

А. Л. Колола, С. О. Попов

ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Предложен метод оптимизации автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов на трансформаторных подстанциях для технического контроля электроэнергии в целях построения упрощенной схемы индикации состояния электросети и увеличения ее надежности без потери информативности.

Ключевые слова: электросеть, трансформаторная подстанция, линия связи, счетчик, фаза.

Внедрение эффективной системы коммерческого и технического учета электроэнергии на обширной территории с развитой сетью электрокоммуникаций сопряжено с множеством проблем, связанных с правильной установкой измерительного оборудования, необходимостью учета всех важнейших параметров электросети и максимально точного их подсчета.

Например, в промышленной зоне, на территории с множеством помещений, где совокупная длина фазовых проводников измеряется километрами, использование отдельных, обособленных друг от друга счетчиков электроэнергии труднореализуемо. Интегрирование в электросеть автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) позволяет осуществлять эффективный учет электроэнергии, так как все счетчики объединены в сеть, а данные, поступающие со счетчиков, направляются для дальнейшей обработки в центральное устройство системы [1].

В связи с большой долей неэффективно расходуемой электрической энергии государственный курс на сокращение сверхнормативных потерь и внедрение энергосберегающих технологий утверждается как одно из приоритетных направлений развития науки и техники [2]. В соответствии с постановлением Правительства РФ [3] новые потребители обязаны устанавливать автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов с памятью профиля мощности на 120 дней и точностью 0,5S и выше.

На многих предприятиях до сих пор используется устаревшее оборудование с дисковыми счетчиками, без каких-либо интерфейсов, что не позволяет осуществлять соответствующий современным требованиям контроль за потоками электроэнергии. Поэтому необходимость модернизации подстанций является актуальной задачей для предприятий с развитой электросетью.

В настоящей статье рассматривается метод оптимизации АСКУЭ для работы в трехфазных промышленных сетях без предварительно установленных многофункциональных трехфазных счетчиков. Данные о состоянии электросети в этом случае поступают не со счетчиков, а посредством прямых измерений тока и напряжения.

В качестве объекта исследования рассматривается трансформаторная подстанция, имеющая один ввод напряжением 0,4 кВ, несколько десятков фидеров (распределительных кабельных питающих линий — отводов к потребителям) и программно-аппаратный комплекс, удовлетворяющий требованиям типовой АСКУЭ [4].

Независимо от типа устройств считывания все данные поступают в контроллер опроса, который подключен к трехфазным счетчикам трансформаторного включения. На рис. 1 приведена типовая схема учета электроэнергии на подстанции, где 1 — контроллер, 2 — трансформаторы тока, 3 — испытательная коробка, подсоединяемая к трансформаторам, 4 — счет-

чик, подключенный к автоматизированной системе через магистрали связи. Хранение информации осуществляется на сервере, подключенном к локальной сети по линии Ethernet [5].

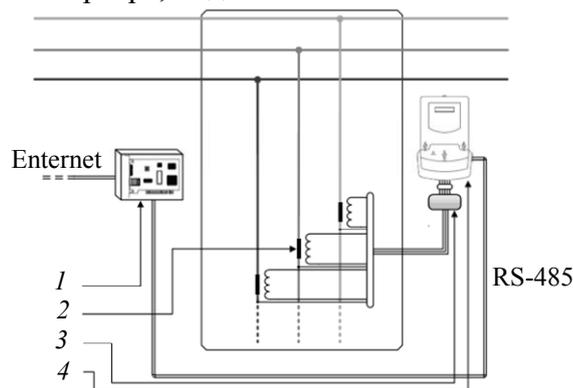


Рис. 1

Такой способ считывания параметров электросети имеет ряд недостатков:

- площадка для установки счетчика и испытательной коробки имеет значительные размеры, что затрудняет их размещение трансформаторной подстанции;
- счетчики устанавливаются отдельно от трансформатора, что обуславливает необходимость прокладки многожильных проводов;
- помимо существенных материальных затрат на провода, испытательные коробки и счетчики, требуются значительные временные затраты на подключение (один электрик может подключить в среднем два счетчика в день);
- большое число элементов и соединений фидера приводит к увеличению вероятности ошибок, обусловленных человеческим фактором: например, при наличии множества проводов легко перепутать местами фазы на счетчике;
- система, состоящая из множества счетчиков, получается несвязанной, так как каждый счетчик содержит определенный независимый набор измерительных элементов, характеризующихся погрешностями; в идеальном случае каждым счетчиком измеряется напряжение на одних и тех же эквипотенциальных поверхностях (проводниках фаз);
- сопротивление каждого из проводников оказывает влияние на результат измерения энергии каждым последующим счетчиком на линии.

Для устранения вышеперечисленных недостатков, а также сокращения издержек, связанных с внедрением счетчиков на необорудованной территории, необходимо изменить подход к измерению некоторых параметров электросети. Предлагаемый подход заключается в минимизации количества узлов системы учета электроэнергии на подстанции. Реализация данного подхода предполагает решение двух задач:

- 1) построение алгоритма подсчета основных физических параметров электросети;
- 2) подбор средств измерения (датчиков) этих параметров, выбор мест установки таких средств и методов индикации состояния электросети.

Для решения задачи подсчета параметров электросети необходимо определить, какие базовые физические величины должны измеряться датчиками и каким образом будут вычисляться производные величины.

Фазовый ток I и напряжение U измеряются непосредственно датчиками.

Частота f сети обратно пропорциональна времени t между локальными максимумами функции напряжения $U(t)$:

$$f = 1/t.$$

Полная мощность S цепи переменного тока содержит две составляющие [6]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где P — активная мощность, Q — реактивная мощность.

Активная мощность определяется как

$$P = UI \cos \varphi ,$$

где φ — угол сдвига фаз.

Реактивная мощность Q при отсутствии отставания фазы I от фазы U равна нулю, с возрастанием угла φ она увеличивается:

$$Q = UI \sin \varphi .$$

Угол сдвига фаз вычисляется на основе измеренного датчиками временного интервала t между точками пересечения оси абсцисс функциями напряжения 1 и тока 2 (рис. 2). Датчик

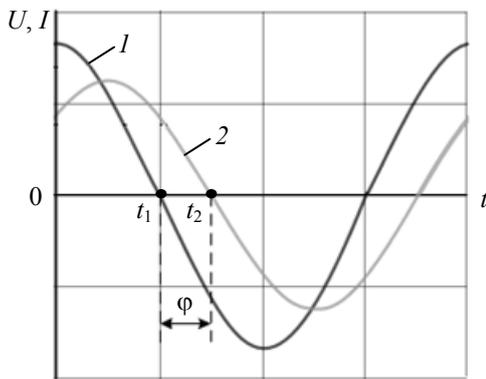


Рис. 2

уровня напряжения фиксирует в момент времени t_1 переход функции $U(t)$ из области положительных чисел в область отрицательных, в момент времени t_2 аналогичная процедура выполняется датчиком функции $I(t)$. Для нахождения угла φ достаточно осуществить математическое преобразование параметров f и $t = t_2 - t_1$.

Коэффициент мощности C определяется соотношением

$$C = P / S .$$

Углы α между фазовыми напряжениями определяются путем анализа сдвига фазы на графике изменения напряжений.

Рассматриваемый метод измерения электроэнергии предполагает использование трех вольтметров между фазами, трех амперметров на вводах и трех амперметров на выводах подстанции. Напряжение измеряется только на общих шинах: так как проводники — это, в идеале, эквипотенциальные поверхности, то для измерения напряжения на каждом фидере не следует использовать отдельный счетчик.

На рис. 3 представлен график изменения напряжений по трем фазам по показаниям 26 счетчиков одной подстанции (здесь, по оси абсцисс, N — условный номер счетчика). Анализ графика показывает, что максимальное отклонение напряжения от среднего значения для одного из счетчиков составляет 1,87 В, т.е. менее 1 %. Кроме того, некоторые счетчики включены неправильно, их фазы перепутаны (например, на последнем счетчике перепутаны фазы 1 и 3).

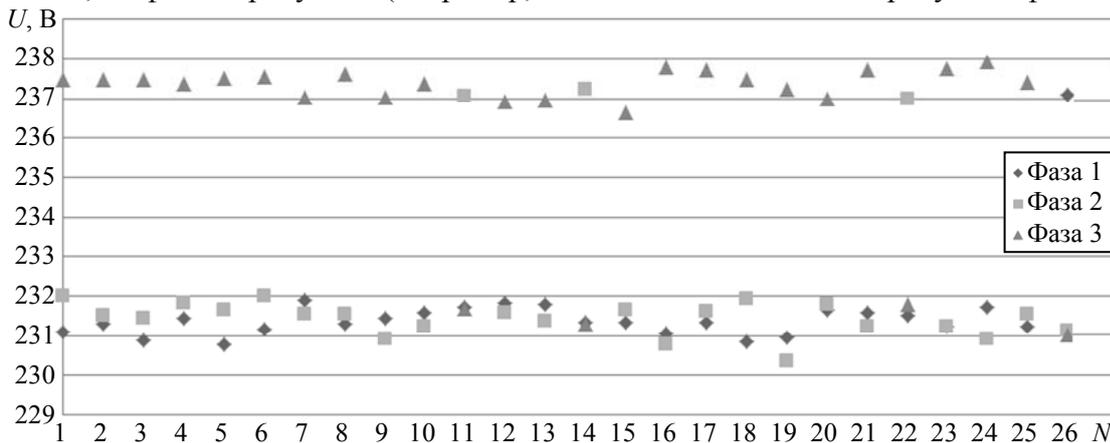


Рис. 3

Значения тока фиксируются на каждом фидере и контролируются путем сравнения со значениями тока на вводе подстанции.

Для получения автоматизированной системой всей необходимой информации требуется подобрать соответствующие измерительные и вычислительные устройства, а также обеспечить возможность обмена данными между ними.

Согласно рассмотренному алгоритму необходимы следующие средства измерения с принципиальными местами установки (рис. 4): 1 — три вольтметра между фазовыми проводниками для измерения напряжений, устанавливаются между вводом и фидерами; 2 — три амперметра на фазовых проводниках, устанавливаются непосредственно после ввода; 3 — три амперметра, устанавливаются на каждом фидере.

Самые надежные элементы системы — вольтметры на вводе, а основными элементами являются амперметры на фидерах, так как их в десятки раз больше, чем любых других элементов системы (поэтому установке и эксплуатации именно амперметров стоит уделить особое внимание).

В типовом решении для подключения счетчиков использовались трансформаторы тока. Во избежание усложнения конструкции с применением стандартных элементов в модернизированной системе предлагается использовать те же трансформаторы тока, заменив верхнюю панель на контроллер с интерфейсом и индикаторами работы.

Принципиальная схема контроллера представлена на рис. 5. Питание контроллера и передача данных осуществляются по общей шине. Основные элементы контроллера:

- измеритель тока — снимает данные со стандартного трансформатора тока, через который проходит питающая потребителя шина;
- приемопередатчик CAN;
- индикаторные светодиоды: TX — отображает передачу данных, RX — отображает прием данных, ACK — подтверждает получение пакета данных, CNT — индикатор тока, PWR — индикатор питания;
- микроконтроллер.

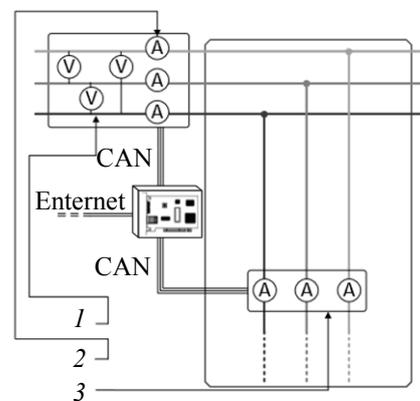


Рис. 4

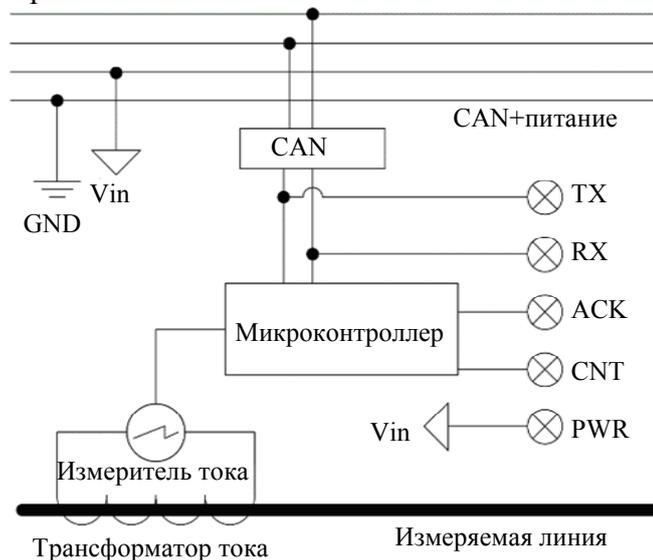


Рис. 5

Контроллеры, измеряющие напряжение на входе, устроены аналогичным образом. Для измерения разности потенциалов вместо измерителя тока используется измеритель напряжения, при этом светодиод CNT предназначен для индикации того, что значение напряжения находится в штатных диапазонах.

Предложенный метод автоматизированного измерения физических величин при сравнительно меньшем объеме аппаратных средств так же информативен, как и в типовом решении, при этом внесены минимальные изменения в систему считывания электрических

параметров в целом. Эффективность индикации связана с точностью измерительных приборов, подключаемых к фазам, и со скоростью передачи данных по линиям связи. Так как все приборы устанавливаются непосредственно на фазовые проводники и фидеры, с уменьшением количества кабелей надежность системы возрастет.

Статья подготовлена по результатам работы, выполненной при государственной финансовой поддержке ведущих университетов РФ, субсидия 074 – У01.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сбор данных по сетям. Инкотекс [Электронный ресурс]: <http://www.incotexcom.ru/plc_all.htm>.
2. Соловьев М. М., Тихоненко Ю. Ф. Государственная политика энергосбережения // Энергонадзор и энергобезопасность. 2012. № 2. С. 57—60.
3. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 04 мая 2012 г., № 442 // Российская газета [Электронный ресурс]: <<http://www.rg.ru/2012/06/05/energorynki-site-doc.html>>.
4. ГОСТ 8.217-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки. Введ. 01.04.2004. М.: Изд-во стандартов, 2003.
5. Popov S., Chernyy E. Developing of energy resources accounting and controlling system for the Internet of things // Proc. of the 14th Conf. of Fruct Association. 2013. С. 107—112.
6. Усольцев А. А. Общая электротехника: Учеб. пособие. СПб: СПбГУ ИТМО, 2009. 301 с.

Сведения об авторах

- Алексей Леонидович Колола** — студент; Университет ИТМО, кафедра проектирования и безопасности компьютерных систем, Санкт-Петербург;
E-mail: alexey.kolola@mail.ru
- Сергей Олегович Попов** — аспирант; Университет ИТМО, кафедра компьютерных технологий, Санкт-Петербург; E-mail: sp@winghouse.ru

Рекомендована кафедрой
проектирования и безопасности
компьютерных систем

Поступила в редакцию
13.03.14 г.