЭУ}$$

где $P_{АГЭУ}$ — число часов работы ДГУ в составе АГЭУ, час.

Затраты на топливо в первый год при эксплуатации АГЭУ:

$$Z_{mАГЭУ} = 38,4 \cdot 14 \cdot 4,5 \cdot 365 = 883\,008 \text{ руб.}$$

При расчетах затрат на топливо для АГЭУ в первый год учитывается стоимость АГЭУ без ДГУ. Стоимость АГЭУ приведена в табл. 13.

Технические характеристики дизель-генератора АД11С-Т400-1Р [10]

Параметр	Значение
Номинальная мощность, кВт/кВА ($\cos\varphi = 0,8$)	10,8/13,5
Напряжение, В (50 Гц)	400
Ном. ток, А	19,5
Кол-во фаз	3 (изолированная нейтраль)
Степень автоматизации	1
Регулятор оборотов	Механический
Двигатель	ЕД480, вертикальный, линейный, с прямым впрыском, четырехтактный
Частота вращения, об/мин	1500
Тип топлива	Дизельное, по сезону (ГОСТ 305-82)
Машинное масло/ОЖ	API CD 15W40/Антифриз с точкой замерзания не выше -35°C
Кол-во цилиндров	4
Система охлаждения	Жидкостная, закрытая
Мощность двигателя, кВт/л.с.	14/19
Емкость бака, л	80
Расход, г/кВтч	230
Расход, л/ч	4,5
Расход масла, г/кВтч	1,36
Система запуска	Электростартер
Аккумулятор	В комплекте, 1 шт. 90 А·ч
Приборы контроля	См. шкаф управления ШУ-К410
Модель генератора	ГС10-400, синхронный, бесщеточный, с самовозбуждением, одноопорный
Регулятор напряжения	Электронный
Дополнительная комплектация	Предпусковой электрический подогреватель ОЖ, независимый предпусковой подогреватель ОЖ (ПЖД)
Габариты, мм	1450×700×1200
Сухой вес, кг	450 (с АКБ)
Производитель	Россия, г. Новосибирск, ООО «Новосибирский завод генераторных установок»

Расходы на топливо накопленным итогом рассчитываются по формуле (4). Аналогично рассчитываются расходы на топливо накопленным итогом для АГЭУ. Окупаемость инвестиций рассчитывается по формуле (5). Результаты расчетов сведены в табл. 11.

Окупаемость АГЭУ в сравнении с ДГУ для данного типа потребителей — 3 года.

Подводя итог проведенным расчетам, ответим на вопрос: можно ли использовать возобновляемые источники электроэнергии в Омской области? Ответ: однозначно, да.

Однако к выбору способа энергообеспечения стоит подойти с особой тщательностью, поскольку каждый вариант рассчитан на решение определенных проблем потребителя.

Ввиду того, что в расчете ВЭУ использовались усредненные данные, можно предположить, что на практике ветрогенераторы проявят себя значительно лучше.

Применение СФЭС на сегодняшний день целесообразно в регионах с тарифом на электроэнергию более 5 рублей за кВт·ч и в случае, если поручение о продаже энергии в сеть вступит в силу на законном основании, поскольку разница в активности солнца в летнее и зимнее время более чем в три раза и, следовательно, 2/3 вырабатываемой энергии летом нуждаются в реализации.

В условиях отсутствия электросети, с точки зрения экономической эффективности, очевидно преимущество АГЭУ над ДГУ. Для построения устойчивой и энергоэффективной системы беспере-

Расчет окупаемости АГЭУ в сравнении с ДГУ

Год	Стоимость топлива с учетом роста тарифа, руб.	Затраты на топливо в год ДГУ, руб.	Затраты на топливо в год АГЭУ, руб.	Расходы накопленным итогом ДГУ, руб.	Расходы накопленным итогом АГЭУ, руб.	Окупаемость инвестиций АГЭУ в сравнении с ДГУ
1	38,4	1 513 728	2 939 806	1 513 728	2 939 806	- 1 426 078
2	41,42	1 632 858	952 501	3 146 586	3 892 307	- 745 720
3	44,68	1 761 364	1 027 463	4 907 951	4 919 769	- 11 819
4	48,19	1 899 984	1 108 324	6 807 934	6 028 093	779 841
5	51,99	2 049 512	1 195 549	8 857 447	7 223 642	1 633 805
6	56,08	2 210 809	1 289 639	11 068 256	8 513 281	2 554 975
7	60,49	2 384 800	1 391 133	13 453 056	9 904 414	3 548 642
8	65,25	2 572 483	1 500 615	16 025 539	11 405 029	4 620 510
9	70,39	2 774 938	1 618 714	18 800 477	13 023 743	5 776 734
10	75,93	2 993 326	1 746 107	21 793 803	14 769 850	7 023 953

Таблица 12

Исходные данные для расчета экономической целесообразности применения АГЭУ в сравнении с ДГУ

Наименование параметра	Единица измерения	Количество
Стоимость 1 л диз топлива	руб.	38,4
Потребление в месяц	кВтч	1116
Выработка ФЭС в год	кВтч	9833
Стоимость ДГУ	руб.	201 800
Стоимость АГЭУ	руб.	1995465
Прогнозный рост стоимости топлива	%/год	7,87
Ежегодное потребление	кВтч	13392
Работа ДГУ	час	24
Работа ДГУ в составе АГЭУ	час	14
Потребление ДГУ	л/час	4,5
Работа ДГУ	дней в год	365
Номинальная мощность ДГУ	кВт	10,8

Таблица 13

Стоимость АГЭУ

№	Наименование	Сумма, руб.
1	ФЭМ микроморфные, Хевел, 130 Вт, Россия, 68 штук	300 560,00
2	Контроллер заряда Schneider Electric 80 600 XWMPPT80-600, две штуки	364 796,00
3	Инвертор Schneider Electric Copext XW + 8548, одна штука	256 220,00*
4	Электроагрегат дизельный АД11С-Т400-1Р, 10,8 кВт, одна штука	201 800,00
5	АКБ Sonnenschein 225 Ач, 2 В, Gel, 24 штуки (срок службы до 20 лет)	489 908,00*
6	Опорные конструкции и электроустановочная продукция	645 314,00*
ИТОГО		2 258 598,00

* цены указаны по курсу валют на 05.09.2017

ребойного электроснабжения применение ФЭС или ДГУ в качестве единственного источника электроснабжения, в общем случае, нецелесообразно. В районах с частыми и длительными отключениями АГЭУ также будут эффективны.

Библиографический список

1. Ондар Д. О. Д. Система автономного солнечно-дизельного горячего водоснабжения в условиях Республики Тыва // Омский научный вестник. 2014. № 3 (133). С. 169–172.

2. Производство солнечных ячеек и модулей // Hevel Solar. URL: <http://www.hevelsolar.com/products/> (дата обращения: 07.10.2017).

3. Обзор солнечных панелей российского производства // StarkEnergy. URL: <http://slarkenergy.ru/solar/battery/rosijskogo-proizvodstva.html#firmy-proizvoditeli> (дата обращения: 09.10.2017).

4. Тарифы на электроэнергию в Омске и Омской области 2017 // energo-konsultant.ru. Портал потребителей энергоресурсов и ЖКХ. URL: https://www.energoconsultant.ru/sprav/energოსnabzheni/tarifi_na_elektroenergiyu_v_2017_godu/

tarifi_na_elektroenergiyu_v_Omskoi_oblasti_2017/ (дата обращения: 08.10.2017).

5. Какой мощности выбрать ветрогенератор и количество аккумуляторов // e-veterok.ru. Энергия ветра и солнца. URL: http://e-veterok.ru/vetrogenerator_i_akb.php (дата обращения: 08.10.2017).

6. Поручение о стимулировании развития микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии // Правительство России. URL: <http://government.ru/orders/selection/401/26467/> (дата обращения: 10.10.2017).

7. Беляев П. В., Бубенчиков А. А., Демидова Н. Г. [и др.]. Сравнительный анализ способов энергообеспечения индивидуального жилого дома // Молодой ученый. 2016. № 22-3 (126). С. 1–7.

8. Бубенчиков А. А., Сикорский С. П., Терещенко Н. А. [и др.]. Целесообразность применения ветроэнергетических установок малой мощности с вертикальной осью вращения в Омском регионе // Молодой ученый. 2016. № 22-3 (126). С. 22–25.

9. Ветрогенератор «Falcon Euro» – 15 кВт (вертикально-осевой, вертикальный) // UST. United Solar Technologies. URL: <http://ust.su/solar/catalog/windmills/5478/> (дата обращения: 09.10.2017).

10. Дизельгенератор АД11С-Т400-1Р // НЗГУ. Новосибирский завод генераторных установок. URL: <http://www.nzgu.ru/diesel-generators-i-power-stations/dgu-power-10-25-kw/ad11c-t400-1p/> (дата обращения: 14.10.2017).

БУБЕНЧИКОВ Антон Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Омского государственного технического университета (ОмГТУ).

Адрес для переписки: privetomsk@mail.ru

ДЕМИДОВА Наталья Григорьевна, магистр; инженер производственного объединения «Электроточприбор».

Адрес для переписки: komnatascha@mail.ru

АВДЕЕВ Дмитрий Владимирович, магистр; электромонтер АО «Русь».

Адрес для переписки: diman_94_08_28@mail.ru

КОМАРОВ Антон Григорьевич, инженер-конструктор радиозавода им. А. С. Попова (РЕЛЕРО).

Адрес для переписки: komarowanton@mail.ru

ГОРБАЧЕВ Виталий Владимирович, инженер-метролог; руководитель компании Solar Siberia.

БУБЕНЧИКОВА Татьяна Валерьевна, аспирантка кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ.

Адрес для переписки: sales@getsolar.ru

Статья поступила в редакцию 23.10.2017 г.

© А. А. Бубенчиков, Н. Г. Демидова, Д. В. Авдеев,

А. Г. Комаров, В. В. Горбачев, Т. В. Бубенчикова

Информация

ОБЪЯВЛЕНИЕ О КОНКУРСЕ РАБОТ, ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА СОИСКАНИЕ ПРЕМИЙ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ 2018 ГОДА В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ ДЛЯ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

В соответствии с Положением о премиях Правительства Российской Федерации в области науки и техники для молодых ученых, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2010 г. № 601, Межведомственный совет по присуждению премий Правительства Российской Федерации объявляет конкурс работ на соискание премий Правительства Российской Федерации 2018 года в области науки и техники для молодых ученых.

Представление работ должно производиться в соответствии с указанным Положением и Перечнем образцами и требованиями, предъявляемыми к оформлению прилагаемых к работе на соискание премий Правительства Российской Федерации в области науки и техники для молодых ученых документов. Перечень публикуется на сайте «Российской газеты»: www.rg.ru

Работы, оформленные в соответствии с изложенными в Перечне требованиями, принимаются лично от авторов или их доверенных лиц с момента публикации настоящего объявления в «Российской газете» до 20 февраля 2018 года в Министерстве образования и науки Российской Федерации по адресу: 125993, Москва, Тверская ул., д. 11, а также размещаются на сайте Правпремии.рф с даты публикации настоящего объявления в «Российской газете» до 20 февраля 2018 года.

Телефоны для справок: 8-(495) 629-19-71, 8-(495) 629-17-09.

Работы, оформленные с нарушением указанных требований, не принимаются. Представленные материалы авторам не возвращаются.

Источник: <https://rg.ru/2017/11/24/premia-ucheny-dok.html> (дата обращения: 07.12.2017).

ПОСЛЕРЕМОНТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПАРАМЕТРОВ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАГРУЗОЧНОГО УСТРОЙСТВА

Определяются начальные токи и постоянные времени экспонент, аппроксимирующих пологий, крутой и сверхпереходной участки огибающей оцифрованной переходной характеристики $i_1(t)$ затухания тока статора, снятой при заторможенном роторе, а также интеграл $\int_0^{\infty} i_1(t) dt$ и значение производной $(di_1/dt)_{t=0}$ в начальный момент переходного процесса. По измеренным и определенным данным вычисляются эквивалентные параметры асинхронных электродвигателей (АД). Даются результаты экспериментальной проверки способа, подтверждающие его эффективность и пригодность для предприятий по ремонту электрооборудования и на площадках нефтедобывающих скважин.

Ключевые слова: переходная характеристика, ток статора, активное сопротивление обмотки, индуктивность рассеяния.

Введение. Для послеремонтной оценки технического состояния АД актуально определение их эквивалентных параметров, по которым рассчитываются измененные пусковые, рабочие, механические характеристики [1, 2] и определяются энергетические показатели АД в конкретных условиях эксплуатации [3].

Существуют различные способы определения параметров АД [4–9]. Наиболее близким к предлагаемому является [9], однако данный способ имеет ограниченные возможности, т.к. позволяет определять только индуктивность рассеяния фазы обмотки статора АД $L_{\phi} = -k \cdot U_0 \cdot (di_1/dt)_{t=0}^{-1}$, где k — коэффициент, зависящий от схемы соединения фаз обмотки статора. Целью настоящей работы является расширение возможностей способа [9] и увеличение арсенала средств аналогичного назначения.

Теоретическая часть. Поставленная задача решена за счет того, что в оцифрованной переходной характеристике $i_1(t)$ затухающего тока статора аппроксимируют ее огибающую выражением $i_1(t) = I_1 e^{-\frac{t}{T_1}} + I_2 e^{-\frac{t}{T_2}} + I_3 e^{-\frac{t}{T_3}}$ определяют начальные токи I_1, I_2, I_3 и постоянные времени T_1, T_2, T_3 экспонент соответственно пологого, крутого и сверхпереходного участков характеристики $i_1(t)$, а также интеграл $\int_0^{\infty} i_1(t) dt$ и производную тока статора

$(di_1/dt)_{t=0}$. По этим данным вычисляют активное сопротивление обмотки статора АД

$$R_1 = (U_0 / I_0), \quad (1)$$

где I_0 — постоянный ток в обмотке статора, U_0 — постоянное напряжение, приложенное к обмотке статора до гашения магнитного поля; индуктивность намагничивания АД

$$L_m = \frac{R_1 \cdot \int_0^{\infty} i_1(t) dt}{I_0} - \frac{L_{\phi}}{k}, \quad (2)$$

активное сопротивление обмотки ротора, приведенное к статору,

$$R_2' = \frac{R_1 \cdot \int_0^{\infty} i_1(t) dt}{I_0 T_1 - \int_0^{\infty} i_1(t) dt}, \quad (3)$$

индуктивность обмотки ротора, приведенную к статору,

$$L_2' = T_2 (R_1 + R_2') - \frac{L_{\phi}}{k}, \quad (4)$$

сопротивление активных потерь в магнитопроводе АД

$$R_m = \frac{L_\phi \cdot L'_2}{T_3(L_\phi + k \cdot L'_2)} \quad (5)$$

Важным является тот результат, что все операции выполняются при неподвижном роторе, что упрощает реализацию способа на ремонтных предприятиях и на кустовых площадках нефтедобывающих скважин.

Для обоснования выражений (1–5) воспользуемся эквивалентной схемой АД (рис. 1) и соотношениями $R_m \gg R_1, R_m \gg R'_2, L_m \gg L_1, L_m \gg L'_2$, позволяющими без какой-либо значительной ошибки пренебречь:

— влиянием сопротивления R_m на постоянную времени T_1 (рис. 2а) экспоненты, аппроксимирующей пологий участок огибающей характеристики $i_1(t)$, который обусловлен процессами гашения энергии магнитного поля АД на сопротивлениях R_1 и R'_2 ;

— влиянием индуктивности L_m и сопротивления R_m на постоянную времени экспоненты T_2 (рис. 2б), аппроксимирующей крутой (миллисекундный) участок огибающей переходной характеристики $i_1(t)$, который связан с электромагнитными процессами проникновения магнитного поля рассеяния обмотки статора АД в заторможенный ротор;

— влиянием индуктивности L_m и сопротивлений R_1 и R'_2 (рис. 2в) на величину постоянной времени T_3 экспоненты, аппроксимирующей сверхпереходной участок (десятки микросекунд) кривой затухания тока статора $i_1(t)$. Как показывают расчеты, отличие значений постоянных времени T_1, T_2, T_3 , определенных аналитически по упрощенным схемам замещения (рис. 2а, 2б, 2в) от найденных для Т-образной эквивалентной схемы компьютерными методами не превышает 2,5 %, что можно считать приемлемым.

На основании рис. 1 представим напряжение следующим уравнением:

$$u_0(t) = R_1 \cdot i_1(t) + L_1 \cdot \frac{di_1(t)}{dt} + L_m \cdot \frac{di_{Lm}(t)}{dt} \quad (6)$$

Проинтегрируем (6), учитывая, что при $t \geq 0$ напряжение $u_0(t) = 0$,

$$R_1 \cdot \int_0^\infty i_1(t) dt = -L_1 \cdot [i_1(\infty) - i_1(0)] - L_m \cdot [i_{Lm}(\infty) - i_{Lm}(0)] \quad (7)$$

Так как $i_1(0) = i_{Lm}(0) = I_0$ и $i_1(\infty) = i_{Lm}(\infty) = 0$, получаем соотношение

$$L_m I_0 + L_1 I_0 = R_1 \cdot \int_0^\infty i_1(t) dt,$$

из которого с учетом равенства

$$L_\phi = k \cdot L_1, \quad (8)$$

приведенного в [9], определяется индуктивность намагничивания АД (2), где $k = 2/3$ при соединении фаз АД по схеме неполной звезды $a+b|c$. Активное сопротивление обмотки статора (1) вычисляется непосредственно из результатов измерений. В соответствии с эквивалентной схемой (рис. 2а) и соотношением $L_m + L_1 \approx L_m + L'_2$ находится результирующая постоянная времени

$$T_1 = \frac{L_m + L_1}{R_1} + \frac{L_m + L'_2}{R'_2} = \frac{(R_1 + R'_2) \cdot \int_0^\infty i_1(t) dt}{I_0 \cdot R'_2}$$

и приведенное к статору активное сопротивление

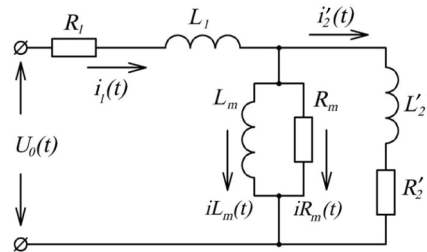


Рис. 1. Т-образная схема замещения АД с параллельным контуром намагничивания при неподвижном роторе: R'_1, R'_2 — активное сопротивление обмотки статора АД, R'_2 — сопротивление активных потерь в магнитопроводе АД, приведенное активное сопротивление обмотки ротора; L_1, L'_2, L_m — индуктивности рассеяния обмотки статора, обмотки ротора, индуктивность намагничивания

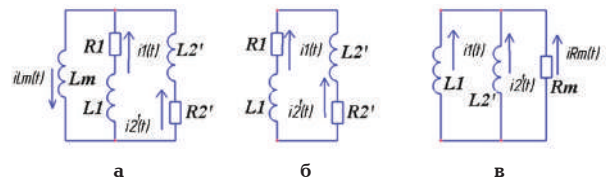


Рис. 2. Эквивалентные схемы АД для пологого (а), крутого (б) и сверхпереходного (в) участков переходной характеристики затухания тока статора

обмотки ротора АД (3). Индуктивность рассеяния обмотки ротора (4), приведенная к статору АД, определяется по эквивалентной схеме (рис. 2б). Сопротивление активных потерь в магнитопроводе АД (5) выражается (рис. 2в) через постоянную времени сверхпереходного участка кривой затухания $i_1(t)$ тока статора.

Для получения оцифрованной переходной характеристики затухающего тока статора АД $i_1(t)$ разработана сертифицированная мобильная установка РПХ-20. Для определения производной (di_1/dt), постоянных времени T_1, T_2, T_3 , начальных токов I_1, I_2, I_3 , аппроксимирующих экспонент и вычисления электромагнитных параметров АД, разработана программа SHEM_ZAM 01 (рис. 3), реализованная в системе Matlab.

Рассматриваемый способ дает возможность определять параметры всех элементов Т-образной схемы замещения АД в широком диапазоне режимов работы, включая нелинейные режимы, вызванные насыщением магнитной системы АД и эффектом вытеснения тока в глубоководных электродвигателях. Эта возможность реализуется путем изменения величины постоянного тока I_0 . Режимы такого рода характерны для погружных АД.

Экспериментальная проверка способа проводилась на погружном АД типа ПЭДН32 габарита 117М, мощностью 32 кВт с рабочим напряжением 1000 В. Электромагнитные параметры данного АД (табл. 1) определены по экспериментальной механической характеристике в монографии [10]. Экспериментальная механическая характеристика получена на стенде приемосдаточных и периодических испытаний ОАО «Новомет-Пермь» [11].

Оцифрованная переходная характеристика затухания тока статора $i_1(t)$ данного АД получена при номинальном намагничивающем токе $I_0 = 11,5$ А с помощью мобильной установки РПХ-20. Результаты определения эквивалентных параметров АД по переходной характеристике $i_1(t)$ с помощью

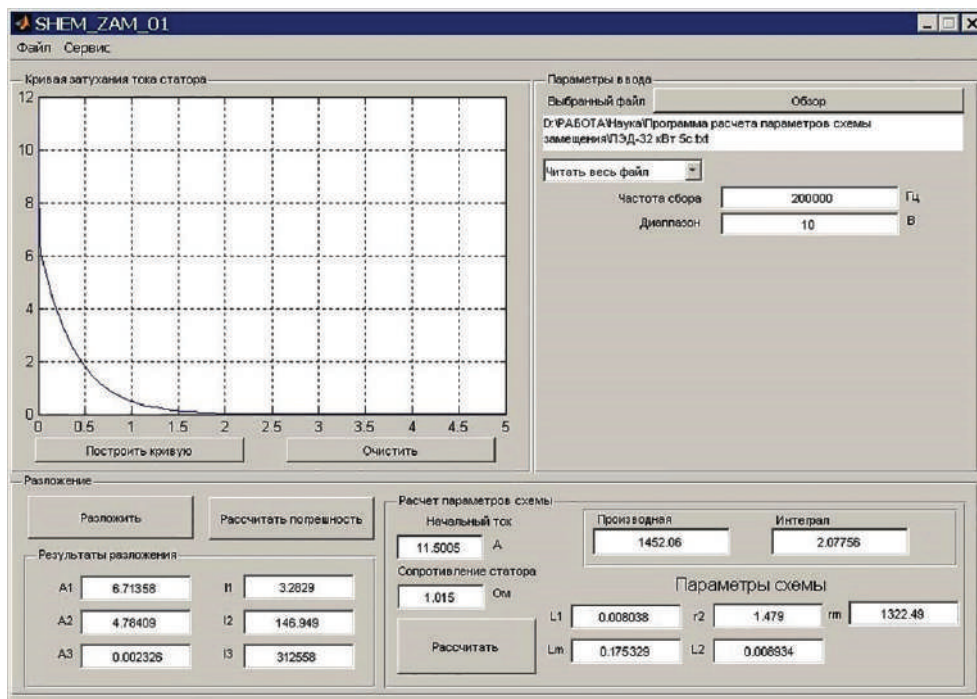


Рис. 3. Интерфейс обрабатывающей программы SHEM_ZAM 01

Таблица 1

Эквивалентные параметры ПЭДН32-117М-1000

Двигатель	Электромагнитные параметры						
		R_1 , Ом	R'_2 , Ом	L_1 , мГн	L'_2 , мГн	R_m , Ом	L_m , мГн
ПЭДН 32-117М-1000, $I_0 = 11,5$ А	Из переходной характеристики	1,015	1,479	8,038	8,934	1322,49	175,329
	Известные	1,015	1,331	7,671	9,038	1232,58	181,58
	Отклонение, %	0	-11,1	-4,78	1,15	-7,29	3,44

программы SHEM_ZAM 01 представлены в табл. 1 и на интерфейсе программы (рис. 3). Начальные токи аппроксимирующих экспонент обозначены на рис. 3 как A_1 , A_2 , A_3 ; постоянные времени экспонент представлены в неявном виде как $I_1 = T_1^{-1}$, $I_2 = T_2^{-1}$, $I_3 = T_3^{-1}$.

Из табл. 1 следует, что параметры ПЭДН32-117М-1000 определены с погрешностью, не превышающей 7,5 %. Исключение составляет сопротивление ротора R'_2 , где отклонение достигает 11,1 %. Все в целом показывает достаточную степень адекватности предлагаемого способа определения электромагнитных параметров физическим процессам в АД.

Выводы. Разработанный способ определения эквивалентных параметров АД позволяет определять параметры всех элементов классической Т-образной схемы замещения, расширить арсенал технических средств аналогичного назначения и может найти применение при контроле параме-

тров АД после ремонтного обслуживания и на кустовых площадках нефтедобывающих скважин.

Библиографический список

1. Kovalev A. Yu., Kuznetsov Ye. M., Anikin V. V. The parameter identification of submersible motors of electrical centrifugal pump units for oil production // International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON 2015 – Proceedings. 2015. P. 1–4. DOI: 10.1109/SIBCON.2015–7147111.
2. He Y., Wang Y., Feng Y., Wang Z. Parameter identification of an induction machine at standstill using the vector constructing method // IEEE Transactions on Power Electronics. 2012. Vol. 27, Issue 2. P. 905–915.
3. Vandevier J. E., Hocutt L. E. Generator selection for the reliable operation of subsurface centrifugal pump motors // IEEE Transactions on Industry Applications. 1980. Vol. 1A-16, Issue 1. P. 154–160. DOI:10.1109/TIA.1980.4503761.
4. Мощинский Ю. А., Беспалов В. Я., Кириякин А. А. Определение параметров схемы замещения асинхронной ма-

шины по каталожным данным // Электричество.1998. № 4. С. 39–42.

5. Пат. 2391680 Российская Федерация, МПК G01R31/34. Способ определения параметров и рабочих характеристик асинхронного двигателя без сопряжения с нагрузочным устройством / Шарипов А. М. № 2008149499/28; заявл. 15.12.2008; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16.

6. Karanayil B., Rahman M. F., Grantham G. [et al.]. On-line parameter identification using artificial neural networks for vector controlled induction motor drive // 3rd International Conference on Electrical & Computer Engineering ICECE 2004, 28–30 December 2004. Dhaka. Bangladesh. 2004. P. 23–26.

7. Jančovič M., Žalman M., Jovankovič J. Parameter identification of induction motors by using genetic algorithms // Virtual University VUr07: 8th International Conference, 13–14 December 2007. Bratislava, Slovak Republic: STU. 2007. P. 196–203. ISBN 978-80-89316-09-0.

8. Виноградов А. Б. Векторное управление электроприводами переменного тока. Иваново: Изд-во ИГЭУ, 2008. 298 с.

9. Пат. 2422839 Российская Федерация, МПК G01R27/26. Способ определения индуктивности рассеяния фазы обмотки статора асинхронного электродвигателя и устройство для его реализации / Ковалев Ю. З., Ковалев А. Ю., Кузнецов Е. М. № 2009139123/28; заявл. 22.10.09; опубл. 27.06.11, Бюл. № 18.

10. Ковалев А. Ю., Ковалев Ю. З., Солодянкин А. С. Электротехнологические установки насосной эксплуатации скважин: моногр. Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2010. 173 с.

11. Пат. 2623834 Российская Федерация, МПК G01R27/26. Способ определения электромагнитных параметров асинхронных электродвигателей / Кузнецов Е. М., Ковалев А. Ю., Аникин В. В. № 2016104186; заявл. 09.02.16; опубл. 29.06.17, Бюл. № 19.

КУЗНЕЦОВ Евгений Михайлович, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электрическая техника» Омского государственного технического университета.

КОВАЛЕВ Александр Юрьевич, кандидат технических наук, декан инженерно-технического факультета Нижневартовского государственного университета (НВГУ).

АНИКИН Василий Владимирович, старший преподаватель кафедры «Автоматизация и робототехника» НВГУ.

Адрес для переписки: kiricuznetsov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 27.10.2017 г.

© Е. М. Кузнецов, А. Ю. Ковалев, В. В. Аникин

УДК 621.313.8

**О. А. ЛЫСЕНКО
А. В. СИМАКОВ**

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

В статье рассматриваются вопросы моделирования и расчета электромагнитного момента погружных асинхронных электродвигателей (ПЭД) и погружных вентильных электродвигателей (ПВЭД) установок центробежных насосов добычи нефти. Актуальность рассмотренных вопросов подтверждается растущими требованиями к технологии добычи нефти, в том числе с точки зрения энергоэффективности. Дана краткая характеристика установкам электроцентробежных насосов и представлены основные конструктивные особенности погружных электродвигателей. Выбрано программное обеспечение для построения и расчета математической модели погружного электродвигателя. Результатами моделирования являются картины силовых линий в сечении асинхронного и магнитоэлектрического синхронного погружных электродвигателей. Адекватность моделей подтверждается соответствием распределения магнитного потока в сечении машины и совпадением в пределах погрешности аналитического и эмпирического значений вращающего момента. Результаты моделирования, с учетом принятых допущений и метода расчета, а также погрешности проектирования и средства расчета модели являются верными.

Ключевые слова: нефтедобыча, центробежный насос, погружной электродвигатель, математическая модель, метод конечных элементов.

Непрерывное развитие промышленности обуславливает стабильный рост энергопотребления [1]. Углеводороды, несмотря на истощающиеся запасы, остаются самым востребованным видом топлива

[2]. Вопросы добычи, транспортировки и хранения углеводородов на данный момент являются актуальными. Доля России в общей мировой добыче нефти составляет 13,92 % [3]. Исходя из экономических,

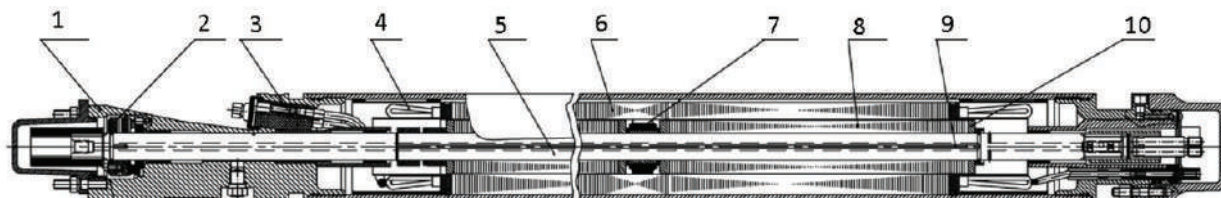


Рис. 1. Погружной асинхронный электрический двигатель, где:

1 — головка, 2 — подшипник осевой, 3 — разъем для кабельной линии, 4 — обмотка статора (однослойная протяжная), 5 — вал двигателя, 6 — магнитопровод статора, 7 — подшипник скольжения, 8 — магнитопровод ротора (пакет ротора), 9 — отверстие для циркуляции масла, 10 — обмотка ротора [6]

промышленных и бытовых потребностей, можно утверждать, что в ближайшее время отсутствуют предпосылки для снижения объемов добычи.

При обеспечении нефтедобывающих участков не последнее место уделяется энергоэффективности [4]. Существует классификация по уровню коэффициента полезного действия: нормальный класс (EFF3), повышенный (EFF2) и высокий (EFF1) [5]. Отечественная промышленность в основном обеспечивает производство промышленности класса EFF2.

В данной работе внимание предлагается уделить установкам электроцентробежных насосов (УЭЦН). Они предназначены для извлечения пластовой жидкости из нефтедобывающих скважин. За счет УЭЦН функционируют около трети действующих скважин, извлекая около 60% добываемой нефти [6]. Приводом для УЭЦН является погружной электродвигатель (ПЭД). Ввиду того что именно электродвигатель определяет основные энергетические характеристики УЭЦН, вопросы математического моделирования, энергетической и конструктивной эффективности представляют реальный интерес.

В настоящее время погружные электродвигатели выпускаются в различных температурных исполнениях (температура окружающей среды может достигать 200 °С) и с различными габаритами корпуса, ориентированными на типовые диаметры скважин.

Основными конструктивными элементами погружного электродвигателя (рис. 1) являются ротор, статор, вал и корпус статора [6]. Принципиальные отличия от электродвигателей общего назначения заключаются, прежде всего, в конструкции ротора, который состоит из отдельных пакетов (от 8 до 23), разделенных подшипниками скольжения. Это обусловлено тем, что условия эксплуатации ПЭД имеют жесткие ограничения относительно наружного диаметра корпуса. Кроме того, внутренняя полость ПЭД заполняется синтетическим маслом с напряжением пробоя не менее 30 кВ/см. Оно служит для смазки трущихся деталей двигателя и для отвода тепла.

В последнее время растет применение синхронных машин с постоянными магнитами (СМПМ). Во многом это обусловлено появлением на рынке постоянных магнитов с большой коэрцитивной силой и остаточной индукцией. Таковыми являются постоянные магниты на основе неодимовых сплавов [7]. СМПМ отличаются хорошими энергетическими характеристиками, достаточно простой конструкцией и широкими возможностями регулирования скорости вращения. Совокупность СМПМ и системы управления в технической литературе называется вентильным электроприводом (ВЭП).

Функциональная схема ВЭП погружного насоса (рис. 2) включает выпрямительный блок, регулятор

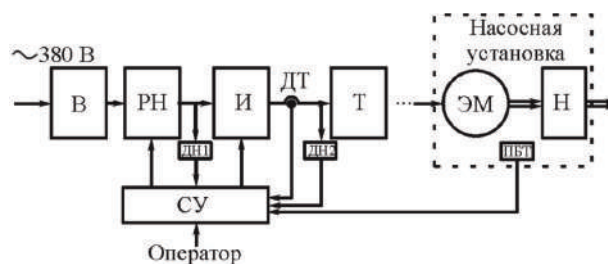


Рис. 2. Функциональная блок-схема ВЭП погружного насоса, где: В — выпрямительный блок, РН — регулятор напряжения, И — инвертор, Т — трансформатор, ЭМ — электрическая машина, СУ — система управления, ДН1, ДН2 — датчики напряжений, ДТ — датчик тока, ПБТ — погружной блок телеметрии, Н — насос [8]

напряжения, инвертор, трансформатор, систему управления, датчики напряжения и тока, погружной блок телеметрии, а также объект управления — погружную электрическую машину, являющуюся приводом насоса [8].

Скорость вращения двигателя, определяющая производительность насоса, регулируется изменением напряжения на входе инвертора по информации от датчиков. Погружной блок телеметрии отслеживает и отправляет в систему управления информацию о текущем состоянии насосной установки. В случае обнаружения неисправности система выполняет автоматическое отключение установки или формирует сигнал ошибки, код которой соответствует обнаруженной неисправности.

Ввиду того что объект управления находится глубоко под землей, установка дополнительных измерительных устройств и преобразователей непосредственно на нем нецелесообразна, поскольку данное решение будет связано с дополнительными погрешностями и снижением надежности установки в целом.

Относительно недавно существенным недостатком ВЭП была необходимость использования датчика положения ротора (ДПР). В данный момент этот недостаток устранен за счет применения бездатчиковых методов управления. Одним из таких методов является фазовое управление, суть которого заключается в определении точек, в которых наводимая в якорных обмотках противоЭДС от поля возбуждения переходит через нуль. Точки перехода регистрируются, когда одна из трех фаз обмотки отключена от источника питания. Это возможно при парной коммутации, когда в любой момент времени к источнику питания подключены только две фазы двигателя, а третья может быть использована для измерения противоЭДС, для расчета которой используются сигналы от датчиков тока и напряже-

Параметры погружного асинхронного электродвигателя

Тип	P_n , кВт	U_n , В	I_n , А	КПД, %	$\cos \phi$, о.е.	S, %	m, кг
ПЭДН70-130-1950	70	1950	27,5	84,4	0,893	4,6	445

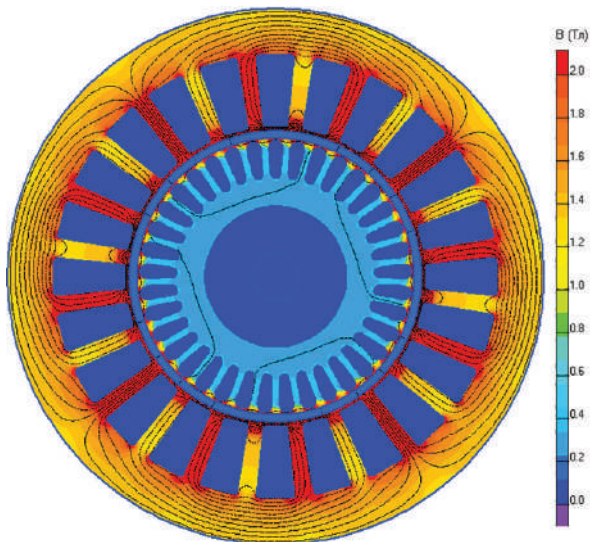


Рис. 3. Результат моделирования асинхронного ПЭД

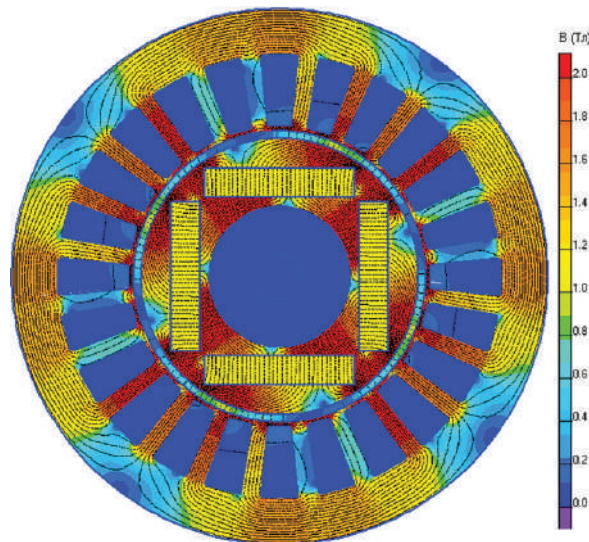


Рис. 4. Результат моделирования синхронного магнитоэлектрического ПЭД

ния. Для снижения потерь в подводящих проводах, а также для уменьшения их сечения на выходе инвертора предусмотрен регулируемый трансформатор, повышающий напряжение при максимальной производительности насоса [8].

На данный момент существует большой выбор различного программного обеспечения, позволяющего моделировать достаточно сложные процессы и мультифизические задачи. В частности, это COMSOL Multiphysics, ANSYS Maxwell, FlexPDE, Elcut и многие другие. Особенное внимание предлагается уделить программному продукту Elcut российской организации ООО «ТОР». Elcut — это интегрированная диалоговая система программ, позволяющая решать плоские и осесимметричные задачи различных типов [9]. Основным методом решения задач в Elcut является метод конечных элементов (МКЭ).

Для создания и определения геометрической модели ПЭД выберем один из существующих, серийно выпускаемых образцов. Таковым станет ПЭДН70-130-1950. Паспортные данные этого электродвигателя приведены в табл. 1.

Геометрическая модель электродвигателя представлена поперечным сечением статора и пакета ротора. В закрытых пазах статора и ротора находится медная обмотка с относительной магнитной проницаемостью, равной единице. Материал статора и ротора — электротехническая сталь СТ 2013. Вал выполнен полым и состоит из немагнитного материала, чтобы не вносить дополнительное искажение в картину поля. Трехфазная обмотка статора размещена в пазах таким образом, чтобы создать две пары полюсов. Плотность тока в обмотке статора принимаем равной $7 \cdot 10^6$ А/м² [10]. Проводимость

короткозамкнутой обмотки ротора равна $4 \cdot 10^7$ см/м (при условии, что температура обмоток составляет 115 °С). Результат моделирования (рис. 3) соответствует теоретическим ожиданиям, картина силовых линий магнитного потока симметрична.

С помощью встроенных средств Elcut возможно измерить вращающий момент, создаваемый током статора. Для этого необходимо провести контур интегрирования, охватывающий ротор, и воспользоваться интегральным калькулятором. Измеренное в результате моделирования значение вращающего момента $M_y = 479,91$ Н·м.

Как известно из теории электрических машин аналитически определить вращающий момент двигателя возможно по формуле (1):

$$M = 9950 P_2 / n_n \quad (1)$$

Подставляя в эту зависимость известные параметры ПЭД (табл. 1), получаем аналитическое значение вращающего момента $M_a = 486,72$ Н·м.

Для моделирования синхронного ПЭД с постоянными магнитами внесем изменения в конструкцию построенной ранее модели. Короткозамкнутую медную обмотку ротора заменим четырьмя постоянными магнитами на основе сплава Nd-Fe-B [11]. Коэрцитивную силу магнитов принимаем равной 1000 кА/м, а ее направление задаем таким, чтобы силовые линии магнитного потока ротора создавали две пары полюсов. Плотность тока, расположение обмоток статора, материал и габариты статора и ротора оставляем прежними. Результат моделирования (рис. 4) наглядно демонстрирует полюса ротора и статора. Симметрия силовых линий магнитного потока позволяет сделать вывод о корректности

Эмпирические значения момента в зависимости от плотности тока

$j \cdot 10^6, \text{ A/m}^2$	3,5	4,2	4,9	5,6	6,3	7	7,7	8,4	9,1	9,8	10,5
$M_{\text{асин}}, \text{ Н}\cdot\text{м}$	120	173	235	307	389	480	581	691	811	941	1080
$M_{\text{син}}, \text{ Н}\cdot\text{м}$	333	391	449	508	567	629	692	756	821	888	957

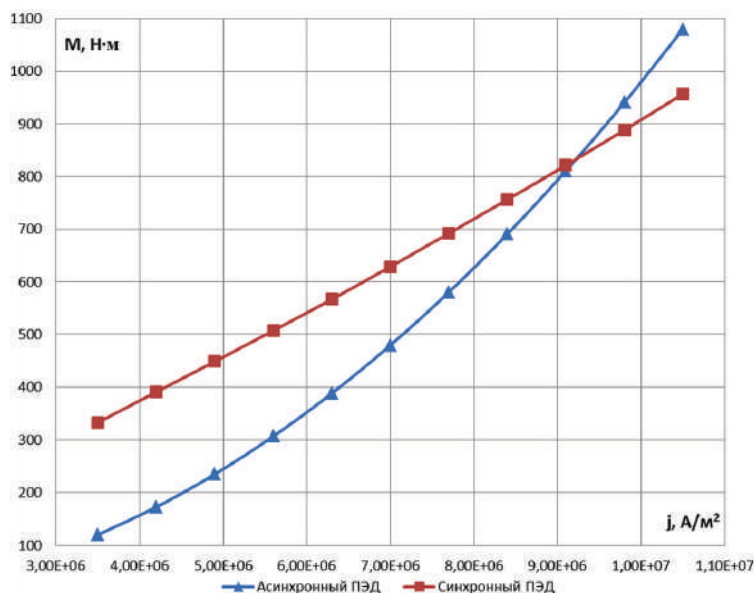


Рис. 5. Зависимости вращающего момента от плотности тока

построения модели. Измеренное в результате моделирования значение вращающего момента $M_{\text{э}} = 628,91 \text{ Н}\cdot\text{м}$, что на 23 % превосходит номинальный момент, полученный при моделировании асинхронного ПЭД.

Для того, чтобы получить зависимость изменения вращающегося момента от плотности тока в обмотке статора, повторим моделирование для значений плотности тока от 0,5 до 1,5 номинального значения. Результаты измерений сведены в табл. 2.

Построенный по рассчитанным значениям (табл. 2) график (рис. 5) демонстрирует нелинейную зависимость с случае с асинхронным ПЭД. В то же время синхронная машина с постоянными магнитами на исследуемом участке демонстрирует практически линейную зависимость.

Построенные модели соответствуют теоретическим представлениям о природе протекающих процессов. Распределение силовых линий поля внутри электрических машин позволяет сделать заключение о корректности принятых допущений и об адекватности построенных геометрических моделей.

Разница между аналитическим и эмпирическим значениями в номинальном режиме составляет менее 1,5 %. Столь незначительное расхождение связано с тем, что построенная модель имеет такие допущения, как: не учитывается коэффициент заполнения паза и коэффициент теплового расширения, отсутствуют механические потери и т.д.

Замена короткозамкнутого ротора на ротор с постоянными магнитами позволила на 23 %

увеличить вращающий момент, а следовательно, и мощность без изменения плотности тока в обмотках статора.

Построение зависимостей вращающего момента от плотности тока в диапазоне 0,5–1,5 от принятой при проектировании обнаружило нелинейную зависимость в случае с асинхронным ПЭД и линейную зависимость в случае с магнитоэлектрическим синхронным ПЭД.

Наличие линейной зависимости благоприятно сказывается при проектировании и управлении координатами машины.

Анализируя результаты моделирования, можно сделать вывод, что при использовании магнитоэлектрической синхронной машины в качестве ПЭД возможно добиться увеличения вращающего момента без изменения габаритов и токовых нагрузок машины либо получить сопоставимый с асинхронной машиной вращающий момент при меньшем энергопотреблении, а значит, и с меньшими электрическими потерями.

Библиографический список

1. Мудрецов А. Ф., Тулупов А. С. Вопросы развития альтернативной энергетики в России // Вестник Томского государственного университета. Экономика. 2016. № 4 (36). С. 38–45.
2. Прищепа О. М., Боровинских А. П. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 3. С. 10–24.

3. Лебединский Н. А. Тенденции развития мирового рынка нефти // Социально-экономические науки и гуманитарные исследования. 2016. № 12. С. 18–21.

4. Старкова Н. О., Кохановская Е. А. Проблемы эффективности российского нефтегазового комплекса РФ // Бюллетень науки и практики. 2016. № 10 (11). С. 263–270.

5. Мугалимов Р. И., Мугалимова А. Р. Сравнительная оценка класса энергоэффективности асинхронных двигателей и электротехнических комплексов с их применением // Электротехнические системы и комплексы. 2016. № 4 (33). С. 14–19.

6. Ковалев А. Ю., Ковалев Ю. З., Солодянкин А. С. Электротехнологические установки насосной эксплуатации скважин: моногр. Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2010. 105 с.

7. Татевосян А. А., Мищенко В. С. Моделирование магнитного поля синхронного генератора с постоянными магнитами // Омский научный вестник. 2016. № 4 (148). С. 90–93.

8. Окунеева Н. А., Соломин А. Н., Русаков А. М. Вентильные электродвигатели в составе нефтедобывающего оборудования // Электричество. 2008. № 1. С. 60–65.

9. Руководство пользователя ELCUT. СПб.: ПК ТОР, 2016. 292 с.

10. Проектирование электрических машин / Под ред. И. П. Копылова. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Юрайт, 2011. 767 с. ISBN 978-5-9916-0904-3.

11. Петренко А. Н., Плюгин В. Е., Петренко Н. Я [и др.]. Разработка синхронного двигателя с постоянными магнитами на базе асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором // Электротехнические и компьютерные системы. 2016. № 22 (98). С. 111–115.

ЛЫСЕНКО Олег Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрическая техника».

Адрес для переписки: deolas@mail.ru

СИМАКОВ Александр Владимирович, магистрант гр. ЭЭМ-162 факультета «Элитное образование и магистратура».

Адрес для переписки: simak_off94@mail.ru

Статья поступила в редакцию 07.11.2017 г.

© О. А. Лысенко, А. В. Симаков

УДК 621.316.925.1

Т. А. НОВОЖИЛОВ

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

ДАТЧИК ТОКА НА ГЕРКОНЕ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Предложена новая конструкция датчика тока на герконе для релейной защиты. Корпус датчика, изготовленный из диэлектрического материала, предназначен для надежной защиты датчика тока от механических и электрических повреждений. Управляющая обмотка при питании ее постоянным или переменным токами дает возможность повысить чувствительность устройства и определять направления измеряемого тока. А измерительная обмотка используется для контроля напряженности и спектра магнитного поля в точке размещения магнитной системы датчика тока от шины защищаемого элемента энергосистемы и в управляющей катушке. Для реализации защит предложены методы определения напряженности магнитного поля срабатывания геркона от токов в шине и катушке управления, а также метод коррекции параметров геркона.

Ключевые слова: датчик тока, корпус датчика тока, геркон, управляющая и измерительные катушки.

Введение. Наиболее часто для защиты от коротких замыканий элементов электроэнергетических систем используются токовые защиты. Как правило, для такой защиты требуется датчик тока и реагирующий орган. В максимальной токовой защите их роль выполняют трансформатор тока и токовое реле [1, 2]. Однако реализовать такую защиту удается не всегда.

Это вызвано тем, что часть элементов электроэнергетических систем не имеет трансформаторов тока, а на другие установить трансформаторы тока не представляется возможным из-за конструктивных особенностей как этих элементов, так и трансформаторов тока. Кроме того, размеры, вес и стоимость трансформаторов тока резко возрастает с повышением класса напряжения.

Поэтому в последние годы для решения подобных задач все чаще стали обращаться к датчикам тока в виде геркона с обмоткой [3, 4]. Одним примером может служить защита кабельных линий от ОЗЗ [5]. Другим примером использования такого датчика может служить максимальная токовая защита на герконе МТЗГ [6]. Однако проектирование и реализация таких технических решений затруднены из-за значительного разброса параметров срабатывания и возврата герконов, которые к тому же могут меняться в процессе длительной эксплуатации, а также из-за известных сложностей по определению напряженности магнитного поля срабатывания геркона [7, 8] и места его расположения. Таким образом, в настоящее время не совсем понятно, какую конструкцию должен иметь датчик

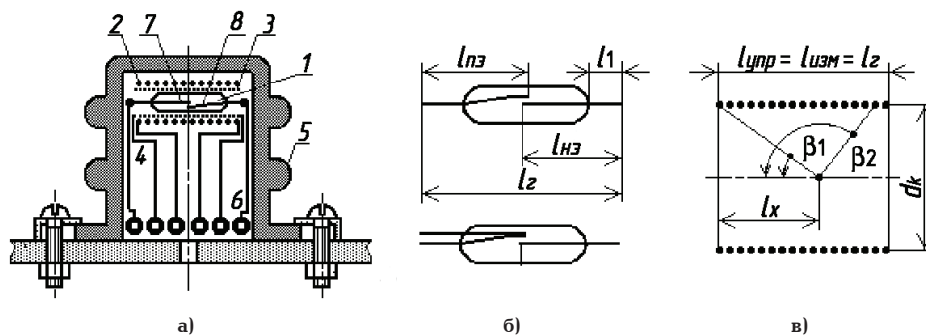


Рис. 1. Датчик тока на герконе для релейной защиты

Таблица 1

Технические характеристики герконов

Параметры	КЭМ-1	КЭМ-3
Размеры колбы по стеклу, мм	Ø5,4×52	Ø 3,0×20
Полная длина l_1 , мм	78	54
Длина подвижного электрода $l_{нз}$, мм	40	33
Длина неподвижного электрода $l_{нп}$, мм	40	23
Длина l_1 , мм	15	18
Время срабатывания/отпускания, м/сек	1,5–3,0/0,2–0,5	1,5/2,0
Коммутируемое постоянное напряжение/ток, В/А	150/0,5	30/0,25
Коммутируемое переменное напряжение/ток, В/А	250/0,5	80/0,25

тока, как с приемлемой точностью следует определять параметры его элементов и где размещать при реализации защиты. От значительной части этих вопросов можно избавиться. В данной работе это предлагается осуществить следующим образом.

Конструктивные особенности. Конструкция датчика тока в виде геркона с обмотками приведена на рис. 1а. Так же как и в [5], датчик тока выполняется в виде геркона 1 с управляющей 2 и измерительной 3 обмотками, которые закрепляются на печатной плате 4 и помещаются в защитный корпус 5 из фарфора или пластмассы. Такой корпус позволяет защитить геркон с обмотками от механических и электрических повреждений. Выводы обмоток 2 и 3, а также контакты геркона 1 коммутируются со схемой защиты и измерения с помощью контактов 6. Следует добавить, что при изготовлении такого датчика тока ферромагнитные материалы не используются.

Геркон представляет собой неподвижный 7 и подвижный 8 электроды, которые запаяны в стеклянный корпус. Промышленностью выпускаются герконы различных типов. Однако для конструирования устройств релейной защиты наибольший интерес представляют герконы конструктивно аналогичные герконам типа КЭМ-1 и КЭМ-3. Конструкция и размеры магнитной системы этих герконов приведены на рис. 1б и 1в, где $l_{нз}$ и $l_{нп}$ — длина подвижного и неподвижного электродов; l_1 — длина неподвижного электрода вне стеклянного корпуса, а их технические характеристики в табл. 1 [7, 8].

Управляющая обмотка 2 датчика тока при реализации различного рода устройств релейной за-

щиты может использоваться по-разному. В ряде устройств ее используют для подмагничивания постоянным или переменным током.

Подмагничивание постоянным током предоставляет возможность расширить диапазон измеряемых токов, а подмагничивание переменным током — выполнить реле направления мощности [5] или дифференциальную защиту [3] электрической линии или машины.

Измерительная обмотка 3 датчика тока позволяет контролировать напряженность и спектр магнитного поля в точке размещения магнитной системы геркона датчика тока, создаваемые током в шине защищаемого элемента энергосистемы и в управляющей катушке 2.

Это, в свою очередь, дает возможность определять порог срабатывания геркона и по его величине достаточно точно определять место установки датчика тока.

Следует добавить, что при разработке датчика тока на герконе длины управляющей $l_{упр}$ и измерительной катушки $l_{изм}$ с учетом проведенных ранее исследований, принимались равными длине магнитной системы геркона.

Очевидно, при реализации того или иного вида защит требуется оценить достаточно точно воздействие на такой датчик тока магнитного поля, тока в шине защищаемой установки и тока в управляющей обмотке.

Магнитное поле шины. В соответствии с [8, 9] и рис. 2а срабатывание геркона вызывает напряженность магнитного поля H_x , которая направлена вдоль оси его магнитной системы. Если допустить,

что шина плоская шириной h_w имеет бесконечную длину, а воздушный зазор геркона совпадает с ее серединой, то в соответствии с законом Био–Савара–Лапласа [9] и этим рисунком напряженность магнитного поля вдоль магнитной системы геркона можно рассчитать приближенно, как магнитное поле от N элементов с током. В результате

$$H_x(x) = \sum_{n=1}^N \frac{I_w}{N} \frac{d}{2\pi \cdot r_n^2}, \quad (1)$$

где I_w — ток в шине; $r_n = \sqrt{d^2 + (x_n - x)^2}$ — расстояние между n -м элементом шины с током I_w/N и произвольной точкой на магнитной системе геркона; d — расстояние между шиной и герконом; x — координата точки, в которой на продольной оси геркона определяется напряженность магнитного поля.

При этом среднее значение напряженности магнитного поля плоской шины в области размещения магнитной системы геркона, вызывающей его срабатывание,

$$H_{cp} = \frac{I_w}{N} \frac{d_{cp}}{2\pi} \sum_{n=1}^N \int_{-l_r/2}^{l_r/2} \frac{dx}{d_{cp}^2 + (x_n - x)^2}, \quad (2)$$

где d_{cp} — максимальное значение расстояния между шиной и герконом, на котором происходит срабатывание геркона; l_r — длина магнитной системы геркона.

Зависимость $H_x(x)$, построенная по математическому выражению (1) для шины шириной $h_w = 0,12$ м и током $I_w = 400$ А в ней, на рис. 2б показана утолщенной линией. Контакты используемого в эксперименте геркона КЭМ-1 в этих условиях замыкались на расстоянии d_{cp} , равном 0,062 м.

Из рис. 2б видно, что максимальное значение магнитного поля шины приходится на область воздушного зазора геркона и достигает величины 817 А×вит. В то же время среднее значение напряженности магнитного поля вдоль всей магнитной системы геркона длиной 0,078 м составляет порядка 784 А×вит. На рис. 2б оно показано пунктирной линией. При этом [9] действительные значения ЭДС в измерительной обмотке датчика тока

$$E_{изм} = 4,44f \cdot w_{изм} S_{изм} \mu_0 H_{cp}, \quad (3)$$

где f — частота сети; $w_{изм}$ — число витков измерительной обмотки; $S_{изм} = \pi d_k^2/4$ — площадь витков

измерительной катушки; μ_0 — магнитная проницаемость вакуума.

Кроме того, из рис. 2б видно, что изменение H_x вдоль магнитной системы незначительно и существенно уменьшается с увеличением ширины шины и расстояния между шиной и герконом. В связи с этим при конструировании и реализации защиты представляется удобным использование среднего значения H_x в пределах магнитной системы геркона и соответствующей ему величине $E_{изм}$.

Магнитное поле управляющей обмотки. Известно [9], что распределение напряженности H_x магнитного поля вдоль продольной оси обмотки геркона длиной l_k , диаметром d_k и с числом витков w_k при токе I_k в ней в соответствии с рис. 1г и рис. 2а можно определить как

$$H_x = \frac{I_k w_k}{2l_k} (\cos\beta_1 - \cos\beta_2), \quad (3)$$

где $\cos\beta_1 = l_x / \sqrt{l_x^2 + (d_k/2)^2}$ и $\cos\beta_2 = (l_k - l_x) / \sqrt{(l_k - l_x)^2 + (d_k/2)^2}$.

С учетом этого распределение напряженности H_x магнитного поля вдоль магнитной системы геркона КЭМ-1 от тока в обмотке с параметрами из табл. 2, приводящими к срабатыванию этого геркона, полученное по математическому выражению (3), приведено на рис. 3. Здесь линиями 1–4 показаны зависимости $H_x(x)$ для управляющих обмоток с числом витков w_k , равным 10, 20, 30, 45 витков, и длиной, равной 18, 36, 54 и 78 мм соответственно. Из рис. 3 видно, что максимальное значение напряженности $H_{x,max}$ магнитного поля приходится на область воздушного зазора геркона, а ее изменение вдоль оси X уменьшается с увеличением длины управляющей катушки. При этом среднее значение этого распределения $H_x(x)$ для обмотки с $w_k = 45$ витков показано пунктирной линией. Из рис. 3 видно, что для управляющей катушки длиной, равной длине магнитной системы геркона, максимальное и среднее значения H_x для этой обмотки равны 818 и 784 А×вит соответственно.

Сопоставление этих величин напряженности магнитного поля с такими же величинами, но для шины показывает, что различие между ними не превышает 0,12 и 0,51 % соответственно. Это подтверждает предположение о возможности конструирования и реализации защиты на предлагаемом датчике тока при $l_{упр} = l_{изм} = l_r$ по величине среднего

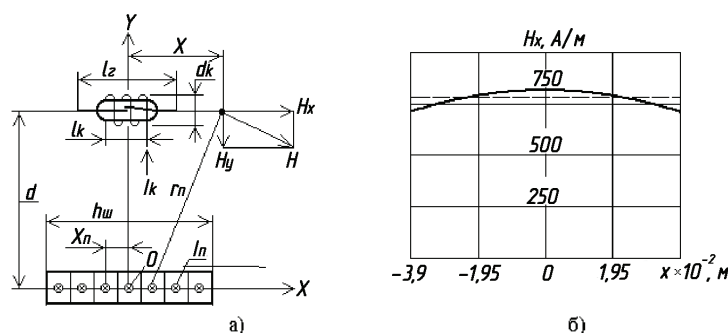


Рис. 2. Расчетная схема для моделирования магнитного поля

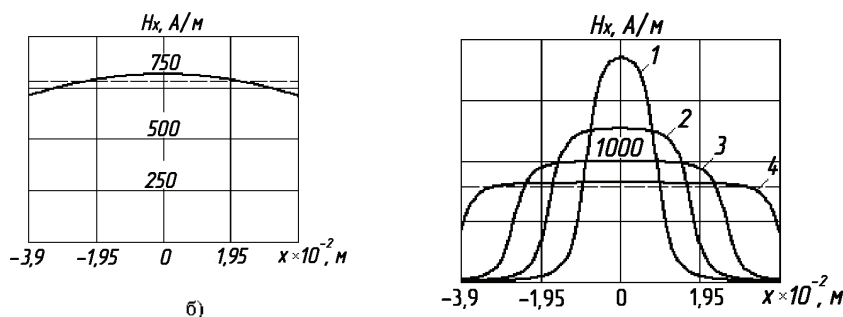


Рис. 3. Распределение напряженности H_x магнитного поля вдоль магнитной системы геркона КЭМ-1 от обмоток с различным числом витков, вызывающее срабатывание геркона

Таблица 2

Экспериментальное определение тока $I_{\text{ср}}$ в обмотке с w_k числом витков, приводящего к срабатыванию геркона типа КЭМ-1

Параметры обмотки для геркона КЭМ-1	Обмотка № 1	Обмотка № 2	Обмотка № 3	Обмотка № 4
$d_{k'}$, мм	7,4	7,4	7,4	7,4
$l_{k'}$, мм	78	54	36	18
$w_{k'}$, ВИТ	45	30	20	10
$I_{\text{ср}'}$, А	1,43	1,75	2,25	3,5
$F_{\text{ср}} I_{\text{ср}} w_{k'}$, А×ВИТ	64,35	52,5	45,0	35
$H_{k'}$, А×ВИТ	818	928	1133	1799

Таблица 3

Результаты эксперимента с герконом типа КЭМ-3

Параметры	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5
$d_{k'}$, мм	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
$L_{\text{шз}'}$, мм	28	22,4	16,8	11,2	5,6
$w_{k'}$, ВИТ	50	40	30	20	10
$I_{\text{ср}'}$, А	1,45	1,55	1,85	2,5	4,7
$I_{\text{ср}} w_{k'}$, А×ВИТ	72,5	62	55,5	50	47
$H_{k'}$, А×М	2488	2615	2993	3656	5102

значения H_x в пределах магнитной системы геркона и соответствующей ему величине $E_{\text{шзм}}$.

Таким образом, с приемлемой точностью напряженность магнитного поля срабатывания геркона можно определять по величине МДС обмотки, длина которой равна длине магнитной системы геркона. В свою очередь, расстояние от геркона до шины следует определять по величине полученной напряженности магнитного поля срабатывания геркона и току в шине.

Корректирование параметров геркона. В связи с тем, что проектирование и реализация устройств релейной защиты затруднено из-за значительного разброса параметров срабатывания герконов определенный интерес представляет возможность их корректировки.

Одной из таких возможностей является изменение размеров магнитной системы путем укорачивания неподвижного электрода.

Для исследования такой возможности использовался геркон КЭМ-3, в котором по рис. 1г уменьшалась длина $l_{\text{шз}}$ неподвижного электрода. В процессе эксперимента определялись МДС $I_{\text{ср}} w_k$ обмотки диаметром $d_k = 0,0052$ м, длиной $l_k = 0,04$ м и с числом витков $w_k = 23$, а также максимальное значение $H_{x,\text{max}}$ напряженности магнитного поля этой обмотки геркона, приводящее к срабатыванию геркона. Результаты экспериментальной проверки возмож-

ности корректировки такого геркона приведены в табл. 3.

Таким образом, если допустить, что разброс параметров срабатывания герконов из одной партии составляет порядка 15 %, то для его устранения изменение длины неподвижного электрода не превысит 5 %, то есть порядка 1,5 мм.

Библиографический список

1. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976. 559 с.
2. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейных защит. М.: Энергоатомиздат, 1984. 232 с.
3. Новожилов А. Н. Применение герконов для защиты асинхронных двигателей от витковых замыканий // Электричество. 1990. № 2. С. 52–55.
4. Никитин К. И., Новожилов А. Н., Кудабаяев Д. А., Новожилов Т. А., Сидоров О. А. Чувствительная защита от замыканий ТТНП с герконом // Омский научный вестник. 2013. № 2 (120). С. 210–213.
5. Новожилов А. Н., Никитин К. И., Кудабаяев Д. А., Новожилов Т. А., Сидоров О. А. Максимальная токовая защита на герконе герконом // Омский научный вестник. 2013. № 2 (120). С. 210–213.
6. Новожилов А. Н., Новожилов Т. А., Попов А. П., Малинин Н. В. Максимальная токовая защита на герконе герконом // Омский научный вестник. 2015. № 3 (143). С. 251–253.

7. Диковский Я. М., Капралов И. И. Магнитоуправляемые контакты. М.: Энергия, 1970. 153 с. ISBN 978-5-91559-098-3.

8. Карабанов С. М., Майзельс Р. М., Шоффа В. Н. Магнитоуправляемые контакты (герконы) и изделия на их основе. Долгопрудный: Издат. дом «Интеллект»М, 2011. 408 с. ISBN 978-5-91559-098-3.

9. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники. М.: Высшая школа, 1967. 775 с.

НОВОЖИЛОВ Тимофей Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий». Адрес для переписки: timokvey@mail.ru

Статья поступила в редакцию 16.06.2017 г.
© Т. А. Новожилов

УДК 621.31

**И. С. СУХАЧЕВ
С. В. СИДОРОВ
В. В. СУШКОВ**

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень
Нижевартовский
государственный университет,
г. Нижневартовск

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭНЕРГИИ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА ИЗОЛЯЦИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯХ

Работа относится к области электротехники и внутрискважинного оборудования, а именно к оценке энергии, воздействующей на изоляцию электрооборудования нефтяной скважины при импульсных перенапряжениях. Разработана на примере системы «трансформатор–питающий кабель–ПЭД» схема замещения и ее математическое описание. Построена и проанализирована АЧХ импульсных перенапряжений на входе трансформатора, кабеля и погружного электродвигателя. Определены энергия и частоты напряжений в узлах схемы замещения, где энергия воздействия на изоляцию имеет максимальное значение.

Ключевые слова: импульсные перенапряжения, энергия, изоляция электрооборудования, трансформатор, кабель, погружной электродвигатель, оборудование защиты.

Одна из причин значительных непроизводительных потерь и снижения объема добычи нефти при использовании установок электрических центробежных насосов (УЭЦН) заключается в выходе из строя погружных электродвигателей (ПЭД). Причем надежность изоляции (50 % выхода из строя) ПЭД существенным образом влияет на технический ресурс УЭЦН в целом. На технический ресурс изоляции ПЭД существенным образом влияют число импульсов и величина энергии (напряженность электрического поля) внутренних и внешних перенапряжений, приводящих к пробое изоляции [1, 2].

У твердых изоляционных материалов различают три основных механизма пробоя: тепловой, электрический и электрохимический [3].

Тепловой пробой возникает, когда количество тепловой энергии, выделяющейся в изоляции за счет диэлектрических потерь, превышает то

количество энергии, которое может рассеиваться в данных условиях, при этом нарушается тепловое равновесие, а процесс приобретает лавинообразный характер. Пробивное напряжение, обусловленное нагревом изоляции, связано с частотой напряжения, условиями охлаждения и температурой окружающей среды. Типичными признаками теплового пробоя является экспоненциальное уменьшение пробивного напряжения с ростом температуры окружающей среды, а также снижение электрической прочности.

Электрический пробой не обусловлен тепловой энергией и является по своей природе чисто электронным процессом, когда из немногих начальных электронов в твердом теле создается электронная лавина. Развитие лавин сопровождается фотоионизацией, которая ускоряет образование проводящего канала. Ускоренные полем электроны при столкно-

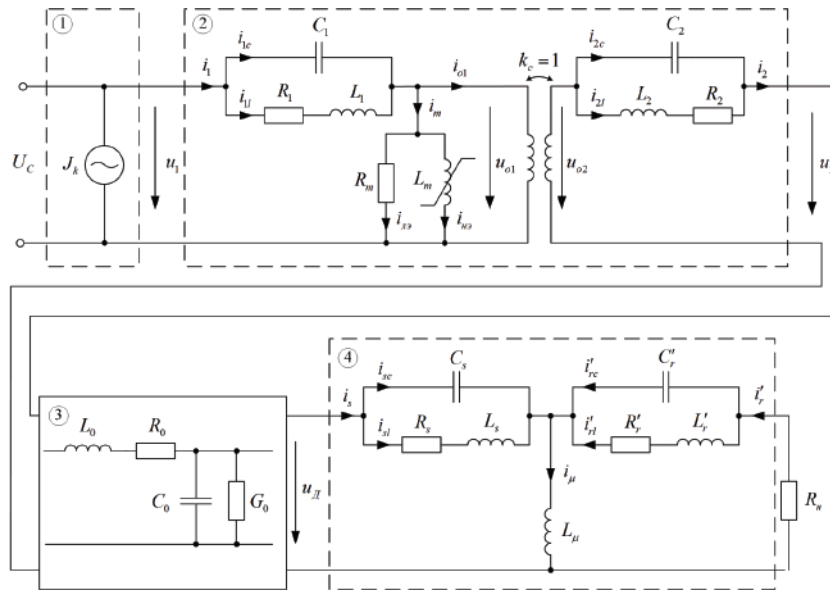


Рис. 1. Схема замещения системы Т-К-ПЭД

вениях передают свою энергию узлам решетки и разогревают ее вплоть до плавления. В разрядном канале создается значительное давление, которое может привести к появлению трещин или полному разрушению изоляции. Электрический пробой наблюдается у большинства типов изоляционных материалов при кратковременных (импульсных) воздействиях напряжения.

Электрохимический пробой изоляции развивается при повышенных температурах и высокой влажности воздуха (окружающей среды).

Для развития электрохимического пробоя требуется длительное время, поскольку он связан с явлением электропроводности и, следовательно, не является определяющим при импульсных воздействиях.

Методика оценки передаваемой энергии изоляции электрооборудования заключается в:

— разработке схемы замещения и математического описания системы «трансформатор — питающий кабель — ПЭД» (Т-К-ПЭД);

— проведении частотного анализа в узлах схемы замещения при импульсных воздействиях;

— расчете энергии передаваемой изоляции электрооборудования системы Т-К-ПЭД.

Разработанная нелинейная схема замещения системы Т-К-ПЭД представлена на рис. 1, где 1 — источник, задающий гармоники импульсного перенапряжения; 2 — трансформатор; 3 — питающий кабель; 4 — ПЭД. В соответствии с рис. 1 разработано математическое описание перечисленного электрооборудования системы Т-К-ПЭД, приведённое далее.

Трансформатор описывается системой комплексных уравнений (1):

$$\begin{cases} \dot{I}_{o1} = \dot{I}_1 + \dot{I}_m, \\ \dot{I}_m = \dot{I}_{\Delta} + \dot{I}_{нэ}, \\ \dot{I}_{\Delta} \cdot R_m = \dot{U}_{o1}, \\ \dot{U}_1 = \dot{I}_1 \cdot Z_1 + \dot{I}_{\Delta} \cdot R_m, \\ \dot{U}_2 = \dot{U}_{o2} - \dot{I}_2 \cdot Z_2, \\ \frac{\dot{U}_{o1}}{\dot{I}_{o1}} = \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_{o1}} = n, \end{cases} \quad (1)$$

где Z_1, Z_2 — полные комплексные сопротивления первичной и вторичной обмоток трансформатора, определяемые как

$$Z_1 = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_1 + \frac{1}{R_1 + j \cdot \omega \cdot L_1}}, \quad (2)$$

$$Z_2 = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_2 + \frac{1}{R_2 + j \cdot \omega \cdot L_2}}; \quad (3)$$

n — коэффициент трансформации; $R_1, R_2, L_1, L_2, C_1, C_2$ — активные сопротивления, индуктивности и межвитковые емкости первичной и вторичной обмоток соответственно; R_m, L_m — активное сопротивление и индуктивность контура намагничивания.

Питающий кабель представлен длинной линией с распределёнными параметрами и описывается системой комплексных уравнений (4):

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \dot{U}_g \cdot ch(\gamma \cdot l) + \dot{I}_s \cdot Z_v \cdot sh(\gamma \cdot l), \\ \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_g}{Z_v} \cdot sh(\gamma \cdot l) + \dot{I}_s \cdot ch(\gamma \cdot l), \end{cases} \quad (4)$$

где Z_v, γ — волновое сопротивление питающего кабеля и постоянная распространения электромагнитного колебания, определяемые как

$$Z_v = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}}, \quad \gamma = \sqrt{Z_0 \cdot Y_0}; \quad (5)$$

Z_0, Y_0 — продольное сопротивление и поперечная проводимость единицы длины питающего кабеля; R_0, G_0, L_0, C_0 — активные сопротивление и проводимость, индуктивность, емкость единицы длины питающего кабеля; l — длина питающего кабеля.

ПЭД описывается системой комплексных уравнений (6):

$$\begin{cases} \dot{I}_s = \dot{I}_\mu + \dot{I}'_r, \\ \dot{U}_{l2} = \dot{I}_s \cdot Z_s + \dot{I}_\mu \cdot j \cdot \omega \cdot L_\mu, \\ \dot{I}'_r \cdot (Z'_r + R_n) - \dot{I}_\mu \cdot j \cdot \omega \cdot L_\mu = 0. \end{cases} \quad (6)$$

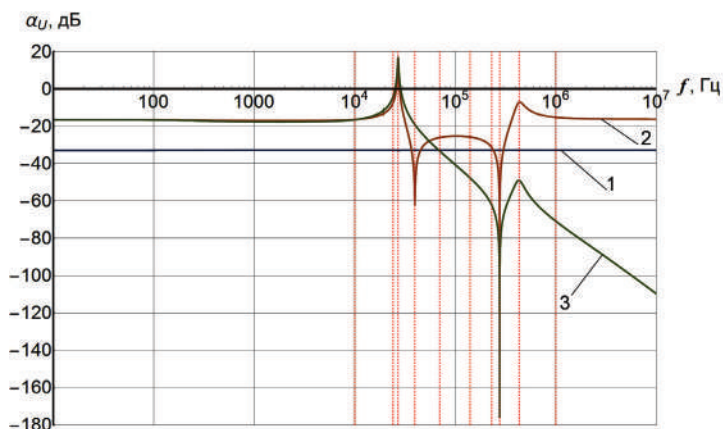


Рис. 2. Частотные характеристики импульсных перенапряжений в узлах схемы замещения системы Т-К-ПЭД: 1 — трансформатора; 2 — питающего кабеля; 3 — ПЭД

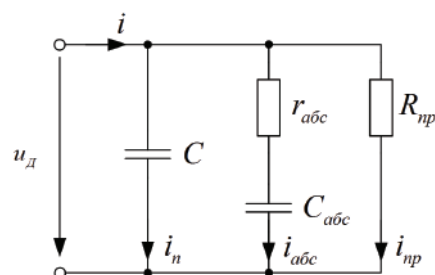


Рис. 3. Схема замещения изоляции электрооборудования

Таблица 1

Параметры расчетных точек АЧХ перенапряжения

Частота, кГц	Коэффициент затухания амплитуды, дБ	Величина напряжения на зажимах ПЭД, В
10	-16,503	3454
18	-12,686	5361
27	+16,787	159545
40	-19,053	2575
70	-33,285	500
140	-47,638	96
230	-62,201	18
276	-177,073	$32 \cdot 10^{-6}$
432	-49,019	82
1000	-70,856	7

где Z_s , Z_r — полное сопротивление статорной обмотки и приведенное полное сопротивление роторной обмотки ПЭД, определяемые как

$$Z_s = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_s + \frac{1}{R_s + j \cdot \omega \cdot L_s}}, \quad (7)$$

$$Z_r = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_r' + \frac{1}{R_r' + j \cdot \omega \cdot L_r'}}; \quad (8)$$

R_s , L_s , C_s — активное сопротивление, индуктивность и межвитковая емкость статорной обмотки; R_r' , L_r' , C_r' — приведенные активные сопротивления, индуктивность и межвитковая емкость роторной обмотки; L_μ — взаимная индуктивность; R_n — сопротивление нагрузки, эквивалентное статическому моменту ПЭД.

В результате моделирования получены частотные характеристики импульсных перенапряжений в узлах схемы замещения системы Т-К-ПЭД, приведенные на рис. 2.

Существенные изменения амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) перенапряжения наблюдаются в диапазоне частот 10–1000 кГц, в котором выбраны расчетные точки, соответствующие границам диапазона, резонансным режимам и участкам характеристики с наибольшей динамикой изменения величины перенапряжения. Параметры точек представлены в табл. 1.

Для оценки энергии, воздействующей на изоляцию электрооборудования, при импульсных перенапряжениях необходимы схемы замещения изоляции трансформатора, кабеля и погружного электродвигателя. На рис. 3 представлена обобщенная схема замещения изоляции вышеуказанного электрооборудования, параметры которой зависят от конкретного вида оборудования [4, 5]. Схема замещения изоляции описывается системой комплексных уравнений (9):

$$\begin{cases} \dot{I}_n = \dot{U}_g \cdot j\omega C \\ \dot{I}_{abc} = \frac{\dot{U}_g}{r_{abc} + \frac{1}{j\omega C_{abc}}} \\ \dot{I}_{np} = \dot{U}_g \cdot Y_{np} \\ \dot{I} = \dot{I}_n + \dot{I}_{abc} + \dot{I}_{np} \end{cases}, \quad (9)$$

где C — ёмкость, учитывающая ионную и электронную поляризацию изоляции; r_{abc} , C_{abc} — величины, учитывающие процессы абсорбции; $Y_{np} = 1/R_{np}$ — сквозная проводимость изоляции.

С целью проведения частотного анализа в узлах схемы замещения при импульсных воздействиях, импульс перенапряжения разложен на гармонические составляющие (в ряд Фурье), подаваемые источником I_m (рис. 1). Частотная характеристика импульсных перенапряжений позволяет оценить передаваемую энергию изоляции электрооборудования системы Т-К-ПЭД.

Предлагается значения энергии передаваемой изоляции определять по выражениям:

$$W_{менл} = R_{np} \int_0^T i_{np}^2 dt; \quad (10)$$

$$W_{эл} = r_{abc} \int_0^T i_{abc}^2 dt. \quad (11)$$

Энергия, передаваемая изоляции электрооборудования системы Т-К-ПЭД при импульсном перенапряжении по частотам гармонических составляющих

Параметры гармонических составляющих импульсного перенапряжения		Энергия, передаваемая изоляции по элементам системы Т-К-ПЭД, Дж		
Частота, кГц	Воздействующая энергия, Дж	Трансформатор	Кабель	ПЭД
10	1,35	0,035 (2,6 %)	0,122 (9,1 %)	1,193 (88,3 %)
24	8,79	0,015 (0,2 %)	0,393 (4,5 %)	8,38 (95,3 %)
27	974,35	0,012 (0,001 %)	31,6 (3,2 %)	942,8 (96,8 %)
40	0,177	0,009 (4,99 %)	$1,2 \cdot 10^{-6}$ ($0,68 \cdot 10^{-3}$ %)	0,168 (95 %)
70	$10,5 \cdot 10^{-3}$	0,005 (47,9 %)	0,002 (18 %)	0,004 (34,1 %)
140	$3,6 \cdot 10^{-3}$	0,003 (70,1 %)	0,001 (28,1 %)	$65,6 \cdot 10^{-6}$ (1,8 %)
230	$1,7 \cdot 10^{-3}$	0,0015 (89,8 %)	0,0002 (10,1 %)	$1,4 \cdot 10^{-6}$ (0,1 %)
276	$1,3 \cdot 10^{-3}$	0,0013 (99,99 %)	$9,8 \cdot 10^{-16}$ ($7,7 \cdot 10^{-11}$ %)	$3,8 \cdot 10^{-18}$ ($3 \cdot 10^{-13}$ %)
432	$24,4 \cdot 10^{-3}$	0,0008 (3,3 %)	0,024 (96,6 %)	$15,5 \cdot 10^{-6}$ (0,1 %)
1000	$2 \cdot 10^{-3}$	0,0004 (18 %)	0,002 (82 %)	$4,4 \cdot 10^{-8}$ (0,002 %)

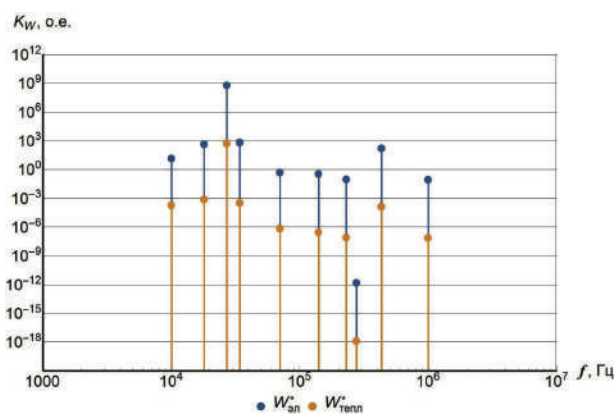


Рис. 4. АЧХ кратности энергии, передаваемой изоляции статорных обмоток ПЭД

Вычисленные значения энергии передаваемой изоляции для отмеченных на рис. 2 частот представлены в табл. 2 для различных видов электрооборудования.

Анализ данных табл. 2 показал неравномерное распределение максимумов энергии воздействия на изоляцию в зависимости от частотного спектра импульса перенапряжения. Значение энергии, которая воздействует на изоляцию, принимает максимальное значение в зависимости от типа электрооборудования и частоты. Например, энергия, воздействующая на изоляцию, достигает максимальное значение для ПЭД на частоте 34 кГц, для питающего кабеля — 432 кГц, а для трансформатора — 276 кГц.

Согласно (10) и (11) на базе данных табл. 1 на рис. 4 построена АЧХ кратности долей потребляемых изоляцией обмоток ПЭД энергий.

При этом анализ приведенной АЧХ показал, что доля тепловой составляющей потребляемой изоляцией ПЭД энергии не превышает 0,1 % от полного значения для всех гармонических составляющих

импульсного перенапряжения, за исключением резонансной частоты 27 кГц.

Таким образом, при подборе параметров оборудования защиты от импульсных перенапряжений определяющими являются процессы, протекающие под воздействием электрической составляющей потребляемой изоляцией ПЭД энергии.

Для защиты ПЭД в расчетную точку схемы замещения системы Т-К-ПЭД, соответствующую входным зажимам электродвигателя, предлагается установить нелинейные ограничители перенапряжений, в соответствии с [6–11], оборудованный дополнительными конденсаторами и резисторами, параметры которых определяются исходя из АЧХ кратности долей потребляемых изоляцией обмоток ПЭД энергий.

Библиографический список

1. Бейер М., Бёк В., Мёллер К. [и др.]. Техника высоких напряжений: теоретические и практические основы применения: пер. с нем. / под ред. В. П. Ларионова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 555 с. ISBN 5-283-02460-1.
2. Куффель Е., Цаенгль В., Куффель Дж. Техника и электрофизика высоких напряжений: пер. с англ. / под ред. И. П. Кужекина. Долгопрудный: Интеллект, 2011. 520 с.
3. Губкин А. Н. Физика диэлектриков. М.: Высшая школа, 1971. 272 с.
4. Измерение параметров качества электрической изоляции. URL: <http://www.sonel.ru/ru/biblio/article/isolation/> (дата обращения: 01.09.2017).
5. Измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей, силового электрооборудования и аппаратов. URL: http://www.kgau.ru/distance/etf_02/ispytania-eo/rab03.htm (дата обращения: 01.09.2017).
6. Пат. 159922 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 7/09, F 04 С 14/00. Внутрискважинный ограничитель перенапряжений / Сушков В. В., Сухачев И. С. № 2015147686/07; заявл. 05.11.15; опубл. 20.02.16, Бюл. № 5.
7. Пат. 165160 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 7/09. Внутрискважинное устройство защиты от перенапряжений /

Сушков В. В., Сухачев И. С. № 2016113107/07; заявл. 05.04.16; опубл.10.10.16, Бюл. № 28.

8. Bing Liu, Xiao-hua Bao, Jian Liu, Qing-long Zhu. Insulation Life Prediction of High Voltage Submersible Motor Based on BP Neural Network // 2011 International Conference on Consumer Electronics, Communications and Networks (CECNet), Apr. 16–18, 2011. Xianning, China, 2011. P. 418–421. DOI: 10.1109/CECNET.2011.5768966.

9. Sukhachev I. S., Sushkov V. V. Assessment Dynamics of Reliability and Resource Consumption of «Cable – Submersible Electric Motor» System at West Siberia Oil Fields // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics), Nov. 15–17, 2016. Omsk, 2016. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7819090.

10. Sukhachev I. S., Gladkikh T. D., Sushkov V. V. An Algorithm of the Loss Risk Assessment in the Oil Production in Case of Electric Submersible Motor Failure // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics), Nov. 15–17, 2016. Omsk, 2016. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7819089.

11. Ondel O., Boutleux E., Clerc G. Thermal Signatures for Pattern Recognition Approach Applied to Induction Motor Diagnosis // 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Sep., 2012. P. 714–717. DOI: 10.1109/CMD.2012.6416246.

СУХАЧЕВ Илья Сергеевич, ассистент кафедры «Электроэнергетика» Тюменского индустриального университета (ТИУ).

СИДОРОВ Сергей Владимирович, ассистент кафедры «Электроэнергетика» ТИУ.

СУШКОВ Валерий Валентинович, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор кафедры «Энергетика» Нижневартковского государственного университета.

Адрес для переписки: suhachevis@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 11.10.2017 г.

© И. С. Сухачев, С. В. Сидоров, В. В. Сушков

УДК 621.311:621.316

**Ч. П. МОНГУШ
Ю. Ч. ОНДАР
А. В. САТ
С. Н. ЧИЖМА**

**Омский государственный
технический университет,
г. Омск**

**Тувинский государственный университет,
г. Кызыл**

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

В настоящее время для электроэнергетики характерна проблема высокой степени изношенности материально-технической базы, которая не отвечает современным требованиям и в совокупности с увеличивающимися объемами потребления электроэнергии и нагрузки на сеть способствует росту потерь электроэнергии в электросети. В данной статье рассматривается структура энергосистемы Республики Тыва, анализируются основные показатели: годовой объем выработки электроэнергии, объем отпуска, потребления и потерь электроэнергии на примере последних шести лет, техническое состояние оборудования и т.д. Рассмотрены пути снижения потерь электроэнергии.

Ключевые слова: энергосистема Республики Тыва, потери электроэнергии, мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Электрическая энергия от мест производства до мест потребления расходует часть себя [1]. В соответствии с пунктом 128 ППРФ 442 [2] «фактические потери электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства, не учтенные в ценах (тарифах) на электрическую энергию на оптовом рынке, приобретаются и оплачиваются сетевыми организациями, в объектах электросетевого хозяйства которых возникли такие потери путем приобретения электрической энергии (мощности)

у гарантирующего поставщика». Размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях в соответствии с пунктом 50 ППРФ 861 [3] определяется «как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации».

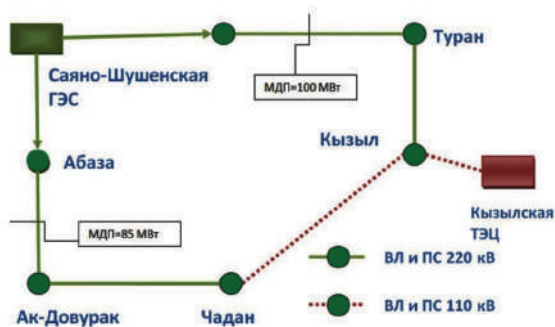


Рис. 1. Схема электроснабжения Республики Тыва

Следовательно, от объема электрической энергии (мощности), подлежащей покупке соответствующей сетевой организацией для целей компенсации потерь электрической энергии у гарантирующего поставщика, напрямую зависит объем выручки сетевых организаций, а для нижестоящих потребителей — тариф на электроэнергию. Поэтому в настоящее время одним из наиболее важных вопросов в энергетике является снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

Республика Тыва расположена в центре Азии, на юге Восточной Сибири, с площадью 168,6 тыс. кв. км. Численность населения — 318 550 человек, в том числе городское население 172 113 (54,03 %), сельское — 146 437 (45,97 %) на 1 января 2017 года [4]. В Тыве около 80 % территории занимают горы, изолируя от внешних климатических изменений. Поэтому климат республики резко континентальный. Температура воздуха зимой обычно составляет от -30 до -40 °С, летом от $+25$ до $+35$ °С.

Описание работы энергосистемы Республики Тыва. Топливо-энергетический комплекс республики насчитывает 21 крупный объект электроэнергетики (4 подстанции по 220 кВ, 3 подстанции по 110 кВ, 1 Мобильная ГТЭС (выведена из эксплуатации с 01.07.2017 г.), 13 дизельных станций), 5 источников тепловой энергии (4 крупные котельные и Кызылская ТЭЦ) и 5 объектов угледобычи. Электроснабжение потребителей осуществляется по ВЛ-220 кВ «Шушенское — Туран-Кызыл — Чадан — Ак-Довурак — Абазинская — Аскиз» (рис. 1). Сети на-

пряжением 220 кВ, ПС 110 кВ «Хандагайты» и ВЛ 110 кВ на Улангом принадлежат ПАО «ФСК ЕЭС», а распределяется электроэнергия по электрическим сетям ДЗО ПАО «МРСК Сибири» — АО «Тываэнерго». АО «Тываэнерго» обслуживает территорию площадью 110,3 тыс. кв. км с 35 подстанциями напряжением 35–110 кВ и 1190 подстанциями напряжением 6–10/0,4 кВ. Протяженность линий электропередачи 0,4–110 кВ составляет 8097,96 км.

В Республике Тыва 17 территориальных образований относятся к районам с централизованным электроснабжением, а к децентрализованным относятся 6 районов: Тоджинский, Монгун-Тайгинский, Тере-Хольский, Пий-Хемский, Эрзинский, Каа-Хемский. 13 дизельных станций обеспечивают 1–2 % от общей потребляемой электроэнергии труднодоступные районы региона [5]. В республике практически отсутствуют крупные генерирующие мощности, поэтому энергосистема Республики Тыва является энергодефицитной. В зимний период пиковые нагрузки достигают 160 МВт, максимально допустимый переток 185 МВт. Собственная генерация от АО «Кызылская ТЭЦ», которая является дочерним обществом ООО «Сибирская генерирующая компания». Собственная выработка электроэнергии (39 млн кВтч в 2016 году) не позволяет покрыть существующие потребности в объеме 808 млн кВтч (потребление электрической энергии за 2016 год) [6]. Республики Тыва входит в операционные зоны филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва» (Красноярского РДУ).

Доля потребления электрической энергии на одного человека, на общество в целом является важнейшим показателем, на основании которого можно определить реальный уровень жизни населения. Положительную динамику численности населения, соответственно, и потребления электроэнергии Республики Тыва можно наглядно увидеть на примере последних 6 лет (2010–2015 гг.) (табл. 1).

В табл. 2 приведен баланс электроэнергии по сетям АО «Тываэнерго» за 2011–2016 годы [7].

В сравнении с 2011 годом потребление электроэнергии выросло на 67 млн кВтч, или на 9,65 %, за счет снижения потерь в сетях общего пользования на 0,6 % и увеличения полезного отпуска электроэнергии на 15,5 %. С 2014 по 2016 годы происходит снижение фактических потерь электроэнергии

Таблица 1

Динамика ВРП Республики Тыва на душу населения

Год	Численность населения, тыс. чел.	Валовой региональный продукт, в текущих основных ценах, млн рублей	Индексы физического объема валового регионального продукта, в сопоставимых ценах, в % к предыдущему периоду	Валовой региональный продукт на душу населения, в текущих основных ценах, руб.
2010	307,3	30 772,80	104,2	99 999,90
2011	308,1	33 398,90	100,9	108 178,00
2012	309,3	37 369,10	102,1	120 582,90
2013	310,5	41 298,70	101,0	132 745,70
2014	311,8	45 947,90	104,6	146 906,90
2015	313,7	47 287,30	98,6	150 258,30

Баланс электроэнергии по сетям АО «Тываэнерго» за 2011–2016 гг.

Год	Отпуск электроэнергии в сеть	Отпуск электроэнергии из сети	Общие потери		затраты на потери, тыс. руб.
			тыс. кВтч	%	
2011	644 496	368 899	275 597	42,76	169 899
2012	658 890	376 152	282 738	42,91	146 059
2014	644 023	387 051	256 972	39,90	148 573
2015	684 991	424 533	260 458	38,02	201 017
2016	713 338	436 073	277 265	38,87	—

Таблица 3

Техническое состояние систем электроснабжения за 2010–2016 гг.

Системы электроснабжения	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Трансформаторное оборудование	93,40	95,55	82,30	83,60	87,61	68,22	54,33
Коммутационные аппараты	70,05	76,33	96,00	96,80	98,47	86,24	82,29
ВЛ 35–220 кВ	77,20	77,20	79,09	81,22	83,21	85,23	70,16
ВЛ 0,4–20 кВ	82,79	52,01	61,79	75,38	76,45	79,17	77,28
КЛ 0,4–20 кВ	82,50	30,81	26,35	10,07	17,02	18,87	18,87

АО «Тываэнерго». За последние 2 года наблюдается увеличение отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска электроэнергии соответственно на 28 347 и 11 540 тыс. кВтч, потери электроэнергии увеличились на 16 807 тыс. кВтч (38,87 % от отпуска в сеть). Полезный отпуск электроэнергии увеличился в связи с открытием новых объектов, зданий, также увеличилось потребление электроэнергии бытовыми потребителями. В 2015 году в республике введено в действие 1280 зданий общей площадью 172,4 тыс. кв. метров, в том числе 1273 здания жилого назначения, нежилого — 7. В 2016 году введено в эксплуатацию 707 квартир общей площадью 63,354 тыс. кв. метров, что составило 67,6 % к соответствующему периоду предыдущего года (в январе — ноябре 2015 года было введено 93,7 тыс. кв. метров жилья) [8], что свидетельствует о благосостоянии жителей республики. Также ожидается увеличение потребления электрической энергии по энергосистеме Тывы со среднегодовым темпом выше 5 %. Основной прирост связан с планируемым осуществлением на территории республики нескольких крупных проектов, среди которых проект по созданию угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля [9].

Получить положительную динамику снижения потерь электроэнергии по сравнению с 2011 годом удалось благодаря принятому комплексу мер [7]:

— выявлению неучтенной электрической энергии в результате проведения рейдов;

— реконструкция ТП 10/0,4 кВ, КЛ, ВЛ-0,4 с 2013 по 2016 годы;

— своевременное снятие показаний электросчетчиков;

— введена в эксплуатацию автоматизированная система коммерческого учета потребления электроэнергии бытовых абонентов на энергообъектах в п. Каа-Хем с частной жилой застройкой и охватывает 699 точек учета.

Тем не менее, несмотря на положительную динамику потребления электроэнергии, в Республике Тыва, как и в других регионах, существуют такие проблемы, как отмечалось выше, дефицит мощности, изношенность и перегруженность электрообъектов в диапазоне напряжения 35–110 кВ, например, износ сети превышает 60 %, а износ трансформаторной сети более 70 %, износ линий составляет примерно 80 % (табл. 3 и рис. 2). Оборудование работает в предельно допустимом режиме. Отсутствие свободных энергомощностей препятствует росту и развитию отраслей экономики республики.

Кроме технических потерь электроэнергии, существует понятие коммерческих потерь электроэнергии, обусловленных снижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности (потери при выставлении счетов, от воровства электроэнергии, несвоевременные платежи со стороны потребителей), наличием бесхозных потребителей, погрешностями расчета технических потерь электроэнергии [10]. Следует выделить отсутствие общедомовых приборов учета потребляемых энергоресурсов в республике. Более чем 500 многоквартирных домов такими приборами

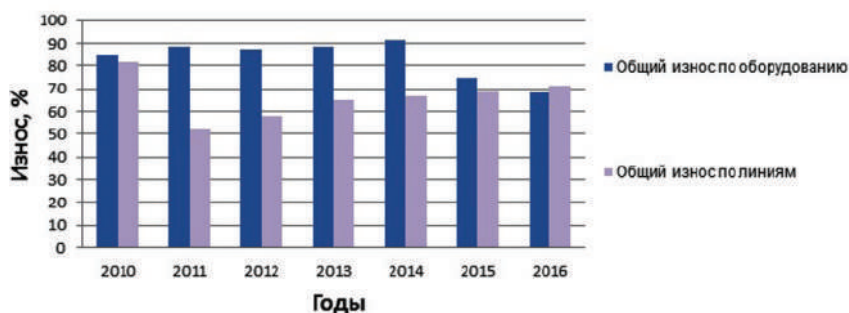


Рис. 2. Износ оборудования и линий в Республике Тыва за 2010–2016 годы

Таблица 4

Потери электроэнергии в филиалах ПАО «МРСК Сибири» по данным 2016 года

№	Наименование филиала МРСК Сибири	Фактические (отчетные) потери	
		млн кВт·ч	%
1	Алтайэнерго	576,01	7,55
2	Бурятэнерго	309,05	7,01
3	ГАЭС	90,96	16,84
4	Красноярскэнерго	1 914,99	13,29
5	Кузбассэнерго-РЭС	721,24	4,42
6	Омскэнерго	618,46	7,25
7	Хакасэнерго	250,15	2,14
8	Читаэнерго	652,633	10,08
9	ДЗО «Тываэнерго»	277,265	38,87

оснащены всего 60 [11]. Хищение электроэнергии потребителями особенно характерно в зимнее время года, когда температура низкая, задержка отопительного сезона в связи с проблемами теплоснабжения, в весенне-осенний период, когда отопление рано отключено, еще не включено.

Еще одной немаловажной проблемой является дефицит квалифицированных кадров в области энергетики. Согласно [12], к 2019 г. ожидается выпуск из российских вузов 37 специалистов, из них 34 — выпускники Тувинского государственного университета. В 2017 г. состоялся первый выпуск энергетиков Тувинского государственного университета в количестве 19 человек по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника» [13]. Для республики с населением 300 тыс. человек выпуск 37 специалистов в области энергетики — это индикатор нехватки специалистов и недостаточное внимание муниципальных образований к инженерно-техническим специальностям.

Следствием вышеприведенных данных являются потери электроэнергии. Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от отпуска электрической энергии в сеть в 2016 году составляют 277 265,264 тыс. кВтч, или 38,87 % [14, 15], тогда как в остальных филиалах ПАО «МРСК Сибири» примерно 10–20 % (табл. 4). Процент потерь выше в тех филиалах МРСК, где промышленность слабо развита либо практически отсутствует, а ниже — в которых основная доля приходится на промыш-

ленность. Тыва относится к аграрной республике, промышленность в ней слабо развита. В [16] проанализирована структура электропотребления Республики Тыва с 2005 по 2010 годы и результаты анализа подтверждают слабую развитость промышленности, транспорта и большую долю потребления государственными учреждениями и населением. Также наибольший процент потерь остается в распределительных сетях из-за малого сечения проводов и высокой протяженностью ВЛЭП, так как в них часть потерь необходима для преодоления сопротивления сети. Следствием высокого уровня потерь является увеличение тарифа на электроэнергию. В [17] проанализированы тарифы на оплату услуг по передаче электроэнергии и мощности на уровнях напряжения ВН и НН соответственно на территории Сибири, самые высокие тарифы наблюдаются в Республике Тыва и на Алтае.

Постановлением Правительства Республики Тыва от 20 декабря 2013 года № 750 «Об утверждении государственной программы Республики Тыва «Энергоэффективность и развитие энергетики на 2014–2020 годы», основной целью которого является «повышение энергетической эффективности при транспортировке и использовании энергетических ресурсов на объектах всех форм собственности и населением за счет снижения потребления топливно-энергетических ресурсов на единицу валового регионального (муниципального) продукта; создание условий для перевода сектора экономики,

бюджетной сферы и населения на энергосберегающий путь развития» [18]. В рамках программы планируется модернизация энергосистемы республики путем строительства собственного источника генерации. Собственный источник генерации в некоторой степени устранит дефицит мощности и обеспечит потребность в энергоресурсах крупных инвесторов в экономику республики. Вопросы снижения потерь должны решаться комплексно, начиная с создания нормативной базы и повышения квалификации персонала и заканчивая формированием парка современной измерительной аппаратуры и реконструкцией электрических сетей в соответствии с современными требованиями.

Для сохранения положительной тенденции снижения потерь электроэнергии в Республике Тыва необходимо выполнение с учетом опубликованных в [19–21] рекомендаций организационных и технических мероприятий, таких как:

- оптимизация режимов электрических сетей;
- постоянные рейды с целью выявления неучтенной электроэнергии;
- установка и ввод в работу новых устройств;
- оптимизация нагрузки сетей;
- компенсация реактивной мощности;
- установка счетчиков с высоким классом напряжения;
- установка счетчиков на границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, в том числе установка общедомовых приборов учета потребляемых энергоресурсов;
- широкое внедрение автоматизированного учета потребления электроэнергии в республике;
- снятие показаний в установленные сроки;
- создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой;
- инвентаризация электросчетчиков коммерческого учета;
- разработка, создание и широкое применение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии;
- замена существующих автотрансформаторов на ПС 220 кВ Кызылская на более мощную, например, на 2×125 МВА;
- строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызыл 2, позволяющее повысить пропускную способность сети 220 кВ;
- строительство дополнительной электрогенерирующей станции.

Согласно [22], энергетика — это физика плюс экономика. Поэтому в области экономики необходимо обратить внимание на условия и стандарты жизни в республике. Рассмотреть возможность перехода от традиционных источников к возобновляемым источникам [23, 24] к так называемой «зеленой», «умной» энергетике (SmartGrid) [25–27].

Вывод. Основными проблемами электроэнергетики Республики Тыва является энергодефицит, который приводит к ограничению роста электропотребления и увеличению потерь электроэнергии, высокий уровень износа электрических сетей и ограниченное количество квалифицированных кадров. Недостаточное развитие отрасли энергетика приводит к торможению экономики.

Библиографический список

1. Шведов В. Г., Савченко О. В. [и др.]. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет,

анализ, нормирование и снижение / под ред. Ю. С. Железко. М.: Издат. дом МЭИ, 2013. 424 с. ISBN 978-5-383-00832-4.

2. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: постановление Правительства Российской Федерации от 04 мая 2012 г., № 442 (ред. от 11.05.2017). Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

3. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2017): постановление Правительства Российской Федерации: от 27 декабря 2004 г., № 861 (ред. от 11.05.2017). Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

4. Интернет-сайт о странах, городах, статистике населения и пр. URL: www.statdata.ru (дата обращения: 23.02.2017).

5. Балакина Г. Ф. Исследование энергетической безопасности Республики Тыва // Региональная экономика: Проблемы. Поиск. Решения. 2012. № 37 (268). С. 36–41.

6. Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2020 года: постановление Правительства Республики Тыва от 29 апреля 2015 г., № 208. Доступ из информационно-правовой системы «Консультант-плюс».

7. Годовые отчеты АО «Тываэнерго» за 2011–2016 гг. URL: <http://www.tuvaenergo.ru/shareholders/urep.php> (дата обращения: 23.09.2017).

8. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Тыва. URL: http://tuvostat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/tuvostat/ru/about/ (дата обращения: 01.08.2017).

9. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 гг.: Приказ Мин-ва энергетики Российской Федерации от 1 марта 2016 г., № 147. URL: minenergo.gov.ru/node/5021/ (дата обращения: 25.09.2017).

10. Вороничкин В. Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение. 2005. № 2. С. 90–96.

11. Официальный портал Правительства Республики Тыва. URL: gov.tuva.ru/press_center/news/energetics/29840/ (дата обращения: 26.09.2017).

12. Куулар В. В. Проблемы энергетического комплекса Тувы // Региональная экономика: технологии, экономика, экология и инфраструктура: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 20-летию ТувИКОПР СО РАН, 14–15 октября 2015 г. / отв. ред. Г. Ф. Балакина. Кызыл: Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, 2015. С. 92–94.

13. Тувинский государственный университет. URL: tuvsu.ru/ (дата обращения: 25.09.2017).

14. Сведения о техническом состоянии сетей // МРСК Сибири Тываэнерго. URL: http://www.tuvaenergo.ru/about/adv_st.php (дата обращения: 18.03.2017).

15. ПАО «Россети». URL: http://www.mrsk-sib.ru/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=552&Itemid=3360&lang=ru55 (дата обращения: 30.04.2017).

16. Куулар В. В. Потребление электроэнергии в Туве // Природные системы и экономика приграничных территорий Тувы и Монголии: фундаментальные проблемы, перспективы рационального использования: материалы молодёж.

науч. конф. с междунар. участием, 11–13 апреля 2012 г. / ТувИКОПР СО РАН. Кызыл, 2012. С. 73–75.

17. Наумкин Р. Б. Ценообразование на розничном рынке электроэнергии и мощности // Вестник КузГТУ. 2014. № 6 (106). С. 121–127.

18. Об утверждении государственной программы Республики Тыва «Энергоэффективность и развитие энергетики на 2014–2020 годы» (с изменениями и дополнениями): постановление Правительства Республики Тыва от 20 декабря 2013 г. № 750. Доступ из информационно-правовой системы «Гарант».

19. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. М.: Энергоатомиздат, 1989. 176 с. ISBN 5-283-01080-5.

20. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 280 с. ISBN 5-93196-264-6.

21. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г., № 326. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

22. Шведов В. Г. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети. М.: Издат. дом МЭИ, 2012. 268 с. ISBN 978-5-383-00743-3.

23. Кенден К. В. Анализ использования перспективных видов энергии в Республике Тыва // Вестник Тувинского государственного университета. 2012. № 3. С. 68–71.

24. Кенден К. В., Тремясов В. А. Оценка мощности фотоэлектрических преобразователей в системах автономного

электроснабжения Республики Тыва // Журнал СФУ. Сер. Техника и технологии. 2014. Т. 7, № 8. С. 966–975.

25. Mathiesen B. V., Lund H., Connolly D. [et al.]. Smart energy systems for coherent 100 % renewable energy and transport solutions // Applied Energy. 2015. Vol. 145. P. 139–154. DOI:10.1016/j.apenergy.2015.01.075.

26. Pierluigi S. Demand response and smart grids – a survey // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. Vol. 30. P. 461–478. DOI:10.1016/j.rser.2013.10.022.

27. Saleem Y., Crespi N., Rehmani MH, Copeland R. Internet of things-aided Smart Grid: technologies, architectures, applications, prototypes, and future research directions // The Computing Research Repository (CoRR). 2017. Vol. 4. P. 1–30. URL: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1704/1704.08977.pdf> (дата обращения: 11.06.2017).

МОНГУШ Чайна Павловна, аспирантка кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Омского государственного технического университета.

ОНДАР Юрий Чамьянович, старший преподаватель кафедры «Общеинженерные дисциплины» Тувинского государственного университета.

САТ Аян Валерьевич, преподаватель кафедры «Общеинженерные дисциплины» Тувинского государственного университета.

ЧИЖМА Сергей Николаевич, доктор технических наук, доцент (Россия).

Адрес для переписки: 99mongush99@mail.ru

Статья поступила в редакцию 30.09.2017 г.

© Ч. П. Монгуш, Ю. Ч. Ондар, А. В. Сат, С. Н. Чижма

Книжная полка

Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н. К. Полуянович. – 3-е изд., стер. – СПб. : Лань, 2017. – 396 с. – ISBN 978-5-8114-1201-3.

Рассмотрены вопросы, связанные с правильным хранением, монтажом и техническим обслуживанием электрических машин и аппаратов, трансформаторов, распределительных электрических сетей, осветительных установок и электрической бытовой техники. Приведены порядок действия, способы выполнения пусконаладочных работ электротехнического оборудования, организационная структура, а также методы планирования электроремонтного производства, типовые технологические процессы ремонта оборудования и краткая характеристика ремонтных испытаний. Особое внимание уделено устройству, конструкции и расчету различных заземляющих устройств. Даны образцы нормативных документов, регламентирующих завершение монтажных, электромонтажных, пусконаладочных и ремонтных работ. Пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

Допущено УМО по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 140610 — «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» направления подготовки 140600 — «Электротехника, электромеханика и электротехнологии».

Холянов, В. Основы электроэнергетики / В. Холянов, О. Холянова. – М. : Проспект, 2017. – 194 с. – ISBN 978-5-392-23228-4.

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Основы электроэнергетики» включает рабочую программу дисциплины, учебное пособие, тесты и контрольно-измерительные материалы. Учебное пособие содержит общие сведения о состоянии и перспективах развития электроэнергетики в России в целом, в ее Дальневосточном регионе и за рубежом, о конструкциях традиционных (старых) и нетрадиционных (новых) воздушных и кабельных линий электропередачи, контрольные вопросы.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 140200 «Электроэнергетика» всех форм обучения.

О МОДЕЛИРОВАНИИ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ГАЗОПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК С УЧЕТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

Рассмотрен вопрос комбинированного производства тепловой и электрической энергии — когенерации. Приведена классификация когенерационных технологий и освещены их преимущества перед отдельным производством энергии. Основная часть работы включает модели показателей экономичности, которые необходимо использовать при решении задач оптимизации когенерационных установок.

Ключевые слова: когенерация, когенерационная установка, коэффициент полезного действия, тепловой баланс, двигатель внутреннего сгорания.

Оптимизация энергосистемы и проблемы энергоснабжения на стадии производства электрической и тепловой энергии тесно связаны. В современных экономических условиях энергетическое хозяйство разных видов предприятий, кроме основного электротехнического и тепломеханического оборудования, должно иметь в своем составе дополнительные аварийные и автономные установки для обеспечения предприятия электрической энергией и теплом [1–4].

Во многих промышленных странах политика правительств поощряет развитие комбинированного производства тепловой и электрической энергии [1]. Комбинированный процесс одновременного производства тепла и электроэнергии называют когенерацией. Зарубежный опыт последних лет показывает значительный рост автономных и когенерационных установок на промышленных предприятиях и в коммунальном хозяйстве.

В России при генерации энергии участвуют две взаимосвязанные системы. Первая включает крупные тепловые, атомные и гидравлические электростанции, обеспечивающие энергоёмности балансы в энергосистемах. Вторая относится к территориальному уровню и называется системой когенерации энергии, в рамках которой осуществляется совместная выработка электрической и тепловой энергии.

Принцип когенерации лежит в основе различных современных технических и схемных решений, что обуславливает широкую область его применения (рис. 1).

Когенераторы — установки одновременно производства двух видов энергии, эффективно

используют первичный источник энергии, например, дизельный двигатель внутреннего сгорания и электрогенератор, для получения электрической и тепловой энергии.

Такие установки обладают следующими достоинствами: дешевой электрической и тепловой энергией, близким расположением к потребителю, отсутствием дорогостоящих линий электропередач и подстанции, экологической безопасностью и др. [2].

Использование когенераторов дает независимость от перебоев в снабжении электроэнергией или ее недостатка при совместном теплообеспечении. При тенденции ежегодного роста стоимости электрической энергии применение когенератора дает значительный экономический эффект — снижение затрат на тепло и электроэнергию до 2,8 раза [3].

С использованием рассматриваемой технологии коэффициент полезного использования топлива (КПД) мини-ТЭЦ возрастает до 92 % (у классической электростанции он достигает 36 %) (рис. 2) [4].

Основные показатели эффективности когенерационных установок (КГУ) представлены на рис. 3. Для каждой установки показатели свои, и они определяются энергетическим аудитом [5, 6].

Энергоэффективность использования топлива в различных схемных решениях совместной выработки тепловой и электрической энергии можно оценить при помощи теплового баланса. При этом определяются показатели энергетической эффективности [7].

К основным показателям энергетической эффективности относят:

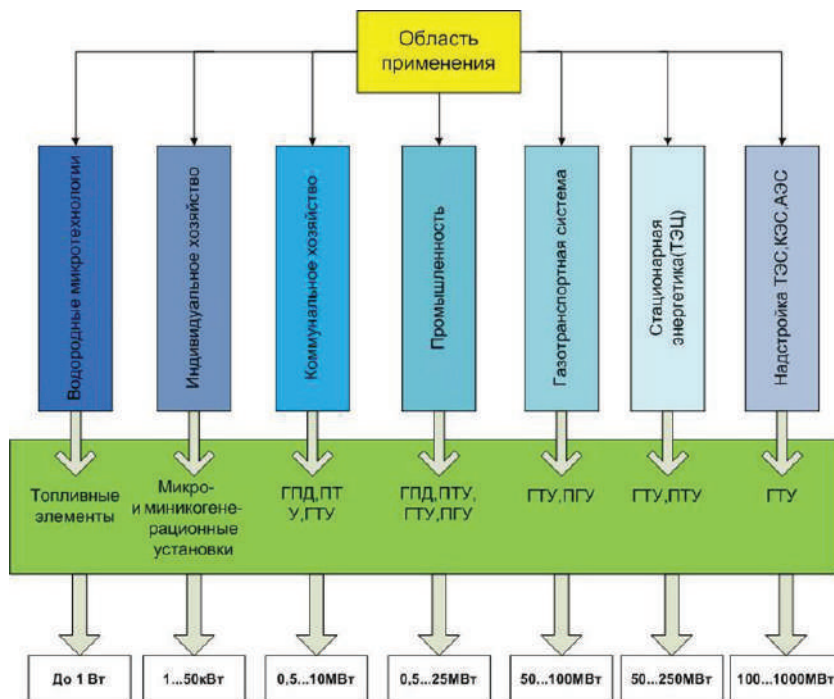


Рис. 1. Классификация когенерационных технологий

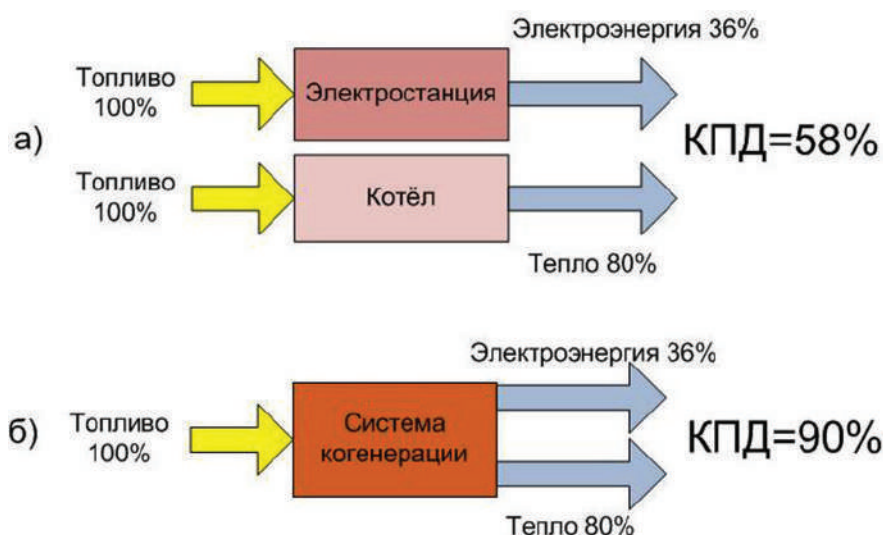


Рис. 2. Производство электроэнергии и тепла:
а — раздельное; б — когенерация

— электрический КПД:

$$\eta_{эл} = \frac{N_э}{q_T \cdot Q_H^p} \quad (1)$$

где q_T — расход топлива кг/с; $N_э$ — электрическая мощность установки; Q_H^p — суммарное подводимое тепло;

— тепловой КПД:

$$\eta_{тэ} = \frac{Q_{тэ}}{q_T \cdot Q_H^p} \quad (2)$$

$$Q_{тэ} = Q_{ку} + Q_{гвп} \quad (3)$$

кВт; $Q_{тэ}$ — тепловая мощность всей когенерационной установки, кВт.

— эксергетический КПД — учитывает оба начала термодинамики и характеризует степень совершенства процесса:

$$\eta_{экс} = \frac{E_{вх}}{E_{вых}} \quad (4)$$

где $E_{вх}$ и $E_{вых}$ — эксергия на входе и выходе системы;

— коэффициент использования теплоты топлива $\eta_{кэу}$, определяет интегральную энергоэффективность установки:

$$\eta_{экс} = \frac{Q_{тэ} + N_э}{q_T \cdot Q_H^p} = \eta_{эл} + \eta_{тэ} \quad (5)$$

где $Q_{ку}$, $Q_{гвп}$ — тепловая мощность соответственно котла-утилизатора и газоздушного подогревателя,

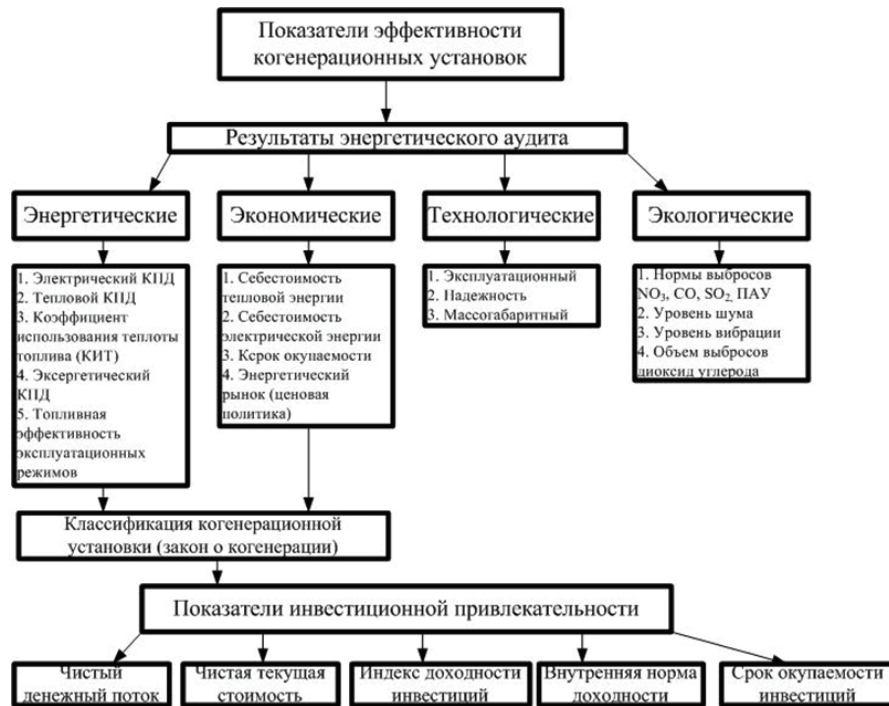


Рис. 3. Основные показатели эффективности КГУ

Для сложных интегрированных систем можно использовать значение коэффициента преобразования энергии:

$$\eta_{лэ} = \frac{\sum E_i}{\sum Q_i}, \quad (6)$$

где $\sum E_i$ — сумма электрической энергии и эксэргии «тепловых продуктов», вырабатываемых системой; $\sum Q_i$ — суммарное тепло, подводимое к системе.

Для решения задач оптимизации параметров рабочих тел, теплоносителей, характеристик оборудования, выбора рациональной структуры интегрированных систем энергоснабжения, можно использовать термозкономические методы, к которым относится эксэргэкономический метод. Он состоит из двух этапов:

1. Разбивка системы на отдельные энергопреобразующие компоненты.
2. Запись уравнения баланса стоимости:

$$\sum C_{e,k} + C_{w,k} = C_{q,k} + \sum C_{i,k} + Z_k, \quad (7)$$

где $C_{e,k}$, $C_{i,k}$ — соответственно входная и выходная стоимости потоков эксэргии в компоненте; $C_{w,k}$ — стоимость потока эксэргии, связанная с затратой работы в компоненте; $C_{q,k}$ — стоимость потока эксэргии, связанная с выводом тепла из компонента; Z_k — стоимость капитальных затрат и расходов на обслуживание компонента.

Уравнение показывает, что сумма стоимостей, связанных с процессом транспорта эксэргии, равна сумме стоимостей всех видов эксэргии плюс соответствующая стоимость капитальных затрат и расходов на обслуживание [8]. Уравнения балансов стоимости для всех компонентов образуют систему линейных уравнений, решение которой определяет стоимость каждого материального и энергетического потока в системе. Также учиты-

ваются зависимости технологических параметров системы от капитальных затрат на устранение термодинамической неэффективности оборудования и эксплуатационные издержки. Эффективность этих затрат оценивается по эксэргэкономическому фактору:

$$f = \frac{z}{z + c \cdot d}, \quad (8)$$

где z — стоимость капитальных затрат и расходов на обслуживание; c — стоимость единицы эксэргии на входе в систему [9].

Рассмотрим частный случай проектирования и выбор параметров КГУ на базе двигателя внутреннего сгорания (рис. 4). В данном случае при проектировании учитывают ряд параметров перечисленных ниже.

Потенциальная мощность (кВт), эквивалентная количеству теплоты, введенной с топливом в единицу времени:

$$P = \frac{H_u \cdot G_t}{3600}, \quad (9)$$

где H_u — теплотворная способность топлива, кДж/кг; G_t — часовой расход, кг/ч.

Мощность дизеля КГУ в кВт:

$$N_e = \frac{U \cdot I}{1000 \cdot \eta_{ген}}, \quad (10)$$

где U — напряжение электрогенератора, В; I — ток электрогенератора, А; $\eta_{ген}$ — КПД электрогенератора.

Электрическая мощность КГУ транспортного средства, кВт:

$$P_e = \frac{U \cdot I}{1000}. \quad (11)$$

Тепловая мощность КГУ транспортного средства, кВт:

$$P_{\text{тепл}} = C_{\text{тепл}} \cdot G_{\text{тепл}} (T_4 - T_1), \quad (12)$$

где $C_{\text{тепл}}$ — теплоемкость теплоносителя (воды), кДж/(кг/К); $G_{\text{тепл}}$ — расход теплоносителя, кг/с.

Тепловая мощность теплообменника, утилизатора теплоты отработанных газов дизеля КГУ транспортного средства, кВт:

$$P_{\text{ог}} = C_{\text{тепл}} \cdot G_{\text{тепл}} (T_4 - T_3). \quad (13)$$

Тепловая мощность системы охлаждения дизеля КГУ, кВт:

$$P_{\text{со}} = C_{\text{тепл}} \cdot G_{\text{тепл}} (T_2 - T_1). \quad (14)$$

Полная мощность КГУ, кВт:

$$P_{\text{полн}} = P_{\text{тепл}} + P_{\text{эл}}. \quad (15)$$

Коэффициент использования теплоты сгорания топлива, представляющий собой долю теплоты, подведенную с топливом, превращенную в электрическую и тепловую энергию:

$$\eta_{\text{полн}} = \frac{P_{\text{полн}}}{P}. \quad (16)$$

Эффективный КПД дизеля КГУ:

$$\eta_e = \frac{3600}{H_u} \cdot \frac{G_t}{N_e}. \quad (17)$$

Тепловой и электрический КПД КГУ:

$$\eta_{\text{тепл}} = \frac{P_{\text{тепл}}}{P}, \quad (18)$$

$$\eta_{\text{эл}} = \frac{P_{\text{эл}}}{P}. \quad (19)$$

Для определения коэффициента использования теплоты сгорания топлива КГУ без применения электронагревателей применяют следующую формулу:

$$P_{\text{тепл}} = P_{\text{со}} + \left[\left(1 - \eta_e - \frac{P_{\text{со}}}{P} - q_{\text{ном}} \right) P \right] \cdot \eta_{\text{ум}}, \quad (20)$$

где $q_{\text{ном}}$ — относительное количество теплоты, теряемой дизелем КГУ со своих наружных поверхностей в окружающую среду конвекцией и излучением; $\eta_{\text{ум}}$ — глубина утилизации тепловой энергии, уносимой с отработанными газами дизеля КГУ.

Согласно работе [10], относительное количество теплоты, теряемой дизелем КГУ со своих наружных поверхностей в окружающую среду конвекцией и излучением, составляет 1,5 %, следовательно, можно принять $q_{\text{ном}} = 0,015$.

$\eta_{\text{ум}}$ представляет собой следующее выражение:

$$\eta_{\text{ум}} = \frac{P_{\text{ог}}}{\left(1 - \eta_e - \frac{P_{\text{со}}}{P} - q_{\text{ном}} \right) P}. \quad (21)$$

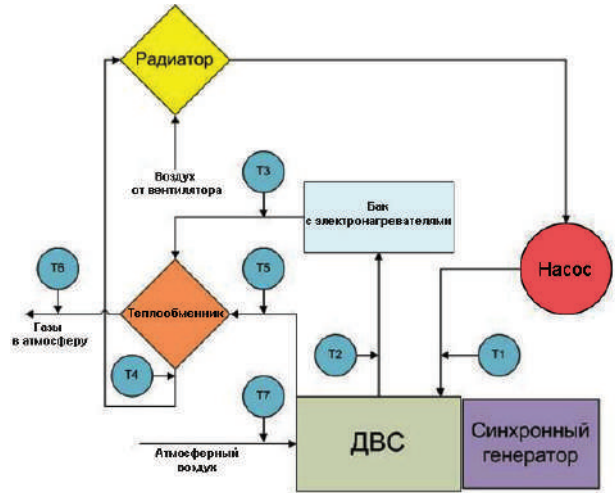


Рис. 4. Схема КГУ на базе двигателя внутреннего сгорания

В качестве экологического показателя можно рассматривать экономическую эффективность КГУ как природоохранного мероприятия (ПМ) [11, 12].

$$\Xi = \frac{P}{Z}, \quad (22)$$

где P — экономический результат от внедрения КГУ, руб.; Z — затраты на установку КГУ, руб.

$$P = \Delta\Delta + \Delta Y, \quad (23)$$

где $\Delta\Delta$ — дополнительный доход, получаемый вследствие внедрения КГУ, руб./год.; ΔY — величина предотвращенного экономического ущерба от загрязнения окружающей среды (ОС), руб.

$$\Delta Y = Y_1 + Y_2, \quad (24)$$

Y_1 — величина ущерба ОС до установки КГУ, руб./год.; Y_2 — величина ущерба ОС после установки КГУ, руб./год.;

$$Y_1 = \gamma \cdot \sigma \cdot f \cdot M_1, \quad (25)$$

$$Y_2 = \gamma \cdot \sigma \cdot f \cdot M_2, \quad (26)$$

γ — множитель, численное значение которого равно затратам, необходимым для предотвращения ущерба от выброса 1 усл. тонны загрязняющих веществ, руб./усл. тонну; σ — справочная величина, характеризующая относительную опасность загрязнения воздуха для территорий разных типов; F — расчетная величина, учитывающая характер рассеивания примесей в атмосфере; M — приведенная масса годового выброса загрязнения из источника, усл. тонн/год (M_1 — до установки КГУ, M_2 — после установки КГУ) [13].

В состав экономических показателей когенерационной установки входит наличие рынка сбыта тепловой и электрической энергии по удовлетворяющим потребителя тарифам.

При определении этих показателей возникают трудности, обусловленные тем, что весьма непросто разделить топливо, используемое на выработку

разных видов энергии. В этом случае можно рассмотреть оценки и возможности системы показателей топливной эффективности эксплуатационных режимов когенерационных установок, предложенных в [14].

К технологическим показателям можно отнести эксплуатационный показатель эффективности, включающий в себя наличие современных систем АСУ ТП, возможность работы установки в различных технологических условиях, количество обслуживающего персонала и его квалификация.

Также в некоторых случаях используют показатель надежности, характеризующий ресурс работы установки до капитального ремонта и ремонтпригодность. Данные показатели КГУ зависят не только от типа, но и от фирм производителя, проектирования и монтажа [15].

Выводы:

1. Когенерация — оптимальный способ обеспечения потребителей тепловой и электрической энергией.

2. Когенерация может основываться на различных современных технических решениях производства теплоносителя, что обуславливает широкую область его применения.

3. Для успешного моделирования задачи оптимизации показателей экономичности когенерационных установок необходимо использовать такие показатели, как электрический и тепловой КПД, эксэргэкономический фактор и коэффициент использования теплоты топлива.

Библиографический список

1. Keel M., Liik O., Tammoja H., Valdfa M. Optimal planning of electric generation in thermal power system // Oil Shale. 2005. Vol. 22, No. 2 S. P. 97–107. URL: http://www.kirj.ee/public/oilshale/3_keel_liik_2_05.pdf (дата обращения: 17.10.2017).
2. Ведрученко В. Р., Крайнов В. В., Жданов Н. В., Кошкаргов М. В., Кузнецова Д. К. Выбор схемы утилизации тепла отработавших газов поршневых ДВС и оценка полезного теплоиспользования в составе когенерационной установки // Омский научный вестник. 2015. № 1 (137). С. 114–119.
3. Кручинский П. В курсе. Экономика. В омской мэрии продолжают развивать идею когенерации // Ваш Ореол. 2013. 28 октября.
4. Быстрицкий Г. Ф., Бородич Е. А. Автономные и когенерационные установки энергоснабжения (справочные материалы) // Прил. к журн. «Энергетик». Вып. 3 (183). М.: НТФ Энергопрогресс, 2014. 112 с.

5. Клименко В. Н., Сабашук П. П., Клименко Ю. Г. [и др.]. Энергетические характеристики когенерационной установки на частичных тепловых нагрузках // Промышленная теплотехника. 1997. Т. 19, № 3. С. 51–56.

6. Клименко В. Н. Проблемы когенерационных технологий в Украине // Промышленная теплотехника. 2001. Т. 23, № 4–5. С. 106–110.

7. Долинский А. А., Басок Б. И., Коломейко Д. А. Эффективность когенерационных тепловых схем // Наукові праці. 2006. Т. 61. Вип. 48. URL: <http://docplayer.ru/28247356-Effektivnost-kogeneracionnyh-teplovyh-shem.html> (дата обращения: 18.10.2017).

8. Тсатсароннс Д. Взаимодействие термодинамики и экономики для минимизации стоимости энергопреобразующей системы. Одесса: ООО «Студия «Негоциант», 2002. 152 с.

9. Баласанян Г. А., Мазуренко А. С. Эффективность интегрированных систем когенерации с абсорбционными тепловыми насосами // Интегрированные технологии и энергосбережение. 2006. № 4. С. 69–74.

10. Жидкостное охлаждение автомобильных двигателей / Под ред. А. Л. Новенникова. М.: Машиностроение, 1985. 176 с.

11. Временная методика определения предотвращенного экологического ущерба. Утв. Госкомэкологии РФ 09.03.1999 г. / Под рук. Вершкова Л. В., Грошева В. Л., Гаврилова В. В. URL: <http://www.lawmix.ru/pprf/131828> (дата обращения: 20.10.2017).

12. Методика определения предотвращенного экологического ущерба. Утв. Председателем Государственного комитета РФ по охране окружающей среды В. И. Даниловым-Данильяном 30.11.1999 г. / Под рук. Данилова-Данильяна В. И. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200035561> (дата обращения: 06.11.2017).

13. Методика определения предотвращенного экологического ущерба. Справочник для уточнения значений коэффициентов / Сост. Л. В. Вершков, В. Л. Горшков, В. В. Гаврилов. М., 1999. 52 с.

14. Андриющенко А. И., Семенов Б. А. Система показателей для оценки топливной эффективности эксплуатационных режимов ТЭЦ // Промышленная энергетика. 2005. № 12. С. 2–7.

15. Басок Б. И., Базеев Е. Т., Диденко В. М. [и др.]. Анализ когенерационных установок. Ч. I. Классификация и основные показатели // Промышленная теплотехника. 2006. Т. 28, № 3. С. 83–89.

ТРОШИНА Наталья Сергеевна, аспирантка кафедры «Теплоэнергетика».

Адрес для переписки: natalya.troshina@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 10.11.2017 г.

© Н. С. Трошина

РАЗРАБОТКА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГОРЕНИЯ КАПЛИ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

Рассмотрено одно из направлений повышения эффективности использования угля — сжигание его в виде суспензии водоугольного топлива (ВУТ). Выполнен обзор исследований по получению и сжиганию ВУТ. Разработана физическая модель горения капли ВУТ с разделением данного процесса на последовательность повторяющихся стадий испарения влаги и выгорания твердой фазы. Представленная физическая модель служит основой для математического моделирования горения капли ВУТ.

Ключевые слова: водоугольное топливо, воспламенение, горение, выход летучих веществ, испарение, физическая модель.

В настоящее время в малой энергетике возрос интерес к использованию композитного угольного топлива, в частности, к угольным суспензиям. Связано это не только со снижением уровня добычи природного газа, необходимостью увеличения производства электроэнергии, но и с требованием уменьшения вредных выбросов от работы угольных котельных. В то же время наметилась тенденция к росту объемов производства угля, которая будет нарастать и далее [1].

Одним из направлений повышения эффективности использования угля — сжигание его в виде ВУТ [1]. ВУТ представляет собой дисперсную систему следующего состава: 40–70 % угля, 30–60 % воды, менее 1 % реагента-пластификатора.

Изучение ВУТ началось еще в 1950-х годах в СССР. Тогда этим вопросом занимался профессор, д.т.н. Г. Н. Делягин. Его разработки были направлены на создание методов получения и сжигания твердых топлив в виде водоугольных суспензий (1959–1979 гг.) и исследование их свойств (1972–1979 гг.). Работы Г. Н. Делягина по развитию процесса горения концентрированных водоугольных суспензий завершились созданием в 1991–1995 гг. экологически чистого, дешевого, стабильного топлива ЭКОВУТ — топлива нового поколения, производимого со свойствами, задаваемыми потребителем [2].

Также необходимо отметить многочисленные научные работы В. М. Иванова, И. В. Давыдовой, А. Г. Онищенко, В. В. Исаева, Т. Н. Бутылковой, Г. С. Ходакова, В. Н. Делягина, Ю. В. Овчинникова и др.

Из зарубежных исследователей можно отметить О. Шварца, Г. Мергена, И. Тайдзона и С. Суэтиэро.

При исследовании ВУТ большинство научных работ направлено на разработку оптимальной технологии приготовления и транспортировки ВУТ от места его приготовления до места применения, повышения динамической стабильности топлива, обеспечения более эффективного сгорания ВУТ в энергетических котлах различного типа, снижения вредных выбросов при сжигании данного то-

плива, а также снижения уровня затрат на всех этапах производства и использования ВУТ (начиная от использования низкосортных углей и отходов углеобогащения при производстве ВУТ и заканчивая снижением капитальных вложений на реконструкцию существующих энергоустановок для сжигания данного топлива).

Имеются научные труды, направленные на изучение физики горения ВУТ. К ним относятся исследования таких ученых, как С. В. Сыродой, В. А. Бородуля, Л. А. Ермакова. В частности, Ю. А. Сенчура под руководством профессора В. И. Мурко выполнила компьютерное моделирование процесса горения факела ВУТ в условиях вихревой топки и изучила механизм дробления капель ВУТ при его распылении.

При нынешнем уровне изученности ВУТ существует проблема проектирования топочных устройств, работающих на данном топливе. Это связано со следующими причинами:

— процессы теплообмена, протекающие в топках котельных агрегатов при сжигании ВУТ, являются недостаточно изученными. Условия теплообмена в топке котельной установки при сжигании ВУТ отличаются от тех, которым соответствуют законы передачи энергии излучением Планка и Стефана–Больцмана. Действительные условия в топке сводятся в основном к тому, что среда в ней и поверхности топки не являются абсолютно черными телами, а температурное поле топки пространственное и несимметричное [3];

— рекомендации по проектированию топочных устройств основываются на «Тепловом расчете котлов (Нормативном методе)», который направлен на применение стандартных видов топлива: уголь, сланцы, торф, мазут, природный газ, попутный газ и др. Для сжигания ВУТ Нормативный метод не уточнен;

— механизм горения капли ВУТ недостаточно изучен, т. к. имеются сложности в физическом моделировании данной задачи. Более того, определенное время выгорания капли ВУТ является одной из проблем технологии использования ВУТ, потому что данный параметр играет решающую роль

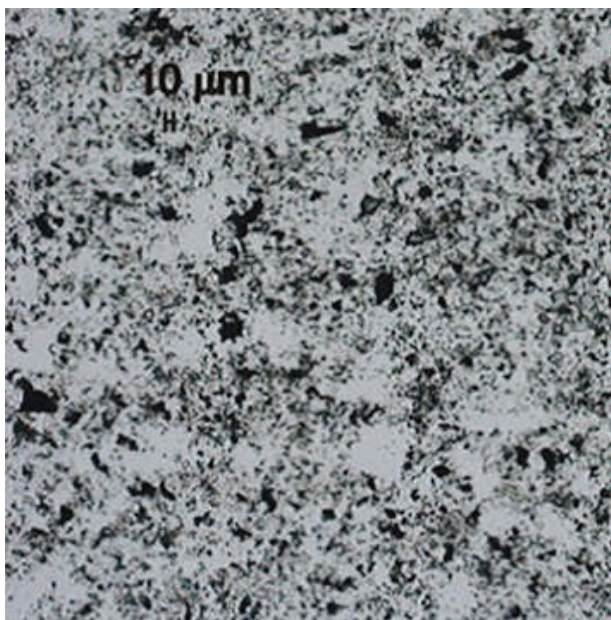


Рис. 1. Водоугольное топливо при увеличении в 320 раз

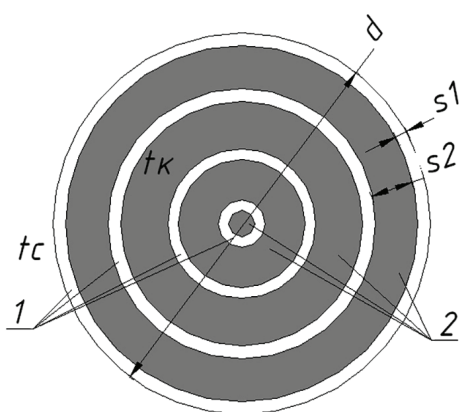


Рис. 2. Физическая модель горения капли ВУТ в топочном пространстве в начальный момент времени:

1 — вода; 2 — уголь; t_c — температура внешней среды;
 t_k — температура капли в начальный момент времени;
 s_1 — толщина слоя воды, мм;
 s_2 — толщина слоя угля, мм

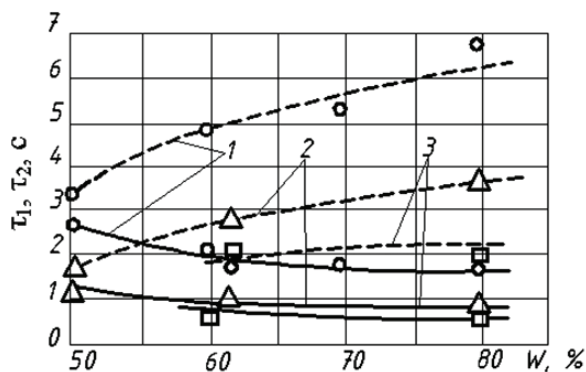


Рис. 3. Зависимость времени испарения поверхностной (пунктирная линия) и внутренней (сплошная) влаги капли суспензии от влажности W и температуры среды t : 1 — $t = 800$ °C; 2 — $t = 900$ °C; 3 — $t = 1000$ °C

в конструировании топочных устройств котельных агрегатов, предназначенных для сжигания ВУТ.

Как было сказано выше, ВУТ является дисперсной топливной системой, включающей в себя воду, уголь и поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые вводятся для повышения стабильности топлива. Частицы угля расположены в водном пространстве в случайном порядке (рис. 1). ВУТ получают из угля различных марок и зольности: антрацита, каменного и бурого угля, а также высокозольных отходов обогащения, воды любого качества [4].

Частицы угля в составе ВУТ, как правило, имеют многогранную форму и размер не более 250 мкм. Форма частиц изменяется случайным образом и зависит от марки угля, содержания минеральных составляющих, технологии измельчения твердого топлива (для измельчения угля могут применяться шаровые мельницы, кавитаторы или гидроударные установки мокрого помола (ГУУМП)) [4–8].

Таким образом, моделирование действительной формы капли ВУТ затруднено и одним из вариантов является капля в форме сферы. Вероятность такой конфигурации не больше и не меньше всех остальных [8, 9].

При моделировании процесса зажигания капли ВУТ была принята следующая гипотеза: капля ВУТ имеет сферическую форму и многослойную структуру (рис. 2). За счет действия сил поверхностного натяжения на поверхности каждой капли имеется плотный слой воды толщиной s_1 . Затем идет монослой твердого топлива толщиной s_2 . Таким образом, n слоев воды чередуются с n слоев твердого топлива. Значения s_1 и s_2 отличаются друг от друга и зависят от содержания воды в ВУТ:

$$s_1 = \frac{W \cdot d}{2(n + m)}, \quad (1)$$

$$s_2 = \frac{(1 - W) \cdot d}{2(n + m)}, \quad (2)$$

где d — диаметр капли, мм; W — содержание воды в ВУТ; n — количество слоев воды; m — количество слоев топлива.

Процесс воспламенения и горения капли ВУТ принято условно разделять на несколько периодов: испарения влаги, термического разложения угля, воспламенения, горения коксового остатка. В действительности капля ВУТ, попав в топочное пространство, практически сразу же вступает в реакцию с кислородом, а процессы сушки и термического разложения угля протекают параллельно с процессом горения [10].

Разделим процессы испарения воды и выгорания топлива.

В начальный момент времени ($t = 0$) частица попадает в топочное пространство, имея температуру капли t_k и нагревается за счет конвекции и излучения до температуры испарения воды t_u . Происходит испарение влаги и уменьшение диаметра капли до $d_1 = d - 2s_1$. В дальнейшем испарившаяся влага существенно влияет на процесс выгорания твердой фазы. Водяной пар вступает в эндотермическое химическое взаимодействие с твердым топливом. Интенсивное парообразование способствует увеличению скорости выгорания углерода.

Испарение влаги протекает при постоянной температуре капли t_k и понижении температуры среды t_c , обусловленном затратами тепла на испарение. При этом чем выше температура среды, тем слабее

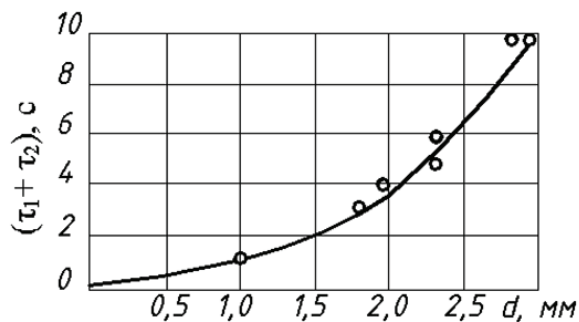


Рис. 4. Зависимость времени испарения влаги от начального диаметра капли

становится зависимость времени испарения влаги с поверхности капли от влажности (рис. 3) [10].

Продолжительность процесса испарения существенно возрастает с увеличением начального размера капель; при горении это влияние сказывается еще более резко (рис. 4). Время испарения также несколько увеличивается при повышении плотности твердой фазы [10].

Воспламенение слоя твердой фазы наступает после завершения испарения слоя влаги и повышения температуры на поверхности капли до температуры воспламенения.

После воспламенения паров топлива около поверхности капли начинается горение углерода. При этом происходит выделение летучих веществ и дальнейший прогрев следующего слоя капли (влаги).

Стадия догорания коксового остатка почти не отличается от горения кокса сухой угольной частицы и протекает при практически постоянной температуре.

Таким образом, фронт горения продвигается во внутрь капли. Происходит уменьшение диаметра капли до $d_2 = d - 2s_2$ и теплообмен между каплей ВУТ и топочным пространством: поток тепла от топочных газов поступает к поверхности капли, в свою очередь от капли происходит отток продуктов сгорания.

Далее процесс повторяется: испаряется второй слой воды и выгорает второй слой топлива и т. д. пока не выгорит вся капля ВУТ.

Следовательно, время выгорания капли ВУТ $\tau_{г.к.}$ будет включать в себя время испарения всех слоев воды и время выгорания всех слоев топлива:

$$\tau_{г.к.} = \sum_{i=1}^n \tau_{у.в.} + \sum_{j=1}^m \tau_{г.м.}, \quad (3)$$

где $i=1 \dots n$ — номер слоя воды; $\tau_{у.в.}$ — время испарения слоя воды; $j=1 \dots m$ — номер слоя топлива; $\tau_{г.м.}$ — время выгорания слоя топлива.

Таким образом, капля ВУТ представляется в виде следующей упрощенной структуры:

- 1) слои воды и твердого топлива в целом являются шарами с совпадающими центрами;
- 2) твердое топливо и вода в составе ВУТ, а также топочные газы являются однородными средами с одинаковыми физико-механическими характери-

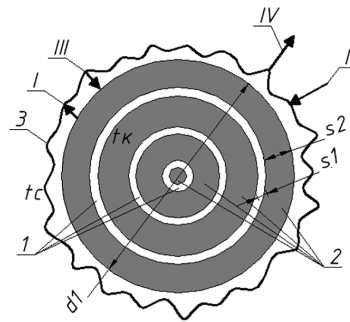


Рис. 5. Физическая модель горения капли ВУТ при достижении капли температуры испарения воды: 3 — фронт горения; I — диффузия паров топлива; II — диффузия воздуха в зону горения; III — поток тепла к поверхности капли; IV — отток продуктов сгорания

стиками по всему объему. Эти характеристики известны и не зависят от температуры;

3) частица нагревается одновременно за счет конвекции и излучения;

4) выделение смол органической части топлива под влиянием температуры не учитывается;

5) процессы испарения влаги и выгорания топлива каждого из слоев последовательны (при горении слоя твердой фазы, испарения следующего слоя жидкости не происходит).

В связи с сильно развитой реакционной поверхностью коксового остатка при малом содержании углерода топлива, время горения капли по сравнению с эквивалентной частицей твердого топлива сокращается.

Так, капля ВУТ диаметром 2,7 мм (весом 11,6 мг) и влажностью 60 % сгорает при температуре 800 °С за 50 с. Частица же сухого угля весом 10,9 мг сгорает при той же температуре за 100 с [10].

К числу важных факторов, влияющих на процесс горения ВУТ, относится зольность топлива. Минеральные примеси, содержащиеся в угле, отделены от частиц горючей массы. Однако при горении, находясь в одном агломерате, они контактируют друг с другом, оказывая влияние на характер протекания и продолжительность отдельных стадий процесса, величину поверхности реагирования, интенсивность процесса испарения влаги и массоперенос газообразных продуктов реагирования и окислителя [10].

Вывод. Горение капли ВУТ является сложным, многостадийным физико-химическим процессом, включающим в себя испарение влаги, термическое разложение угля, воспламенение и горение коксового остатка.

Представленная физическая модель служит основой для математического моделирования горения капли ВУТ, предполагающей разделение процессов выгорания твердой фазы и испарения влаги, входящих в состав ВУТ. Данный подход предполагает для всех выделенных стадий получение приближенного решения, учитывающего предшествующие стадии.

Библиографический список

1. Мурко В. И., Дурнин М. К. Водоугольное топливо — одно из перспективных направлений по утилизации шламов обога- тельных фабрик // Эко-Бюллетень ИнЭКА. 2001. № 9 (68).

URL: <http://ineca.ru/?dr=bulletin/arhiv/0068/&pg=006&lg=ru> (дата обращения: 10.06.2016).

2. Антикаин П. А., Воронин Л. М., Воронов В. Н., Гаврилов Е. И. [и др.]. Геннадий Николаевич Десягин (к 75-летию со дня рождения) // Теплоэнергетика. 2001. № 8. С. 81.

3. Флек Е. С. Особенности расчета теплообмена в топке котельной установки при сжигании водоугольного топлива // Омский научный вестник. 2017. № 1 (151). С. 70–77.

4. Халатов А. А., Костенко Н. В., Хлебников О. Е. [и др.]. Исследования реологических свойств водоугольного топлива, полученного кавитационно-вихревым методом // Современная наука. 2010. № 3 (5). С. 30–33.

5. Морозов А. Г., Коренюгина Н. В. Гидроударные технологии в производстве водоугольного топлива // Уголь. 2009. № 11. С. 54–56.

6. Морозов А. Г., Коренюгина Н. В. Гидроударные технологии для получения водоугольного топлива // Новости теплоэнергетики. 2010. № 7. С. 18–21.

7. Серант Ф. А., Цепенюк А. И., Овчинников Ю. В. [и др.]. Приготовления водоугольного топлива и техноло-

гии его сжигания // Современная наука. 2011. № 1 (6). С. 95–101.

8. Сенчура Ю. А., Мурко В. И., Федяев В. И. Результаты исследований распыления водоугольного топлива пневмомеханическими форсунками // Известия Томского политехнического университета. 2008. Т. 312, № 4. С. 37–40.

9. Сыродой С. В. Термическая подготовка и зажигание частиц водоугольного топлива применительно к топкам котельных агрегатов: дис. ... канд. техн. наук. Томск, 2014. 130 с.

10. Винтовкин А. А., Ладыгичев М. Г., Голдобин Ю. М., Ясников Г. П. Технологическое сжигание и использование топлива. М.: Металлургия, 1998. 286 с.

ФЛЕК Екатерина Сергеевна, аспирантка кафедры «Теплоэнергетика».

Адрес для переписки: vogoraeva90@list.ru

Статья поступила в редакцию 07.11.2017 г.

© Е. С. Флек

УДК 622.276.054.23:621.3.062.88

**А. С. МАРТЪЯНОВ
В. В. СУШКОВ**

Тюменский проектный
и научно-исследовательский институт
нефтяной и газовой промышленности
им. В. И. Муравленко,
г. Тюмень

Нижневартовский
государственный университет,
г. Нижневартовск

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ УСТАНОВОК ДОБЫЧИ НЕФТИ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ

Актуальной задачей является оценка применимости современных технических решений для повышения динамической устойчивости установок добычи нефти с электрическими центробежными насосами (УЭЦН), в том числе с частотно-регулируемым приводом (ЧРП). В работе рассмотрены основные технические решения для повышения динамической устойчивости по напряжению, дана техническая оценка их применимости. Предложено рациональное решение включения использования емкостного накопителя для повышения запаса устойчивости на кустах нефтяных скважин с частотно-регулируемыми УЭЦН.

Ключевые слова: установки добычи нефти с электрическими центробежными насосами, накопители энергии, повышение устойчивости по напряжению.

Самым уязвимым звеном технологического процесса добычи нефти, с точки зрения устойчивости к динамическим снижениям напряжения (провалам и прерываниям напряжения [1]), являются погружные электродвигатели (ПЭД) установок механизированной добычи нефти с электрическими центробежными насосами (УЭЦН) [2, 3], допустимое

время прерывания напряжения которых находится в пределах 0,01–0,5 с [4].

Провалы и прерывания напряжения характеризуются двумя параметрами: глубиной ΔU и длительностью τ (рис. 1) [5].

Ранее в [6] была предложена методика для оценки эффективности технических решений для повы-

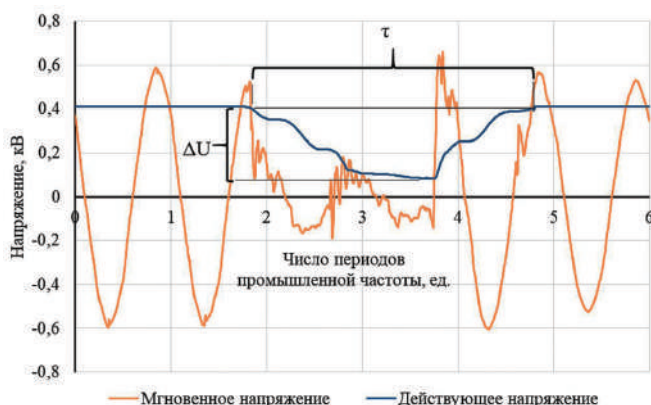


Рис. 1. Мгновенные и действующие напряжения при провале напряжения в одной фазе

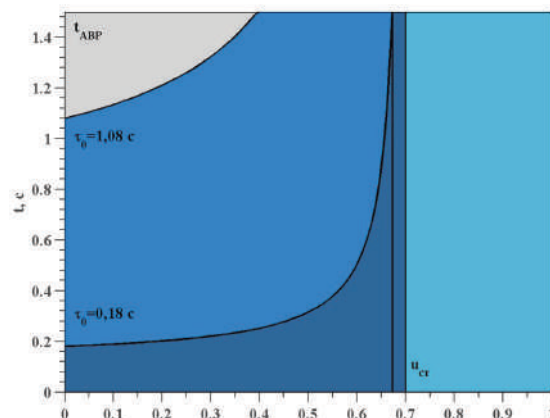


Рис. 2. Кривые динамической устойчивости узла электрических нагрузок с УЭЦН

шения динамической устойчивости узлов нагрузки преимущественно с электродвигательной нагрузкой. Методика заключается в сравнении вариантов различных способов повышения динамической устойчивости по количеству ожидаемых отключений узла нагрузки и заданным параметрам возмущений по напряжению. Т.е. оценивается количество нарушений, попадающих в область, ограниченную кривой динамической устойчивости (КДУ) и временем ввода резерва.

КДУ — граница, разделяющая устойчивое состояние узла нагрузки от неустойчивого, т.е. совокупность допустимых параметров возмущений напряжения (τ и ΔU). КДУ описывается следующей функцией [7] (рис. 2):

$$\tau(U_{\text{ост.о.е.}}) = \tau_0 \cdot \frac{1 - U_{\text{ост.о.е.}}}{1 - \frac{U_{\text{ост.о.е.}}}{U_{\text{ст.о.е.}}}} \quad (1)$$

где $U_{\text{ост.о.е.}} = (U_{\text{ном}} - \Delta U) / U_{\text{ном}}$ — величина допустимого остаточного напряжения на шинах трансформаторной подстанции, о.е.; τ — допустимая длительность возмущения напряжения, с; τ_0 — время сохранения устойчивости при прерывании напряжения, с; $U_{\text{ст.о.е.}} = U_{\text{ст}} / U_{\text{ном}}$ — величина напряжения статической устойчивости, о.е.

В работе [6] также показано влияние изменения параметров КДУ, времени ввода резерва на ожидаемое количество отключений рассматриваемого узла нагрузок.

Актуальной задачей является оценка применимости современных технических решений для повышения динамической устойчивости УЭЦН, в том числе с частотно-регулируемым приводом (ЧРП).

Сравнение технических решений повышений запаса устойчивости для общепромышленных электроприемников в табл. 1. Можно разделить технические решения на снижающие время действия возмущения $t_{\text{АВР}}$: автоматический ввод резерва (АВР) и быстродействующий АВР (БАВР) [3, 8]; и повышающие запас энергии (τ_0) узла нагрузок на момент до возникновения возмущения. К последним относятся: источники бесперебойного питания (ИБП) различных конструкций [9], дизельные (ДЭС) и прочие малые электростанции, динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН) [10–14] и динамические источники бесперебойного питания (ДИБП) [15, 16], совмещающие в себе ДЭС и инерционный накопитель.

С учетом того, что питание кустов нефтяных скважин, как правило, осуществляется по первой или второй категории по надежности электрооборудования кустов скважин затруднено в связи со значительной распределенностью сетей электроснабжения нефтяных месторождений, запас устойчивости УЭЦН крайне низкий, а работа аккумуляторов в условиях севера Западной Сибири отягощается суровыми условиями работы, то наиболее эффективными техническими решениями считаем применение БАВР и ДКИН. Эффективность БАВР, в том числе тем выше, чем ниже коэффициент заисимости источников питания [17].

В настоящее время, в основном для регулирования работы УЭЦН, применяется частотно-регулируемый привод (ЧРП), устанавливаемый в станции управления (СУ) УЭЦН. Наличие выпрямителя, инвертора, звена постоянного тока и других составляющих частей ЧРП, обуславливает наличие дополнительных (табл. 1) технических решений для повышения устойчивости УЭЦН с ЧРП, увеличивающих запас энергии узла нагрузок τ_0 (табл. 2) [18–23].

Ряд описываемых технических решений может быть реализован заменой станций управления УЭЦН или их настройкой: увеличение емкости фильтра звена постоянного тока, ЧРП с принудительным гашением поля, управляемый выпрямитель. Другие требуют установки дополнительного оборудования: ЧРП с двумя выпрямителями, накопителем энергии.

Для повышения динамической устойчивости УЭЦН с ЧРП в связи с низкой инерцией ротора, большим диапазоном применяемых мощностей УЭЦН, с учетом возможности установки для уже смонтированных СУ наиболее предпочтительным из рассматриваемых вариантов считаем установку накопителей энергии.

Сравнение типов накопителей энергии приведено в табл. 3 [9, 19]. К наиболее распространенным накопителям энергии относятся химические источники тока (ХИТ): свинцовые, литиевые и прочие аккумуляторы, которые в суровых условиях работы нефтяных месторождений обладают сравнительно низкими эксплуатационными характеристиками, быстро выходят из строя, требуют хранения в хорошо вентилируемом и отапливаемом помещении. Самые экзотические варианты (топливные элементы, сверхпроводящие накопители) — очень дорогостоя-

Сравнение технических решений для повышения устойчивости куста нефтяных скважин

Описание	Применимость при возмущении		Преимущества	Недостатки
	$\Delta U = 100 \%$	на обоих вводах ИП		
Решения, снижающее время ввода резерва ($t_{\text{АВР}}$)				
АВР	За счет переключения на резервный ввод	Нет	Низкая стоимость	Необходимо наличие резервного ввода электропитания
БАВР	За счет переключения на резервный ввод	Нет	Высокая скорость переключения на резервный ввод	По сравнению с АВР значительно дороже, необходимо наличие резервного ввода электропитания
Решения, повышающие запас энергии узла нагрузки (τ_0)				
ИБП резервного типа	Да	Да	Сравнительно низкая стоимость, высокий коэффициент полезного действия (КПД) в сетевом режиме (98 – 99 %)	Нет коррекции напряжения (только переключение на батарею), небольшая мощность, наличие бестоковой паузы, необходимость выбора на полную мощность нагрузки, нет коррекции частоты, время переключения на аккумулятор 4 – 15 мс
ИБП интерактивного типа	Да	Да	Сравнительно низкая стоимость, высокий КПД в сетевом режиме (98 – 99 %), автоматическая коррекция напряжения	Небольшая мощность, наличие бестоковой паузы, необходимость выбора на полную мощность нагрузки, нет коррекции частоты, время переключения на аккумулятор 2 – 6 мс
ИБП с двойным преобразованием	Да	Да	Идеальное выходное напряжение при любых неполадках в электросети, отсутствие бестоковой паузы	Высокая стоимость, сравнительно низкий КПД (92 – 94 % при работе на номинальную нагрузку), необходимость выбора на полную мощность нагрузки
ИБП с дельта-преобразованием	Да	Да	Идеальное выходное напряжение при любых неполадках в электросети, отсутствие бестоковой паузы, эффективное использование энергии аккумулятора, высокий КПД (около 97 %)	Высокая стоимость, сложный алгоритм работы
ДЭС	Да	Да	Время работы в качестве аварийного источника питания ограничивается запасом топлива	Длительное время запуска (до 15 с из прогретого состояния), высокие эксплуатационные затраты, необходимость хранения дизельного топлива
ДКИН	До 10 с	Да	Эффективное использование накопителя энергии (только для компенсации искажения напряжения), отсутствие бестоковой паузы	Высокая стоимость, малое время работы при прерываниях напряжения
ДИБП	Да	Да	Отсутствие бестоковой паузы, длительность работы ограничена только запасом дизельного топлива	Высокая стоимость, необходимость хранения дизельного топлива

Сравнение технических решений для повышения устойчивости ПЭД с ЧРП

Описание	Установка в СУ	Преимущества	Недостатки
Для одного электродвигателя с ЧРП			
Увеличение емкости фильтра звена постоянного тока	Да/Нет	Простота реализации	Быстрый рост цены с увеличением необходимого времени работы при прерывании напряжения, значительные габариты при использовании статических конденсаторов, рост броска тока при восстановлении питания
Отказоустойчивый электропривод (с принудительным гашением поля), использование момента инерции ротора	Да	Требуется только перенастройка системы управления привода	Не подходит для электродвигателей с малой инерцией, например, ПЭД
Использование управляемого выпрямителя	Нет	Широкие возможности современного электропривода с управляемым выпрямителем для снижения чувствительности к качеству питающего напряжения	Высокая стоимость, малое увеличение τ_0
Использование электропривода большей мощности	Нет	Сравнительно более низкая чувствительность к провалам напряжения	Неэффективное расходование средств, требуется замена станций управления, малое увеличение τ_0
Электропривод с двумя выпрямителями на ЧРП	Да	Отсутствие бестоковой паузы при переключении на резервный ввод через второй выпрямитель	Значительное увеличение стоимости ЧРП и усложнение алгоритмов управления
Для группы электродвигателей			
Накопитель энергии для звена постоянного тока	Да	Длительность компенсации прерываний напряжения зависит только от мощности установленного накопителя	Сравнительно высокая стоимость, требуется значительное место для установки накопителя
Электропривод со сдвоенным звеном постоянного тока (с перераспределением запаса кинетической энергии)	Да	Возможно перераспределять кинетическую энергию для питания электродвигателей ответственных механизмов во время возмущений напряжения	Один из электроприводов должен быть со значительным моментом инерции, чтобы поддерживать работу ответственного механизма во время нарушений
Общее звено постоянного тока для группы электродвигателей	Да	Возможно перераспределять кинетическую энергию для питания электродвигателей ответственных механизмов во время возмущений напряжения	Значительная токовая нагрузка на звено постоянного тока, усложнение алгоритмов управления

ящие. Оптимальным решением для установки являются ионисторы и маховики, что подтверждается также в [20].

Возможные схемы включения инерционных и емкостных накопителей приведены в [24].

Предлагается рациональное решение для включения емкостного накопителя в электрическую схему куста скважин с частотно-регулируемыми УЭЦН, запитанными от двух трансформаторных КТП (6)10/0,4 кВ с АВР с учетом минимальной модернизации существующей системы питания — устройство гарантированного питания управляемого привода электродвигателей ответственных механизмов (рис. 3) [25].

На рис. 3 приняты следующие обозначения: 1 — преобразователь частоты электродвигателя ответственного механизма; 2 — выпрямитель преобразователя частоты; 3 — инвертор преобразователя частоты; 4 — емкостной фильтр преобразователя частоты; 5 — устройство гарантированного питания; 6 — источник резервного питания устройства гарантированного питания; 7 — выпрямитель ис-

точника резервного питания; 8 — накопитель энергии (например, блок ионисторов); 9 — датчики напряжения постоянного тока; 10 — блок управления; 11 — датчики напряжения переменного тока; 12 — шина постоянного тока; 13 — диод; 14 — электродвигатель ответственного механизма; 15 — автоматический ввод резерва; 16 — трансформатор 35-6(10)/0,4 кВ; 17 — первый источник электроснабжения; 18 — второй источник электроснабжения; 19 — комплектная трансформаторная подстанция 35-6(10)/0,4 кВ.

При снижении напряжения ниже уставки по данным датчика напряжения 11 на первом вводе система автоматического управления переключается в аварийный режим работы. Источником поддержания напряжения звена постоянного тока преобразователей частоты 1 первой группы АД является емкостной фильтр 4, по мере его разряда напряжение емкостного фильтра снижается и открывается диод 13, источником питания становится накопитель энергии 8 первого источника резервного питания 6. При снижении напряжения накопителя

Сравнение накопителей энергии

Накопитель энергии	Диапазон мощностей	Время зарядки	Жизненный цикл	Преимущества	Недостатки
ХИТ (кроме топливных элементов)	1 кВт – 10 МВт	часы	2000 ч	Наиболее низкая удельная стоимость, легкое техническое обслуживание	Функционирование ХИТ обуславливает выделение водорода (свинцово-кислотные аккумуляторы), явление саморазряда (которое повышается с понижением температуры), ограниченное число циклов заряда-разряда, низкая скорость как зарядки
Ионисторы	5 – 100 кВт	секунды	100000 ч	Долгий жизненный цикл, быстрая зарядка, легкое техническое обслуживание	Высокая стоимость, требуется значительное место
Маховики	1 кВт – 10 МВт	минуты	10000 ч	Сравнительно быстрая зарядка, широкий диапазон мощностей, относительно малые габариты	Высокая стоимость, специализированное техническое обслуживание (дорогое)
Сверхпроводящие накопители	300 кВт – 1000 МВт	минуты	10000 ч	Высокая надежность, широкий диапазон мощностей, бесконечное число циклов зарядки-разрядки	Очень высокая стоимость, специализированное техническое обслуживание (дорогое), требуется охлаждение до сверхнизких температур
Топливные элементы	10 кВт – 2 МВт	не требуется	одноразовые	Высокая надежность, широкий диапазон мощностей, недорогое техническое обслуживание	Высокая стоимость, небольшие габариты, не заряжаются

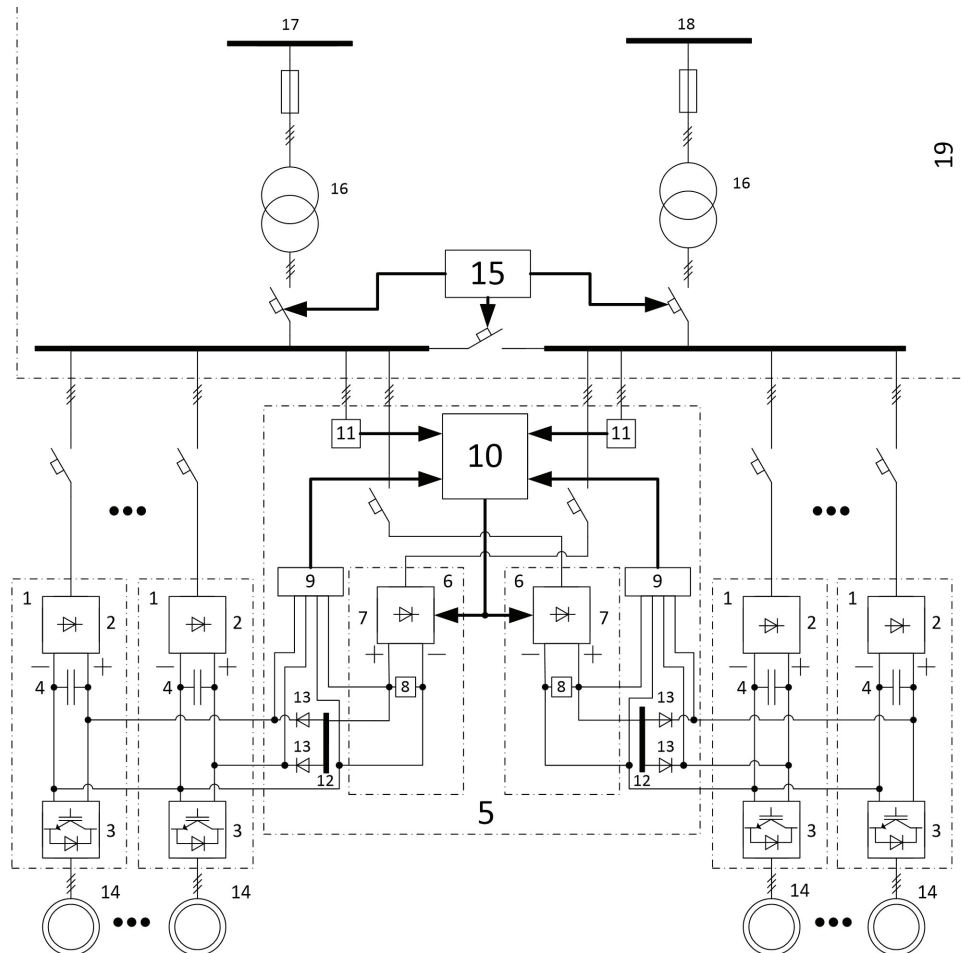


Рис. 3. Устройство гарантированного питания управляемого привода электродвигателей ответственных механизмов

энергии ниже допустимой уставки по напряжению питание первой группы АД переводится на выпрямитель 7, то есть на шины второго источника питания. При этом нарушения работы ответственных механизмов не происходит.

При восстановлении питания посредством АВР или другими средствами система автоматического управления с помощью выпрямителя 7 обеспечивает плавную зарядку накопителя энергии 8 с установкой напряжения плюсового вывода на уровне ниже напряжения звена постоянного тока преобразователя частоты 1, диоды 13 закрываются. Питание системы возвращается к нормальному режиму работы.

При снижении напряжения на втором вводе действия системы управления аналогичны.

Таким образом, проведено сравнение основных технических решений для повышения динамической устойчивости УЭЦН по напряжению, дана техническая оценка применимости для УЭЦН как с ЧРП, так и без него.

Наиболее предпочтительными техническими решениями для снижения чувствительности к динамическим снижениям напряжения являются: применение БАВР, ДКИН и увеличение запаса энергии узла нагрузки на момент до снижения напряжения за счет установки инерционных и емкостных накопителей. Выбор технического решения из предложенных должен осуществляться на основе технико-экономического обоснования, учитывающего параметры источника питания, распределительной сети, а также распределение вероятности параметров динамических снижений напряжения, рассматриваемого узла нагрузок с УЭЦН [6], стоимость реализации и обслуживания технического решения, влияние его установки на КДУ и на снижение количества остановок технологического процесса из-за динамических снижений напряжения.

Предложено рациональное решение включения использования емкостного накопителя для повышения запаса устойчивости на кустах нефтяных скважин с частотно-регулируемыми УЭЦН.

Библиографический список

- ГОСТ 32144–2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014–07–01. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.
- Абрамович Б. Н., Устинов Д. А., Сычев Ю. А. [и др.]. Динамическая устойчивость электромеханических комплексов с синхронными и асинхронными двигателями на предприятиях нефтедобычи // Нефтегазовое дело: эл. науч. журн. 2011. № 3. С. 17–25.
- Гумиров Д. Т., Жуков В. А., Пупин В. М. Повышение надежности работы электроцентробежных насосов и станков-качалок при авариях в питающих сетях предприятий нефтедобычи // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2009. № 9. С. 56–66.
- Абрамович Б. Н., Устинов Д. А., Поляков В. Е. Динамическая устойчивость работы установок электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 9. С. 104–106.
- Test Waveforms. IEEE 1159.2 Working Group. URL: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/testwave.html> (дата обращения: 12.09.2017).
- Martianov A. S., Sushkov V. V. Ride-Through solutions: Classification and Comparison // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Nov. 15–17. Omsk, 2016. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7819046.
- Ершов М. С., Егоров А. В., Трифонов А. А. Устойчивость промышленных электротехнических систем. М.: Недра, 2010. 318 с. ISBN 978-5-8365-0372-7.
- Никулов И., Жуков В., Пупин В. Комплекс БАВР: Быстродействие повышает надежность электроснабжения // Новosti электротехники. 2012. № 4 (76). С. 2–4.
- Гарганеев А. Г. Системы аварийного электроснабжения ответственных потребителей переменного тока. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. 190 с.
- Пупин В. М. Устройства защиты от провалов напряжения. М.: НТФ Энергопрогресс // Сер. Библиотечка электротехника: прил. к журн. «Энергетик». 2011. Вып. 5 (149). 99 с.
- Пупин В. М. Устройства защиты электрооборудования от провалов напряжения длительностью 10 миллисекунд // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2013. № 10. С. 23–34.
- El-gammal M. A., Abou-ghazala A. Y., El-shennawy T. I. Dynamic Voltage Restorer (DVR) for Voltage Sag Mitigation // International Journal on Electrical Engineering and Informatics. 2011. Vol. 3, no. 1. P. 1–11.
- Ghosh A., Jindal A. K., Joshi A. Design of a Capacitor-Supported Dynamic Voltage Restorer (DVR) for Unbalanced and Distorted Loads // IEEE Transactions on Power Delivery. 2004. Vol. 19, Issue 1. P. 405–413. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.820198.
- Белоусенко И. В., Егоров А. В., Трифонов А. А. Некоторые проблемы и возможности обеспечения устойчивости электротехнических систем современных нефтегазовых производств // Промышленная энергетика. 2015. № 10. С. 17–24.
- Сушков В. В., Мартынов А. С. Особенности обеспечения динамической устойчивости установок электроцентробежных насосов с частотно-регулируемым приводом // Динамика систем, механизмов и машин. 2014. № 1. С. 354–357.
- Ramli M. A. M., Hiendro A., Twaha S. Economic Analysis of PV/diesel Hybrid System with Flywheel Energy Storage // Renewable Energy. 2015. Vol. 78. P. 398–405. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.026.
- Ершов М. С., Егоров А. В., Анцифоров В. А. Методы оценки надежности и независимости источников питания в системах промышленного электроснабжения // Промышленная энергетика. 2014. № 1. С. 2–6.
- Sushkov V. V., Martianov A. S. Specific of Ride through Solutions for Electric Submersible Pumps with Adjustable Speed Drive // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics), Nov. 11–13. Omsk, 2014. P. 1–4. DOI: 10.1109/Dynamics.2014.7005681.
- Jouanne A., Enjeti P., Banerjee B. Assessment of Ride-Through Alternatives for Adjustable Speed Drives // Industry Applications Conference, 1998. Thirty-Third IAS Annual Meeting. IEEE, Oct. 12–15. St. Louis, MO, USA, 1998. P. 1538–1545. DOI: 10.1109/IAS.1998.730345.
- Carnovale D. J., Biternas J., Dionise T. J. [et al.]. Design, Development and Testing of a Voltage Ride-Thru Solution for Variable Speed Drives in Oil Field Applications // Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, 2007. PCIC '07. IEEE, Sept. 17–19. Calgary, Alta., Canada, 2007. P. 1–7. DOI: 10.1109/PCICON.2007.4365775.
- Carnovale D. J., Chiste A., Blooming P. E. Price and Performance Considerations for Backup Power and Ride-Through Solutions // Conference: Power Quality 2004, Nov. 16–18. URL: https://www.researchgate.net/publication/281208556_PRICE_AND_PERFORMANCE_CONSIDERATIONS_FOR_BACKUP_POWER_AND_RIDE-THROUGH_SOLUTIONS (дата обращения: 12.09.2017).
- Храмшин Р. Р., Медведев В. Н., Карадаева О. И. [и др.]. Комплекс технических решений по энергосбережению и повышению устойчивости частотно-регулируемых электроприводов ответственных механизмов // Тр. VIII Междунар.

(XIX Всерос.) конф. по автоматизированному электроприводу АЭП-2014. 2014. С. 417–422.

23. Браславский И. Я., Плотников Ю. В., Ишматов З. Ш. [и др.]. Оценка технико-экономической эффективности внедрения частотно-регулируемых электроприводов с емкостными накопителями энергии в крановых механизмах // *Электротехника*. 2014. № 9. С. 24–29.

24. Мартыанов А. С., Фрайштетер В. П., Сушков В. В. Создание отказоустойчивой системы питания установок электроцентробежных насосов с частотно-регулируемым приводом на основе современных накопителей энергии // *Нефтяное хозяйство*. 2017. № 4. С. 109–112. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-109-112.

25. Пат. 163553 Российская Федерация, МПК Н 02 J 9/06. Устройство гарантированного питания управляемого привода электродвигателей ответственных механизмов / Сушков В. В.,

Мартыанов А. С. № 2015138527; заявл. 09.09.15; опубл. 27.07.16, Бюл. № 30.

МАРТЪЯНОВ Антон Сергеевич, главный специалист электротехнического отдела ПАО «Гипротюменнефтегаз».

Адрес для переписки: asmartianov@gmail.com

СУШКОВ Валерий Валентинович, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор кафедры «Энергетика» Нижневартовского государственного университета.

Адрес для переписки: Sushkovvv@gray-nv.ru

Статья поступила в редакцию 17.10.2017 г.

© А. С. Мартыанов, В. В. Сушков

УДК 621.315.17:004.4

**А. И. ПАВЛОВ
О. А. САВОТИН
П. И. СУХАНОВ**

Филиал Акционерного общества
«Научно-технический центр Федеральной сетевой
компании Единой энергетической системы» —
Сибирский научно-исследовательский
институт энергетики,
г. Новосибирск
Федеральная сетевая компания
Единой энергетической системы,
г. Москва

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ВЫБОРУ СХЕМ ДЛЯ СБОРКИ И УСТАНОВКИ БЫСТРОМОНТИРУЕМЫХ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В статье представлено описание программного обеспечения, разработанного филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ в рамках выполнения НИОКР «Разработка быстровозводимых опор (опор аварийного резерва) для проведения аварийно-восстановительных работ на ВЛ 220–500 кВ».

Программное обеспечение позволяет наиболее оптимально определить вариант монтажных схем опор и вариант их расстановки на аварийном или реконструируемом участке ВЛ.

Использование комплекта для сборки и установки быстромонтируемых опор совместно с программным обеспечением позволит значительно сократить время аварийно-восстановительных работ.

Ключевые слова: высоковольтные линии электропередачи, временные опоры, быстровозводимые опоры, программное обеспечение по выбору сборочных схем опор.

Разработка проведена в рамках выполнения НИОКР «Разработка быстровозводимых опор (опор аварийного резерва) для проведения аварийно-восстановительных работ на ВЛ 220–500 кВ».

Введение. В рамках выполнения НИОКР филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ был разработан комплект для сборки и установки быстромонтируемых опор для проведения аварийно-

восстановительных работ на ВЛ 220–500 кВ. Кроме этого, комплект может быть использован при проектировании временных обводных участков ЛЭП, для реконструкции или ремонта отдельных опор,

или участков ВЛ. Комплект разработан в соответствии с действующей нормативной документацией [1–5] отраслевыми нормами [6–8] и соответствует концепции проектирования опор ВЛ для выполнения аварийно-восстановительных работ [9, 10].

Комплект на сборку быстровозводимых опор состоит из однотипных составных частей опоры, фундаментов, механизмов и приспособлений для монтажа, такелажа и инструментов. В состав комплекта могут быть включены один или несколько типов фундаментов под оттяжки в зависимости от конкретной потребности для разных грунтовых условий, также по требованию заказчика в комплект могут быть дополнительно включены специальные механизмы и средства малой механизации.

Все элементы комплекта размещаются в стандартные автомобильные контейнеры. Количество контейнеров может варьироваться в зависимости от требуемого количества опор для одновременной установки. Такое размещение комплекта позволяет упростить хранение, доставку и сократить время сборов и подготовки к выезду на место аварийно-восстановительных работ.

Комплект для сборки и установки быстромонтируемых опор разработан для применения на ВЛ 220–500 кВ, расположенных в различных климатических и геологических условиях с подвеской различных марок проводов и тросов. Из сборочных элементов комплекта формируются различные схемы опор в зависимости от исходных условий.

При возникновении аварийных ситуаций на ВЛ основным фактором является скорость устранения аварии. Подготовительные работы, проводимые ещё до выезда на место аварийно-восстановительных работ, являются неотъемлемой и немаловажной частью всего цикла работ.

Полная готовность комплекта опоры, инструментов и приспособлений для монтажа не всегда является гарантией незамедлительного выезда к месту проведения работ. Тем более в связи с обширной областью применения комплекта для сборки и установки быстромонтируемых опор, необходимо оперативно и наиболее оптимально определить сборочные схемы опор, места их установки на участке аварийно-восстановительных работ и подобрать фундаменты для закрепления оттяжек. Кроме вышесказанного, необходимо проверить несущую способность опор и фундаментов с учетом климатических и геологических условий участка, а также величин фактических межопорных расстояний (пролетов).

Для решения этих задач в рамках НИОКР было разработано программное обеспечение (ПО), поставляемое вместе с комплектом для сборки и установки быстромонтируемых опор. Применение данного ПО является одним из факторов обеспечения оперативного восстановления электроснабжения при повреждениях опор на линиях электропередачи.

При возникновении аварийной ситуации на ВЛ на обслуживаемом линии предприятию, имеющем в своем распоряжении комплект для сборки и установки быстромонтируемых опор, оператор в кратчайшие сроки при помощи программного обеспечения может подготовить всю необходимую документацию для возможности выполнения работ на аварийном участке ВЛ.

Назначение и основные возможности программного обеспечения. Программное обеспечение (ПО) предназначено для выбора варианта монтаж-

ных схем быстромонтируемых опор и варианта их расстановки, исходя из конкретных климатических, геологических, геоморфологических и прочих условий аварийного или реконструируемого участка ВЛ.

Результатом работы ПО является монтажная схема опоры, спецификации основных элементов, фундаментов, монтажных приспособлений и механизмов, а также технологическая документация на монтаж.

К основным функциональным возможностям ПО относятся:

- расстановка опор комплекта на профиле;
- систематический расчет провода на заданные исходные условия;
- проверка габаритных расстояний от провода до земли;
- расчет нагрузок, действующих на опору в конкретных, заданных оператором, условиях и конкретных пролетах;
- расчет назначенной программой схемы быстромонтируемой опоры на фактические нагрузки, определение усилий и проверка несущей способности опоры и её элементов;
- определение глубины заложения фундаментов оттяжек, принятых исходя из конкретных геологических условий площадки и усилий в оттяжках, полученных при расчете.

Кроме вышесказанного, ПО формирует документацию необходимую для проведения аварийно-восстановительных работ:

- паспорт реконструируемого участка на основе вводимых исходных данных и данных, полученных при расчетах;
- монтажные схемы опор и фундаментов для закрепления оттяжек;
- спецификации элементов опоры, фундаментов и монтажных приспособлений по выбранному варианту;
- технологическую документацию на монтаж.

Комплект документации формируется программой автоматически после успешного завершения всех расчетов.

Алгоритм работы ПО. Работу программного обеспечения можно представить как взаимодействие следующих программных блоков:

- блок сбора и обработки информации;
- логический блок;
- расчетные блоки;
- блоки баз данных;
- блок вывода результатов.

Укрупненная схема работы программы представлена на рис. 1.

Каждый программный блок состоит из модулей, которые взаимодействуют между собой по определенному алгоритму. Каждый модуль отвечает за конкретный функционал программы. Все модули программы написаны на языке программирования C#.

В составе программного обеспечения реализованы следующие основные расчетные модули, модули выбора и подготовки данных:

- модуль систематического расчета проводов;
- модуль сбора нагрузок на опору;
- модуль расчета опоры;
- модуль проверки несущей способности опоры и отдельных её частей;
- модуль расчета фундаментов;
- модуль вывода результатов;
- интегрированные в программу необходимые базы: стационарных опор, основных сборочных

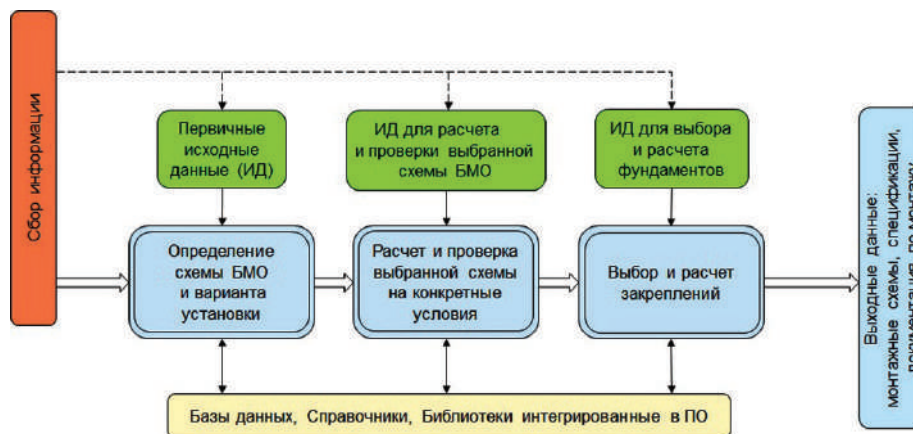


Рис. 1. Блок-схема работы программного обеспечения

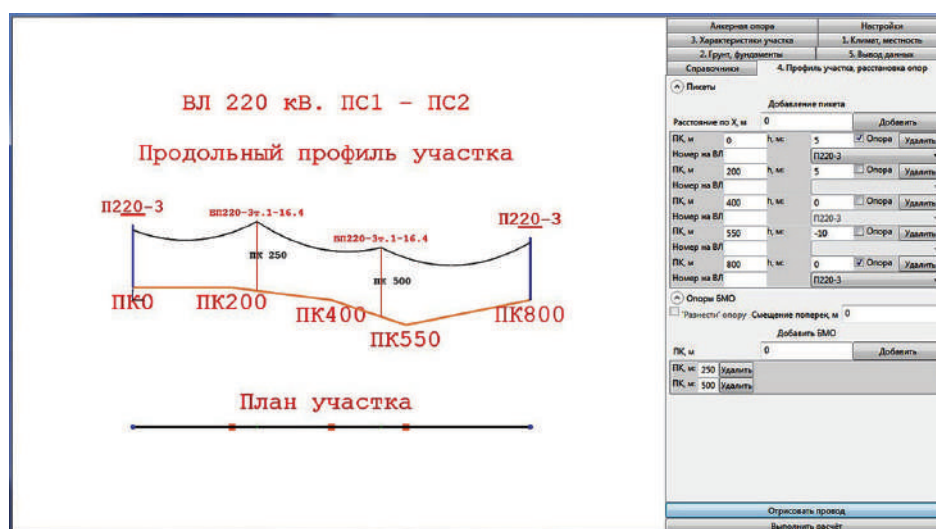


Рис. 2. Экранная форма (интерфейс)

схем быстромонтируемых опор, проводов, грозозащитных тросов, фундаментов и грунтов.

Взаимодействие модулей осуществляется следующим образом и в следующей последовательности.

На начальном этапе, в зависимости от введенных оператором необходимых исходных данных и с учетом конкретной расстановки опор на профиле, специализированный модуль производит расчет провода и определяет стрелы провеса, после чего выполняется проверка соблюдения габаритных расстояний от провода до поверхности земли. Затем рассчитываются нагрузки на быстромонтируемую опору от проводов, тросов и ОКСН, а также ветровые нагрузки на стойку опоры в соответствии с ПУЭ [1] и СП 20.13330.2011 [3]. Все необходимые данные для расчета: характеристики проводов, тросов и ОКСН, геометрия опор, коэффициенты и параметры (в соответствии с нормативной документацией) и прочая необходимая информация интегрированы в базы программы, к которым обращается каждый модуль в ходе его работы.

После определения нагрузок на опоры, при помощи модуля расчета опор, происходит определение усилий в элементах конструкции. В модуле реализован расчет конструкции опоры методом конечных элементов (МКЭ).

Дальнейшим действием программа производит сравнение рассчитанных усилий с предельно допу-

стимыми усилиями по конкретным узлам и элементам опоры. Предельно допустимые усилия рассчитаны в соответствии с СП 16.13330.2011 [2], данная информация содержится в соответствующих базах данных ПО. В случае если все элементы удовлетворяют условиям, программа переходит к следующему этапу расчета.

Если какие-либо элементы не соответствуют по одному или нескольким критериям несущей способности, программа сообщает об этом пользователю. В этом случае пользователь может внести одну или несколько корректировок: изменить схему быстромонтируемой опоры, увеличить количество быстромонтируемых опор в аварийном пролете или изменить пикеты установки опор.

После проверки несущей способности опоры программа переходит к определению несущей способности фундаментов. Расчет закрепления в грунте производится в соответствии с СП 22.13330.2011 [4]. Исходя из полученных ранее при расчете усилий в оттяжках и введенных оператором исходных данных о типе грунта и типах применяемых фундаментов, программа производит расчет заглублений фундаментов.

По окончании выполнения всех расчетов и проверок у оператора появляется возможность просмотра и печати результатов работы программного обеспечения.

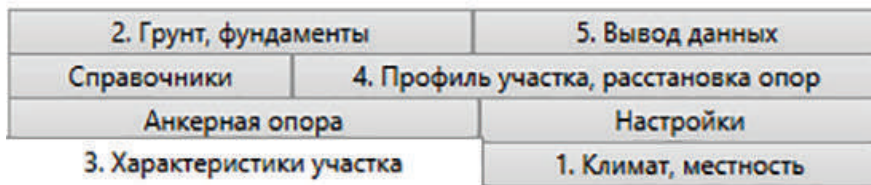


Рис. 3. Экранная форма (интерфейс)

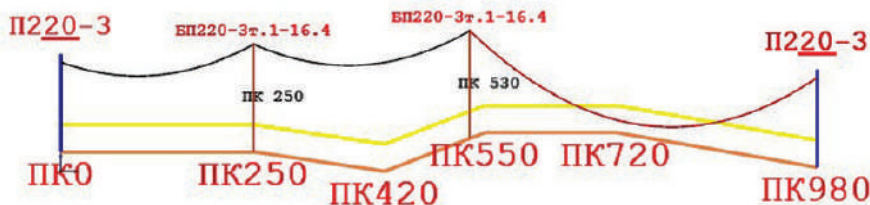


Рис. 4. Продольный профиль участка

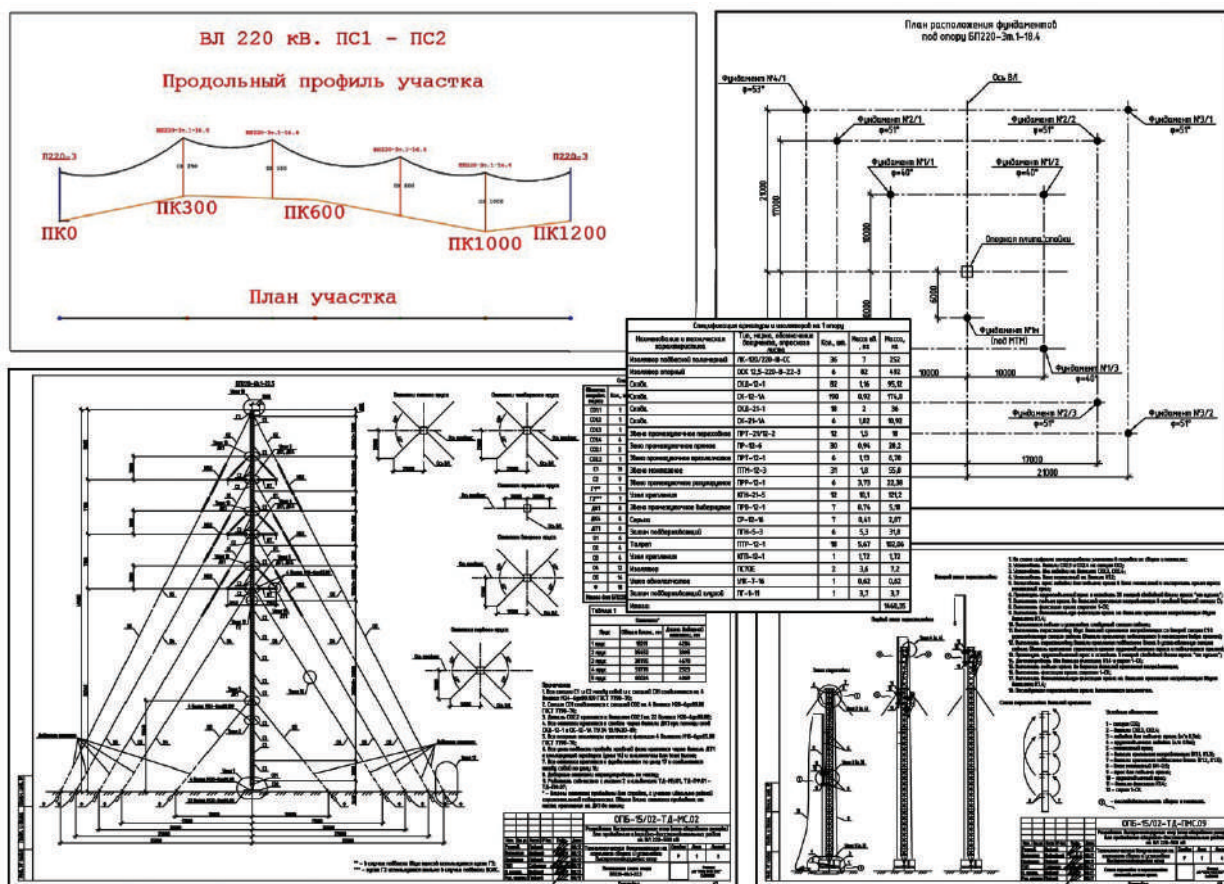


Рис. 5. Эскизы документов для монтажа БМО

Интерфейс ПО и основы работы. Программное обеспечение не имеет специальных системных требований и способно функционировать с минимальным составом технических и программных средств. Программное обеспечение не требует предварительной установки на компьютер пользователя и способно запускаться с электронного носителя.

Программа имеет интуитивно понятный пользовательский интерфейс, который состоит из двух областей: области ввода исходных данных (рабочей области) и графической области. Общий вид экранной формы рабочей среды ПО представлен на рис. 2.

Область ввода данных (правая часть экранной формы) — предназначена для ввода исходной информации, а также для обращения к справочникам и базам данных программы. Область ввода данных состоит из вкладок, разделяющих вводимую информацию по смыслу и определяющих порядок работы программы.

Графическая область (левая часть экранной формы) — предназначена для отображения действий при работе с ПО по мере заполнения исходных данных, графического отображения плана и профиля, а также дополнительной информации, различных сообщений и предупреждений.

Область ввода данных (рабочая область). В верхней части рабочей области расположена панель инструментов ПО. Панель инструментов, представленная на рис. 3, разделена в соответствии с функциональным назначением команд и состоит из восьми частей: «1. Климат, местность», «2. Грунт, фундаменты», «3. Характеристики участка», «4. Профиль участка, расстановка опор», «5. Вывод данных», «Справочники», «Настройки», «Анкерная опора».

Графическая область. В процессе работы с ПО на вкладке «Профиль участка, расстановка опор» в графической области происходит построение продольного профиля и плана реконструируемого участка в зависимости от введенных исходных данных. Пример продольного профиля реконструируемого участка представлен на рис. 4.

На продольном профиле участка отображаются следующие данные:

- профиль уровня земли по пикетам с учетом отметок;
- опоры начала и окончания реконструируемого участка и их марки;
- установленные оператором опоры БМО и их марки, с указанием пикетов установки;
- допустимый габарит (желтая линия) — наименьшее допустимое расстояние от земли до провода;
- провод нижней фазы с учетом стрел провеса полученных в результате расчета провода.

В случае недостаточного минимального габарита от провода до поверхности земли, провод в пролете окрашивается в красный цвет. При этом для обеспечения габарита оператор имеет возможность либо уменьшить пролет, либо установить дополнительную опору.

На плане расстановки опор показана ось существующего реконструируемого участка. В случае установки БМО с выносом от существующей оси на плане дополнительно отображается ось участка ВЛ на быстромонтируемых опорах.

Результат работы ПО. После ввода всех исходных данных и успешно выполненных расчетов становится доступна возможность просматривать, сохранять и выводить на печать результаты.

Комплект документации формируется как из интегрированных в программу чертежей, так и из составленных автоматически, в зависимости от исходных данных и результатов расчетов. Примеры документов, формируемых для монтажа БМО, представлены на рис. 5.

После получения комплекта документации, монтажная организация может незамедлительно выезжать на место аварии. Данного комплекта документов достаточно для проведения полного цикла аварийно-восстановительных работ, начиная от определения мест установки опор и разметки мест монтажа фундаментов, заканчивая монтажом самих опор и подвеской проводов.

Вывод. Применение комплекта для сборки и установки быстромонтируемых опор, являющегося универсальным инструментом для устранения аварий на ВЛ 220–500 кВ, позволит упростить аварийное восстановление ВЛ и, как следствие, сократить время отключения и затраты на недоотпуск электроэнергии потребителям.

Разработанное программное обеспечение является неотъемлемой частью комплекта для сборки и установки быстромонтируемых опор. Использо-

вание опор в комплексе с ПО позволит значительно сократить время не только подготовительных работ, но и основных работ по сборке и монтажу за счет оптимально выбранного варианта устранения аварийной ситуации.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2012. 464 с.
2. СП 16.13330.2011. Свод правил. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81: утв. Приказом Мин-ва регионального развития Российской Федерации от 27 декабря 2010 г., № 791. Введ. 2011–05–20. М.: Минрегион России, 2011. 172 с.
3. СП 20.13330.2011. Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85: утв. Приказом Мин-ва регионального развития Российской Федерации от 27 декабря 2010 г., № 787. Введ. 2011–05–20. М.: Минрегион России, 2011. 80 с.
4. СП 22.13330.2011. Свод правил. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83: утв. Приказом Мин-ва регионального развития Российской Федерации от 28 декабря 2010 г., № 823. Введ. 2011–05–20. М.: Минрегион России, 2011. 162 с.
5. СП 128.13330.2012. Свод правил. Алюминиевые конструкции. Актуализированная редакция СНиП 2.03.06-85: утв. Приказом Мин-ва регионального развития Российской Федерации от 29 декабря 2011 г., № 619 Введ. 2013–01–01. М.: Минрегион России, 2012. 90 с.
6. СТО 56947007-29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. Стандарт организации: Утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2014, № 525. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. 72 с.
7. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе: утв. советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017, № 252). М.: ПАО «Россети» 2017, 195 с.
8. Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения: утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2005. URL: <http://energy-sp.narod.ru/doc/01/2005-01-001.pdf> (дата обращения: 14.10.2017).
9. Бирюлов В. В., Волков В. В., Репин А. И. О концепции проектирования металлических опор высоковольтных линий электропередач аварийного резерва // Известия вузов. Строительство. 1996. № 11. С. 13–16.
10. Бирюлов В. В., Репин А. И., Волков В. В. Особенности расчета и конструирования стальных опор аварийного резерва высоковольтных линий электропередач // Известия вузов. Строительство. 1997. № 4. С. 19–23.

ПАВЛОВ Артём Иванович, главный специалист отдела линий электропередачи Филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ.

САВОТИН Олег Александрович, начальник отдела линий электропередачи Филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ.

СУХАНОВ Павел Иванович, начальник отдела аварийно-восстановительных работ на линиях электропередачи департамента воздушных линий ПАО «ФСК ЕЭС».

Адрес для переписки: savotin@ntcsib.ru, pavlov@ntcsib.ru

Статья поступила в редакцию 30.10.2017 г.

© А. И. Павлов, О. А. Савотин, П. И. Суханов