

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА

УДК 62-83

**А. В. БУБНОВ
А. Н. ЧЕТВЕРИК**Омский государственный
технический университет,
г. Омск

УЛУЧШЕНИЕ ДИНАМИКИ СИНХРОННО-СИНФАЗНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ С ПРИНУДИТЕЛЬНЫМ ИЗМЕНЕНИЕМ АЛГОРИТМА РАБОТЫ ЛОГИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА СРАВНЕНИЯ

Синхронно-синфазный электропривод, построенный на основе электропривода с фазовой синхронизацией, широко используется в тепловизионных и лазерных сканирующих системах благодаря высоким точностным и динамическим характеристикам в широком диапазоне регулирования угловой скорости. Целью статьи является анализ возможностей улучшения динамики электропривода с фазовой синхронизацией и синхронно-синфазного электропривода на основе использования способов регулирования с принудительным изменением режима работы логического устройства сравнения в переходных режимах работы электропривода. Предложена классификация способов принудительного изменения режима работы логического устройства сравнения и представлены функциональные схемы, при реализации которых используется логическое устройство сравнения с возможностью принудительной разблокировки.

Ключевые слова: электропривод с фазовой синхронизацией, синхронно-синфазный электропривод, логическое устройство сравнения, дискриминатор, фазовая автоподстройка частоты.

Работа выполнена в рамках гранта Российского фонда фундаментальных исследований. Проект № 16-08-00325а «Разработка и исследование способов управления синхронно-синфазным электроприводом, реализованных на основе комплексного подхода к обеспечению высоких показателей качества регулирования в широком диапазоне угловых скоростей в режимах стабилизации и слежения».

Синхронно-синфазные электроприводы (ССЭ), построенные на основе электропривода с фазовой синхронизацией (ЭПФС), применяются в узлах оптико-механической развертки обзорно-поисковых и сканирующих систем, в том числе в системах

лазерного сканирования, в системах технического зрения современных робототехнических комплексов, видеозаписывающей аппаратуры, копировальных установках, что обусловлено их высокими точностными и динамическими показателями

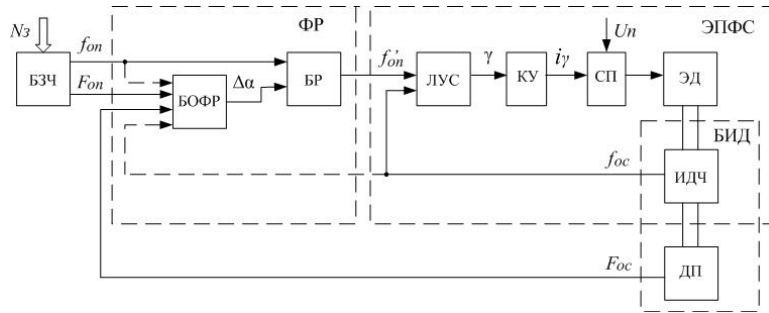


Рис. 1. Функциональная схема синхронно-синфазного электропривода



Рис. 2. Варианты способов принудительного изменения режима работы ЛУС

в широком диапазоне регулирования угловой скорости [1].

Функциональная схема синхронно-синфазного электропривода (рис. 1) выполнена в виде двухконтурной системы автоматического управления (САУ) [2], включающей в себя внутренний контур — ЭПФС, реализованный на основе принципа фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) вращения, и внешний контур управления доворотом вала электродвигателя в заданное угловое положение (фазирования), управление которыми осуществляется от блока задания частоты БЗЧ, формирующего импульсы опорной частоты f_{on} (задания частоты вращения электропривода) и импульсы угловой привязки (задания начального углового положения вала электродвигателя) F_{on} .

Электропривод с фазовой синхронизацией состоит из логического устройства сравнения ЛУС частот и фаз двух импульсных последовательностей: задания f_{on} и обратной связи f_{oc} ; формируемой на выходе импульсного датчика частоты вращения ИДЧ, корректирующего устройства КУ, силового преобразователя СП и электродвигателя ЭД. Внешний контур фазирования включает в себя датчик положения вала электродвигателя ДП (формирующий импульсы индикации текущего положения вала электродвигателя F_{oc}) и фазирующий регулятор ФР, содержащий блок определения фазового рассогласования БОФР импульсов частот F_{on} и F_{oc} , пропорционального угловой ошибке $\Delta\alpha$ электропривода, и блок управления БУ угловым положением вала электродвигателя, по определенному закону преобразующий импульсы задающей частоты f_{on} в импульсы входной задающей частоты ЭПФС f'_{on} . Датчик положения и ИДЧ образуют блок импульсных датчиков БИД, расположенных на валу электродвигателя.

В качестве ЛУС в системах ФАПЧ используется импульсный частотно-фазовый дискриминатор (ИЧФД) [2]. Алгоритм работы ИЧФД основан на логической обработке порядка следования импульсов частот f_{on} и f_{oc} , и по результатам анализа дискриминатор устанавливается в один из трех следующих режимов работы:

- режим насыщения при разгоне (Р) электропривода $f_{on} > f_{oc}$, $\gamma = 1$;
- режим фазового сравнения (П — пропорциональный) дискриминатора ($f_{on} \approx f_{oc}$, $\gamma = \Delta\phi$, где $\Delta\phi$ — фазовое рассогласование импульсов частот f_{on} и f_{oc});
- режим насыщения при торможении (Т) электропривода ($f_{on} < f_{oc}$, $\gamma = 0$).

Переход из одного режима в другой осуществляется в моменты прихода двух импульсов одной из сравниваемых частот между двумя импульсами другой частоты.

Целью статьи является анализ возможностей улучшения динамики ЭПФС и ССЭ на основе использования способов регулирования с принудительным изменением режима работы ЛУС в переходных режимах работы электропривода.

Современные высокоэффективные способы регулирования ССЭ используют возможности принудительного изменения режима работы ЛУС для повышения быстродействия и уменьшения перерегулирования электропривода в режимах синхронизации и фазирования [2]. Наиболее широко применяются три варианта принудительного изменения режима работы ЛУС, определяющих изменения режима работы ССЭ (рис. 2):

- с использованием принудительного изменения режима работы ИЧФД (рис. 3а, где U_p — сигнал принудительного перевода ЛУС в режим фазового сравнения — пропорциональный, формируемый в блоке управления БУ синхронно-синфазного электропривода));
- с использованием управляемых цифровых ключей (на основе логической схемы ИЛИ–НЕ), на выходе ИЧФД (рис. 3б, где U_p и U_t — сигналы принудительного перевода ЛУС в режим разгона или торможения соответственно, формируемые в блоке управления ССЭ);
- с использованием управляемых цифровых ключей (на основе логической схемы И) на входах ИЧФД (рис. 3в).

Предлагается классификация известных вариантов принудительного изменения режима работы электропривода в переходных режимах синхронизации и фазирования, обусловленных принудитель-

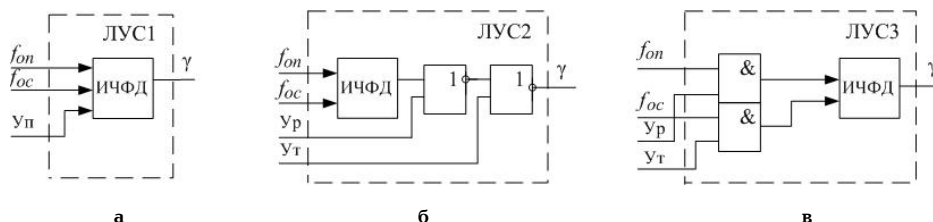


Рис. 3. Функциональные схемы ЛУС



Рис. 4. Классификация способов управления ССЭ с принудительным изменением режима работы ЛУС

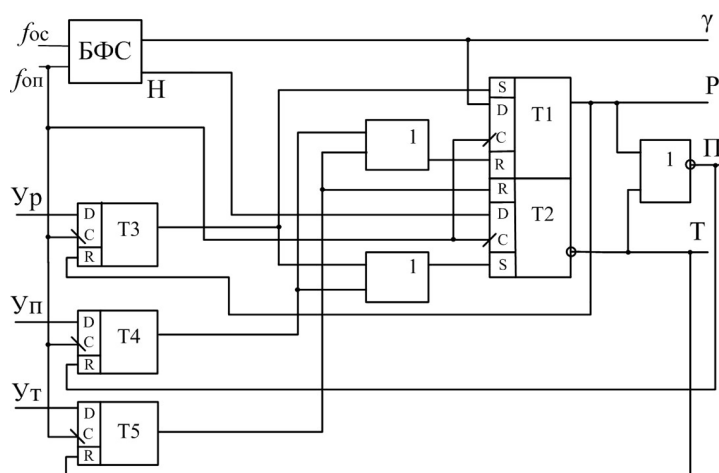


Рис. 5. Функциональная схема ИЧФД с возможностью принудительного изменения режима работы

ным изменением режима работы ЛУС, приведена на рис. 4.

Рассмотрим варианты использования способов принудительного изменения режима работы ЛУС в системе автоматического управления (САУ) ЭПФС.

Для принудительного изменения режима работы ИЧФД предлагается функциональная схема дискриминатора [3], приведенная на рис. 5, где БФС — блок фазового сравнения, реализованный на основе ИЧФД без индикации режимов работы. Сигналы принудительной установки ИЧФД в требуемый режим работы $Ур$, $Уп$, $Ут$ формируются в блоке управления БУ, реализующем требуемый закон управления ЭПФС или ССЭ, и далее через одновибраторы, построенные на входных триггерах, поступают на асинхронные входы установки (R или S) выходных блокирующих триггеров ИЧФД.

В ЭПФС, реализующем способ регулирования с опережающей разблокировкой ИЧФД при дости-

жении заданной величины ошибки по угловой скорости $\Delta\omega$, обеспечивается принудительное опережающее переключение дискриминатора в пропорциональный режим работы по выходному сигналу $Уп$ частотного дискриминатора ЧД. В зависимости от алгоритма работы ЧД может быть реализована одна из приведенных на рис. 6а или 6б схем. При непосредственном сравнении частотных сигналов f_{on} и f_{oc} используется схема, приведенная на рис. 6а [4], а при косвенном измерении ошибки по частоте вращения путем подсчета импульсов f_{on} между двумя соседними импульсами 0/2 или 2/2 (ситуации прохождения нуля импульсов частоты обратной связи между двумя импульсами опорной частоты и ситуации прохождения двух импульсов частоты обратной связи между двумя импульсами опорной частоты) — схема, приведенная на рис. 6б [5].

При реализации способа квазиоптимальной по быстродействию синхронизации [6] в САУ ЭПФС

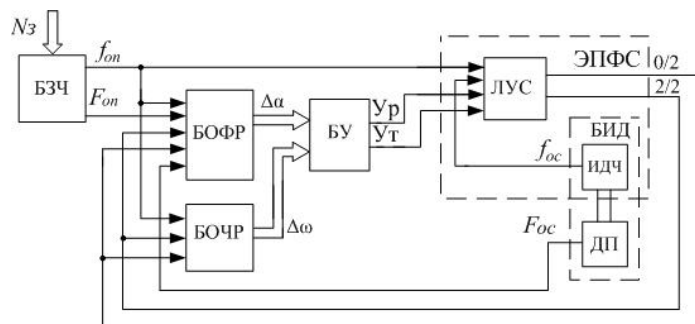


Рис. 9. Функциональная схема ССЭ с предварительным квазиоптимальным по быстродействию фазированием

для блокировки выходного сигнала ИЧФД γ не нарушает алгоритм его работы, что позволяет непрерывно определять текущий режим работы дискриминатора (Р, П или Т) и формировать сигналы индикации моментов времени изменения режима работы ИЧФД 0/2 и 2/2.

Таким образом, из проведенного анализа использования схем ЛУС для принудительного изменения режима работы электропривода следует, что ЛУС на основе ИЧФД с принудительным изменением алгоритма работы (ЛУС 1) применяется для опережающего перевода ЭПФС в режим замкнутого управления, а ЛУС с блокировкой входных (ЛУС 3) или выходных (ЛУС 2) сигналов ИЧФД — в режимах фазирования ССЭ.

Материалы статьи могут быть использованы при проектировании прецизионных электроприводов для сканирующих систем.

Библиографический список

1. Трахтенберг Р. М. Импульсные астатические системы электропривода с дискретным управлением: науч. изд. М.: Энергоиздат, 1982. 168 с.
2. Бубнов А. В., Чудинов А. Н. Улучшение показателей качества регулирования электропривода сканирующих систем: моногр. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2012. 92 с.
3. Пат. 148933 РФ, МПК H03D 13/00 (2006.01). Импульсный частотно-фазовый дискриминатор / Бубнов А. В., Алпысова А. Н.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн. ун-т. № 2014118322/08; заявл. 06.05.2014; опубл. 20.12.2014, Бюл. № 35. 2 с.
4. Пат. 2462809 РФ, МПК H02P 6/06 (2006.01). Стабилизированный электропривод / Бубнов А. В., Чудинов А. Н., Емашов В. А.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн.

ун-т. № 2011120657/07; заявл. 20.05.2011; опубл. 27.09.2012, Бюл. № 27. 2 с.

5. Пат. 2467465 РФ, МПК H02P 7/14 (2006.01). Стабилизированный электропривод / Бубнов А. В., Бубнова Т. А., Чудинов А. Н.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн. ун-т. № 2011143084/07; заявл. 25.10.2011; опубл. 20.11.2012, Бюл. № 32. 10 с.

6. Пат. 2585241 РФ, МПК H02P 7/292 (2006.01). Стабилизированный электропривод / Бубнов А. В., Чудинов А. Н., Четверик А. Н.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн. ун-т. № 2015117067/07; заявл. 05.05.2015; опубл. 27.05.2016, Бюл. № 15. 2 с.

7. Пат. 145048 РФ, МПК H02P 5/00, H02P 5/50 (2006.01). Устройство для согласования углового положения синхронно-вращающихся валов электродвигателей постоянного тока / Бубнов А. В., Гокова М. В., Чудинов А. Н.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн. ун-т. № 2014117805/07; заявл. 29.04.2014; опубл. 10.09.2014, Бюл. № 25. 2 с.

8. Пат. 2475932 РФ, МПК H02P 5/52, G05D 13/62 (2006.01). Способ фазирования вращающегося вала электродвигателя и устройство для его осуществления / Бубнов А. В., Чудинов А. Н., Емашов В. А.; заявитель и патентообладатель Омский гос. техн. ун-т. № 2011137915/07; заявл. 14.09.2011; опубл. 20.02.2013, Бюл. № 5. 2 с.

БУБНОВ Алексей Владимирович, доктор технических наук, профессор (Россия), заведующий кафедрой электрической техники.

Адрес для переписки: bubnov-av@bk.ru

ЧЕТВЕРИК Алина Наилевна, старший преподаватель кафедры электрической техники.

Адрес для переписки: alina.an@mail.ru

Статья поступила в редакцию 24.11.2016 г.

© А. В. Бубнов, А. Н. Четверик

Книжная полка

Бубенчиков, А. А. Энергосберегающие технологии в энергетике : конспект лекций / А. А. Бубенчиков, Т. В. Бубенчикова. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2016. – 123 с.

Представлены основные положения энергосберегающих технологий при генерации и распределении электрической энергии. Рассмотрены энергоэффективное оборудование и автоматизированные информационно-измерительные системы учета электрической энергии в системах электроснабжения и электропотребления предприятий. Описано энергетическое оборудование, используемое в нетрадиционной энергетике для выработки электрической энергии. Для студентов магистратуры, обучающихся по направлениям подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.04.03 «Электрическое машиностроение», дистанционной, очной и заочной форм обучения.

РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА

В работе рассматривается вопрос оценки экономической целесообразности внедрения накопителей электрической энергии на объектах инфраструктуры железнодорожного транспорта ОАО «РЖД». Приведены основные показатели экономического эффекта, достигаемого при установке накопителей электрической энергии. Расчет предельной стоимости накопителя электрической энергии приведен для двух вариантов его установки, а именно на участках, где нет лимитирующих межподстанционных зон и при их наличии.

Ключевые слова: экономическая эффективность, энергетическая эффективность, система тягового электроснабжения, емкостной накопитель энергии, лимитирующая зона.

Использование накопителей электрической энергии в системе тягового электроснабжения постоянного тока для повышения эффективности использования энергии рекуперативного торможения целесообразно на тех участках железных дорог, где по результатам математического моделирования определено наличие нереализованной энергии рекуперации. Нереализованная энергия рекуперации представляет собой разность между расчетным максимальным значением энергии рекуперации, которую может выработать электроподвижной состав по своим механическим и электромеханическим характеристикам при движении по участку, и фактически реализуемым на данном участке объемом рекуперации за некоторый рассматриваемый период времени [1].

Нереализованная энергия рекуперации возникает из-за превышения напряжения в тяговой сети допустимых значений и вынужденного перехода электроподвижного состава на реостатное или пневматическое торможение, а также из-за отсутствия приемников электрической энергии (электроподвижного состава, движущегося в режиме тяги, и приемников избыточной энергии рекуперации на тяговых подстанциях).

К преимуществам использования для приема избыточной энергии рекуперации накопителей по сравнению с выпрямительно-инверторными преобразователями относятся:

1) возможность располагать накопитель не только на тяговых подстанциях, но и на постах секционирования, что позволяет, с одной стороны, приблизить накопитель к месту выработки энергии рекуперации, а с другой — повысить уровень напряжения в середине межподстанционной зоны при разряде накопителя и, следовательно, снизить потери электро-

энергии в тяговой сети, и, тем самым, увеличить пропускную способность межподстанционной зоны;

2) отсутствие необходимости согласовывать возврат рекуперированной электроэнергии в систему внешнего электроснабжения с энергоснабжающими организациями [2] и организовывать сальдированный учет электроэнергии.

Оценка экономической эффективности внедрения накопителей электрической энергии, как и любых других энергосберегающих устройств, систем и технологий в ОАО «Российские железные дороги», должна осуществляться в соответствии с требованиями, приведенными в [3].

Основными показателями технико-экономического эффекта при внедрении накопителя электрической энергии являются:

- снижение расхода электроэнергии на тягу поездов на участке, где устанавливается накопитель;
- повышение уровня напряжения и снижение потерь электроэнергии в тяговой сети;
- снижение нагрузки понижающих и преобразовательных трансформаторов тяговых подстанций;
- повышение пропускной способности участка.

Кроме того, при увеличении применения рекуперативного торможения возникают косвенные технологические эффекты: уменьшение износа тормозных колодок; уменьшение износа бандажей колесных пар; сокращение объема ремонта тормозного оборудования подвижного состава; сокращение ремонта колесных пар.

Произвести оценку экономического эффекта от сокращения износа тормозных колодок и бандажей колесных пар, а также сокращения объема ремонта тормозного оборудования и колесных пар на данный момент не представляется возможным в связи с отсутствием актуальных экспериментальных данных

для расчета, как этого требует специально разработанная методология [4].

Поэтому основными эффектами, по которым будет выполняться оценка технико-экономической эффективности внедрения накопителей электроэнергии, будут являться сокращение расхода электроэнергии на тягу поездов, сокращение потерь электроэнергии в контактной сети и повышение пропускной способности участка.

Для оценки технико-экономической эффективности применения систем накопления энергии можно воспользоваться имитационным моделированием. Ряд программных продуктов, а также разработанные имитационные модели [5–9], позволяют произвести оценку эффективности внедрения накопителей электрической энергии в системе тягового электропитания постоянного тока. В указанных имитационных моделях в качестве накопителя электрической энергии используется накопитель емкостного типа как наиболее подходящий для применения на железнодорожном транспорте в силу ряда своих характеристик [10–12].

Для проведения оценки эффективности инвестиций необходимо использовать дисконтированные денежные потоки наличности, отражающие притоки и оттоки денежных средств в процессе реализации проекта. Баланс денежных средств для каждого периода корректируется с учетом коэффициента приведения.

В качестве показателя для расчета эффективности, согласно [3], принимаем чистый дисконтированный доход (ЧДД) — накопленный дисконтированный эффект за расчетный период, приведенный к начальному шагу по норме дисконта.

В связи с тем, что стоимость внедрения накопителя электрической энергии — величина неизвестная, необходимо произвести расчет предельной стоимости накопителя электрической энергии при его заданных параметрах и получаемом эффекте, а также заданном сроке окупаемости.

Для этого необходимо решить уравнение ЧДД, приравняв левую часть к нулю и оценив все притоки и оттоки денежных средств за год:

$$0 = \sum_{t=0}^T (\Delta C_{ЭЭ} + C_{ппс} + A - Z_{Э} - Z_p) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - Z_M - C_H, \quad (1)$$

где $\Delta C_{ЭЭ}$ — стоимость электроэнергии, сэкономленной на тягу поездов, руб.;

$C_{ппс}$ — величина доходных поступлений при реализации потенциала повышения пропускной способности, руб.;

A — амортизационные отчисления за каждый год, руб.;

$Z_{Э}$ — эксплуатационные затраты на обслуживание одного накопителя энергии, руб.;

Z_p — расходы по операционной деятельности, связанные с освоением дополнительного объема перевозок, руб.;

Z_M — затраты на строительно-монтажные и пусконаладочные работы, руб.;

C_H — стоимость накопителя электрической энергии, руб.

Стоимость электроэнергии, сэкономленной на тягу поездов за сутки при установке емкостного накопителя энергии, с учетом сокращения потерь в контактной сети, определяется путем проведения

двух вариантов расчета и последующего их сравнения:

$$\Delta C_{ЭЭ} = (W_{\Pi}^{var1} + \Delta W^{var1}) - (W_{\Pi}^{var2} + \Delta W^{var2}) C_{ЭЭ}, \quad (2)$$

где $W_{\Pi}^{var1}, W_{\Pi}^{var2}$ — суточные расчетные значения электроэнергии, потребляемой на тягу поездов по счетчикам тяговых подстанций, до и после установки накопителя энергии, кВт·ч;

$\Delta W^{var1}, \Delta W^{var2}$ — суточные потери электроэнергии по результатам расчетов до установки накопителя энергии и после, кВт·ч;

$C_{ЭЭ}$ — тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Количество сэкономленной за сутки электроэнергии напрямую будет зависеть от необходимой потребляемой и возвращаемой накопителем мощности, емкости накопителя энергии, коэффициента полезного действия зарядного/разрядного контура, количества циклов заряда/разряда за сутки, максимального и минимального тока, протекающего через аккумулирующий элемент.

Перечисленные параметры можно определить на основании имитационного моделирования, по результатам которого станет известно число случаев применения рекуперативного торможения и будет определена необходимая мощность для поглощения и последующего использования избыточной энергии рекуперации.

Тогда необходимая энергоемкость емкостного накопителя энергии:

$$\mathcal{E}_H = \frac{P_{ср.з} t_3}{\eta_3}, \quad (3)$$

где t_3 — время зарядного процесса;

$P_{ср.з}$ — необходимая средняя потребляемая мощность за время зарядного процесса;

η_3 — КПД зарядного контура.

В свою очередь, энергия, накапливаемая конденсатором за время зарядного процесса, определяется как:

$$\mathcal{E}_H = 0,5 U_H C_H, \quad (4)$$

где U_H — напряжение на накопителе;

C_H — емкость накопителя.

Время зарядного процесса и необходимая средняя потребляемая мощность могут быть определены по токовым нагрузкам на фидерах в точке подключения накопителя, а КПД и напряжение на накопителе будут определяться исходя из выбранной схемы заряда/разряда.

В случае установки накопителя электроэнергии на лимитирующей межподстанционной зоне обеспечивается повышение уровня напряжения электроэнергии в контактной сети и, как следствие, повышение пропускной способности всего участка. Это обеспечивает получение экономического эффекта от освоения дополнительного объема перевозок. Общая величина доходных поступлений при реализации потенциала повышения пропускной способности составит:

$$C_{ппс} = \frac{C \cdot S}{1000}, \quad (5)$$

где C — доходная ставка (принимается по данным о доходах от грузовых перевозок), руб./т·км;

S — прирост грузооборота при повышении пропускной способности участка, млн т·км.

При повышении пропускной способности участка за счет установки накопителя следует также учесть текущие расходы по операционной деятельности, связанные с освоением дополнительного объема перевозок, при рентабельности перевозок g :

$$Z_p = \frac{r \cdot C_{ппс}}{1,35}. \quad (6)$$

При сроке службы накопителя L лет амортизационные отчисления за каждый год составят, тыс. руб.:

$$A = \frac{C_H}{L}, \quad (7)$$

где C_H — стоимость НЭЭ, тыс. руб.

Проделав ряд несложных математических действий над уравнением (1) получим его следующий вид:

$$Z_M + C_H = \sum_{t=0}^T (\Delta C_{ээ} + C_{ппс} + \frac{C_H}{L} - Z_э - Z_p) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (8)$$

Так как в уравнении (8) есть коэффициент приведения α_t , а расчет должен производиться методом итерации вследствие наличия $\sum_{t=0}^T$, то после ряда математических преобразований, а также используя формулу суммирования геометрических прогрессий

$\frac{b_1(1-g^{T+1})}{1-g}$ можно получить коэффициент вида:

$$K = \frac{(1+E)^{T+1} - 1}{E(1+E)^T}, \quad (9)$$

а также уравнение:

$$Z_M + C_H = K \Delta C_{ээ} + K C_{ппс} + K \frac{C_H}{L} - K Z_э - K Z_p. \quad (10)$$

После соответствующих математических преобразований получим окончательное уравнение для расчета предельной стоимости накопителя электрической энергии установленных параметров, при которых он будет окупаться в заданный срок:

$$C_{H \max} = \frac{K(\Delta C_{ээ} + C_{ппс} - Z_э - Z_p) - Z_M}{1 - \frac{K}{L}}. \quad (11)$$

Стоит отметить, что эффект от повышения пропускной способности участка при внедрении одного накопителя электрической энергии на участке может быть достигнут только при его размещении в границах лимитирующей межподстанционной зоны, что может дать порядка 3% прироста пар поездов. В случае отсутствия лимитирующих участков повышение пропускной способности возможно только при установке группы накопителей энергии на участке, что повлечет дополнительные расходы.

Библиографический список

1. Никифоров М. М., Каштанов А. Л., Кандаев В. А. Методика оценки потенциала энергоэффективности применения

рекуперативного торможения // Известия Транссиба. 2012. № 1 (9). С. 72–78.

2. Никифоров М. М., Уразаева В. Н. Причины отказа энергоснабжающих организаций от применения сальдированного учета электроэнергии на тягу поездов // Наука, инновации, образование: актуальные проблемы развития транспортного комплекса России: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Екатеринбург, 2006. С. 216–217.

3. Методические рекомендации по расчёту экономической эффективности новой техники и технологий, объектов интеллектуальной собственности и рационализаторских предложений, утвержденные распоряжением ОАО «РЖД» 28.11.2008. № 2538р.

4. Тихонов К. К. Технично-экономические расчеты в эксплуатации железных дорог. М.: Трансжелездориздат, 1962. 252 с.

5. Шатохин А. П. Оценка эффективности использования энергии рекуперации путем имитационного моделирования системы тягового электроснабжения в среде MATLAB // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: материалы науч. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2015. С. 406–412.

6. Черемисин В. Т., Незевак В. Л., Шатохин А. П. Повышение эффективности системы тягового электроснабжения в условиях работы постов секционирования с накопителями электрической энергии // Известия ТПУ. 2015. Т. 326. № 10. С. 54–64.

7. Вильгельм А. С., Каштанов А. Л., Никифоров М. М. Принципы построения энергетических диаграмм для оценки эффективности применения рекуперативного торможения // Известия Транссиба. 2012. № 2 (10). С. 63–68.

8. Вильгельм А. С., Гутников В. И., Никифоров М. М. Аprobация расчетной модели системы тягового электроснабжения железных дорог постоянного тока для оценки потенциала энергоэффективности рекуперативного торможения // Известия Транссиба. 2014. № 1 (17). С. 50–57.

9. Черемисин В. Т., Никифоров М. М., Вильгельм А. С. Методология оценки энергетической эффективности применения рекуперативного торможения и использования энергии рекуперации // Известия Транссиба. 2016. № 1 (25). С. 60–70.

10. Бут А. Д., Алиевский Б. Л., Мизюрин С. Р., Васюкевич П. В. Накопители энергии / под ред. А. Д. Бута. М.: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.

11. Шевлюгин М. В., Бродский Ю. А., Подаруев А. И., Пупынин В. Н. Стационарная система аккумуляции энергии рекуперации электроподвижного состава метрополитена на базе емкостных накопителей энергии // Электротехника. 2008. № 7. С. 38–41.

12. Незевак В. Л., Шатохин А. П. Сравнение вариантов применения накопителей электрической энергии на участках постоянного тока железных дорог // От проектного инжиниринга к строительному: материалы IV Науч.-техн. конф. молодых специалистов ОАО «ОМСКНЕФТЕХИМПРОЕКТ». — Омск, 2013. С. 90–92.

НИКИФОРОВ Михаил Михайлович, кандидат технических наук, начальник научно-производственной лаборатории «Энергосберегающие технологии и электромагнитная совместимость».

Адрес для переписки: nikiforovmm@rambler.ru

ШАТОХИН Андрей Петрович, преподаватель кафедры подвижного состава электрических железных дорог.

Адрес для переписки: Shatohin_ap@mail.ru

Статья поступила в редакцию 08.11.2016 г.

© М. М. Никифоров, А. П. Шатохин

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПУТЕМ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛОТДАЧИ

Рассмотрены различные методы оценки надежности трансформатора, основанные на анализе статистических данных и логическом методе дерева отказов. Для того чтобы проанализировать наиболее частые отказы, учитывается зависимость характеристик обмоток трансформатора от температуры и от эффективности охлаждения. Произведен расчет теплоотдачи трансформатора ТРДН-25000/110 У1 и найдена зависимость коэффициента теплоотдачи от количества трубок в охладителе. Вычисления производились по методике Голунова А. М. Полученные результаты исследования базируются на основе теоретических расчетов и позволяют контролировать показатели надежности и ресурс трансформаторов.

Ключевые слова: надежность, коэффициент теплоотдачи, маслоохладитель, силовые масляные трансформаторы, дерево отказов, нагрев оборудования.

Круг вопросов, связанных с повышением надежности работы трансформаторов, весьма разнообразен. Отказ трансформатора влечет, как правило, дорогостоящий ремонт и, в зависимости от схемы сети, может приводить к длительным перерывам в электроснабжении.

Трансформатор может отказать по многим причинам, поэтому для повышения надежности трансформатора необходимо классифицировать причины повреждений и виды отказов.

Основные виды отказов трансформаторов классифицируют по:

- степени внезапности (внезапный, постепенный);
- связи с отказами других объектов (независимый, зависимый);
- стадии возникновения причины отказа (конструкционный, производственный, эксплуатационный, деградиационный);
- устойчивости неработоспособности (самоустраняющийся, перемежающийся);
- способу обнаружения (явный, скрытый).

Можно выделить следующие причины отказов трансформаторов: неисправность изоляции обмоток вследствие коротких замыканий, повреждения сердечника, повреждения вводов, отказ в системе регулирования напряжения под нагрузкой, внешние воздействия, перегрузка по току, перенапряжения, неплотные соединения в баке и масляных магистралях, загрязнение масла.

Уровень внезапных отказов в течение нормальной эксплуатации трансформаторов (после приработки) является малоизменяющимся, характеризующимся практически постоянной величиной интенсивности отказов. Часто при моделировании надежности на данном этапе жизненного цикла оборудования интенсивность отказов принимают постоянной. Данное допущение вполне справедливо, однако с течением времени оборудование изнашивается и, на наш взгляд, при моделировании надежности систем электроснабжения в течение периода нормальной эксплуатации необходимо учитывать не только внезапные, но и постепенные отказы. Одной из основных причин постепенных (износных) отказов трансформаторов являются перегрузки по току обмоток и, как следствие, перегревы масла и изоляции обмоток.

Отказ трансформатора вследствие перегрузок обусловлен повышением температуры обмоток, верхних слоев масла из-за повышения тока и перегрева [1]. Нагрев может быть весьма интенсивным, особенно в послеаварийных и ремонтных режимах подстанции (при отключении одного из трансформаторов). Для повышения эксплуатационной надежности необходимо исследовать механизм отказов, а также рассмотреть методы их оценки.

В исследовании были рассмотрены следующие методы теории надежности.

1. Статистические методы обработки информации о надежности оборудования. Данные методы

Статистика отказов трансформаторов ТРДН-25000/110 У1 (количество наблюдаемых трансформаторов — 100. Время наблюдения — 15 лет)					
Дата	Отказавший элемент	Дата	Отказавший элемент	Дата	Отказавший элемент
21.02.00	Междуфазная изоляция	09.10.05	Вводы	29.09.10	Витковая изоляция
31.07.00	Бак	12.12.05	Бак	08.10.10	Переключатели
01.11.00	Вводы	03.04.06	Обмотки и изоляция	19.07.11	Витковая изоляция
29.06.01	Радиаторы	26.08.06	Витковая изоляция	25.08.11	Обмотки изоляция
01.09.01	Обмотки и изоляция	01.01.07	Вводы	06.10.11	Токоведущие части
04.11.01	Токоведущие части	05.02.07	Междуфазная изоляция	08.04.12	Вводы
07.01.02	Переключатели ответвлений	03.06.07	Активная сталь	12.12.12	Обмотки изоляция
12.03.02	Витковая изоляция	18.01.08	Витковая изоляция	11.01.13	Вводы
15.05.02	Обмотки и изоляция	25.09.08	Переключатели	12.05.13	Витковая изоляция
18.07.03	Переключатели	15.12.08	Обмотки и изоляция	27.07.13	Переключатели
20.09.03	Отводы	03.01.09	Вводы	30.09.14	Обмотки и изоляция
23.11.03	Витковая изоляция	12.05.09	Переключатели	05.10.14	Бак
31.03.04	Обмотки и изоляция	26.10.09	Обмотки и изоляция	08.11.14	Вводы
06.08.05	Вводы	04.05.10	Токоведущие части	08.09.15	Обмотки и изоляция

Таблица 2

Поврежденный узел	Число повреждений, шт.	Число повреждений, %
Междуфазная изоляция	2	4,45
Обмотки и изоляция	10	22,23
Витковая изоляция	7	15,55
Переключатели ответвлений	6	13,33
Активная сталь	1	2,23
Вводы	8	17,77
Отводы	1	2,23
Токоведущие части	3	6,66
Бак	3	6,66
Радиаторы	1	2,23
Прочие	3	6,66
Итого	45	100

устанавливают средствами математической статистики на основе изучения результатов наблюдений закономерности, которым подчинены отказы оборудования. При этом решаются две задачи.

Первая — указание способов сбора и группировки статических сведений, получаемых в результате наблюдений и в результате специально поставленных экспериментов.

Вторая — разработка методов анализа статистических данных в зависимости от целей исследования (оценка неизвестной вероятности события и функции распределения, оценка параметров вероятностного распределения).

Статистика отказов трансформаторов ТРДН-25000 У1 сведена в табл. 1 и 2.

2. Метод деревьев отказов (рис. 1). Дерево отказов лежит в основе логико-вероятностной модели причинно-следственных связей отказов системы с отказами ее элементов и другими событиями. При анализе возникновения отказа дерево отказов со-

стоит из последовательностей и комбинаций нарушений и неисправностей, представляя собой многоуровневую графологическую структуру причинных взаимосвязей, полученных в результате прослеживания опасных ситуаций в обратном порядке, для отыскания возможных причин их возникновения [2].

Преимущества и ограничения применения.

В этом способе реализован дедуктивный метод, что наделяет метод самыми серьезными возможностями по поиску основных причин событий для статических систем, так как дает наглядную и подробную схему взаимосвязей элементов инфраструктуры и событий, влияющих на их надежность.

Для анализа отказов, вызванных перегрузками, возьмем силовой масляный трехфазный трансформатор ТРДН-25000/110 У1, с параметрами, сведенными в табл. 3.

Это один из наиболее распространенных типов трансформаторов. Обмотки выполнены из медного провода, циркуляция масла — естественная, циркуля-

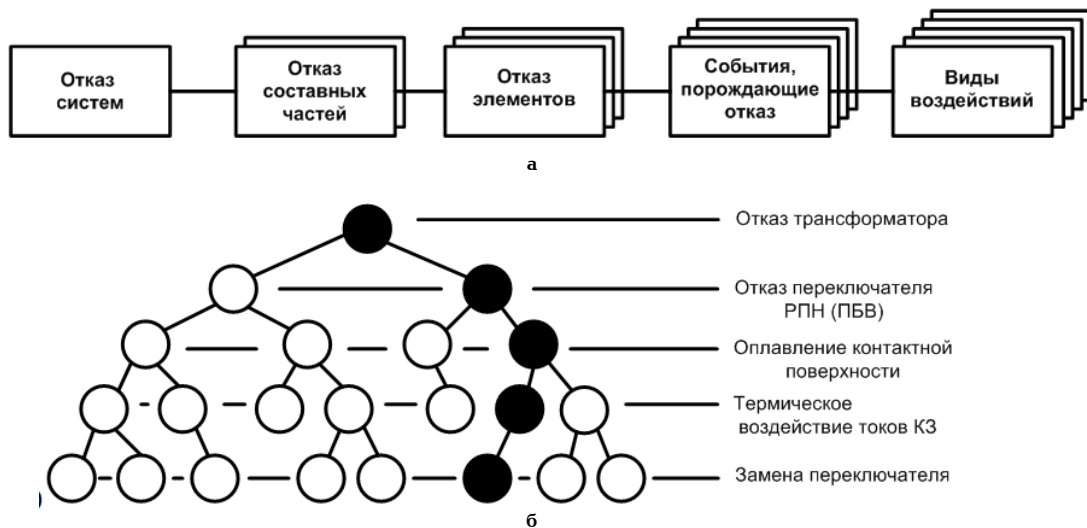


Рис. 1. Общий вид метода деревьев отказов (а) и пример отказа на основе метода дерева отказов (б)

Таблица 3

Технические характеристики ТРДН-25000/110-У1		
Номинальная мощность		25000 кВА
Номинальные напряжения	Обмотка ВН	115 кВ
	Обмотка НН1	6,3 кВ
	Обмотка НН2	6,3 кВ
Номинальные токи	Обмотка ВН	125,5 А
	Обмотка НН1	1146 А
	Обмотка НН2	1146 А
Схема и группа соединений обмоток	Ун/Д-Д-11-11	
Номинальная частота	50 Гц	
Напряжение короткого замыкания	10,52 %	
Масса	активной части	27000 кг
	съёмной части бака	3922 кг
	масла	15000 кг
	полная	52000 кг
	транспортная	44000 кг

ция воздуха — принудительная с помощью вентиляторов обдува.

Металлические части трансформатора могут без повреждения продолжительное время выдерживать довольно высокие температуры, а изоляция трансформатора и, в частности, изоляция обмоточных проводов не может. Установлено [3], что электрическая прочность бумажной изоляции, которая в современных масляных трансформаторах играет основную роль, не снижается до тех пор, пока сохраняется ее механическая прочность. При работе трансформатора бумажная изоляция постепенно изнашивается, стареет. Процесс износа характеризуется тем, что изоляция со временем становится настолько неэластичной и хрупкой, что под влиянием вибраций и динамических усилий, появляющихся в трансформаторе, начинает трескаться и повреждаться. В связи с этим происходит резкое снижение электрической прочности, что приводит к пробоям и повреждению трансформатора [3].

Время, в течение которого изоляция изнашивается настолько, что становится непригодной к даль-

нейшей работе (наступает предельное состояние), зависит от температуры ее нагрева. С увеличением температуры при прочих равных условиях срок службы трансформатора уменьшается.

В общем виде зависимость срока службы изоляции от температуры имеет вид [4]:

$$t_{cm} = A_T \exp(-\gamma\theta), \quad (1)$$

где t_{cm} — срок службы изоляции, год;

θ — температура нагрева, °С;

γ — коэффициент, определяющий степень старения; A_T — условная величина, характеризующая срок службы изоляции.

Конкретные зависимости, выведенные для различных электротехнических устройств, имеют более сложный вид.

Для трансформаторов отечественного производства принята такая допустимая температура нагрева изоляции, при которой обеспечивается срок службы трансформаторов 20–25 лет. Для силовых масляных трансформаторов средней мощности опытным путем

установлено, что наивысшая температура, которую выдерживает в масле бумажная изоляция без заметного снижения своих изоляционных свойств, 105 °С.

Применение трансформаторного масла в качестве теплопередающей среды исключительно эффективно. По опытным данным теплоотдача от единицы поверхности при масляном охлаждении в 6–8 раз больше, чем при отдаче тепла непосредственно воздуху [4]. При масляном охлаждении поверхности обмоток и магнитопровода можно сделать значительно меньшими, чем у такого же по мощности сухого трансформатора с воздушным охлаждением.

Однако поверхность бака, с которой тепло отводится в воздух, должна быть при этом достаточно большой, иначе температура масла станет выше допустимой. Таким образом, для улучшения охлаждения необходимо обеспечить достаточную площадь поверхности бака трансформатора.

Площадь поверхности можно повысить, увеличивая линейные размеры бака. Этот путь ведет к увеличению общих размеров трансформатора и поэтому применяется редко. Чаще необходимую площадь поверхности бака получают путем применения волнистых стенок, труб, ввариваемых в его стенки, или трубчатых охладителей (радиаторов), специально устраиваемых к баку трансформатора.

Температура масла трансформатора связана с его геометрическими параметрами, способом отвода тепла [4].

Чтобы рассчитать максимальную температуру, которой достигает масло, необходимо узнать начальное сопротивление обмоток [5]. Выразим площадь поперечного сечения обмотки. Для обмотки ВН $I = 126$ А, $J = 3,5$ А/мм², $\rho = 0,018$ Ом·мм²/м, $m = 2990$ кг (данные приведены для трансформатора ТРДН-25000/110-У1).

$$F = \frac{I}{J}, \quad (2)$$

где I — ток в обмотке, а J — номинальная плотность тока. После этого находим сопротивление обмотки:

$$R_0 = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (3)$$

где ρ — удельное сопротивление меди, l — длина обмотки. Для рассматриваемого случая $R = 4,37$ Ом.

Для обмотки НН $I = 1376$ А, $J = 3,5$ А/мм², $\rho = 0,018$ Ом·мм²/м, $m = 2990$ кг. $R_0 = 0,0367$ Ом.

Найдем потери в обмотках, учитывая, что обмоток НН две.

$$S = 25000 \text{ кВА}, \cos \varphi = 0,75; \eta = 98 \%$$

$$P_{\text{потерь}} = S \cdot \cos \varphi \cdot \left(\frac{1 - \eta}{100} \right) = 375 \text{ кВт}; \quad (4)$$

$$I_{\text{ВН}}^2 R_{\text{ВН}} + 2I_{\text{НН}}^2 R_{\text{НН}} = P_{\text{потерь}}. \quad (5)$$

Решая простое уравнение, получаем, что $R_{\text{ВН}} = 7,87$ Ом, а $R_{\text{НН}} = 0,066$ Ом. Найдем по температурной зависимости сопротивлений значения температур.

$$\alpha T_{01} = \frac{R - R_0}{R}, \quad (6)$$

где α — температурный коэффициент, равный 0,004 1/°С [6].

Получаем, что обмотка ВН нагревается до 111,18 градуса, а обмотка НН — 110,98 градуса.

Исходя из условия теплового баланса:

$$Q_{\text{полученное}} = Q_{\text{отданное}} \quad (7)$$

запишем

$$c_{\text{м1}} \cdot m_{\text{м}} T_{\text{м1}} - c_{\text{м2}} \cdot m_{\text{м}} T_{\text{м2}} = \\ = c_{02} m_0 T_{02} - (2c_{01} m_{0\text{НН}} T_{01\text{НН}} + c_{01} m_{0\text{ВН}} T_{01\text{ВН}}), \quad (8)$$

где $c_{\text{м1}}$ — удельная теплоемкость нагретого масла; $c_{\text{м2}}$ — удельная теплоемкость охлажденного масла; $T_{\text{м1}}$ — максимальная температура нагретого масла, $T_{\text{м2}}$ — температура охлажденного масла; c_{02} — удельная теплоемкость охлажденных обмоток; m_0 — суммарная масса обмоток; T_{02} — температура охлажденных обмоток.

Решая уравнение, определяем, что температура нагрева масла равна 100 градусам.

Рассмотрим подробнее систему охлаждения. Выберем ее параметры по методике Голунова [7]. Приведем некоторые параметры охладителя. Охладитель состоит из труб, внутри которых алюминиевые трубки со спирально-накатным ребрением. Средний внутренний диаметр:

$$d_{\text{м.о}} = (16,9 + 15,9)/2 = 16,4 \text{ мм}. \quad (9)$$

Компоновка охладителя:

а) число рядов трубок $Z = 16$

б) количество трубок в ряду $n_p = 20$

в) общее число трубок $n_{\text{м.р.}} = n_p Z = 16 \cdot 20 = 320$

г) шаг по фронту $a = 48$ мм

д) шаг по глубине $b = 41,6$ мм

е) длина труб или высота трубного пучка $h = 1990$ мм

ж) число ходов по маслу $n = 5$

Определим эффективное сечение одного хода масла:

$$f_{\text{ж.м.}} = \frac{n_{\text{м.р.}} \pi d_{\text{м.о.}}}{4n} = 0,01356 \text{ м}^2. \quad (10)$$

Определим эффективное сечение для прохода воздуха

$$F_{\text{ж.в.}} = h f_{\text{щ}} n_p = 1,99 \cdot 0,247 \cdot 20 = 0,985 \text{ м}^2, \quad (11)$$

где $f_{\text{щ}} = 0,247 \text{ м}^2$.

Скорость масла в трубках охладителя:

$$g_{\text{м}} = \frac{Q}{f_{\text{ж.м.}} \cdot 3600} = 2,631 \text{ м/с}. \quad (12)$$

Дальше выбираем вентиляторы серии 06-320 № 7 в количестве 4 штук.

Их параметры:

$Q_{\text{в}} = 11000 \text{ м}^3/\text{ч}$ — расход воздуха;

$H_{\text{в}} = 22$ мм водного столба — напор вентилятора;

$P_{\text{гв}} = 1,7$ кВт — мощность двигателя;

$\eta = 0,6$ — коэффициент полезного действия.

Определим температуру воздуха после охладителя

$$\Delta g_{\text{в}} = \frac{Q}{3600 f_{\text{ж.в.}} \gamma_{\text{в}} c_{\text{в}}} = \\ = \frac{180 \cdot 860}{3600 \cdot 0,24 \cdot 1,146 \cdot 8,2 \cdot 0,985} = 25,7 \text{ } ^\circ\text{С}, \quad (13)$$

где $c_{\text{в}} = 0,24$ кКал/кг·°С — удельная теплоемкость воздуха [8].

P		Зависимость теплоотдачи охладителя от количества трубок																	
		Количество трубок в ряду																	
Количество рядов	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
	10	0	0	0	0	0	1709,089	1662,898	1524,323	1478,131	1478,131	1441,178	1422,701	1404,225	1385,748	1219,458			
	11	0	0	0	0	1755,281	1709,089	1662,898	1385,748	1478,131	1478,131	1441,178	1293,365	1237,935	1237,935	1219,458			
	12	0	0	0	0	1755,281	1755,281	1616,706	1588,991	1385,748	1478,131	1478,131	1293,365	1293,365	1237,935	1237,935	1219,458		
	13	0	0	0	1847,664	1755,281	1662,898	1616,706	1588,991	1385,748	1339,556	1339,556	1293,365	1293,365	1237,935	1237,935	1219,458		
	14	0	0	2032,43	1847,664	1709,089	1662,898	1616,706	1588,991	1016,215	1339,556	1339,556	1293,365	1293,365	1237,935	1237,935	960,7853		
	15	0	0	2032,43	1755,281	1709,089	1662,898	1616,706	1385,748	1016,215	1339,556	1339,556	1293,365	1293,365	970,0236	970,0236	960,7853		
	16	0	0	1893,856	1755,281	1709,089	1662,898	1616,706	1385,748	1016,215	1339,556	1339,556	1293,365	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	17	0	0	1893,856	1755,281	1709,089	1431,94	1404,225	1385,748	1016,215	1339,556	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	18	0	0	1893,856	1755,281	1478,131	1431,94	1404,225	1385,748	1016,215	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	19	0	0	1893,856	1524,323	1478,131	1431,94	1404,225	1385,748	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	20	0	0	1893,856	1524,323	1478,131	1431,94	1404,225	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	21	0	0	1616,706	1524,323	1478,131	1431,94	1404,225	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	22	0	0	1616,706	1524,323	1478,131	1431,94	849,9254	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	960,7853		
	23	0	0	1616,706	1524,323	1478,131	1062,407	849,9254	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	970,0236	776,0189		
	24	0	0	1616,706	1524,323	1478,131	1062,407	849,9254	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	970,0236	776,0189	776,0189		
	25	0	0	1616,706	1524,323	1062,407	785,2572	849,9254	1034,692	831,4488	1016,215	979,2619	979,2619	1256,412	776,0189	776,0189	776,0189		

Проверив вентилятор на сопротивление воздуха ($H_B = 18,5$), найдем весовую скорость

$$g_B = \frac{Q_B n}{3600 f_{ж.в.}} = \frac{11000 \cdot 4}{3600 \cdot 0,985} = 12,4 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (14)$$

где n — число вентиляторов.

Найдем температуру воздуха после маслоохладителя

$$g_{B2} = \Delta g_B + g_{B1} = 25,7 + 35 = 60,7 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (15)$$

где g_{B1} — температура окружающего воздуха рядом с трансформатором.

После этого определим весовую скорость воздуха:

$$g_B \gamma_B = 12,4 \cdot 1,105 = 13,72 \text{ кг/м}^3, \quad (16)$$

где $\gamma_B = 1,105 \text{ кг/м}^3$ — удельная масса воздуха.

После выбора вентиляторов и насосов производим тепловой расчет охладителя

$$\Delta g_M = \frac{Q \Delta P}{3600 \eta \gamma_M f_{ж.м.} g_M} = \frac{375 \cdot 860}{3600 \cdot 0,52 \cdot 850 \cdot 2,8 \cdot 0,01356} = 5,6 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (17)$$

После этого смотрим на температуру масла после охладителя

$$g_{M2} = T_{M1} - \Delta g_M / 2 = 94,4 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (18)$$

Определив весовую скорость, по методике Голунова находим коэффициент теплоотдачи $k = 583$.

Определим среднелогарифмический температурный напор

$$\Delta g = \frac{(T_{M1} - g_{B1}) - (g_{M2} - g_{B2})}{2,3 \lg \frac{T_{M1} - g_{B1}}{g_{M2} - g_{B2}}} = \frac{(100 - 35) - (94,4 - 60,7)}{2,3 \lg \frac{100 - 35}{94,4 - 60,7}} = 47 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (19)$$

Проверяем теплоотдачу охладителя

$$P = \frac{\Delta g k \Delta P}{860} = 1339,5 \text{ кВт}. \quad (20)$$

Затраты мощности на 1 кВт отводимых потерь

$$P_{гв} / \Delta P = 4 \cdot N_B / \Delta P = 4 \cdot 1700 / 375 = 31,5 \text{ Вт/кВт}. \quad (21)$$

В результате расчетов была получена зависимость коэффициента теплоотдачи от количества трубок в маслоохладителе (табл. 4), отмечено, что изменение количества рядов и трубок в них влияет на теплоотдачу охладителя.

Выводы.

В статье рассмотрена взаимосвязь степени износа изоляции трансформаторов с тепловыми процессами.

Показано, что увеличение коэффициента теплоотдачи является одним из важных параметров повышения надежности, изменив который, можно влиять на интенсивность износовых отказов обмоток трансформатора.

Изменение теплового режима обмоток трансформатора — лишь один из способов повысить надежность работы устройства, но данный способ позволяет увеличить не только надежность, но и ресурс трансформатора, делая время наступления предельного состояния как можно более поздним.

Помимо рассмотренного способа регулирования теплоотдачи существуют и другие. Все они находят применение на практике. Выбор способа изменения теплоотдачи должен определяться путем технико-экономического сравнения вариантов.

Библиографический список

1. Лизунова С. Д. Силовые трансформаторы. М.: Энергоиздат, 2004. 17с.
2. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. Менеджмент риска. Методы оценки риска. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/51721/> (дата обращения: 10.10.2016).
3. Аншин В. Ш. Трансформаторы для промышленных электропечей. М.: Энергоиздат, 1984. 47 с.
4. Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1981. 224 с.
5. Нагрев и охлаждение трансформатора. URL: <http://leg.co.ua/transformatori/praktika/nagrev-i-ohlazhdenietransformatora.html> (дата обращения: 09.10.2016).
6. Допустимая температура частей трансформатора. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/dopustimaya-temperatura-chastej-transformatora.html> (дата обращения: 12.10.2016).
7. Голунов А. М. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов. М.: Энергия, 1964. С. 139 — 145.
8. Сопротивление и проводимость проводников. URL: http://servomotors.ru/documentation/electrical_engineering/2/02_9.html (дата обращения: 14.10.2016).

РЫСЕВ Павел Валерьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий Омского государственного технического университета (ОмГТУ).

ФЕДОРОВ Владимир Кузьмич, доктор технических наук, профессор кафедры электроснабжения промышленных предприятий ОмГТУ.

КРОПОТИН Владимир Олегович, студент гр. Э-141 энергетического института ОмГТУ.

НОВОСЕЛОВ Виктор Иванович, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры электроэнергетики Тобольского индустриального университета, филиал Тюменского индустриального университета, г. Тобольск.

Адрес для переписки: kropotin_vl@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.11.2016 г.

© П. В. Рысев, В. К. Федоров, В. О. Кропотин,
В. И. Новоселов

УДК 621.316.1

**В. Ю. МИРОШНИК
Д. В. БАТУЛЬКО
А. А. ЛЯШКОВ**

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6–35 КВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРАМЕТРОВ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА

Проведен обзор и анализ существующих методов и алгоритмов определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в сетях 6–35 кВ с использованием параметров аварийного режима. Сформулированы достоинства, недостатки рассмотренных методов и алгоритмов. Рассмотрены способы повышения точности определения расстояния до места однофазного замыкания на землю. Приведено описание наиболее перспективных методов и алгоритмов применяемых в современных микропроцессорных устройствах защиты и автоматики.

Ключевые слова: распределительная сеть, однофазное замыкание на землю, определение расстояния до места однофазного замыкания, микропроцессорные устройства защиты.

Однофазные замыкания на землю (далее — ОЗЗ) — наиболее часто встречающийся вид повреждений в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ. Длительное ОЗЗ представляет опасность для людей, животных и может перерасти в двух- и трехфазное короткое замыкание.

В связи с этим оперативное устранение опасной ситуации и определение расстояния до места однофазного замыкания на землю в сетях 6–35 кВ является актуальной задачей.

На сегодняшний день разрабатываются и производятся различные устройства [1–4], в которых реализованы методы и алгоритмы для определения места повреждения линий. Наиболее актуальными являются методы и алгоритмы, позволяющие определять место однофазного замыкания на землю без отключения линии и подключения специального оборудования. В таких методах и алгоритмах для определения места ОЗЗ предлагается использовать параметры аварийного и установившегося режимов. При этом актуальной задачей является выбор оптималь-

ного алгоритма расчета расстояния до места повреждения по параметрам аварийного режима (далее — ПАР) [4].

В данной статье представлены результаты анализа методов и алгоритмов для определения расстояния до места ОЗЗ, рассмотрены особенности их применения.

Методы определения места повреждения по ПАР классифицируют по направлению сбора аварийной информации (рис. 1).

Двусторонний метод использует синхронный замер с обоих концов линии и применяется для нахождения места повреждения линий между подстанциями в сетях напряжением 110 кВ и выше. Актуальным вопросом при этом является обеспечение синхронности измерений, а также сбор и обработка результатов измерений в одной точке. Измерения и обработка результатов производятся, как правило, в цифровых микропроцессорных устройствах (терминалах).

В одностороннем методе используются результаты измерений только с одной стороны линии.



Рис. 1. Классификация методов ОМП без отключения линии

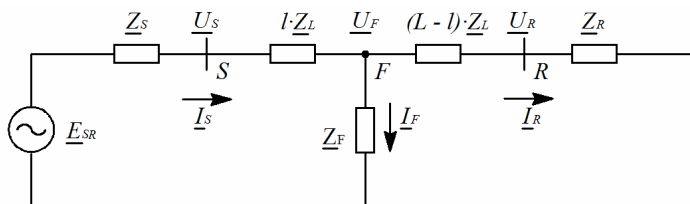


Рис. 2. Модель поврежденной линии:

S (sending end — передающая сторона ВА);
 F (fault — повреждение); R (receiving end — принимающая сторона ВА);
 l — расстояние до места повреждения; L — полная длина линии;
 E_{SR} — эквивалентное ЭДС на приемном конце ЛЭП;
 Z_S, Z_R — соответственно эквивалентные сопротивления на передающем и приемном концах ЛЭП;
 I_S, U_S, I_R, U_R — токи и напряжения на передающем и приемном концах ЛЭП

К достоинствам и недостаткам двухстороннего метода можно отнести:

— достоинства: переходное сопротивление в месте повреждения и режим нагрузки не влияют на результаты расчета;

— недостатки: требуются большие затраты для повышения точности измерений и синхронизации устройств.

Достоинства и недостатки одностороннего метода:

— достоинства: меньшие затраты на реализацию;
 — недостатки: влияние переходного сопротивления на результаты расчетов.

Рассмотрим алгоритмы, применяемые для расчета расстояния до места повреждения в линии, использующие параметры аварийного режима и реализованные в различных устройствах (терминалах).

Определение реактивного сопротивления. Для анализа одностороннего метода рассмотрим схему (рис. 2) и запишем для неё уравнение по второму закону Кирхгофа:

$$U_S = l \cdot Z_L \cdot I_S + R_F + I_F, \quad (1)$$

где U_S — напряжение в месте установки терминала; l — расстояние до места повреждения; Z_L — удельное сопротивление линии; I_S — ток в месте установки терминала; R_F — переходное сопротивление в месте повреждения; I_F — ток в месте повреждения.

В дальнейшем производят минимизацию влияния $R_F \cdot I_F$ выражения (1), чтобы сократить число неизвестных с четырех (длина линии l , фаза и амплитуда тока в точке повреждения I_F и переходное сопротивление R_F) до одного. Разделим U_S на ток питающей стороны I_S :

$$Z_{FS} = \frac{U_S}{I_S} = l \cdot Z_L + R_F \cdot \frac{I_F}{I_S}, \quad (2)$$

где Z_{FS} — замер сопротивления от источника.

При этом величина $R_F \cdot \frac{I_F}{I_S}$ не учитывается на ранних этапах расчета. Замер производился по вели-

чине реактивного сопротивления до места повреждения [4]:

$$l = \frac{\text{Im} \left(\frac{U_S}{I_S} \right)}{X_{ls}}. \quad (3)$$

Ошибка расчета расстояния до места повреждения при выполнении условия, что $\angle I_S = \angle I_F$ и R_F равна нулю. При условии, что на приемной стороне ток нагрузки I_D не равен нулю и не сонаправлен с измеряемым током I_S , то соотношение между током I_F и I_S может выражаться комплексной величиной. Переходное сопротивление представляет собой реактивную составляющую. Для минимизации влияния $R_F \cdot \frac{I_F}{I_S}$ предлагается использовать аварийную составляющую измеряемого тока I_S :

$$\Delta I_S = I_S - I_L, \quad (4)$$

где ΔI_S — аварийная составляющая измеряемого тока; I_L — ток предаварийного (нагрузочного) режима.

С учетом наложения аварийного режима на предаварийный выражение (2) примет вид:

$$Z_{FS} = \frac{U_S}{I_S} = l \cdot Z_L + R_F \cdot \frac{1}{\underline{d}_s \cdot \underline{n}_s}, \quad (5)$$

где

$$\underline{d}_s = \frac{\Delta I_S}{I_F} = \frac{Z_R + (1-l) \cdot Z_L}{Z_S + Z_L + Z_R} = |\underline{d}_s| \angle \beta, \quad (6)$$

$$\underline{n}_s = \frac{\Delta I_S}{I_S} = |\underline{n}_s| \angle \alpha. \quad (7)$$

Полученные значения характеризуют зависимость измеряемого реактивного сопротивления от сопротивления в месте повреждения: \underline{d}_s — коэффициент токораспределения, учитывающий сопро-

тивление передающей (Z_S) и питающей систем (Z_R). Для однородной линии угол $\beta = 0$; \underline{n}_s — коэффициент, учитывающий влияние тока нагрузки. При наличии нагрузки на линии угол $\alpha \neq 0$. Когда амплитуда $I_s \ll I_p$ амплитуды тока нагрузки, то можно принять угол $\alpha = 0$.

По результатам анализа данного алгоритма можно сделать вывод, что для увеличения точности необходимо исключить или минимизировать влияние переходного сопротивления и тока нагрузки I_p .

Модифицированный алгоритм Такаги. Чтобы исключить недостаток обычного алгоритма Такаги [5, 6], предложена его модификация [7]. При этом расстояние до места повреждения рассчитывается по формуле:

$$l = \frac{\operatorname{Im}(\underline{U}_s \cdot \underline{I}_{s0} \cdot e^{j\beta})}{\operatorname{Im}(\underline{Z}_L \cdot \underline{I}_s^c \cdot \Delta \underline{I}_{s0} \cdot e^{j\beta})} \quad (8)$$

где \underline{I}_{s0} — комплекс тока нулевой последовательности; $\underline{I}_s^c = \underline{I}_s + K \cdot \underline{I}_{s0}$, $K = (Z_{0yg} - Z_{1yg}) / Z_{1yg}$ — коэффициент компенсации по току нулевой последовательности.

Данный алгоритм используется в терминалах Multilin D60, Multilin L90 компании General Electric [1, 2]. Достоинством алгоритма является то, что угол β может быть скомпенсирован в случае неоднородности системы. Однако это возможно лишь для одной точки. Угол β изменяется при перемещении точки замыкания. Для вычисления угла β , в зависимости от расстояния, необходимы точные значения сопротивления источников, которые позволяют исключить ошибку комплексного коэффициента токораспределения (d_s) в данном алгоритме.

Алгоритм решением квадратного уравнения.

Еще один подход связан с решением квадратного уравнения (9) [3, 5], реализованный фирмой ABB в терминалах REL5xx и REL6xx:

$$l^2 - k_1 \cdot l + k_2 - k_3 \cdot R_F = 0, \quad (9)$$

где k_1 , k_2 и k_3 — комплексные функции, зависящие от измеряемого тока, напряжения и сопротивления источников.

Выражение (9) представляет собой комплексное уравнение, которое эквивалентно двум скалярным уравнениям с двумя неизвестными: l и R_F . Данный алгоритм позволяет компенсировать ошибки, представленные в алгоритмах выше (тока нагрузки, переходного сопротивления и комплексного коэффициента токораспределения). Регистрация предаварийной информации не требуется.

Итерационный алгоритм. Для того чтобы учесть токораспределение (d_s), комплексный алгоритм на основе закона Ома был модифицирован:

$$l = \frac{\operatorname{Im}(\underline{U}_s / \underline{I}_{s0})}{\operatorname{Im}(((\underline{I}_s + K \cdot \underline{I}_{s0}) / \Delta \underline{I}_{s0}) \cdot \underline{Z}_L)} \quad (10)$$

Линию разбивают на ряд участков с последующим расчетом итерационным способом. При этом осуществляется «мысленный перенос» прибора с участка на участок, начиная с ближайшего к месту установки прибора, такой алгоритм заложен в приборе ИМФ-ЗР. Для учета комплексности токораспределения (d_s), введем на i -м участке расчет по формуле:

$$l = \frac{\operatorname{Im}(\underline{U}_s / \underline{I}_{s0} \cdot e^{-j\beta i})}{\operatorname{Im}(((\underline{I}_s + K \cdot \underline{I}_{s0}) / \Delta \underline{I}_{s0}) \cdot \underline{Z}_L \cdot e^{-j\beta i})} \quad (11)$$

где β_i — угол β для данного участка. «Множитель поворачивает вектор опорного тока, переводя расчет с упрощенных формул на точные формулы (11)» [4]. При этом угол β изменяется в начале линии медленнее, чем в конце, поэтому участки принимают разной длины.

Алгоритм Novosel. Некоторые алгоритмы представлены в виде симметричных составляющих сигналов. Один из таких алгоритмов описан в [8]. Для каждой из последовательностей (прямой, обратной, нулевой) составляется и совместно решается выражение, аналогичное (12):

$$\underline{U}_s^v = l \cdot \underline{Z}_s^v \cdot \underline{I}_s^v + \underline{U}_F^v, \quad (12)$$

где $\underline{U}_s^v = [\underline{U}_{s1}, \underline{U}_{s2}, \underline{U}_{s0}]$, $\underline{I}_s^v = [\underline{I}_{s1}, \underline{I}_{s2}, \underline{I}_{s0}]$ — симметричные составляющие токов и напряжений в месте установки прибора; $\underline{U}_F^v = [\underline{U}_{F1}, \underline{U}_{F2}, \underline{U}_{F0}]$ — в точке повреждения; \underline{Z}_s^v — матрица симметричных составляющих сопротивлений.

При этом отметим, что матрица симметричных составляющих сопротивлений \underline{Z}_s^v как диагональные, так и недиагональные элементы, в то время как недиагональные элементы матрицы фазных сопротивлений \underline{Z}_s равны нулю.

Выражение (12) представляет собой три независимых комплексных уравнения. Это позволяет: устранить взаимное влияние фаз; нет необходимости фиксировать доаварийный режим, из-за отсутствия обратной и нулевой последовательности; нет необходимости определять вид повреждения.

По мнению авторов [8], переходное сопротивление и сопротивление линии обратной последовательности с большей вероятностью будут иметь одинаковые фазы, чем фазное сопротивление линии. В некоторых случаях сопротивление обратной последовательности может быть заменено сопротивлением нулевой.

Алгоритм Лямеца. Еще один подход к оценке расстояния был предложен Ю. Я. Лямецем в [9–13]. В алгоритме автор опирается на теорию, что реактивная мощность в точке повреждения должна равняться нулю. Это соответствует предпосылке, что все переходные сопротивления в месте КЗ резистивны (активны). Тогда естественно, что:

$$Q_F = \operatorname{Im}[\underline{U}_F \cdot \underline{I}' \cdot F] = 0. \quad (13)$$

В теории дистанционной защиты и теории ОМП используется предпосылка чисто активного характера переходного сопротивления, а также совпадения по фазе напряжения в точке КЗ с током в переходном сопротивлении. При однофазных и двухфазных КЗ эти предпосылки совпадают. Однако преимущество выражения (13) в том, что оно верно для всех видов КЗ через произвольные сопротивления в каждой фазе. Необходимо только считать реактивную мощность всех трех фаз. То есть критерий в (13) обладает универсальностью. Для случая однофазного КЗ алгоритм записан в виде выражения:

$$\operatorname{Im}(\underline{I}_{s0} \cdot e^{j\beta_0} \cdot [\underline{U}_{s1} + \underline{U}_{s2} + \underline{U}_{s0} - l \cdot \underline{Z}_L \cdot (\underline{I}_{s1} + \underline{I}_{s2}) - l \cdot \underline{Z}_{L0} \cdot \underline{I}_{s0}]), \quad (14)$$

где \underline{Z}_{L0} — удельное сопротивление нулевой последовательности.

Для использования (14) в качестве целевой функции при определении расстояния следует: определить ток \underline{I}_s (или систему трех токов) $\underline{I}_F = \underline{I}_s + \underline{I}_R$; задаваясь значениями расстояния l от 0 до L , подсчитать

Расчетные соотношения односторонних алгоритмов ОМП по ПАР

Номер алгоритма	Название алгоритма	Расчетная формула
1	Определение реактивного сопротивления	$l = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{U_S}{I_S}\right)}{x_{1s}}$
2	Алгоритм Takagi	$l = \frac{\operatorname{Im}(U_S \cdot \Delta I_S^*)}{\operatorname{Im}(Z_L \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)}$
3	Модифицированный алгоритм Takagi	$l = \frac{\operatorname{Im}(U_S \cdot I_{S0}^* \cdot e^{j\beta})}{\operatorname{Im}(Z_L \cdot I_S^C \cdot \Delta I_{S0}^* \cdot e^{j\beta})}$
4	Комплексный алгоритм на основе закона Ома	$l = \frac{\operatorname{Im}(U_S / I_{S0})}{\operatorname{Im}(((I_S + K \cdot I_{S0}) / \Delta I_{S0}) \cdot Z_L)}$
5	Итерационный алгоритм	$l = \frac{\operatorname{Im}(U_S / I_{S0} \cdot e^{-j\beta i})}{\operatorname{Im}(((I_S + K \cdot I_{S0}) / \Delta I_{S0}) \cdot Z_L \cdot e^{-j\beta i})}$
6	Алгоритм Лямеца	$\operatorname{Im}(I_{S0}^* \cdot e^{j\beta_0} \cdot [U_{S1} + U_{S2} + U_{S0} - l \cdot Z_L \cdot (I_{S1} + I_{S2}) - l \cdot Z_{L0} \cdot I_{S0}])$
7	Решения квадратного уравнения	$l^2 - k_1 \cdot l + k_2 - k_3 \cdot R_F = 0$
8	Алгоритм Novosel	$U_S^v = l \cdot Z_S^v \cdot I_S^v + U_F^v$
9	Соотношение токов обратной и нулевой последовательности	$l = \frac{\frac{I_{S2}}{I_{S0}} \cdot Z_{22} \cdot (Z_{L0} + Z_{0R}) - Z_{00} \cdot (Z_{L2} + Z_{2R})}{\frac{I_{S2}}{I_{S0}} \cdot Z_{22} \cdot Z_{L0} - Z_{00} \cdot Z_{L2}} \cdot L$

значения напряжения (или системы трех напряжений) $U_F = U_S + \Delta U_S$; для каждого l подсчитать реактивную мощность и построить ее зависимость $Q(l)$.

Местом замыкания (или КЗ) является точка, в которой реактивная мощность обратится в нуль. Если известно, что замыкание однофазное, расчет можно вести только для поврежденной фазы.

В табл. 1 приведены расчетные соотношения основных алгоритмов по ПАР.

По проведенному обзору можно выделить алгоритм Лямеца, в котором частично скомпенсирована ошибка переходного сопротивления, так как не требуется определение поврежденных фаз. Переходное сопротивление представлено чисто активным. Также данный алгоритм обладает универсальностью, то есть подходит для расчета места повреждения для всех видов КЗ. Таким образом, данный алгоритм позволяет получить большую точность, чем остальные, представленные в табл. 1; в нем учитываются комплексность токораспределения, нагрузка, неоднородность линии, возможен учет транспозиции проводов, емкостной проводимости, а также ответвлений и взаимной индукции параллельной ЛЭП.

Библиографический список

1. Instruction Manual GE 1601-0081-AB2 (ГЕК-119623А). Line Current Differential System Multilin L90. USA: GE Multilin Inc., 2015. 718 p. URL: <http://www.gegridsolutions.com/Multilin/> (дата обращения: 15.02.2016).
2. Instruction Manual GE 1601-0089-AB2 (ГЕК-119616А). Line Distance Protection System Multilin D60. USA: GE Multilin Inc., 2015. 658 p. URL: <http://www.gegridsolutions.com/Multilin/> (дата обращения: 15.02.2016).

3. Technical manual ABB 1MRK 505 344-UEN. Line differential protection RED670 2.1 IEC. Sweden: ABB Inc., 2015. 1470 p. URL: <http://new.abb.com> (дата обращения: 15.02.2016).

4. Аржанников Е. А., Лукоянов В. Ю., Мисриханов М. Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В. А. Шуина. М.: Энергоатомиздат, 2003. 272 с.

5. Takagi T., Yamakoshi Y., Baba J., Uemura K., Sakaguchi T. A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: part I-Fourier transformation method // IEEE Trans. on Power App. & Sys. Vol. PAS-100. no. 3. March 1981. P. 1316 – 1323.

6. Takagi T., Yamakoshi Y., Baba J., Uemura K., Sakaguchi T. A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: part II-Laplace transform method // IEEE Trans. on Power App. & Sys. Vol. PAS-101. no. 3. March 1982. P. 564 – 573.

7. Takagi T., Yamakoshi Y., Yamaura Y., R. T. Kondow. Matsushima Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data // IEEE Trans. on Power App. & Sys. Vol. PAS-101. no. 8. August 1982. P. 2892 – 2898.

8. Novosel D., Hart D. G., Udren E., Phadke A. Accurate fault location using digital relays // ICPST Conference. 1994. P. 1120 – 1124.

9. Лямец Ю. Я., Ильин В. А., Подшивалин Н. В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линии электропередачи // Электричество. 1996. № 12. С. 2 – 7.

10. Лямец Ю. Я., Нудельман Г. С., Павлов А. О. Эволюция дистанционной защиты // Электричество. 1999. № 3. С. 8 – 15.

11. Лямец Ю. Я., Нудельман Г. С., Павлов А. О. [и др.]. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 1. Распознаваемость места повреждения // Электричество. 2001. № 2. С. 16 – 23.

12. Лямец Ю. Я., Г. С. Нудельман, А. О. Павлов [и др.]. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 2. Общие

вопросы распознаваемости поврежденных фаз // Электричество. 2001. № 3. С. 16–24.

13. Лямец Ю. Я., Г. С. Нудельман, А. О. Павлов [и др.]. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 3. Распознаваемость междуфазных коротких замыканий // Электричество. 2001. № 12. С. 9–22.

МИРОШНИК Вадим Юрьевич, магистрант гр. ЭМм-153 факультета элитного образования и магистратуры.

БАТУЛЬКО Дмитрий Васильевич, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры электрооборудования промышленных предприятий.

ЛЯШКОВ Алексей Ануфриевич, доктор технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры инженерной геометрии и САПР.

Адрес для переписки: miroshnikov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 23.12.2016 г.

© В. Ю. Мирошник, Д. В. Батулько, А. А. Ляшков

УДК 621.313.13:621.316.925

**Т. А. НОВОЖИЛОВ
А. Н. НОВОЖИЛОВ
А. О. ПОТАПЕНКО**

Омский государственный
технический университет,
г. Омск

Павлодарский государственный
университет им. С. Торайгырова,
Республика Казахстан

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СИГНАЛА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДЛЯ ЕГО СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Одним из наиболее распространенных методов исследования электрических сигналов в электроэнергетике, получаемых от измерительных преобразователей, является спектральный анализ, осуществляемый путем разложения в ряд Фурье. При этом достоверность результатов, получаемых при диагностике, в значительной мере зависит от точности определения периода основной гармонической этого электрического сигнала. В предлагаемой работе сделан анализ известных методов определения периода нужд систем диагностики повреждения обмотки короткозамкнутого ротора асинхронного двигателя, выявлены их недостатки и предложен новый метод, основанный на определении периода по экстремумам суммы дискретных значений контролируемого сигнала.

Ключевые слова: измерительные преобразователи, электрический сигнал, спектральный анализ, определение периода.

Постановка задачи. Одним из наиболее распространенных методов исследования электрических сигналов в электроэнергетике является спектральный анализ, осуществляемый путем разложения в ряд Фурье [1]. Эти сигналы могут получаться с измерительных преобразователей [2, 3] в виде трансформаторов тока и напряжения [4], датчиков магнитного [5] или электрического [6] поля, а также вибрации и шумов [7], используемых для защиты и диагностирования состояния электрических машин и аппаратов. При этом достоверность результатов, получаемых при диагностике, в значительной мере зависит от точности определения периода основной гармонической этого электрического сигнала.

Нередко осциллограмма электрического сигнала с измерительного преобразователя имеет вид, показанный на рис. 1. В этом случае для определения величин периода T слабых периодических сигналов импульсного характера, а также их частотных диапазонов предлагается использовать частотно-временную автокорреляционную функцию [8]. Что дает

возможность выявлять эти сигналы даже при очень высоком уровне помех.

Метод [9] в основном используется в области речевых технологий для выделения основного тона, являющегося аналогом основной гармонической в электроэнергетике. По этому методу для выявления периода основной гармоники электрического сигнала с несколькими нулевыми точками на один период можно воспользоваться методом гипотетического эталона (GS) [9, 10]. GS метод основан на определении главных максимумов положительной полуволны электрического сигнала $u_c(t)$ и построении функции решения $g(t)$, которую генерируют на каждом повторяющемся интервале сигнала, пример которого в виде осциллограммы приведен на рис. 2. В качестве главного максимума выбирается та амплитуда сигнала, которая превышает возможные добавочные максимумы за период основной гармоники. Конкретная форма сигнала между максимумами не рассматривается. Однако при реализации этого способа требуется дополнительная фильтрация по высоким и низким частотам.



Рис. 1. Электрический сигнал вибрационного измерительного преобразователя

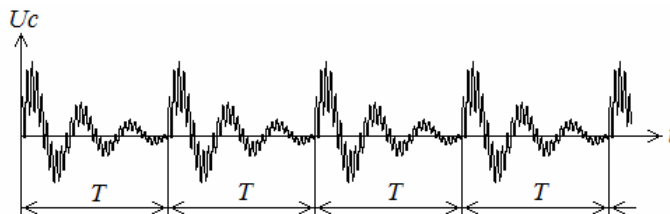


Рис. 2. Электрический сигнал звукового измерительного преобразователя

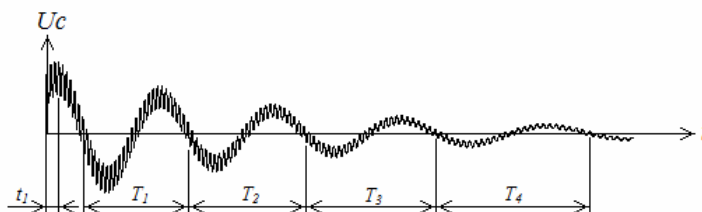


Рис. 3. Осциллограмма электрического сигнала в виде ЭДС на выходе обмотки статора в режиме выбега

В методе [11] предлагается за начало периода принимать точку перехода через нуль, ближайшую к точке с максимальным значением его амплитуды периода. На практике этот метод реализуется полуавтоматически. По нему оператор выделяет начальные два или три периода вручную, после этого специально составленная программа автоматически ставит метки остальных периодов. Правильность разметки контролируется оператором. Если автоматическая метка поставлена неверно, оператор корректирует ее вручную. Несмотря на простоту реализации, метод полуавтоматической разметки трудоемок, так как требуется участие в нем оператора. Кроме того, анализ процессов с колебанием амплитуды и частоты основной гармонической при значительном числе периодов затруднен, а иногда просто невозможен.

Из работ [9–11] становится ясно, что они мало подходят для определения периода электрического сигнала измерительного преобразователя [12] систем диагностики [13] электрических машин [14], особенно в режиме выбега, когда у сигнала меняется не только амплитуда, но и частота. Пример такого сигнала в виде осциллограммы $u_c(t)$ приведен на рис. 3, где $T_1–T_4$ — периоды; t_1 — время, определяющее сдвиг по фазе исследуемого сигнала.

Спектральный состав такого сигнала формируется под воздействием гармоник и субгармоник в электрической сети [15], неравномерности воздушного зазора, вызванного зубчатостью сердечников статора и ротора асинхронного двигателя, дискретным расположением обмоток [14], а также смещением ротора [16] и повреждением его обмоток.

Аналитически [1] электрический сигнал на рис. 3 можно описать как

$$u_c = \{U_{m1} \cdot \cos[\omega_1 \cdot (t+t_1)] + U_{mv} \cdot \cos(\omega_v t)\} \cdot e^{-pt}, \quad (1)$$

где U_{m1} и U_{mv} — амплитудное значение напряжения 1-й и v -й гармоник; ω_1 и ω_v — угловая частота напряжения 1-й и v -й гармоник; p — коэффициент затухания.

При цифровой обработке сигнала АЦП зависимость $u_c(t)$ представляется дискретно в виде N числовых значений, величина которых в произвольной точке n при времени t_n определяется как

$$u_{c,n} = \{U_{m1} \cdot \cos[\omega_1 \cdot (t_n + t_1)] + U_{mv} \cdot \cos(\omega_v t_n)\} \cdot e^{-pt_n}, \quad (2)$$

где t_1 — время, определяющее сдвиг по фазе исследуемого сигнала.

Если считать, что частота дискретизации АЦП равна $f_{aцп}$, то время дискретизации и длительность интервала исследуемого сигнала определяются как $\Delta t = 1/f_{aцп}$ и $t_N = N\Delta t$.

Из рис. 3 видно, что наличие в электрическом сигнале нескольких точек перехода через нуль за один период и изменяющиеся с течением времени амплитуда и частота основной гармоники значительно затрудняют определение этого периода. Проще это осуществить по зависимости $u_{c1}(n)$, определяемой как сумма зависимости $u_c(t)$ в интервале $(0–n_T)$. То есть в точке n_T эта сумма определяется как

$$u_{c1,n_T} = \sum_{n=0}^{n_T} \{U_{m1,n} \cos[\omega_1(t_n + t_1)] + U_{mv,n} \cos(\omega_v t_n)\} e^{-pt_n}. \quad (3)$$

Графическое изображение зависимости $u_{c1}(n)$ приведено на рис. 4, из которого видно, что определение точек перехода через нуль зависимости $u_{c1}(t_n)$ не представляет сложности.

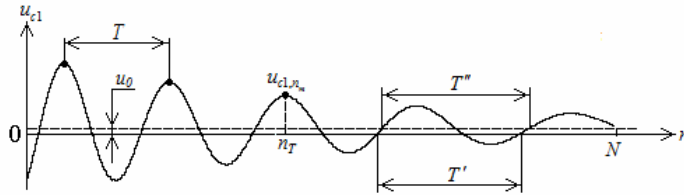


Рис. 4. График зависимости $u_{c1}(n)$, у которой определяется период разложения в ряд Фурье

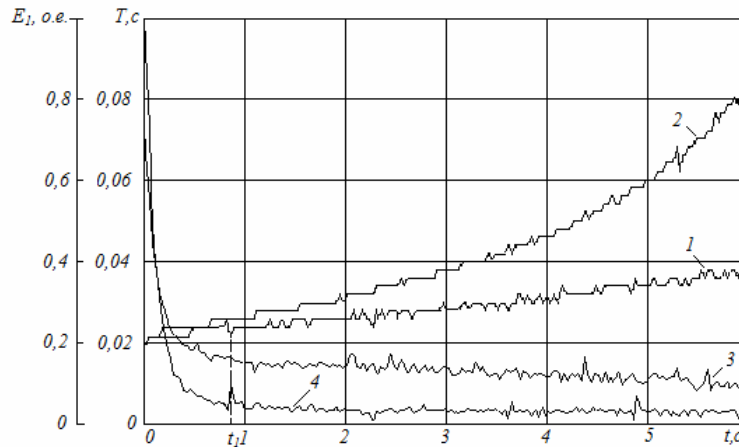


Рис. 5. Длительность периода и амплитудное значение основной гармоники ЭДС обмотки статора АД 4АМ100L6У3 в режиме выбега

В то же время наличие величины t_1 определяет не только сдвиг по фазе зависимости $u_c(t)$, но и величину постоянной составляющей u_0 в зависимости $u_{c1}(n)$. При этом погрешность в определении периода с учетом рис. 4 определяется как

$$\Delta T = T'' - T'. \quad (4)$$

В значительной мере от этой погрешности можно избавиться, если период определять по локальным максимумам, в которых производная функции $u_{c1}(n)$ будет равна нулю. В случае дискретного представления напряжения $u_{c1}(n)$ локальный максимум можно определять по минимальному значению разницы напряжений в двух рядом расположенных временных точках ($u_{c1, n_T+1} - u_{c1, n_T}$). Пример использования этого метода для определения длительности периода ЭДС обмотки статора в режиме выбега асинхронного двигателя 4АМ100L6У3 приведен на рис. 5, где линии 1 и 2 представляют собой зависимости $T(t)$, полученные для двигателя с целой и поврежденной короткозамкнутой обмоткой ротора. Из рисунка видно, что с течением времени длительность периода возрастает, причем у двигателя с поврежденной обмоткой ротора значительно быстрее. Есть все основания полагать, что это вызвано более высоким сопротивлением скольжения подшипников его ротора.

Кроме этого, на рис. 5 линиями 3 и 4 показана основная гармоника ЭДС в относительных единицах, полученная путем разложения в ряд Фурье ЭДС обмотки статора в режиме выбега этого двигателя с целым и поврежденным ротором. При этом выбор периода осуществлялся по линиям 1 и 2.

Как видно из рис. 5, неточное определение величины периода выражается его скачкообразным изменением основной гармонической ЭДС в обмотке статора асинхронного двигателя. Так, первому тако-

му значительному скачку T соответствует время t_1 . Соответственно, при времени $t=t_1$ на рис. 5 происходит резкое изменение амплитудного значения основной гармоники ЭДС. Однако, как показали экспериментальные исследования, это не вносит существенной погрешности в работу системы диагностики повреждения ротора, для которой, собственно, и разрабатывался этот метод.

Выводы.

1. Точное определение периода разложения электрического сигнала измерительного преобразователя в значительной мере зависит от спектрального состава этого сигнала и метода определения периода.

2. Точность определения периода разложения электрического сигнала измерительного преобразователя можно значительно повысить, если для этого использовать зависимость $u_{c3}(t)$, дискретное значение величины точек которой определяется из исходного сигнала u_c в точке n_T как сумма его дискретных значений в интервале $(n_T - n_{II}/2) \div (n_m + n_{II}/2)$.

Библиографический список

1. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники. М.: Высшая школа, 1967. 775 с.
2. Казанский В. Е. Измерительные преобразователи тока в релейной защите. М.: Энергоатомиздат, 1988. 240 с.
3. Левшина Е. С., Новицкий П. В. Электрические измерения физических величин (Измерительные преобразователи): учеб. пособие для вузов. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1983. 320 с.
4. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейных защит. М.: Энергоатомиздат, 1984. 232 с.
5. Новожилов А. Н. Моделирование процессов в системе защиты асинхронных двигателей от витковых замыканий // Электричество. 1998. № 1. С. 56–59.
6. Колчин А. В. Датчики средств диагностирования машин защит. М.: Машиностроение, 1984. 120 с.

7. Волков А. К., Ковалев Г. Н., Никифорова Г. Н., Чадаева Е. Е. [и др.] Вибрации и шум электрических машин малой мощности. Л.: Энергия, 1979. 204 с.
8. Аврамчук В. С., Казьмин В. П. Анализ сигналов вибрации двигателя внутреннего сгорания // Известия Томского политехн. ун-та. 2013. Т. 323. № 5. С. 69–73.
9. Гитлин В. Б., Лузин Д. А. Совместный алгоритм выделения основного тона речи по методам GS и автокорреляционной функции спектра // Речевые технологии. 2008. № 3. С. 39–49.
10. Бабкин А. В. Автоматический синтез речи – проблемы и методы генерации речевого сигнала // Диалог 98: тр. междунар. семинара по компьютерной лингвистике и ее приложениям. Казань, 1998. URL: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:o8azN8LyqDMJ:www.philol.msu.ru/~otipl/SpeechGroup/publications/babkin98.doc+&cd=1&hl=ru&ct=clnk&gl=ru&client=opera> (дата обращения 10.11.2016).
11. Архипов И. О., Гитлин В. Б. Выделение основного тона речевого сигнала с использованием активно генерируемой функцией решения // Акустический журнал. 2000. Т. 46. № 5. С. 588–595.
12. Новожилов А. Н., Воликова М. П., Андреева О. А., Новожилов Т. А. Особенности конструкции индуктивных преобразователей для релейной защиты и диагностики электрических машин переменного тока // Электричество. 2009. № 4. С. 19–24.
13. Новожилов А. Н., Антонцев А. В., Мануковский А. В., Исупова Н. А., Крюкова Е. В. Особенности построения системы диагностики электрических машин на базе персонального компьютера со встроенной звуковой картой // Электротехника. 2012. № 5. С. 36–40.
14. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины. М.: Энергия, 1980. 909 с.
15. ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.01.1999. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/r-n-tpolitics/frequency/specdocs/sto_standard/GOST_13109-97.pdf (дата обращения 18.10.2016).
16. Геллер Б., Гамата В. Высшие гармоники в асинхронных машинах. М.: Энергия, 1981. 351 с.

НОВОЖИЛОВ Тимофей Александрович, ассистент кафедры электроснабжения промышленных предприятий Омского государственного технического университета.

НОВОЖИЛОВ Александр Николаевич, доктор технических наук, профессор (Республика Казахстан), профессор кафедры электроэнергетики Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова, Республика Казахстан.

ПОТАПЕНКО Александра Олеговна, докторант PhD кафедры электроэнергетики Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова, Республика Казахстан.

Адрес для переписки: timokvey@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.11.2016 г.

© Т. А. Новожилов, А. Н. Новожилов, А. О. Потапенко

Книжная полка

Аполлонский, С. М. Надежность и эффективность электрических машин : учеб. пособие для вузов по направлениям подгот. 140400 «Техническая физика» и 220100 «Системный анализ и управление» / С. М. Аполлонский, Ю. В. Куклев. – СПб. : Лань, 2016. – 443 с.

Рассмотрены вопросы надежности электрических аппаратов, используемых в современных электроэнергетических системах. Изложены математические методы в теории надежности электрических аппаратов, включающие количественные показатели надежности; элементы общей теории множеств и элементы математической логики; статистические методы оценки; методы, описывающие потоки отказов и восстановлений. Проанализированы практические методы расчета надежности электрических аппаратов. Учебное пособие разработано на основании Государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования и предназначено для студентов высших технических учебных заведений очной, заочной и очно-заочной форм обучения, изучающих надежность и эффективность электрических аппаратов. Может быть полезно для магистрантов, аспирантов, преподавателей, а также для широкого круга научных и инженерно-технических работников, столкнувшихся с отмеченными проблемами в электроэнергетических системах.

Монтаж и наладка электрооборудования : учеб. для вузов по направлению подгот. «Электроэнергетика и электротехника» / Б. И. Кудрин [и др.] ; под ред. Б. И. Кудрина. – М. : Академия, 2016. – 238 с.

Учебник создан в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», модуль «Электротехника» (квалификация «бакалавр»). Освещены основы инвестиционного проектирования, организации электромонтажного производства, вопросы монтажа и наладки систем электроснабжения, включая воздушные линии электропередачи, кабельные линии и сети, цеховые электрические сети, шинопроводы, распределительные устройства и подстанции, оборудование и распределительные устройства напряжением до 1 кВ, заземляющие устройства. Рассмотрены особенности монтажа сетей освещения, монтажа электрооборудования и сетей во взрывоопасных зонах. Для студентов учреждений высшего образования.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА В ТОПКЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ СЖИГАНИИ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

Разработана методика теплового расчета топки при сжигании водоугольного топлива. Представлены результаты теплового расчета топки парового котла ТП-35. Оценены показатели работы парового котла при различных нагрузках. Приведены тепловые режимы работы парового котла ТП-35 в расчетном диапазоне производительности.

Ключевые слова: водоугольное топливо, паровой котел, тепловой режим, тепловые характеристики топки, продукты сгорания.

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 суспензии водоугольного топлива (ВУТ) [1]. ВУТ представляет собой дисперсную систему следующего состава: 40–70 % угля, 30–60 % воды, менее 1 % реагента-пластификатора.

ВУТ является жидким топливом, по свойствам схожим с мазутом, и может сжигаться как на угольных, так и на газомазутных котлоагрегатах [2].

Структура капли ВУТ образована из частиц угля, поры которых заполнены водой. Процесс горения начинается с прогрева капли ВУТ, вода испаряется с поверхности капли, затем фронт испарения продвигается внутрь капли, происходит подсушивание топлива и выход летучих веществ. Выделившиеся летучие вещества смешиваются с водяным паром и покидают каплю. Далее происходит выгорание коксового остатка.

В настоящее время разработаны несколько концепций сжигания водоугольного топлива в котлах различных мощностей [3]. К ним относятся: классическое факельное сжигание в камерной топке, сжигание в кипящем слое, совместное сжигание с другими видами топлива (газ, уголь).

Однако процессы теплообмена, протекающие в топках котельных агрегатов при сжигании ВУТ, являются недостаточно изученными. В работе [3] теория вопроса рассмотрена с использованием системы нестационарных дифференциальных уравнений, включающих уравнения энергии, химической кинетики и фильтрации для водяных паров и газообразных продуктов термического разложения.

Условия теплообмена в топке котельной установки при сжигании ВУТ отличаются от тех, которым соответствуют законы передачи энергии излучением Планка и Стефана–Больцмана. Действи-

тельные 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 [4].

Рассмотрим процессы теплообмена, протекающие в топке, и проведем тепловой расчет парогенератора ТП-35 с исходными данными по [5] с применением основных положений Нормативного метода [6].

Тепловой расчет выполнен для парового котла ТП-35 [5] при сжигании ВУТ из угля марки ДГ с элементарным составом: $W_p = 50,7\%$, $A_p = 12,3\%$, $S_p = 1,2\%$, $S_o = 0,5\%$, $C_p = 27,6\%$, $H_p = 1,9\%$, $N_p = 0,6\%$, $O_p = 5,2\%$ и теплотой сгорания $13,8$ МДж/кг.

Паровой котел ТП-35 предназначен для камерного сжигания твердого топлива.

Котел ТП-35 имеет П-образную компоновку поверхностей нагрева с расположением конвективных поверхностей в опускном газоходе «в рассечку». Топочная камера с факельным процессом горения объемом 206 м^3 полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 3 \text{ мм}$ на фронтальной, задней и боковых стенах. Перегреватель — вертикальный, змеевиковый, двухступенчатый. Расположение труб в обеих частях перегревателя коридорное. Экономайзер — двухступенчатый, вертикальный, трубчатый с шахматным расположением труб. Воздухоподогреватель — двухступенчатый, вертикальный, трубчатый, с шахматным расположением труб [5].

Тепловой расчет топки сводится к определению тепловых характеристик, температуры дымовых газов на выходе из топки и тепловосприятия поверхностей нагрева. К тепловым характеристикам топки относятся коэффициент тепловой эффективности топки ψ , степень черноты факела (топочной среды) $a_{\text{ф}}$, и топки $a_{\text{т}}$, теоретическая температура горения ϑ_a , средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания $(Vc)_{\text{ср}}$, и параметр M , учитывающий относительное положение максимума температуры в топке [6–8].

Теоретический объем и энтальпия продуктов сгорания, полученных при полном сгорании ВУТ с теоретически необходимым количеством воздуха и его энтальпией, определяются по формулам Нормативного метода для элементарного состава ВУТ [6].

Значения тепловых потерь котлоагрегата и коэффициента тепловой эффективности поверхностей

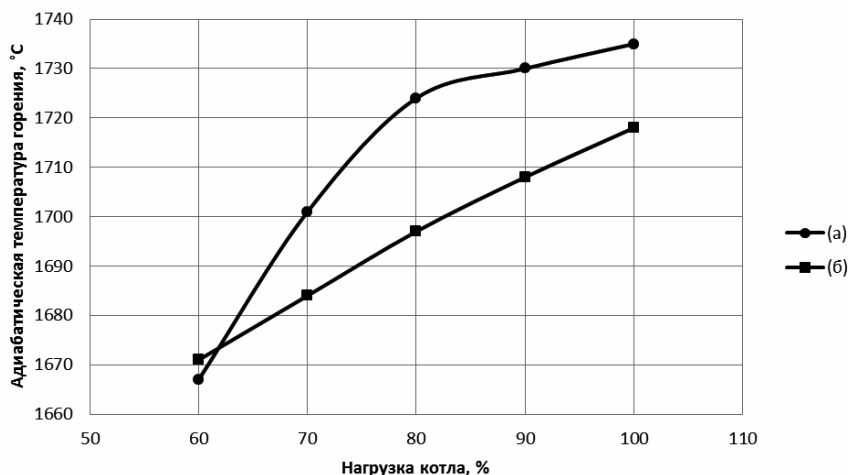


Рис. 1. Зависимость адиабатической температуры горения ВУТ от нагрузки котла:
 а — расчетные значения в соответствии с [3],
 б — расчетные значения по методике обводненного топлива

топки принимаем для угля, из которого приготовлено ВУТ. Эффективную степень черноты факела рассчитываем по формуле (или номограмме) для твердого топлива, предложенной в Нормативном методе [6].

Теоретическая температура горения выбирается в зависимости от величины тепловыделения в топке Q_m' , которая в адиабатных условиях горения может быть приравнена к величине энтальпии газов в топке [8].

Полезное тепловыделение в топке, кДж/кг, рассчитывается по формуле:

$$Q_m = Q_p^p \cdot b_w \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B - Q_{в.вн}, \quad (1)$$

где Q_p^p — располагаемое тепло рабочей массы топлива, кДж/кг;

q_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания топлива, %;

q_4 — потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

q_6 — потери тепла с физическим теплом шлаков, %;

Q_B — тепло, вносимое в топку воздухом, кДж/кг;

$Q_{в.вн}$ — тепло, вносимое в топку воздухом, подогретым вне котлоагрегата, кДж/кг.

b_w — критерий (коэффициент), учитывающий обводненность топлива, т.е. повышенное содержание влаги в ВУТ.

Причем

$$b_w = 1 - \frac{q_w}{100}, \quad (2)$$

где q_w — относительная потеря тепла на испарение воды, содержащейся в топливе, %, которая определяется по выражению:

$$q_w = \frac{2512 \cdot W_p}{Q_H^p}, \quad (3)$$

где W_p — содержание влаги в рабочей массе топлива, %;

2512 — теплота парообразования воды топлива в температурных условиях калориметрической бомбы, кДж/м³;

Q_H^p — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг.

При сжигании ВУТ значения адиабатической температуры в топке находится в пределах 1600–1750 °C (рис. 1).

Среднюю суммарную теплоемкость продуктов сгорания рассчитываем в зависимости от полезного тепловыделения в топке, энтальпии продуктов сгорания, адиабатической температуры горения ВУТ и температуры газов на выходе из топки, которую принимаем предварительно [6].

Для вывода конечной формулы для расчета температуры газов на выходе из топки составим балансовые уравнения тепловосприятия поверхностей нагрева при теплообмене в топке и теплового баланса топки.

В общем виде тепловосприятие поверхностей нагрева определяется, как известно, из уравнения теплообмена в топке, которое, исходя из закона Стефана — Больцмана, может быть представлено в виде уравнения [4]:

$$Q_A = \alpha_m c_0 \psi_s F_{cm} (T^4 - \bar{T}_{cm}^4) \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где α_m — интегральный коэффициент теплового излучения топки;

c_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела, равный $5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴);

ψ_s — коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева;

F_{cm} — площадь поверхности стенок, ограничивающих топку, м²;

T — средняя температура продуктов сгорания в топке, К;

\bar{T}_{cm} — средняя температура поверхности нагрева, К.

Если учесть массу воды (влаги) в ВУТ в составе его расчетного расхода, то, с другой стороны, тепловосприятие поверхностей нагрева может быть определено из теплового баланса топки:

$$Q_A = \phi b_w B_p (Q_m - H_{cm}^n), \quad (5)$$

где ϕ — коэффициент сохранения теплоты топкой;

B_p — расчетный расход топлива, кг/с;

H_{cm}^n — энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки, кДж/кг.

Значение разности $Q_m - H_{cm}^n$, кДж/кг, при условии неизменности объема продуктов сгорания и их теплоемкости в топке может быть найдено из формулы:

$$Q_m - H_{cm}^n = (V_r \cdot c_r)_{cp} (T_a - \bar{T}_m), \quad (6)$$

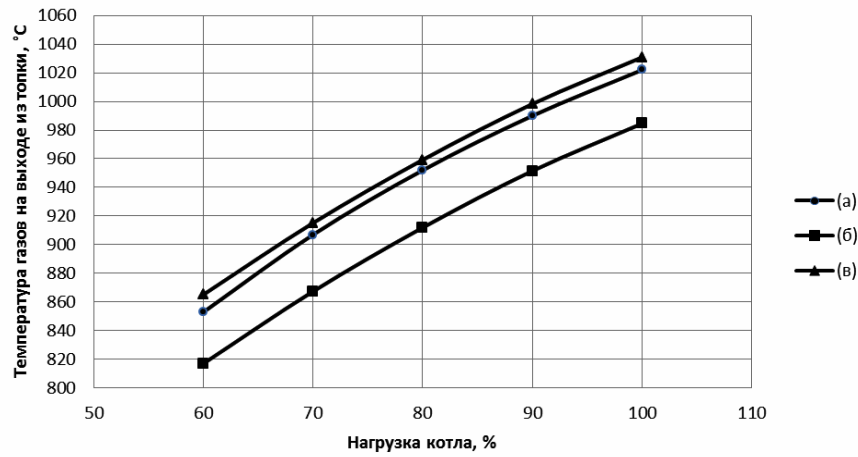


Рис. 2. Зависимость температуры газов на выходе из топки от нагрузки котла:
 а — расчетные значения в соответствии с [5],
 б — расчетные значения по методике обводненного топлива,
 в — расчетные значения по методике обводненного топлива и измененным параметром М

где V_r — объем продуктов сгорания, м³/кг;
 c_r — теплоемкость продуктов сгорания в топке, кДж/(м³·К);
 T_a — адиабатическая температура горения топлива, К;
 \bar{T}_m — средняя температура продуктов сгорания на выходе из топки, К.

Приравнивая значения Q_A из уравнений теплового баланса (5) и теплообмена в топке (4), получим аналогично:

$$\begin{aligned} \phi b_w B_p (V_r c_r)_{cp} T_a - \left(1 - \frac{\bar{T}_m}{T_a}\right) = \\ = \alpha_m c_0 \psi_{\Sigma} F_{cm} \bar{T}^4 \cdot 10^3 \left[1 - \left(\frac{\bar{T}_{cm}}{T}\right)^4\right]. \end{aligned} \quad (7)$$

Параметр, учитывающий отраженное излучение от стенки в выражении (7), обозначим через

$$r = 1 - (\bar{T}_{cm} / T)^4, \quad (8)$$

и введем понятие о безразмерных температурах средней в топке и на выходе из нее в виде:

$$\Theta = \bar{T} / T_a; \quad \Theta'' = \bar{T}_m / T_a. \quad (9)$$

С учетом (8) и (9) выражение (7) примет вид:

$$\phi b_w B_p (V_r c_r)_{cp} T_a - (1 - \Theta''_m) = T_a^4 \alpha_m c_0 \psi_{\Sigma} F_{cm} T_a^4 \Theta^4 r, \quad (10)$$

или

$$r \alpha_m \Theta^4 = \frac{\phi B_p (V_r c_r)_{cp}}{c_0 \psi_{cp} F_{cm} T_a^3} (1 - \Theta''_m), \quad (11)$$

здесь

$$\frac{\phi B_p (V_r c_r)_{cp}}{c_0 \psi_{cp} F_{cm} T_a^3} = Bo, \quad (12)$$

комплекс (число) Больцмана.

С учетом (12) получим:

$$r \alpha_m \Theta^4 = Bo (1 - \Theta''_m). \quad (13)$$

Обычно при расчете топок используют эмпирические уравнения, в которых использованы опытные данные. В Нормативном методе расчета теплообмена применяют эмпирическую зависимость, предложенную А. М. Гурвичем [4],

$$\theta''_m = \frac{Bo^{0,6}}{M \alpha_m^{0,6} + Bo^{0,6}}. \quad (14)$$

где M — параметр, характеризующий температурное поле в топке, зависящий от относительного расположения зоны максимальных температур в топке.

Формула (14) принята в основу практических расчетов теплообмена при значении $\theta''_m \leq 0,9$ [4].

В развернутом виде уточненная формула для определения температуры газов на выходе из топки θ''_m , при сжигании ВУТ, принимает вид [4]:

$$\theta''_m = \frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \psi_{cp} F_{cm} \alpha_m T_a^3}{10^{11} \phi B_p b_w (V_r c_r)_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273. \quad (15)$$

Формула (15) в целом для паровых котлов небольшой мощности дает заниженные результаты, (рис 2.). Наилучшие результаты (по сходимости) расчета применительно к сжиганию ВУТ можно получить при использовании формулы с измененным параметром $M 0,422$ вместо $0,467$ [4].

Введение критерия b_w в расчетное уравнение для безразмерной температуры θ''_m равнозначно изменению формулы для определения критерия Больцмана, ибо величина b_w входит и в числитель и в знаменатель формулы для θ''_m как множитель произведения вместе с критерием Bo , возводимым в степень 0,6.

Результаты теплового расчета топки представлены в табл. 1.

Омская область является регионом, не имеющим свою топливную базу [9].

В частности, уголь Экибастузского месторождения для Омской ГТЭЦ-5 имеет большую неоднородность по зольности и теплоте сгорания, а его транспортировка в Омскую область существенно увеличивает себестоимость отпускаемой тепловой энергии [9].

Таким образом, вопрос о более эффективном сжигании каменного угля является актуальным для

Результаты теплового расчета котла ТП-35 при сжигании ВУТ

Наименование измеряемых величин	Размерность	Величина				
		60	70	80	90	100
Нагрузка котла (паропроизводительность)	%	60	70	80	90	100
	т/ч	21	24,5	28	31,5	35
Давление перегретого пара	МПа	3,8				
Температура перегретого пара	°С	445				
Температура питательной воды	°С	100				
Коэффициент избытка воздуха в топке		1,25				
Располагаемая теплота топлива	кДж/кг	13 959				
Температура уходящих газов	°С	170	175	180	185	190
Температура воздуха в котельной	°С	25				
КПД парогенератора	%	89,07	88,85	88,63	88,41	88,20
Расход ВУТ	кг/с	1,33	1,55	1,78	2,01	2,24
Коэффициент, учитывающий обводненность топлива		0,91				
Тепловое напряжение объема топки	кВт/м ³	92,9	108,6	124,4	140,3	156,3
Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающей поверхности		0,358				
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке		0,467				
Полезное тепловыделение в топке	кДж/кг	13925	14050	14172	14274	14368
Адиабатическая температура горения	°С	1671	1684	1697	1708	1718
Средняя теплоемкость продуктов сгорания	кДж/(кг·К)	9,0	9,04	9,07	9,09	9,12
Коэффициент ослабления лучей топочной средой	1/(м·МПа)	2,27	2,21	2,16	2,10	2,04
Степень черноты факела		0,54	0,53	0,52	0,51	0,51
Степень черноты топки		0,766	0,759	0,752	0,744	0,744
Температура газов на выходе из топки	°С	817	867	912	952	985
Тепловосприятие топки	кДж/кг	9113	10239	11310	12312	13930

Омского региона и технология применения ВУТ может внести существенный вклад в решение этого вопроса. Потребителями ВУТ могут быть как малые, средние, так и крупные промышленные предприятия, а также предприятия жилищно-коммунального хозяйства. ВУТ может быть использовано как основное или резервное топливо для котлов, больших и малых электростанций. Особый интерес ВУТ представляет для жителей большого количества вновь строящихся микрорайонов и коттеджных поселков, отдаленных от газовых магистралей и вообще от энергоресурсов [10]. Предложенная методика расчета котлоагрегата позволяет значительно упростить проектирование ТЭС и котельных.

Библиографический список

1. Мурко В. И., Дурнин М. К. Водоугольное топливо — одно из перспективных направлений по утилизации шламов обогатительных фабрик // Эко-Бюллетень ИнЭКА. 2001. № 9 (68). URL: <http://inca.ru/?dr=bulletin/arhiv/0068/&pg=006&lg=ru> (дата обращения: 10.06.2016).
2. Архипкин О. О., Морозов А. Г. Современные подходы к использованию водоугольного топлива // Экологический вестник России. 2011. № 9. С. 20–25.
3. Сыродой С. В. Термическая подготовка и зажигание частиц водоугольного топлива применительно к топкам котельных агрегатов: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14; 01.04.14. Томск, 2014. 130 с.
4. Ведрученко В. Р., Крайнов В. В., Кокшаров М. В. Особности теплообмена в топке котельной установки при сжи-

гании обводненного жидкого топлива // Инновационное развитие железнодорожного транспорта России: материалы междунар. конф., 14 ноября 2012 г. Омск: Изд-во ОмГУПС, 2012. С. 145–153.

5. Шарабура Т. А. Теплотехнические показатели работы парового котла ТП-35 при работе на водоугольном топливе // Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика. 2013. Вып. 5. С. 161–170.

6. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). 3-е изд. перераб. и доп. СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 295 с.

7. Частухин В. И. Тепловой расчет промышленных парогенераторов. Киев: Головное изд-во издательского объединения «Вища школа», 1980. 182 с.

8. Лебедев В. М., Приходько С. В. Тепловой расчет котельных агрегатов средней паропроизводительности: учеб. пособие. Омск: Изд-во ОмГУПС, 2009. 136 с.

9. Гаак В. К. Пути реконструкции оборудования промышленной ТЭЦ при переводе на сжигание других видов топлива: на примере Омской ТЭЦ-5: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04. Омск, 1999. 160 с.

10. Мосин С. И., Делягин Г. Н. Российский опыт внедрения промышленной технологии производства водоугольного топлива // Новости теплоснабжения. 2008. № 9. С. 22–28.

ФЛЕК Екатерина Сергеевна, аспирантка кафедры теплоэнергетики.

Адрес для переписки: voropaeva90@list.ru

Статья поступила в редакцию 25.10.2016 г.

© Е. С. Флек