

УДК 681.518.3

А.В. Егоров¹, e-mail: egorov.a@gubkin.ru; **Г.Н. Малиновская¹**, e-mail: malinovskaya.g@gubkin.ru;

И.Ю. Храбров¹, e-mail: khrabrov.i@gubkin.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина (Москва, Россия).

Некоторые вопросы взаимодействия информационно-измерительных систем и автоматизированных систем управления электроснабжением

Задачи построения автоматизированных систем управления электроснабжением (АСУ ЭС) актуальны для объектов нефтяной и газовой промышленности. Известны работы, посвященные проблемам формулировки, формализации и алгоритмизации отдельных функциональных задач АСУ ЭС. При этом ряд вопросов, связанных с взаимодействием компонентов АСУ ЭС с первичными измерительными устройствами и специализированными информационно-измерительными системами, остается нерешенным. Существенное отличие АСУ ЭС от технологических АСУ заключается в низкой инерционности электромагнитных и электромеханических процессов. В рамках решения задачи мониторинга питающего напряжения для обеспечения требований контроля качества электрической энергии необходима высокая частота оцифровки входных сигналов. Получаемые объемы информации велики для обработки и длительного хранения. Возможности существующих специализированных измерительных комплексов недостаточны для решения этих задач. Проблема создания высокоточных, не насыщающихся при аварийных сигналах первичных датчиков для АСУ ЭС пока не решена. Создание информационно-измерительных систем для АСУ ЭС возможно либо на основе современных промышленных компьютеров, обладающих большой вычислительной мощностью и высокоскоростным твердотельным жестким диском, либо на основе современных промышленных микроконтроллеров. Основная сложность связана с требованием высокоточной синхронизации измерений, в перспективе возможно использование радиочастотных сигналов спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS или оптоволоконных кабелей. Однако решение задачи информационного обеспечения АСУ ЭС не устраняет проблему их быстродействия, которого недостаточно для работы в реальном масштабе времени. АСУ ЭС должны решать задачи поддержки принятия решений в области управления промышленными электротехническими системами (ЭТС). Одним из актуальных вопросов повышения надежности работы ЭТС остается также снижение вероятности нештатной работы систем противоаварийных защит и автоматики. Вероятность нештатной работы микропроцессорных защит многократно превышает аналогичную величину для систем, построенных на электромеханических электронных компонентах. Предлагается алгоритмическое решение возникающей проблемы. Алгоритмы должны быть основаны на простейших физически обоснованных взаимосвязях между контролируемыми параметрами электротехнической системы. Для решения данной задачи функциональных возможностей штатных средств измерения и контроля достаточно. Рассмотрен ряд примеров обеспечения надежной диагностики аварийных возмущений. Предлагается решать данную задачу путем создания систем автоматического управления узлами электрической нагрузки, что обеспечит повышение надежности ликвидации аварийных режимов ЭТС и снижение числа ложных и необоснованных отключений.

Ключевые слова: АСУ электроснабжением, мониторинг напряжения, информационно-измерительные системы, синхронизация сигналов, защита узлов нагрузки, снижение числа ложных отключений.

.....

A.V. Egorov¹, e-mail: egorov.a@gubkin.ru; **G.N. Malinovskaya¹**, e-mail: malinovskaya.g@gubkin.ru;

I.Yu. Khabarov¹, e-mail: khrabrov.i@gubkin.ru

¹ Gubkin Russian State Oil and Gas University (National Research University) (Moscow, Russia).

Some issues of information and measurement systems and automated electric power supply control systems interaction

Problems of construction of automated electric power supply control systems (APSCS) are relevant for the oil and gas industry. There are articles devoted to the problems of formulation, formalization and algorithmization of separate functional tasks of APSCS. A number of issues related to the interaction of APSCS components with the primary measurement devices and

process-specific information and measuring systems, remains unresolved. The essential difference of APSCS from process ACS is the low inertia of the electromagnetic and electromechanical processes. As part of supply voltage monitoring problem solution to meet the quality control requirements of electrical energy requires a high sampling rate of the input signals. Obtained scopes of data are too large for processing and long term storage. Capabilities of existing process-specific measuring systems are not sufficient to meet these challenges. The problem of creation of high-precision, non-filled at alarms primary sensors for APSCS is not solved yet. Creation of information and measuring systems for APSCS may be possible either on the basis of modern industrial computers with large processing power and high-speed solid-state hard drive, or on the basis of modern industrial microcontrollers. The main difficulty is related to the requirement of high-precision synchronization of measurements, in the long term the application of radio frequency signals of GLONASS/GPS satellite systems or fibre-optic cables is possible. However, the solution to the problem of APSCS information support does not resolve the problem of their performance, which is not enough to work in real time. APSCS should solve the problems of decision-making support in the field of industrial electrical engineering systems (EES) control. One of the pressing issues of the reliability improvement of EES is also the decrease of abnormal operation probability of emergency shut-down and automation systems. The probability of abnormal operation of microprocessing protection exceeds manifold the same value for the systems based on electromechanical electronic components. The algorithmic solution of the problem is proposed. Algorithms should be based on a simple physical sound relations between monitored parameters of the electrical engineering system. The functionality of standard measuring and control means is enough to solve this problem. A number of examples is considered for reliable diagnosis provision for emergency disturbances. It is proposed to solve this problem by the creation of automatic control for electric load units that will improve the reliability of liquidation of EES emergency modes and reduce the number of false and unjustified trips.

Keywords: APSCS, voltage monitoring, information and measuring systems, signals synchronization, protection of load units, reduction the number of false trips.

Вопросы построения АСУ ЭС продолжают оставаться весьма актуальными для многих отраслей промышленности. Для предприятий нефтяной и газовой отрасли степень актуальности данной проблемы также достаточно высока. Это объясняется целым рядом факторов, среди которых следует выделить высокую энергоёмкость производства, концентрацию больших мощностей на ограниченных площадках, существенность системных связей приемников электрической энергии между собой, с одной стороны, и между ними и технологическими объектами и системами электрической и технологической автоматики – с другой. Одновременно с этим построение АСУ ЭС именно для рассматриваемых отраслей представляется особенно актуальным, что связано с непрерывностью и напряженностью технологических процессов, высокими требованиями к надежности электропитания, высокой скоростью реакции энергетического и технологического оборудования на возникновение нештатных ситуаций в системе электро-

снабжения. Необходимо отметить тот факт, что проблемы, общие для значительного числа технологических АСУ, еще более актуальны для АСУ ЭС [1]. Несмотря на проработку многих вопросов, связанных с формулировкой, формализацией и алгоритмизацией отдельных функциональных задач АСУ электропитанием, целый ряд вопросов требует более глубокого изучения и проработки. В их числе – вопросы взаимодействия компонентов АСУ ЭС с первичными измерительными устройствами и специализированными информационно-измерительными системами. Некоторые из этих вопросов будут рассмотрены ниже.

Существенным отличием АСУ ЭС от технологических АСУ являются значительно меньшие постоянные времена процессов, отслеживать протекание которых и управлять которыми должны АСУ ЭС. Параметры технологических процессов определяются в нефтяной и газовой промышленности по преимуществу протеканием процессов теплообмена, перемещения определенных масс,

механического разрушения. Инерционность таких процессов достаточно велика, в подавляющем большинстве случаев характерные времена измеряются минутами или большими интервалами времени. Процессы, происходящие в элементах электротехнических систем (ЭТС), обусловлены протеканием в них электромагнитных или электромеханических переходных процессов. Для них характерны постоянные времена порядка миллисекунд или секунд. Очевидно, что для управления столь быстротекущими процессами необходима скорость реакции системы примерно на порядок меньше минимальной постоянной времени процесса. Приведенные соображения показывают [2], что задача ликвидации аварийных режимов не может решаться средствами АСУ ЭС – ее решение должно быть возложено на средства и системы локальной автоматики, работающие по схеме жестких вложенных планов. В то же время адаптация этих планов к реальному состоянию электротехнической системы предприятия должна возлагаться имен-

Ссылка для цитирования (for citation):

Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Храбров И.Ю. Некоторые вопросы взаимодействия информационно-измерительных систем и автоматизированных систем управления электропитанием // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 18–24.

Egorov A.V., Malinovskaya G.N., Khabarov I.Yu. Some issues of information and measurement systems and automated electric power supply control systems interaction (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 18–24.

но на АСУ электроснабжением. В данных задачах быстрое действие современных первичных датчиков электрических величин вполне достаточно для уверенной работы систем релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Иная ситуация складывается в области мониторинга питающего напряжения, оценки соответствия его параметров требованиям действующих нормативов с точки зрения качества электрической энергии. Несмотря на декларированное соответствие требований действующего стандарта международным документам в этой области, различия между ними весьма существенны [3]. Тем не менее требования любого из этих документов практически исключают возможность непосредственного использования АСУ ЭС в названных задачах. Рассмотрим этот вопрос несколько подробнее. При промышленной частоте напряжения, равной 50 Гц, получение подробной информации о мгновенных значениях электрических величин возможно лишь при частоте дискретизации, значительно превосходящей это значение. Отечественный стандарт качества требует оценки уровня гармонических составляющих до 40-й гармоники включительно. Отметим, что стандарт IEC поднимает это значение до 50-й гармоники. Принято считать, что для получения достаточной точности необходимо иметь не менее 20 точек на период синусоиды. Таким образом, значение частоты оцифровки кривой электрического сигнала должно быть не меньше 40 кГц. При минимальном числе контролируемых сигналов для одной точки контроля (три напряжения и три тока в трехфазной сети с изолированной нейтралью) за одну секунду мониторинга система будет получать около 300 тыс. цифровых значений контролируемых величин. Анализ параметров современных средств мониторинга напряжения показывает, что для хранения суточной записи сигнала с одной точки контроля при такой степени подробности необходим объем памяти около 50 Гбайт. Анализ алгоритмов [4], используемых при первичной обработке электрических сигналов, показывает, что возможность получать обработанную информацию по всем контролируемым параметрам в режиме реального

времени на сегодняшний день отсутствует. Традиционно проблема решается использованием для операций АСУ ЭС лишь действующих значений входных величин. В этом случае система получает за секунду примерно 300 значений с каждой точки контроля. Работа с такими объемами информации вполне возможна. Вместе с тем в кривых мгновенных значений напряжений и токов содержится весьма полезная информация, пренебрегать которой также нецелесообразно. В частности, именно такие кривые позволяют оценивать ряд параметров, позволяющих, в свою очередь, прогнозировать развитие сценариев динамики электротехнической системы, оценивать прогнозируемое состояние ее отдельных элементов. Приведем несколько примеров. Оценка амплитуды и интенсивности импульсных перенапряжений позволяет прогнозировать износ изоляции трансформаторов, кабелей и электрических машин. Скачкообразное кажущееся изменение частоты питающего напряжения свидетельствует об изменении параметров системы внешнего электроснабжения вследствие произошедших коммутаций. Об этом же свидетельствует скачкообразное изменение угла расфазировки входных напряжений вводов электротехнической системы. В то же время плавный рост рассогласования фаз между напряжениями различных вводов ЭТС может быть предвестником развития системной аварии источника внешнего электроснабжения. Рост угла сдвига фаз между входным током и напряжением может служить показателем риска потери устойчивости электротехнической системы предприятия. Очевидно, что, если в АСУ ЭС предусмотрено использование для анализа лишь действующих значений напряжений и токов, вся эта информация утрачивается.

В настоящее время на рынке широко представлены измерительные комплексы, позволяющие в той или иной степени решать близкие задачи. Среди них можно назвать различные измерители-регистраторы или анализаторы качества электрической энергии, регистраторы или осциллографы аварийных процессов, регистраторы электрических процессов. Схожими функциями наделены и цифровые терминалы релейных

защит и автоматики, ряд счетчиков электрической энергии. Положительным качеством последних двух видов можно считать их легкое сопряжение с системами АСУ ЭС или системами автоматизированного коммерческого учета электрической энергии. Однако все эти устройства, несмотря на широкое распространение в промышленности, отличаются одна существенная особенность. Они регистрируют, обрабатывают, хранят и передают для дальнейшей обработки лишь сигналы, связанные с протеканием аварийных процессов. Пороги срабатывания определяются оператором или задаются из АСУ ЭС. Задача мониторинга – непрерывного контроля и анализа входных электрических сигналов – этими устройствами не решается. Второй их особенностью следует считать ориентацию на фиксированные в стандартах показатели качества электрической энергии. Расширение функций далеко не всегда возможно, еще более сложной представляется задача совместной работы подобных устройств, особенно при требовании хорошей синхронизации их показаний. Разработчиками решалась задача анализа произошедших событий, особенно аварийных, а отнюдь не задача оперативного прогноза развития процессов в электротехнической системе предприятия. Необходимо, однако, отметить, что для многих объектов, особенно отличающихся достаточно инерционными технологическими процессами, подобных средств вполне достаточно. Можно считать, что более сложные информационно-измерительные системы входных электрических сигналов необходимы лишь для тех предприятий, для которых остро стоит проблема устойчивости их электротехнических систем и высока цена риска нарушения нормального режима технологического процесса при нештатных ситуациях в системе внешнего электроснабжения [5]. Таким образом, задача первичной обработки входных сигналов тока и напряжения в ряде случаев становится весьма актуальной, и ее решение требует разработки специальных программно-технических средств.

Создание информационно-измерительных систем, обеспечивающих непрерывный мониторинг питающего напряже-

КОМПЛЕКСНЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

КОММУНИКАЦИИ

- Технологическая и административная связь

- Диспетчерская связь
- Системы оповещения
- Мультисервисные сети

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Инженерные системы
- Системно-техническая инфраструктура (ЦОД)

- Информационные системы управления предприятием

АВТОМАТИЗАЦИЯ

- Автоматизированные системы управления

- Промышленные контроллеры
- Телемеханика

40
ЛЕТ

Успешной работы
на российском рынке

30
ЛЕТ

Сотрудничества
с ПАО «Газпром»

Участие в крупнейших проектах:

- ▶ «Голубой поток»
- ▶ Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток» на территории РФ
- ▶ «Уренгой-Помары-Ужгород»
- ▶ «Майкоп-Самурская-Сочи»
- ▶ «Ямбург-Тула»
- ▶ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»
- ▶ «Бованенково-Ухта»
- ▶ «Джубга-Лазаревское-Сочи»
- ▶ «Уренгой-Надым-Югорск»
- ▶ «Северо-европейский газопровод»
- ▶ Объекты ОАО «Газпром» на Красной поляне

Активный участник программы импортозамещения:

- ▶ Налажено производство в России современного поколения ЦАТС SI3000
- ▶ Освоено производство оборудования цифровых магистральных радиорелейных линий SDR3500LN
- ▶ Все системы АСУ ТП более 20 лет разрабатываются и производятся российской компанией ООО внедренческая фирма «ЭЛНА» (входит в Комита)

Собственное производство

Москва

Екатеринбург

Саратов

123290, Россия, Москва, 1-й Магистральный тупик, д. 5А
БЦ «Магистраль плаза» Блок С, 4 этаж, офис 402

www.comitagroup.com

ния, может быть осуществлено двумя путями.

Во-первых, это разработка виртуальных измерительных систем на базе современных промышленных компьютеров, обладающих большой вычислительной мощностью и высокоскоростным твердотельным жестким диском (SSD-диск). В качестве устройства сбора и обработки информации в таких системах используются специализированные платы расширения с быстродействующим аналого-цифровым преобразователем и цифровым сигнальным процессором (DSP). Главное преимущество таких систем – это большие функциональные возможности, позволяющие производить расчет и хранение параметров электрических сигналов, визуально отслеживать форму входного сигнала, работать в режиме спектроанализатора с разнообразными возможностями отображения спектра.

Во-вторых, это создание информационно-измерительных систем для задач АСУ ЭС на основе современных промышленных микроконтроллеров. Однако большинство подобных систем имеют высокую стоимость, что снижает их доступность для массового оснащения объектов и мониторинга питающего напряжения у потребителей электроэнергии. Неудивительно, что такие информационно-измерительные системы являются локальными и позволяют получать информацию о качестве электроэнергии только в данной точке. Создание же распределенных систем, позволяющих одновременно контролировать несколько удаленных вводов, ограничено сложностью синхронизации измерений. Для решения этой проблемы в перспективе возможно использование радиочастотных сигналов спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS или оптоволоконных кабелей для передачи сигналов синхронизации.

Измерительная информация с точек контроля должна поступать в автоматизированные системы сбора и анализа данных. Учитывая современный уровень развития программируемых логических контроллеров, интерфейсов, протоколов передачи данных и серверного оборудования, данная задача не представляет особой сложности.



Основные трудности заключаются в создании первичных измерительных преобразователей с широким диапазоном входного сигнала (трансформаторы тока и напряжения), обеспечивающих функциональное преобразование входных величин как в рабочих, так и в аварийных режимах. Расположение основных блоков измерительных систем в непосредственной близости от источников мощных электромагнитных помех накладывает серьезные ограничения в части обеспечения электромагнитной совместимости.

Еще одним актуальным вопросом повышения надежности работы промышленных электротехнических систем остается снижение вероятности нештатной работы систем противоаварийных защит и автоматики. Не секрет, что вероятность нештатной работы микропроцессорных защит многократно превышает аналогичную величину для систем, построенных на электромеханических элементах. В то же время эта вероятность в несколько раз выше, чем для си-

стем, основанных на электронных реле [6]. Тем не менее микропроцессорные системы предоставляют исключительные возможности по созданию гибких настраиваемых защит, и отказываться от их применения нецелесообразно. Таким образом, возникает задача сохранения преимуществ современных систем защит и автоматики при повышении надежности их работы. Представляется, что данная задача должна решаться алгоритмическим путем при создании и широком применении локальных систем защиты и автоматики, объединяющих терминалы защит в пределах одного распределительного пункта или трансформаторной подстанции. Компактность предлагаемых систем и простота применяемых алгоритмов практически устраняют рассмотренные выше проблемы построения АСУ ЭС для предприятия в целом, особенно при стремлении придать таким АСУ максимально широкие функции. При разработке алгоритмов следует максимально использовать опреде-

ленную избыточность информации, циркулирующей в электротехнических системах предприятий. Обычно рассматривают два возможных вида ошибок: ошибки первого рода, заключающиеся в принятии неверной гипотезы, и ошибки второго рода, заключающиеся в отклонении верной гипотезы. В системах противоаварийных защит и автоматики ошибками первого рода следует считать случаи ложного срабатывания защит. Ошибки второго рода вызваны несрабатыванием тех или иных элементов защит в аварийных ситуациях. Отметим, что некоторые случаи, один из которых будет рассмотрен ниже, не подпадают под эту классификацию. При построении систем локальной автоматики целесообразно стремиться к снижению вероятности ошибок как первого, так и второго рода. Такие алгоритмы вполне возможны, они просты, и их применение не ухудшит быстродействие систем. Рассмотрим несколько примеров построения подобных алгоритмов.

Первый пример связан с алгоритмами работы максимальной токовой защиты в распределительных устройствах системы внутреннего электроснабжения. Если цена ложного отключения отходящей линии высока, целесообразно проверять достоверность сигнала о превышении тока в этой линии уставки срабатывания защиты, например при коротком замыкании. Отметим, что вероятность ложного срабатывания в большинстве случаев выше вероятности несрабатывания защиты. Короткое замыкание на отходящей линии вызывает возрастание тока на входе распределительного устройства. Максимальная токовая защита ввода служит резервной ступенью защиты при коротких замыканиях на отходящих линиях, селективность при этом обычно обеспечивается соответствующими выдержками времени. Следовательно, одновременное поступление сигналов о возрастании тока на отходящей линии и на входе распределительного устройства может считаться достаточным признаком истинности сигнала о коротком замыкании на отходящей линии. Обозначим события: A_1 – появление сигнала о коротком замыкании на отходящей линии; A_2 – появление сигнала о возрастании тока на

вводе распределительного устройства. В таком случае логическая комбинация $A_1 \& A_2 = 1$ позволяет избежать ложных срабатываний защиты с высокой степенью вероятности. (Здесь и далее приняты следующие символьные обозначения логических операций: \neg – инверсия (отрицание); $\&$ – конъюнкция (логическое «И»); \vee – дизъюнкция, логическое «ИЛИ».)

Однако предложенная логическая комбинация будет давать ноль не только в нормальном режиме работы, но и при отказе одного из элементов, что также отрицательно скажется на надежности системы. Можно повысить надежность исключения ложного срабатывания рассматриваемой защиты, учтя тот факт, что короткое замыкание приводит не только к возрастанию названных токов, но и к провалу напряжения на шинах распределительного устройства. Сигнал реле минимального напряжения можно использовать для дополнительной проверки истинности сообщения о коротком замыкании на отходящей линии. Обозначим событие A_3 – появление сигнала о провале напряжения на шинах распределительного устройства. Тогда логическая комбинация $A_1 \& (A_2 \vee A_3) = 1$ будет свидетельствовать о коротком замыкании на отходящей линии с очень высокой степенью достоверности и практически полностью исключит ложные срабатывания максимальной токовой защиты. Заметим, что значение $(A_1 \& \neg A_2) \vee (\neg A_1 \& A_2) = 1$ при одновременной работе защиты минимального напряжения может свидетельствовать об отказе одного из элементов токовой защиты, хотя событие $(\neg A_1 \& A_2) \& A_3 = 1$ может свидетельствовать и о коротком замыкании на шинах, что, впрочем, является весьма маловероятным событием, достаточно легко идентифицируемым по одновременному появлению сигналов превышения токов в начале и в конце питающей линии. Рассмотрение возможных комбинаций на основе булевой алгебры и их физического смысла несложно продолжить.

Второй пример относится к алгоритму работы температурной защиты мощных электроприводов. Двигатели большой мощности оснащаются датчиками температуры, позволяющими защищать ма-

шину от перегрузки, заблаговременно предупреждать о возможных повреждениях машины, особенно ее изоляции, контролировать состояние подшипников, систем смазки и охлаждения. В качестве первичного датчика обычно используются термометры сопротивления с электрическим каналом связи и вторичными приборами, осуществляющими циклический опрос датчиков. В системе защиты предусмотрена выработка сигнала предупреждения о достижении некоторого порогового значения температуры в том или ином узле машины и сигнала на отключение при достижении следующего порогового значения. Протяженность каналов связи может быть весьма большой, в связи с чем эти каналы достаточно часто повреждаются. Ложное срабатывание защиты приводит к необоснованной остановке привода и, часто, к нарушению технологического процесса предприятия. При повреждении канала связи или при отказе датчика предупредительный сигнал и сигнал на отключение приходят одновременно. Очевидно, что физически такая ситуация невозможна хотя бы вследствие тепловой инерции самой машины, и рациональное построение алгоритма работы температурной защиты крупных электроприводов должно предусматривать выдачу сигнала о повреждении датчиков температуры или каналов связи при одновременном поступлении двух названных выше сигналов.

Более сложная ситуация возможна в случаях, когда работу защиты нельзя считать ложной, хотя обоснованных предпосылок к этому не было. Например, в [7] показана возможность срабатывания защиты от перегрузки существенно нагруженных двигателей при пуске мощных приводов, питающихся от тех же шин. По сути, защита в этой ситуации работает штатно, но физических оснований для ее работы нет. Изменять уставку или выдержку времени на срабатывание защиты не всегда целесообразно, поскольку это может привести к ускоренному износу машины или к нарушению логики, например селективности, работы системы защит. Представляется, что в этой ситуации, опять же, необходимо алгоритмическое решение, основанное

на временной блокировке работы защиты от перегрузки в пусковых режимах мощных электроприводов, питающихся от тех же распределительных пунктов. Еще одной достаточно очевидной, но в большинстве случаев не решенной проблемой является отсутствие различия между нулем контролируемой величины и отсутствием сигнала от первичного датчика. Отсутствие сигнала может быть вызвано отказом самого датчика или повреждением линии связи. В ряде случаев отсутствие подобного различия также может стать причиной ложной работы систем противоаварийных защит и автоматики. Эта проблема может быть решена организацией системы самотестирования измерительных систем, однако для нее также существует и алгоритмическое решение, основанное на базовых физических соотношениях физических величин. Так, например, ненулевые значения мощностей исключают возможность появления нуля при измерениях тока и напряже-

ния и наоборот. Представляется, что алгоритмическая реализация контроля корректности измерительной информации достаточно надежна и требует меньших затрат на реализацию. Перечень подобных примеров несложно расширить, но все они указывают на необходимость создания и широкого применения локальных средств автоматики – САУ для узлов электрической нагрузки промышленных электротехнических систем. Эти средства работают по простым, эффективным и надежным алгоритмам, следовательно, их быстрое действие и надежность работы велики, а стоимость создания и эксплуатации достаточно низка. Функции АСУ ЭС при этом сводятся к анализу отказов и случаев ложного срабатывания элементов, адаптации параметров средств релейной защиты и автоматики и текущему состоянию ЭТС и источников электроснабжения. Опыт применения подобных систем в нефтяной и газовой промышленности уже есть, в качестве

примера можно назвать локальные САУ генераторов и электростанций собственных нужд [8]. Дополнительным аргументом в пользу построения локальных САУ узлов электрической нагрузки является возможность создания нового подхода к обеспечению селективности работы противоаварийных защит. Такой подход должен быть основан на уверенной локализации места повреждения, что создает предпосылки для применения другой логики резервирования электрических защит. Этот подход позволит также разрешить существующее противоречие между требованием обеспечения селективности и соображениями сохранения устойчивости электротехнической системы при внутренних возмущениях [5]. Эффект от применения систем локальной автоматики структурных элементов электротехнических систем будет обусловлен повышением надежности ликвидации аварийных режимов ЭТС и снижением числа ложных отключений.

Литература:

1. Белоусенко И.В., Головатов С.А., Горюнов О.А., Ершов М.С., Трифонов А.А. Функциональные задачи АСУ электроснабжением объектов энергообеспечения ОАО «Газпром» // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. № 3 (268). С. 111–124.
2. Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Алгоритмы решения некоторых задач диспетчерского управления электротехническими системами промышленных предприятий // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 3. С. 12–16.
3. Ершов М.С., Егоров А.В., Комков А.Н. Новый стандарт качества электрической энергии и вопросы регулирования взаимоотношений ее поставщиков и потребителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 6. С. 140–146.
4. Ершов М.С., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Функциональные задачи АСУ электроснабжением. Оценка надежности и оперативный расчет режимов систем электроснабжения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 6. С. 128–133.
5. Ершов М.С., Егоров А.В., Трифонов А.А. Устойчивость промышленных электротехнических систем. М.: Издательский дом «Недра», 2010.
6. Беляев А.В. Опыт адаптации АСУ электроснабжением // Автоматизация энергетических объектов и систем энергообеспечения технологических объектов ОАО «Газпром». Мат-лы заседания секции «Энергетика» НТС ОАО «Газпром». М.: «Газпром экспо», 2009. С. 122–133.
7. Егоров А.В., Комков А.Н., Малиновская Г.Н. К вопросу о взаимном влиянии электроприводов в составе электротехнической системы // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 2. С. 106–112.
8. Жданов Д.В., Филин Л.Л. Повышение надежности работы электростанций собственных нужд // Промышленная энергетика. 2008. № 9. С. 23–27.

References:

1. Belousenko I.V., Golovатов S.A., Goruyunov O.A., Ershov M.S., Trifonov A.A. APSCS functional tasks for power supply facilities of Gazprom OJSC. Trudy Rossiyskogo gos. un-ta nefti i gaza im. I.M. Gubkina = Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, No. 3 (268), pp. 111–124. (In Russian)
2. Egorov A.V., Malinovskaya G.N., Trifonov A.A. Algorithms for solving some problems of electrical engineering systems supervision control of industrial enterprises. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2014, No. 3, pp. 12–16. (In Russian)
3. Ershov M.S., Egorov A.V., Komkov A.N. New electric energy quality standard and regulation matters of its suppliers and consumers relations. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2012, No. 6, pp. 140–146. (In Russian)
4. Ershov M.S., Malinovskaya G.N., Trifonov A.A. Functional tasks of APSCS. Evaluation of reliability and online calculation of electric power supply system modes. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2010, No. 6, pp. 128–133. (In Russian)
5. Ershov M.S., Egorov A.V., Trifonov A.A. The stability of industrial electrical engineering systems. Moscow, Publishing house Nedra, 2010. (In Russian)
6. Belyaev A.V. Experience in automatic power supply control system adaptation. Automation of energy facilities and power supply energy systems of process facilities at Gazprom OJSC. Proceedings of the meeting of the section 'Energy' STC of Gazprom OJSC. Moscow, Gazprom expo, 2009, pp. 122–133. (In Russian)
7. Egorov A.V., Komkov A.N., Malinovskaya G.N. On the question of mutual influence of electric drives as a part of the electrical engineering system. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 2, pp. 106–112. (In Russian)
8. Zhdanov D.V., Filin L.L. Improving the reliability of auxiliary power plants. Promyshlennaya energetika = Industrial energetics, 2008, No. 9, pp. 23–27. (In Russian)