

УДК 621.311

## **Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии на подстанциях энергосистемы**

Демидов Е.В.

Научный руководитель - КАЛЕНТИОНОК Е.В., к.т.н., доцент

На протяжении последнего времени в мире происходит постоянный рост цен на энергоносители. Это заставляет более бережно и рационально относиться к их использованию, и особенно актуально для стран, не обладающих собственными богатыми запасами топливно-энергетических ресурсов, в число которых входит Республика Беларусь (РБ).

Львиная доля закупаемого РБ энергетического сырья идет на выработку электрической энергии. Поэтому точный учет ее потребления играет очень важную роль не только для энергетики, но и для всей экономики страны в целом. В 2005 году вышло постановление Совета Министров Республики Беларусь «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии», а также была разработана программа создания в республике в 2006-2012 годах автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.

Автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) представляет собой единый комплекс программно-технических средств. В общем случае это может быть система учитывающая расход по электрической, тепловой энергии, воде, газу (комплексный учет). Относительно более простой будет система, обеспечивающая учет какого-либо одного ресурса (моноресурсное АСКУЭ). Также АСКУЭ можно условно разделить на расчетное (коммерческое) и техническое (контрольное). Коммерческое АСКУЭ решает задачи денежных расчетов между продавцом и покупателем энергоресурса. Контрольное же АСКУЭ предназначено для оптимизации его технологического оборота [1].

На постсоветском пространстве до настоящего момента для учета электроэнергии довольно широко используются индукционные счетчики электрической энергии. Эти приборы учета уже устарели как морально, так и физически, поэтому в настоящее время повсеместно ведется их замена на современные электронные счетчики. Применение последних позволяет решить множество проблем, но самое главное – дает возможность создания централизованной автоматизированной системы, позволяющей с очень высокой точностью учитывать потребление электроэнергии в масштабах целой страны, а также сведение баланса по всей энергосистеме в целом.

АСКУЭ на подстанции предназначена для:

- автоматизированного сбора данных о количестве принятой, распределенной, потребленной и переданной электрической энергии энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии;

- повышения точности коммерческого учета электроэнергии за счет использования современных приборов учета и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;

- обеспечения единства измерений количества электроэнергии во времени;

- повышения надежности непосредственно системы коммерческого учета электроэнергии, а также защиты информации на всех уровнях системы за счет применяемых технических, программных и организационных решений;

- создания системы единого информационного обеспечения об электропотреблении объектов электрических сетей.

Структура АСКУЭ представляет собой иерархический многоуровневый комплекс.

Пример АСКУЭ для подстанции энергосистемы представлен на рисунке 1.

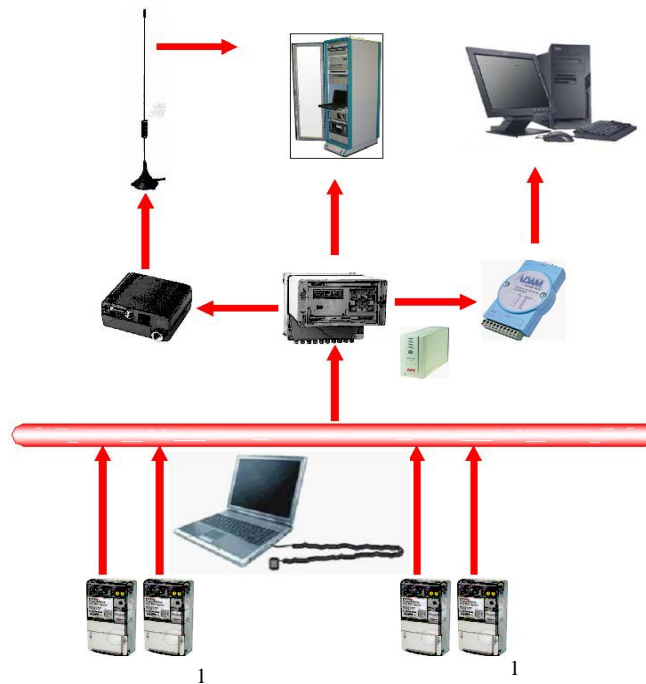


Рисунок 1. Пример структуры АСКУЭ

- 1 – Электронный счетчик
- 2 – Инженерный пульт
- 3 – Устройство сбора и передачи данных (УСПД)
- 4 – Источник бесперебойного питания (ИБП)
- 5 – Преобразователь интерфейсов
- 6 – GSM-Модем
- 7 – GSM- антенна
- 8 – Операторская станция
- 9 – Сервер верхнего уровня

Счетчики вместе с измерительными трансформаторами (если напряжение и(или) ток в точке подключения счетчика больше номинальных значений ) и линиями связи образуют нижний уровень. На этом уровне происходит непосредственно измерение физических величин (тока, напряжения и т.д.) и преобразование их в цифровую форму. Далее информация от счетчиков поступает на устройство сбора и передачи данных либо на компьютеры с программным обеспечением верхнего уровня. На этом этапе осуществляются функции сбора и обработки результатов измерений. Таких промежуточных уровней может быть несколько. Потом собранная информация поступает на серверы со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, образующих верхний уровень. На нем осуществляется окончательная обработка данных, а также их долговременное хранение.

При организации АСКУЭ большое внимание необходимо уделять надежности функционирования системы. Так как данные полученные в процессе ее функционирования используются для коммерческих расчетов, даже очень кратковременный отказ системы может привести к значительному экономическому ущербу.

Основными характеристиками надежности являются: средняя наработка на отказ ( $T_0$ ) и коэффициент готовности ( $K_T$ ) системы. При расчете показателей надежности

учитываются элементы АСКУЭ, отказы которых влияют на передачу данных на сервер высшего уровня. Критерием отказа АСКУЭ является не предоставление на сервер высшего уровня коммерческой информации за одни сутки.

Расчёт средней наработки на отказ ( $T_0$ ) проводится для последовательно соединённых составных частей. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности представлена на рисунке 2.

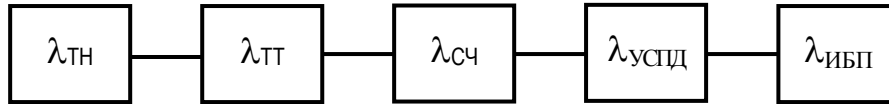


Рисунок 2. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности

Система является ремонтируемой и поэтому оценивается коэффициентом готовности. В связи с установленным критерием отказа для достижения высокой надёжности АСКУЭ необходимо обеспечить минимальное время восстановления системы. Для этого необходимо иметь в наличии комплект запасных инструментов и принадлежностей, а так же обеспечить высокую квалификацию обслуживающего персонала.

Интенсивность отказов ( $\lambda$ ) – означает число отказов элемента за миллион часов работы.

Среднее время наработки компонента системы до отказа рассчитывается по формуле [2]:

$$T_0 = \frac{1}{\lambda_{КОМП}}, \quad (1)$$

где  $\lambda_{КОМП}$  – общая интенсивность отказов компонента.

Среднее время восстановления компонента системы ( $T_B$ ) – время, используемое в вычислениях, включает время простоя. Число, в основном, фиксированное. Малое время простоя определяется наличием доступных запасных частей и высокой квалификацией персонала.

Коэффициент готовности ( $K_G$ ) – отношение времени работы компонента или системы в исправном состоянии к общему времени. Коэффициент готовности рассчитывается по формуле [2]:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B}. \quad (2)$$

Суммарная интенсивность отказов Системы ( $\lambda_{АСКУЭ}$ ) – определяется как сумма интенсивностей отказов каждого компонента (подсистемы) данной системы [2]:

$$\lambda_{АСКУЭ} = \lambda_{КОМП1} + \lambda_{КОМП2} + \dots + \lambda_{КОМПn}, \quad (3)$$

где  $\lambda_{КОМПi}$  – интенсивность отказа компонента (подсистемы).

При резервировании компонентов системы, например компонента 3 компонентом 4, суммарная интенсивность отказов для данного узла рассчитывается по следующей формуле [2]:

$$\lambda_{РЕЗЕРВ1} = \frac{\lambda_{КОМП3} \cdot \lambda_{КОМП4}}{\lambda_{КОМП3} + \lambda_{КОМП4}}, \quad (4)$$

и в вышестоящую формулу подставляется  $\lambda_{РЕЗЕРВ1}$  вместо  $\lambda_{КОМП3}$  и  $\lambda_{КОМП4}$ .

Интенсивность отказов системы имеет экспоненциальный вид в период приработки и период старения (рисунок 3).

Типовое значение периода приработки составляет 2-3 недели с момента ввода системы в эксплуатацию. В период приработки проявляются недостатки выходного контроля качества на предприятии изготовителе, а также ошибки, допущенные при транспортировке, монтаже и наладке системы. После выявления этих элементов интенсивность отказов уменьшается и далее остаётся постоянной, наступает период нормальной работы. По мере износа элементов и приближения к концу срока службы системы интенсивность отказов вновь возрастает, начинается период старения элементов.



Рисунок 3. Зависимость изменения интенсивности отказов от времени

Так же особое внимание стоит уделять вопросам метрологии. Как известно, любой измерительное, преобразовательное или передающее средство, будет вносить в конечный результат измерения определенную погрешность. Поэтому применение недостаточно точных приборов или их эксплуатация в условиях не соответствующих пределам, в которых приборы сохраняют свои метрологические характеристики, может привести к недопустимо грубому результату измерений.

Конечно, внедрение систем АСКУЭ в энергетике требует огромных денежных затрат. Например, стоимость всей системы, включая монтаж и наладку, на подстанции 110кВ может достигать сотен тысяч долларов. Однако внедрение и эффективное использование таких систем окупается. Можно отметить следующие положительные стороны внедрения АСКУЭ на подстанциях энергосистемы:

- возможность выхода на оптовый рынок электроэнергии;
- повышение точности учета (за счет уменьшения ошибок при ручном съеме данных, за счет ревизии приборов учета и замене старых типов счетчиков на более современные и точные);
- снижение потерь электроэнергии за счет контроля балансов по объектам и хищений электроэнергии;
- контроль заявленной мощности предприятий (потребителей) и выставление счетов за фактически потребленную мощность;
- выравнивание нагрузки за счет перехода потребителей на данный тариф и перевода части мощности в ночной период;
- сокращение затрат на обработку информации экономическим подразделением за счет получения оперативной и достоверной информации об энергопотреблении в электронном виде.

**Литература**

1. Правила приборного учета электрической энергии в Республике Беларусь. Министерство энергетики Республики Беларусь. 1-е издание. - Минск, 2004. - 61 с.
2. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. - М.: Советское радио, 1975. - 472 с.