

13–22 апреля 2015 года

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ

УДК 622.337.2+620.92

СЛАНЦЕВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ УКРАИНЫ

БРАЖНИКОВ А.М., СТАРИКОВ В.С.

Уральский государственный горный университет

Сланцевый природный газ (англ. – *shale gas*) – природный газ, добываемый из горючих сланцев и состоящий преимущественно из метана.

Сланцы в основном образовались сотни миллионов лет тому назад на дне моря из остатков планктона. *Гидроудар* – основной метод, применяемый для добычи газа из сланцев и уплотнённых песчаников. В таких месторождениях природный газ равномерно распределён по

всему пласту. Чтобы такой газ извлечь, твёрдую породу нужно измельчить.

На рисунке 1 представлен разрез недр с местонахождением залегающего метана угольных пластов, традиционного свободного и попутного газа, сланцевой породы, насыщенной газом.

Первая коммерческая газовая скважина в сланцевых пластах была пробурена в США в 1821 г. Уильямом Хартом во Фредонии (Нью-Йорк), который считается в США «отцом природного газа» [1].

Масштабное промышленное производство сланцевого газа было начато компанией Devon Energy в США в начале 2000-х, которая на месторождении Барнетт в Техасе в 2002 году впервые применила

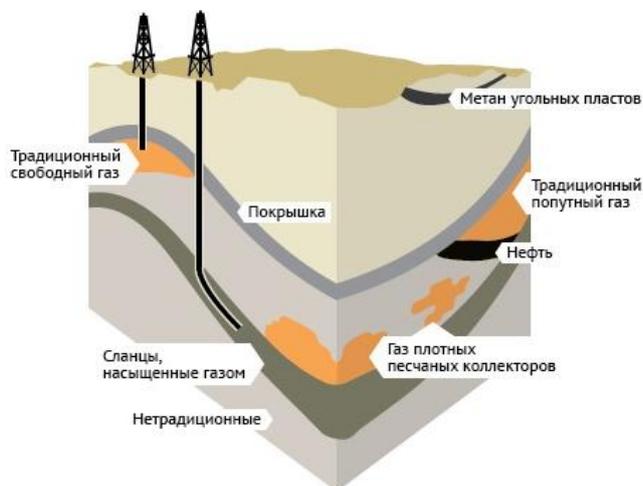


Рисунок 1 – Разрез недр

комбинацию наклонно-направленного бурения (в том числе горизонтального) и многостадийного гидроразрыва пласта. Благодаря резкому росту его добычи, названному в СМИ «газовой революцией», в 2009 году США стали мировым лидером добычи газа (745,3 млрд м³), причём более 40 % приходилось на нетрадиционные источники (метан угольных пластов и сланцевый газ) [2].

Современная технология добычи сланцевого газа включает в себя сооружение буровой установки, в составе которой одна вертикальная скважина и несколько горизонтальных. Их длина может достигать 3 км. Они заполняются смесью воды, песка и химреагентов, создаётся гидроудар, повреждается целостность газовых коллекторов. Далее высвобожденный газ откачивается.

После того, как давление газа спадёт, возможен повтор процедуры разрушения сланцевого пласта.

Соединения, которые используют для гидроудара, не разлагаются: они попадают в окружающую среду и остаются там навсегда. В состав смеси входят соляная кислота, сульфат аммония, ингибиторы коррозии, всяческие альдегиды, нефтяные дистилляты – в общей сложности более 500 составляющих.

В числе факторов, положительно влияющих на перспективы добычи сланцевого газа, можно выделить: близость месторождений к рынкам сбыта; значительные запасы; заинтересованность властей страны в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов, а именно – сокращение импорта газа из России с 34 млрд м³ в 2014 г. до 5 млрд м³ к 2030 г. (рисунок 2).

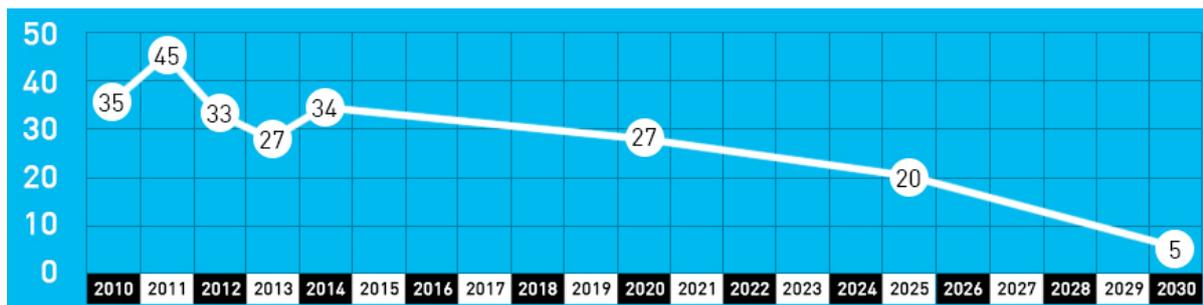


Рисунок 2 – Импорт газа из России, млрд м³

В то же время у сланцевого газа есть множество недостатков, негативно влияющих на перспективы его добычи. Среди таких недостатков: относительно высокая себестоимость (по мнению экспертов, реальные затраты на получение сланцевого газа составляют 212–283 долл. США за 1 тыс. м³); непригодность для транспортировки на большие расстояния; быстрая истощаемость месторождений; низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов; значительные экологические риски при добыче.

В Украине разработка сланцевого газа начинается с освоения двух участков: Олесского – в пределах Люблинского бассейна – и Юзовского – в пределах Днепровско-Донецкого бассейна.

Запасы сланцевого газа в Украине, по данным государственной службы геологии и недр (2012 г.) – 7 трлн м³. В таблице 1 представлены прогнозы ежегодной добычи сланцевого газа [3].

Таблица 1 – Прогнозы ежегодной добычи сланцевого газа

	Олесский участок, млрд м ³	Юзовский участок, млрд м ³
Пессимистический сценарий	3–5	10
Базовый сценарий	10	15–20
Оптимистический сценарий	15–20	30–44

Добыча сланцевого газа небезопасна с экологической точки зрения, что вынудило власти некоторых стран (Франция, Румыния и Болгария) запретить разведку сланцевого газа с применением технологии фрекинга. В связи с возможным ущербом для окружающей среды добыча сланцевого сырья запрещена или приостановлена также в Германии, Нидерландах, ряде штатов США. Некоторые эксперты указывают на то, что дебет скважин невелик, что вынуждает добытчиков бурить новые и новые скважины из-за быстрого истощения ресурсов уже разрабатываемых месторождений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. The father of shale gas // Forbes. 16.06. 2009.
2. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Вестник ОНЗ РАН». Т. 2. 14.05.2010.
3. Инфографика Украинского национального информационного агентства «Укринформ». 31.01.2013.

АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РУДНИКА

ЕФИМОВ Н. А., ДЕГТЯРЁВ Е. А.

Уральский государственный горный университет

Некоторые свойства электроэнергии отрицательно влияют на её качество. Рассмотрим основные из них, определим их влияние и пути снижения негативных последствий.

I. Отклонение напряжения.

Отклонение напряжения – отличие фактического напряжения в установившемся режиме работы системы электроснабжения от его номинального значения [1]. Оно характеризуется установившимся отклонением напряжения, для которого установлены следующие нормы:

- нормально допустимое значение установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электроэнергии равно $\pm 5\%$;
- предельно допустимое $\pm 10\%$.

Причинами отклонения значения напряжения являются:

- 1) суточные, сезонные и технологические изменения токовой нагрузки;
- 2) изменение мощности генераторов и компенсирующих устройств.

Влияние отклонения напряжения на работу потребителей электрической энергии:

1. Асинхронные двигатели.

При снижении напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя на 15% момент снижается на 25% . Двигатель может не запуститься или остановиться.

При снижении напряжения увеличивается потребляемый от сети ток, что влечёт разогрев обмоток и снижение срока службы двигателя.

2. Освещение.

Снижается срок службы ламп, так при величине напряжения $1,1U_{ном}$ срок службы ламп накаливания снижается в 4 раза.

При величине напряжения $0,9U_{ном}$ снижается световой поток ламп накаливания на 40% и люминесцентных ламп на 15% [2].

Существует два основных способа обеспечения требований по отклонениям напряжения в электрической сети.

Первый способ, основанный на снижении потерь напряжения в питающих линиях, может быть реализован за счет снижения активного сопротивления. Это достигается увеличением сечения кабельных линий, а также компенсацией реактивной мощности Q для снижения её передачи по электросетям, с помощью конденсаторных установок.

Второй способ заключается в регулировании уровня напряжения в центре питания и у потребителя. Технически это осуществляется путём изменения коэффициента трансформации с помощью систем переключения витков обмоток трансформатора без возбуждения и регулирования под нагрузкой [3].

II. Колебания напряжения.

Колебания напряжения – серия единичных изменений напряжения во времени [1]. Они характеризуются такими показателями качества электроэнергии как:

- 1) размах изменений напряжения;
- 2) доза фликера.

Наиболее распространённые потребители электрической энергии, порождающие колебания напряжения, – это *потребители с резкопеременной нагрузкой* (тяговые подстанции, сварочные аппараты, двигатели при пуске).

Влияние колебаний напряжения на электропотребителей:

- чувствительность осветительных приборов проявляется в мигании ламп (фликер-эффект), тем самым вызывая неприятное психологическое воздействие на человека;
- нарушается нормальная работа и уменьшается срок службы электронной аппаратуры;

– нарушается работа электродвигателей, возможно отпадание контактов магнитных пускателей с соответствующим отключением работающих двигателей.

В качестве мер компенсации колебания напряжения рекомендуют применение частотного регулирования электроприводов или устройств плавного пуска-остановки двигателя, а также применение специальных технических средств на стороне 6 кВ (статические источники реактивной мощности, динамические компенсаторы искажения напряжения).

III. Несинусоидальность напряжения.

Несинусоидальность напряжения – это искажение синусоидальной формы кривой напряжения. Несинусоидальность напряжения характеризуется такими показателями качества электроэнергии как:

- 1) коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- 2) коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения [1].

Причины выхода показателей за пределы норм состоят в использовании различных нелинейных приёмников электроэнергии (преобразователи частоты, вентильные преобразователи, сварочные аппараты).

Высшие гармоники являются растущей проблемой для потребителей электроэнергии, поскольку ведут:

- к перегреву кабелей, электродвигателей и трансформаторов;
- нарушению работы устройств автоматики и релейной защиты;
- перегреву и выходу из строя конденсаторов.

Способы снижения несинусоидальности напряжения можно разделить на две группы:

– схемные решения: выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин, группирование вентильных преобразователей по схеме умножения фаз, подключение нелинейной нагрузки к системе с большей мощностью короткого замыкания;

– использование фильтровых устройств: параллельных узкополосных резонансных фильтров, фильтрокомпенсирующих и фильтросимметрирующих устройств [3].

На сегодняшний день самым современным и эффективным решением по компенсации высших гармонических составляющих является использование *активных фильтров гармоник* (АФГ). Они строятся на модулях IGBT и на цифровых сигнальных процессорах (ЦСП).

АФГ обладает автоматической настройкой для компенсации высших гармоник резкопеременных нагрузок и полностью контролирует ток компенсации по принципу источника тока, что исключает вероятность возникновения резонансных явлений.

Кроме фильтрации гармоник, активные фильтры способны демпфировать фликер, выравнять напряжения при асимметрии, корректировать коэффициент мощности нагрузки [2].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Введ. с 2014-07-01. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2013.
2. Кузнецов Н. М., Бебихов Ю. В. Качество электрической энергии горных предприятий. Изд-во «Академия естествознания», 2012.
3. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие для вузов / под ред. Ю. В. Шарова. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 354 с.

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ОЦЕНКИ ПОЛОЖЕНИЯ МАШИН И ПЕРСОНАЛА НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ МЕТОДАМИ ФИЛЬТРАЦИИ

ИЛЬЧЕНКО Е. В., КАРЯКИН А. Л.

Уральский государственный горный университет

Открытые горные работы являются объектами повышенной опасности, в том числе из-за возможности наезда или столкновений машин и персонала. Сегодня для снижения опасности добывающие предприятия при открытии новых месторождений внедряют системы локального позиционирования, работающие в реальном времени, которые имеют много достоинств. Диспетчер получает данные о местоположении всех сотрудников, карьерной техники, их траекториях передвижения. Кроме этого, система позволяет контролировать местонахождение персонала в определённых зонах на территории и оповещать диспетчера и сотрудника при нарушении разрешённых границ.

Повышения точности позиционирования можно достигнуть путём применения различных алгоритмов обработки принимаемых навигационных данных. Одним из решений, позволяющим повысить достоверность и уменьшить объём навигационной информации, передаваемой пользователю, является фильтрация ложных и избыточных данных, полученных от GPS/ГЛОНАСС-модуля.

Фильтрацию навигационных данных принято разделять на *аппаратную*, выполняемую GPS/ГЛОНАСС-приёмником, и *программную*, реализуемую в составе программного обеспечения системы мониторинга [1]. Аппаратная фильтрация заключается в анализе шумов и искажений сигналов со спутников и последующей их обработке с помощью набора цифровых математических фильтров. Программная фильтрация данных может выполняться программным обеспечением навигационного устройства мобильного объекта или управляющей системой диспетчерского центра. Процесс фильтрации представляет собой окончательный отсев навигационных данных, полученных с навигационного модуля, и включает в себя анализ показаний датчиков, установленных на мобильном объекте, встроенных факторов потери точности позиционирования, применение статистических алгоритмов сглаживания и других аналитических методов [1, 2].

Фильтр Калмана является лидером статистических алгоритмов фильтрации, так как в нём есть возможность задать априорную информацию о характере системы, связи переменных, и на основании этого строить более точную оценку положения. Алгоритм использует динамическую модель системы (например, физический закон движения), известные управляющие воздействия и множество последовательных измерений для формирования оптимальной оценки состояния.

Рассмотрим качественную ситуацию: движение человека или машины по карьеру. Обозначим за x_k измеряемую координату, a_k – ускорение. Тогда координата человека (машины) будет изменяться по закону $x_{k+1} = x_k + a_k t dt$.

На движущуюся систему будут действовать различные возмущения, поэтому к правой части написанного уравнения добавится случайная величина ξ_k :

$$x_{k+1} = x_k + a_k t dt + \xi_k. \quad (1)$$

У человека (или на машине) есть GPS-навигатор, который измеряет истинную координату x_k с ошибкой η_k , которая также является случайной величиной. В итоге с навигатора получаем данные, содержащие ошибку:

$$z_k = x_k + \eta_k. \quad (2)$$

Задача состоит в том, чтобы, зная показания навигатора z_k с ошибкой, найти наилучшее приближение (в некотором смысле) для истинной координаты x_k . Это приближение обозначим как x_k^{opt} , а также введём обозначение $u_k = a_k t dt$. Уравнения для координаты и показаний навигатора будут иметь вид (1) и (2). Сам закон распределения случайных величин может быть

неизвестен, но известны их дисперсии σ_{ξ}^2 и σ_{η}^2 . Идея состоит в следующем. Для того чтобы получить наилучшее приближение к истинной координате x_{k+1} , необходимо выбрать «золотую середину» между показанием с ошибкой z_{k+1} навигатора и $x_k^{opt} + u_k$ – предсказанием того, что мы ожидали от него получить. Показания навигатора имеют вес K , тогда предсказанное значение будет иметь вес $(1 - K)$:

$$x_{k+1}^{opt} = K \cdot z_{k+1} + (1 - K) (x_k^{opt} + u_k). \quad (3)$$

Коэффициент K – усиление Калмана. Необходимо выбрать его таким, чтобы получившееся оптимальное значение координаты x_{k+1}^{opt} было бы наиболее близко к истинной координате x_{k+1} . В общем случае, чтобы найти точное значение усиления Калмана, нужно минимизировать ошибку:

$$e_{k+1} = x_{k+1} - x_{k+1}^{opt}. \quad (4)$$

Преобразуем это выражение, подставляя в него уравнения (1), (2) и (3). Тогда среднее значение квадрата ошибки:

$$E e_{k+1}^2 = (1 - K)^2 E e_k^2 + \sigma_{\xi}^2 + K^2 \sigma_{\eta}^2. \quad (5)$$

Это выражение будет принимать минимальное значение, когда производная функции равна нулю. Проведя дифференцирование, получим:

$$K_{k+1} = \frac{E e_k^2 + \sigma_{\xi}^2}{E e_k^2 + \sigma_{\xi}^2 + \sigma_{\eta}^2}. \quad (6)$$

Получили выражение для коэффициента Калмана. Подставляя это выражение в уравнение для среднеквадратичной ошибки (5), получаем окончательную итерационную формулу:

$$E (e_{k+1}^2) = \frac{\sigma_{\eta}^2 (E e_k^2 + \sigma_{\xi}^2)}{E e_k^2 + \sigma_{\xi}^2 + \sigma_{\eta}^2}.$$

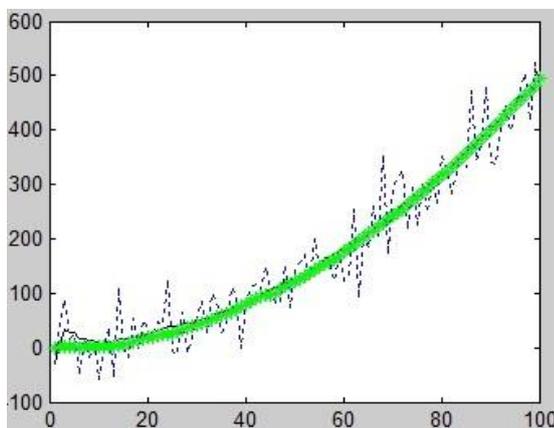


Рисунок 1 – Результат фильтрации данных с GPS-навигатора

Используя данный алгоритм, отфильтруем данные с GPS-навигатора, показывающего местонахождение человека, который движется с известным ускорением a на карьере. Данные фильтрации представлены на рисунке 1. Пунктирная линия – это показания навигатора, жирная сплошная линия – истинная координата, тонкая сплошная линия – результат фильтрации по Калману. В результате анализа можно сделать следующие выводы:

- 1) данные с GPS-навигатора обладают большой ошибкой и отличаются от истинной координаты положения человека;
- 2) фильтрация по Калману показывает достаточно хороший результат, небольшие отклонения наблюдаются лишь в начале процедуры.

Отклонения от истинной координаты в начале процедуры фильтрации можно объяснить тем, что коэффициент Калмана еще не стабилизировался. Однако усиление Калмана довольно быстро стабилизируется к константе, и результат фильтрации дает высокий показатель точности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Могильницкий Б. С. Алгоритм обработки данных ИСЗ навигационных систем ГЛОНАСС и GPS: Определение ПВЗ // Интерэкспогео-Сибирь. 2005. № 6. С. 161–164.
2. Харисов В. Н., Яковлев А. И., Глушенко А. Г. Оптимальная фильтрация координат подвижного объекта // Радиотехника и электроника. 1984. Т. 23. № 7. С. 1441–1452.

МЕТОДИКА РАСЧЁТА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ВРЕМЯ-ТОКОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

КУЗОРА Н. А., КАРЯКИН А. Л.

Уральский государственный горный университет

Для защиты отходящих присоединений обычно используют автоматические выключатели, которые имеют набор типовых характеристик отключения. Однако возникают ситуации, когда для обеспечения селективности защит необходимо задавать индивидуальный характер отключения.

В докладе рассмотрена методика построения индивидуальной характеристики для цифрового терминала SEPAM или аналогичного ему устройства.

Методика заключается в определении точек для задания *время-токовой характеристики* (ВТХ) и значений времени срабатывания защиты для известного тока короткого замыкания.

Первый участок обеспечивает защиту от перегрузок. Уставка по току срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме. Найдём ток срабатывания защиты от перегрузок:

$$I_{C.П.} = \frac{K_{отс}}{K_B} I_{РАБ.МАКС} = \frac{K_{отс}}{K_B} K_{з.п.} I_{Т.Н.}, \quad (1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,05; K_B – коэффициент возврата защиты, 0,935; $I_{РАБ.МАКС}$ – рабочий максимальный ток на стороне ВН трансформатора; $I_{Т.Н.}$ – значение номинального тока трансформатора на стороне ВН; $K_{з.п.} = 1,4$ – коэффициент загрузки для масляных трансформаторов.

Второй участок предназначен для реализации селективной токовой отсечки. Уставки по току селективной токовой отсечки обеспечивают: несрабатывание защиты при возникновении кратковременных (пиковых) нагрузок; согласование действия по току и по времени с последующими защитами; необходимую чувствительность при всех КЗ в зоне резервирования – при отказах срабатывания вводных выключателей НН или выключателей линий, отходящих от ТП.

Выбор тока срабатывания защиты ведётся по следующим условиям:

1) уставка по току срабатывания селективной токовой отсечки с учетом отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{ПИК}$ с учетом самозапуска электродвигателей 0,38 кВ

$$I_{C.O.} = \frac{K_H}{K_B} K_{СЗП} I_{РАБ.МАКС} = \frac{K_H}{K_B} I_{ПИК}, \quad (2)$$

где K_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты; K_B – коэффициент возврата защиты; $K_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска всех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ; $I_{ПИК} = K_{СЗП} I_{РАБ.МАКС}$ – пиковый ток трансформатора;

2) уставка по току селективной токовой отсечки должна быть согласована с защитой ввода 0,4 кВ:

$$I_{C.O.} \geq K_{H.C} I_{C.O.ПРЕД}, \quad (3)$$

где $K_{Н.С} = 1,2-1,3$ – коэффициент надежности согласования с защитой автомата ввода 0,4 кВ; $I_{С.О.ПРЕД}$ – ток срабатывания токовой отсечки предыдущего элемента 0,4 кВ, приведённый к стороне ВН.

Установка по времени срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t_{С.О} \geq t_{С.О.ПРЕД} + \Delta t,$$

где $t_{С.О.ПРЕД}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя); Δt – ступень селективности по времени.

Третий участок характеристики обеспечивает мгновенную токовую отсечку, которая является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ – от трёхфазных КЗ при максимальном режиме работы сети до двухфазных КЗ при минимальном режиме работы. Зона действия отсечки начинается от трансформаторов тока ТА, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. При КЗ за трансформатором на сборных шинах напряжением 0,4 кВ отсечка должна приходить в действие.

По предложенной методике выполнен расчёт ВТХ для участка электроснабжения механосборочного цеха ОАО «Копейский машиностроительный завод». Характеристика представлена на рисунке 1.

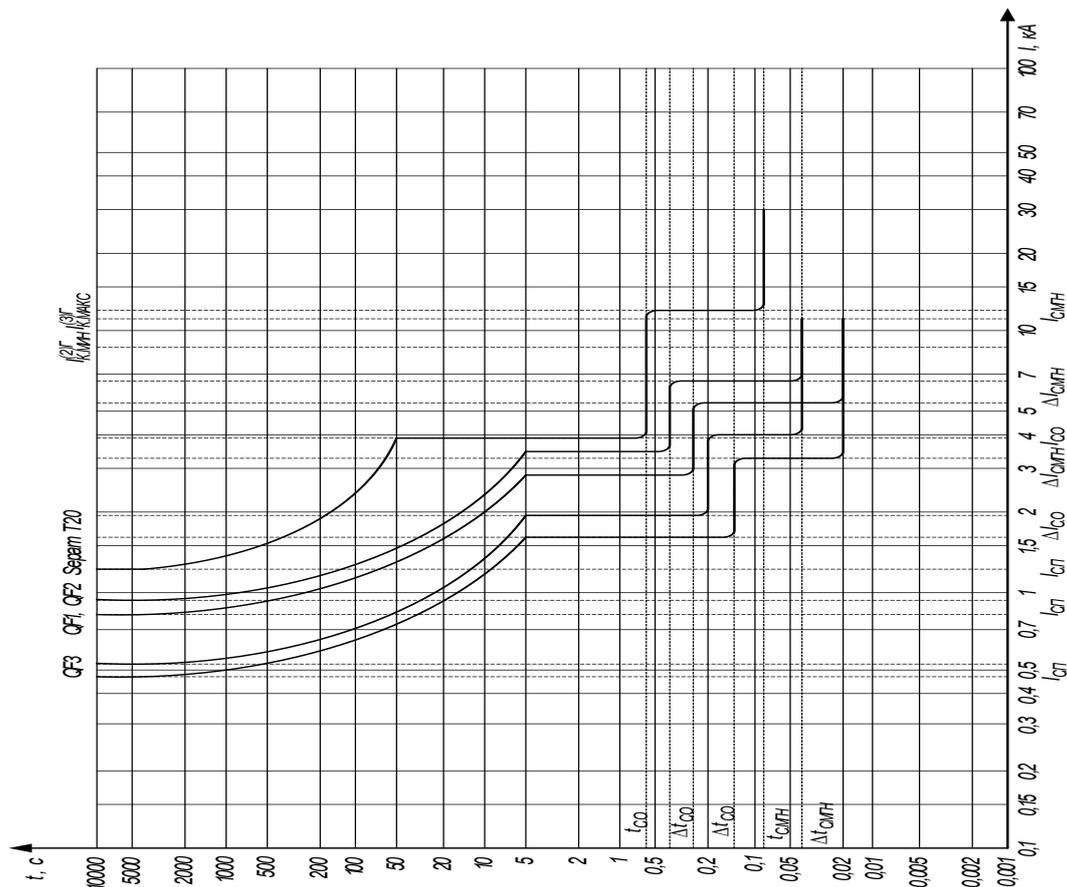


Рисунок 1 – Время-токовая характеристика

Таким образом, разработана методика расчёта индивидуальной характеристики защитного отключения.

УПРАВЛЕНИЕ КОММУТАЦИОННОЙ И ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРОЙ ПО AS-ИНТЕРФЕЙСУ

МУХУЛТДИНОВ А. М., САДОВНИКОВ М. Е.
Уральский государственный горный университет

В релейно-контакторных схемах управления электроприводами и другими электроприёмниками для выполнения функций управления и контроля необходимо, при распределённом расположении самих электроаппаратов и устройств управления ими, прокладывать между местами расположения этих устройств контрольные кабели с достаточно большим числом жил.

В настоящее время всё чаще и чаще исполнительные устройства типа контактора, автоматического выключателя включаются в систему автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП) предприятия или объекта на её нижнем уровне. В этом случае возникает необходимость контроля состояния электроаппаратов и параметров электрической сети в месте их установки.

Число дискретных и аналоговых контролируемых параметров в расчёте на один электроаппарат может быть достаточно большим (контроль включённого положения аппарата, контроль отключённого положения аппарата, контроль причины отключения аппарата – штатное/аварийное, ток электроприёмника, напряжение сети и т. п.).

При использовании сложных схем управления, обеспечивающих реверс электродвигателей, торможение, байпасные соединения (в случае использования устройств плавного пуска), число контролируемых сигналов возрастает кратно числу контролируемых устройств.

При этом, с одной стороны, резко возрастает стоимость передачи сигналов на расстояние, поскольку увеличивается количество жил в кабелях, а в некоторых случаях и само число кабелей; для прокладки кабелей приходится создавать соответствующую инфраструктуру, а с другой стороны снижается надёжность работы системы управления и контроля в связи с тем, что увеличивается число контактных соединений, возрастает вероятность повреждения кабелей и т. п.

Современным методом решения данной проблемы является использование вместо контрольных кабелей полевых шин, к которым подключаются электроаппараты, кнопки, переключатели, датчики и другие устройства.

Такой подход позволяет использовать для передачи всей необходимой совокупности сигналов простой интерфейсный кабель, прокладка и защита которого может быть обеспечена наиболее простым образом.

В свою очередь решение этого вопроса тоже может обеспечиваться разными способами.

1. Установкой локальных программируемых логических контроллеров (ПЛК) в местах расположения контролируемых электроаппаратов. Эти локальные контроллеры по сети (RS-485 Modbus, Profibus, Ethernet и т. п.) связываются с контроллером более высокого уровня.

2. Установкой распределённых устройств ввода/вывода ПЛК в местах расположения контролируемых электроаппаратов. Связь устройств ввода/вывода с центральным ПЛК осуществляется по сети I²C, DeviceNet, RS-485 Modbus и т. п.

3. Использованием электроаппаратов и других устройств со встроенными контроллерами, поддерживающими работу на одной из стандартных полевых шин, например AS-интерфейс или контроллерами AS-интерфейса, устанавливаемыми непосредственно рядом с электроаппаратом.

Каждое из таких технических решений имеет свои достоинства, недостатки и свою область применения. Ниже коротко рассмотрим эти достоинства и недостатки.

– Использование первых двух способов наиболее универсально. В этом случае между собой может сопрягаться аппаратура разных производителей и разного назначения, поскольку

связь между ней и локальными ПЛК (распределёнными устройствами ввода/вывода) осуществляется при помощи стандартных дискретных и аналоговых сигналов.

– Недостаток этих способов является продолжением их достоинств – для связи между контролируемым устройством и ПЛК (распределёнными устройствами ввода/вывода) требуется прокладка, правда на небольшом расстоянии, большого числа проводов.

– Третий способ лишён недостатков первых двух, поскольку интерфейсный кабель проходит непосредственно через контролируемые устройства, но он позволяет сопрягать между собой только ограниченный круг устройств, имеющих встроенные контроллеры, позволяющие подключаться к выбранной полевой шине. Также в третьем способе ограничено число устройств, подключаемых непосредственно к полевой шине.

Во всех случаях имеются соответствующие ограничения на дальность и скорость передачи данных. Различна стоимость технических устройств, необходимых для реализации каждого из способов.

Таким образом, совокупность достоинств, недостатков и технических характеристик устройств, обеспечивающих реализацию рассмотренных выше способов, и их стоимость определяет область их применения.

Для относительно простых систем удобно использовать AS-интерфейс, для которого выпускаются соответствующие электроаппараты Siemens, Schneider Electric, ABB и др.

AS-интерфейс (был разработан в начале 90-х годов) – это промышленная сеть полевого уровня, предназначенная для построения относительно простых систем распределённого ввода-вывода. Интерфейс представляет собой систему полевых шин, организуемых при помощи двухпроводного плоского кабеля, по которому передаются информационные сигналы и питание, что позволяет заменить большое число проводных соединений между устройством управления, датчиками и исполнительными устройствами. К одному ведущему устройству может подключаться до 62 ведомых устройств [1].

AS-интерфейс не требует специального программирования. Для запуска сети нужно только правильно выполнить монтаж и задать адреса ведомых устройств.

Длина сети ограничена, и это является главным недостатком интерфейса. Без дополнительных компонентов длина одного сегмента сети не должна превышать 100 м. Однако данная проблема решается путём каскадного включения повторителей и удлинителей. Тогда длина сети может быть увеличена до 600 м (допускается выполнять последовательное включение не более двух повторителей) [2].

Данная идеология дистанционного распределённого управления техническими устройствами выглядит очень привлекательной с технической точки зрения, при условии, что стоимость устройств, совместимых с ней, будет конкурентоспособна со стоимостью устройств, необходимых для реализации прочих способов управления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Официальный сайт AS Corporation. URL: <http://www.as-interface.net>
2. Технический каталог Siemens AG. URL: <http://www.siemens.fi>

РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СЛОЖНЫХ ГРУНТАХ

НУРИАХМЕТОВ Э. З., САДОВНИКОВ М. Е.
Уральский государственный горный университет

Очень часто при расчёте заземляющих устройств возникает ситуация, когда вертикальные заземлители располагаются в грунте, состоящем из слоёв с различным удельным сопротивлением (рисунок 1). В этом случае возникает необходимость в расчёте эквивалентного удельного сопротивления грунта. Если не учитывать фактор неоднородности грунта, то возникает ошибка в расчёте, которая в результате завышения удельного сопротивления грунта приводит к резкому росту сложности заземляющего устройства (что в ряде случаев недопустимо из-за недостатка места для его размещения и увеличения затрат и трудоёмкости на его изготовление), а при занижении заземляющее устройство не обеспечивает безопасность эксплуатации электроустановки.



Рисунок 1 – Геологический разрез (пример)

Для практических расчётов существует методика расчёта (*Руководство по проектированию, строительству и эксплуатации заземлений в установках проводной связи и радиотрансляционных узлов. М.: ЦНИИС, 1971*), в которой расчёт можно выполнить только для двухслойных грунтов.

В данной работе предлагается выполнять расчёт для сложных грунтов, состоящих из трёх и более слоёв, используя существующую методику для двухслойных грунтов [1], по следующему алгоритму:

1. Вначале выделяются два смежных слоя грунта, имеющие наибольшую мощность (на рисунке 1 это слои 2 и 3), и, по существующей методике [1], для них определяется эквивалентное удельное сопротивление грунта. В результате проведённого расчёта число рассматриваемых слоёв грунта уменьшится на один, и появится новый слой (на рисунке 2 это слой 2'), включающий два смежных слоя, с эквивалентным удельным сопротивлением.

2. Далее рассматривается этот новый слой и наиболее мощный из двух смежных с ним. Расчёт проводится аналогично п. 1. В результате расчёта появляется следующий новый слой, включающий в себя уже три слоя грунта, и расчётное эквивалентное удельное сопротивление этого слоя.



Рисунок 2 – Объединение двух смежных слоёв грунта при расчёте

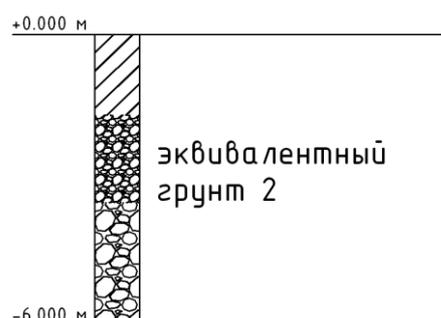


Рисунок 3 – Объединение нескольких слоёв грунта до одного эквивалентного

3. Расчёт повторяется до тех пор, пока число расчётных слоёв не сведётся к одному слою (рисунок 3), и будет получено эквивалентное удельное сопротивление этого слоя, которое уже должно служить основанием для расчёта параметров заземляющего устройства, расположенного в сложном грунте.

В дальнейшем предполагается проверить корректность предлагаемой методики экспериментальным методом.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–0,4 КВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

ПЕЧЕНКИН Д. С., ДЕГТЯРЁВ Е. А.

Уральский государственный горный университет

Электроэнергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому её потери неизбежны. Задача состоит в определении потерь и их минимизации для улучшения качества электроснабжения.

Структура потерь электроэнергии в электрических сетях. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения мероприятий по их снижению выполняется анализ структуры потерь электроэнергии. Фактические потери электроэнергии $\Delta W_{\text{ФАКТ}}$ определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Фактические потери можно разделить на три составляющие:

- 1) технические потери электроэнергии ΔW_{T} , обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании;
- 2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{СН}}$;
- 3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери) $\Delta W_{\text{ИЗМ}}$.

Методы расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4–6 кВ.

1. Методы оперативных расчетов, использующие формулу:

$$\Delta W_{\text{H}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2, \quad (1)$$

где Δt – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; n – число элементов сети; m – число интервалов времени.

2. Методы характерных режимов, использующие формулу:

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i, \quad (2)$$

где ΔP_i – нагрузочные потери мощности в сети в i -м режиме продолжительностью t_i часов; n – число режимов.

3. Методы характерных суток, использующие формулу:

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{H}i}^c \cdot D_{\text{эки}}, \quad (3)$$

где m – число характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют $\Delta W_{\text{H}i}^c$; $D_{\text{эки}}$ – эквивалентная продолжительность в году i -го характерного графика (число суток).

4. Методы числа часов наибольших потерь τ , использующие формулу:

$$\Delta W_{\text{H}} = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (4)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

5. Методы средних нагрузок, использующие формулу:

$$\Delta W_{\text{H}} = \Delta P_{\text{cp}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (5)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или в сети в целом) за время T ; $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика мощности или тока.

Применение программного обеспечения для расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4–6 кВ.

Одним из наиболее трудоёмких процессов является расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38–6 кВ, поэтому для упрощения проведения подобных расчетов существуют специальные программные комплексы:

- РТП 3 – программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии;
- РАП-Стандарт – расчет всех составляющих потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях всех напряжений и конфигураций;

- *EnergyCS* – выполнение расчетов потерь электроэнергии в сетях любой сложности.

Основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях:

- замена перегруженного и недогруженного оборудования электрических сетей;
- применение энергосберегающего оборудования;
- компенсация реактивной мощности за счет батарей статических конденсаторов;
- применение самонесущих изолированных и защищённых проводов для воздушных линий напряжением 0,4–6 кВ;

- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4–6 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;

- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6–0,4 кВ для сокращения протяжённости сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

- использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь.

Итак, чрезмерные потери в линиях электропередач в основном связаны с устаревшим оборудованием и нагрузками, на которые изначально сеть не была рассчитана. Решением проблемы является реконструкция сетей с расчетом на рост нагрузок в процессе эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИХ СПИСОК

1. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 176 с.

2. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям: приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 326.

3. Воротницкий В. Э., Железко Ю. С., Казанцев В. Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1983. 368 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОБЛЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ

ТЮЛЬКИН И. С., ДЕГТЯРЁВ Е. А.
Уральский государственный университет

Удары молнии могут быть особенно опасны для информационных систем, систем управления, контроля и электроснабжения. *Молниезащита* – комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, оборудования и материалов от возможных повреждений, возникающих при воздействии молнии.

Молниезащита включает в себя молниеприемник, токоотвод и заземлитель. В целом все три элемента называются *молниеотвод*.

Устройство молниезащиты регламентируется двумя документами: «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО-153-34.21.122–2003) и «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-87).

Подстанция (ПС), согласно [1], классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью. Для такого объекта минимально допустимый уровень надёжности защиты от прямого удара молнии устанавливается в пределах 0,9–0,999 в зависимости от степени его общественной значимости и тяжести ожидаемых последствий от прямого удара молнии.

Категория молниезащиты ПС – первая (I). Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми или тросовыми молниеотводами, которые должны обеспечивать зону защиты типа А (99,5 % и выше).

Защита от грозových перенапряжений расчетных участков (РУ) и подстанций (ПС) осуществляется [1]:

– от прямых ударов молнии – стержневыми и тросовыми молниеотводами в соответствии с разделом 4.2;

– от набегающих волн – защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ в соответствии с разделом 4.2. В качестве защитных аппаратов должны применяться, как правило, ограничители перенапряжений (ОПН).

Активные молниеотводы (ESE). В последние несколько лет на рынке молниеотводов появились активные молниеотводы раннего стримерного инициирования (*Early Streamer Emission*). Активные молниеотводы работают на основе притяжения и нейтрализации молнии в случае её попадания в систему. Они функционируют за счёт электрофизических процессов образования полей и разрядов. Предполагается, что конструкция такого молниеотвода обеспечивает исключительно раннее развитие встречного разряда, от чего вырастает длинный встречный лидер, перехватывающий молнию на более далёком расстоянии (большем в 5–6 раз).

В действительности ни численное моделирование, ни натурные полевые исследования, ни лабораторные эксперименты не подтвердили эффективности воздействия на молнию активных молниеотводов. Принципиально важным является то, что для успешной работы любого молниеотвода важна не стримерная вспышка, а активно растущий встречный лидер. В то же время изолирующая прокладка между вершиной молниеотвода и его основанием толщиной в несколько миллиметров позволяет оценить предельную величину напряжения, которое может быть подано на вершину. Ни при каких обстоятельствах оно не бывает выше 20–30 кВ, и таким низким напряжением встречный лидер нельзя стимулировать [2].

С целью возможного использования активных молниеприемников в системах молниезащиты был проведён сбор и анализ информации. В процессе анализа собранной информации были выделены следующие факты.

Нормативные документы, действующие на территории РФ ([3], [4]) не позволяют проектировать и монтировать системы на основе активных молниеприёмников.

Результаты независимых лабораторных испытаний, подтверждающих экспериментально заявленные производителями характеристики защитных зон ионизаторов, до сих пор не были опубликованы. На настоящий момент авторитетных подтверждений характеристик защитных зон активных молниеприёмников не существует. Единственными лабораторными подтверждениями работоспособности активных молниеприёмников является информация о том, что они выдерживают номинальный ток молнии (обычно 100 кА) и не выходят при этом из строя.

На основании вышеперечисленных фактов сделаны следующие выводы.

1. Использование активных молниеприёмников возможно только в качестве замены обычным металлическим стержням, используемым в качестве традиционных стержневых молниеприёмников, при условии применения опорного металлического стержня с высотой, аналогичной высоте пассивного молниеприёмника.

2. Механизмы работы активного молниеприёмника (ионизатора), опубликованные производителями, говорят о том, что вероятность поражения молниеприёмника объекта увеличивается в 5–6 раз. Это в свою очередь создаёт дополнительную нагрузку на электрические и электронные системы и сети здания, что приводит к выходу из строя современных вычислительных систем, систем диспетчеризации, безопасности и жизнеобеспечения.

3. Неоправданно повышается не только стоимость внешней молниезащиты зданий и сооружений, но и стоимость системы защиты от импульсных грозовых перенапряжений для сохранения электрических и электронных сетей и оборудования здания.

В настоящее время для проектирования заземляющих устройств и молниезащиты используется специализированное программное обеспечение [5].

ОРУ-Проект: обследование, расчёт, оптимальное проектирование заземляющих устройств любых размеров и сложности для объектов электроснабжения и систем молниезащиты.

EMI analyzer: анализ электромагнитной обстановки и условий электромагнитной совместимости в кабельных сетях на территории объектов электроснабжения и систем молниезащиты.

ProZon3D: построение защитных зон молниеотводов по отечественным и международным стандартам (СО, СТО, РД, МЭК, Galactive).

Protection Levels: прямой расчёт вероятности и частоты прорыва молнии к защищаемым зданиям, сооружениям и линиям электропередачи (ЛЭП).

Данный комплекс программ существенно облегчает расчёт и проектирование заземляющих устройств для объектов электроснабжения и систем молниезащиты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утв. Минэнерго России 08.07.2002. Введ. в действие с 01.01.2003. 7-е изд. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002.
2. Базелян Е. Активные молниеотводы // Электротехнический рынок. 2008. № 4 (22). С. 44–47.
3. СО 153-34.21.122-2003. Инструкции по молниезащите зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Введ. в действие с 30.06.2003. М.: Минэнерго России, 2003.
4. РД 34.21.122-87. Инструкции по молниезащите зданий и сооружений. Введ. в действие с 12.10.1987. М.: Минэнерго СССР, 1987.
5. Офф. сайт разработчика программного обеспечения. Петров С. Р. URL: <http://elsafety.ru>

МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА КАРЬЕРНЫХ ЭКСКАВАТОРОВ

ОСИПОВ П. А.

Уральский государственный горный университет

Анализируя методы измерения горной породы в ковше, можно сделать вывод о перспективности косвенных методов измерения на основе сигналов электропривода, для которых необходимо вычисление статического момента электропривода. Поэтому возникает задача идентификации параметров и состояния электроприводов переменного тока с АДКР и векторной системой управления.

Методы идентификации момента статического сопротивления. Классический подход к идентификации момента статического сопротивления заключается в *решении основного уравнения движения электропривода*. Основной проблемой данного способа является необходимость вычисления производной угловой частоты вращения двигателя, что приводит к усилению высокочастотных составляющих шумов.

В работе [1] предлагается реализовать операцию взятия производной с помощью цифрового фильтра дифференциатора с конечной импульсной характеристикой (КИХ-фильтра) с весовой функцией и оконной функцией Хэмминга:

$$\omega_n = \frac{8\pi F_c n \cos \varphi - 4\pi \sin \varphi}{8\pi^2 n^2}, \quad \omega_n \quad n = \alpha + 1 - \alpha \cos\left(\frac{8\pi n}{N}\right),$$

$$\varphi = 2\pi n F_c, \quad \begin{cases} \text{при } -\frac{N-1}{2} \leq n \leq \frac{N-1}{2}, \\ 0 \text{ при других } n. \end{cases} \quad (2)$$

где F_c – частота среза; $n = 1 \dots N$; N – размер окна.

КИХ-фильтр в области высоких частот имеет коэффициент передачи, близкий к нулю, и на низких частотах является дифференциатором. Весовая функция фильтра ограничивается по времени умножением на оконную функцию Хэмминга.

Недостатком данного метода является накопление погрешностей оценок других координат в значении момента сопротивления, наличие операции дифференцирования скорости и высокая чувствительность к изменению момента инерции.

Идентифицировать состояние и параметры АДКР возможно непрерывным градиентным методом *поиска минимума функции* [2]. Метод позволяет определить сопротивления и индуктивности Т-образной схемы замещения АДКР, суммарный момент инерции и момент статического сопротивления. Для уравнений математической модели АДКР в осях $d-q$ системы координат, связанной с ротором, составляются уравнения невязок и функции невязок, значения которых минимизируются:

$$V_{u_1} = \frac{1}{2} \left[\Delta u_{1d}^2 + \Delta u_{1q}^2 \right], \quad V_m = \frac{1}{2} \Delta M^2. \quad (4)$$

Достоинством метода является возможность оценки множества параметров и переменных АДКР с высокой точностью, недостатком – время идентификации более десятков секунд.

В работе [3] развивается подход *астатических наблюдателей нагрузки электропривода*, синтезированных с использованием распределения корней характеристического уравнения по Бесселю. В рамках подхода рассматриваются полные и редуцированные формы наблюдателей

нагрузки с астатизмом первого, второго порядка и заданием полосы пропускания частот для оценки скорости и момента сопротивления. Достоинством подхода является компенсация нулей передаточных функций при ненулевых начальных условиях и действии внешних возмущений, быстрота и точность получения оценки момента статического сопротивления.

Использование фильтра Калмана в бездатчиковом векторном электроприводе с АДКР позволяет оценить векторы состояния переменных потокосцепления ротора, скорости и электромагнитного момента [7]. Погрешность оценки переменных не превышает 5 % в динамическом и 1 % – в установившемся режиме работы. В работе [6] фильтр Калмана применяется для оценки в реальном времени параметров и состояния электропривода постоянного тока: активных и индуктивных сопротивлений якоря и обмотки возбуждения, тока якоря, тока обмотки возбуждения. Результаты моделирования показывают погрешность оценки токов, активных сопротивлений и индуктивности взаимной индукции ниже 3 % и высокую погрешность (до 26 %) оценки индуктивностей якоря и обмотки возбуждения.

Использование *искусственных нейронных сетей* (ИНС) в качестве идентификаторов состояния и параметров ЭТК [4, 5] коренным образом отличается от классических методов идентификации и наблюдателей. Синтез ИНС заключается в выборе структуры и настройки весовых коэффициентов по априорной информации об объекте. В работе [5] предлагается ИНС Элмана для идентификации коэффициентов передаточной функции линейной модели двухмассовой механической системы с электроприводом постоянного тока. Обучение ИНС производилось с учетом изменения коэффициентов $\pm 50\%$ от расчетных и с объемом выборки 200 отсчетов. В результате погрешность оценки отдельного коэффициента системы не превышала 6 %.

Прогнозирование нестационарной нагрузки производилось с помощью частично-рекуррентной сети Элмана и радиальной базисной сети [4]. Погрешность оценки кривой нагрузки момента радиальной базисной сетью составила 2,24 %, что в 6 раз меньше по сравнению с сетью Элмана. Однако для больших размеров обучающих множеств точность прогноза сетью Элмана снижается. Широкое применение метода ИНС ограничивает сильное влияние на точность идентификации нелинейностей объекта моделирования и помех, а также необходимость обучения сети по априорным данным ЭТК.

В результате рассмотрения методов идентификации момента нагрузки электропривода переменного тока для экскаваторных ИДС наиболее перспективны наблюдатель нагрузки и фильтр Калмана. В дальнейшем планируется сравнение данных методов идентификации на экспериментальных данных.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Завьялов В. М., Нестеровский А. В., Мефферт Д. О. Оценка состояния многомассовых механических систем с применением цифровой фильтрации // Вестник КузГТУ. 2006. № 5. С. 79–81.
2. Макаров В. Г., Яковлев Ю. А. Идентификация параметров и токов ротора трёхфазного асинхронного двигателя // Вестник КГТУ им. А. Н. Туполева. 2011. № 6. С. 134–144.
3. Редуцирование наблюдателей нагрузки для электропривода с векторным выходом / А. Р. Колганов [и др.] // Вестник ИГЭУ. 2011. № 1. С. 79–83.
4. Браславский И. Я., Костылев А. В., Есаулкова Д. В. Анализ различных типов искусственных нейронных сетей для прогнозирования статических нагрузок в электроприводе // Электроприводы переменного тока: сб. трудов XIV междунар. науч.-техн. конф. 2012. С. 73–76.
5. Анисимов А. А., Горячев М. Н. Идентификация электромеханических систем с использованием искусственной нейронной сети // Вестник ИГЭУ. 2008. № 3. С. 55–58.
6. Гаргаев А. Н., Каширских В. Г. Применение фильтра Калмана для динамической идентификации двигателей постоянного тока // Вестник КузГТУ. 2013. № 1. С. 128–130.
7. Ланграф С. В., Глазырин А. С. Применение фильтра Калмана в моментном асинхронном электроприводе с векторным бездатчиковым управлением // Изв. вузов. Электромеханика. 2009. № 6. С. 61–64.