

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АСКУЭ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Особенности проектирования АСКУЭ объектов электроэнергетики обусловлены наличием значительного числа нормативных документов, регламентирующих этот процесс, а также необходимостью разработки информационной части АСКУЭ, построения схемы измерительных цепей и формирования заданий на изготовление шкафов. В статье приводится краткое описание факторов, которые необходимо учитывать при проектировании АСКУЭ на подстанциях 35–750 кВ Белорусской энергосистемы.

Часть 1

К проектированию АСКУЭ подстанций (ПС) предъявляются особые требования. В частности, при разработке проекта системы автоматизации ПС необходимо учитывать и определять точность измерительного канала, предусматривать защиту от несанкционированного доступа, принимать во внимание электромагнитную обстановку на энергообъекте. Следует также иметь в виду, что проектирование АСКУЭ ПС регламентируется значительным количеством технических нормативных правовых актов (ТНПА), зачастую содержащих противоречивые указания [1–9]. Все это определило особенности проектирования АСКУЭ ПС.

В соответствии с требованиями [1–4] проекты АСКУЭ ПС должны охватывать указанные ниже решения:

в части измерений:

- определение необходимого числа точек учета и мест контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ);
- определение необходимого числа вторичных обмоток;
- расчеты трансформаторов и их вторичных обмоток для целей учета и контроля ПКЭ;
- расчеты точности измерительного канала (ИК);

в части организации вторичных цепей и электропитания:

- защита измерительных цепей от несанкционированного доступа;
- организация измерительных цепей;
- резервирование цепей напряжения;
- резервирование счетчиков электроэнергии (СЭ);
- резервное питание оборудования АСКУЭ;

в информационной части:

- защита от несанкционированного доступа;
- защита от внешних воздействий;
- сегмент локальной вычислительной сети АСКУЭ;

задания на изготовление шкафов АСКУЭ:

- шкафы со средствами измерений;
- шкафы с телекоммуникационным оборудованием;

определение границы балансового разграничения.

Реализация этих решений по каждому из приведенных пунктов также имеет свои особенности.

Решения в части измерений

При определении необходимого числа точек учета следует руководствоваться следующими требованиями:

- состав и места установки приборов расчетного и технического учета электроэнергии и мощности на энергообъектах должны обеспечивать получение полного баланса электроэнергии (ТКП 339-2011, п. 4.2.2.9);

– состав точек учета электроэнергии по ПС должен обеспечивать контроль баланса электроэнергии и мощности по объекту в целом, для РУ каждого номинального напряжения и, как правило, для каждой системы/секции шин в отдельности (СТП 33243.01.216-16, п. 18.1.3);

- баланс объекта по электроэнергии и (или) мощности должен определяться как суммы измеренной по внешним присоединениям объекта учета, поступившей на объект от иных объектов и отданной другим объектам электроэнергии



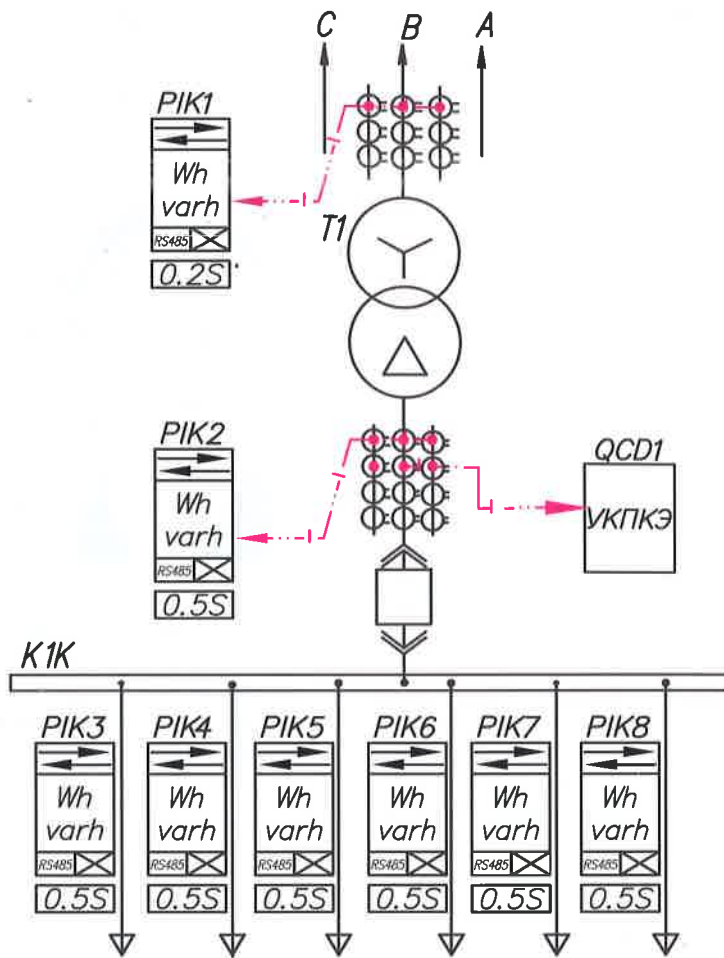
В.В. ГОРОВОЙ,
заместитель начальника
отдела учета и качества
электроэнергии –
заведующий группой АСКУЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»

и (или) мощности на расчетный и (или) контрольный период времени, а также разность этих сумм (сальдо, небаланс) (СТБ 2096-2010, п. 3.3).

Состав точек учета не зависит от формы собственности и назначения учета (расчетный/контрольный). Таким образом, СЭ должны устанавливаться на все отходящие от ПС линии, вводы питания на секции от силовых трансформаторов, секционные и шиносоединительные выключатели и приемники электроэнергии собственных нужд ПС.

Вытекающая из этого особенность – обязательное наличие учета на стороне высокого напряжения силового трансформатора. Соответствующий СЭ (РК1) указан на рисунке. Счетчик РК2 при этом выполняет двойную роль: является проверочным для РК1 и участвует в балансной группе по секции К1К.

Учитывая сказанное выше, для СЭ, устанавливаемых на высокой и низкой стороне силового трансформатора, рекомендуется выбирать одинаковый и максимально возможный класс точности, так же как и для трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН). Такое решение облегчает и повышает точность составления баланса мощности ПС.



Точки учета и контроля ПКЭ

В соответствии с п. 4.2.2.3 [5] точки учета собственных и хозяйственных нужд всех ПС являются точками расчетного (коммерческого) учета. Следовательно, должна существовать возможность опломбирования данных СЭ и их измерительных цепей, а классы точности СЭ и ТТ не должны быть хуже 0,5S.

Выбор пунктов контроля ПКЭ

Еще одной особенностью является установка СЭ на присоединениях секционного выключателя (СВ). В ремонтном/аварийном режиме присоединение СВ является, по сути, вводом в секцию и участвует в формировании ее баланса мощности. Соответственно, если ПС может долговременно работать с замкнутым СВ, учет на месте его присоединения необходим. Затраты при этом соответствуют стоимости СЭ и вторичной обмотки ТТ, то есть незначительны.

При определении мест контроля ПКЭ следует руководствоваться требованиями Правил электроснабжения [9], СТП 09110.35.126-09 [2] и СТП 33243.01.216-16 [3]:

- энергоснабжающая организация обязана обеспечивать подачу абоненту электрической энергии по качеству, соответствующему условиям договора электроснабжения, Правилам электроснабжения и иным актам. В случае заключения договора электроснабжения через транзитные электрические сети качество обеспечивается в том числе третьей стороной (Правила электроснабжения, п. 94);
- энергоснабжающая организация обязана поддерживать показатели качества электрической энергии, соответствующие требованиям технических нормативных правовых актов. Значения этих показателей, способы и условия их контроля определяются договором электроснабжения и техническими нормативными правовыми актами (Правила электроснабжения, п. 98);
- при снижении показателей качества электрической энергии время работы с пониженным качеством электрической энергии определяется по результатам измерений (Правила электроснабжения, п. 99);

- расчетный учет, а также контроль качества электрической энергии производится, как правило, в точке присоединения (Правила электроснабжения, п. 140);
- устройства контроля показателей качества электрической энергии (УКПКЭ) должны устанавливаться на каждую секцию шин объектов 110 кВ и выше (СТП 09110.35.126-09, п.8.16.4.1);
- пункты непрерывного контроля ПКЭ следует организовывать:
 - на шинах, к которым присоединены межгосударственные, межсистемные ЛЭП, и(или) связывающих с другими субъектами;
 - на шинах, если подключенные к ним понижающие трансформаторы находятся на балансе другого субъекта (СТП 33243.01.216-16, п. 18.5.2).

Из указанного выше следует:

- установка УКПКЭ на шинах 6/10 кВ необходима, так как шины являются точками общего подключения;
- токовые входы УКПКЭ целесообразно подключать к линейным присоединениям, где наиболее вероятны искажения, или к вводным (в секцию) присоединениям (см. рисунок) при отсутствии достоверных сведений о потребителях с искажающими электроприемниками;
- установка УКПКЭ на шинах 110 кВ, как этого требует [1], целесообразна в ограниченном количестве случаев.

При выборе пунктов установки УКПКЭ следует принимать во внимание их относительно высокую стоимость. Соответственно, вместо установки на проблемные присоединения индивидуальных устройств контроля экономически более целесообразно выполнять мониторинг таких присоединений с помощью одного (или нескольких) переносных УКПКЭ при условии наличия постоянного устройства контроля на соответствующей секции.

Подключение токовых входов УКПКЭ к вводу в секцию (см. рисунок) обеспечивает локализацию источника искажений, которым является энергоснабжающая организация или абонент.

Поскольку отпуск электроэнергии несоответствующего качества может привести к жалобам и судебным искам, целесообразно выбирать стационарные и переносные УКПКЭ класса «А» [11], а в части измерения гармоник – класса «1» [12]. Характеристики данных приборов и генерируемые ими отчеты предоставляют исчерпывающую информацию для разбирательств.

Выбор вторичных обмоток в ТТ, как правило, не вызывает затруднений – необходимо выделять отдельную обмотку для учета. Токовые входы УПКЭ, как показано на рисунке, подключаются к обмотке для измерений (совместно с измерительными приборами).

Несколько сложнее ситуация с обмотками ТН. Согласно п. 11.2.11 [3] на стороне 110 кВ и выше требуется отдельная обмотка для учета и контроля ПКЭ. В то же время Энергосбыт может потребовать отдельную обмотку для расчетного учета. Соответственно, возможность такой ситуации необходимо учитывать при выборе числа и параметров вторичных обмоток.

На низкой стороне силового трансформатора рекомендуется выделить отдельную обмотку ТН для целей учета и контроля ПКЭ.

Кроме того, следует учитывать требования п. 18.3.3 [3] о разделении цепей напряжения и, соответственно, защитных автоматов для учета и контроля ПКЭ, при этом необходимо выбирать автомат для учета с возможностью опломбирования.

Обобщая сказанное выше в части ТН, можно рекомендовать выделять отдельную обмотку для целей учета и контроля ПКЭ в ТН всех уровней номинального напряжения. Несмотря на то что такое решение увеличивает стоимость ТН, оно обеспечивает удобство эксплуатации и за счет избыточ-

Таблица. Перечень основных требований ТНПА в части расчетов, которые необходимо учитывать при проектировании АСКУЭ

ТНПА	Содержание требования
ТКП 339-2011	При максимальной нагрузке присоединения вторичный ток (I ₂) должен составлять не менее 40 %, а при минимальной – не менее 5 % от номинального тока СЭ (I _{ном} СЭ)
ГОСТ 7746-2001	ТТ находится в классе точности в случае, если номинальная вторичная нагрузка (S _{2НОМ}) находится в диапазоне: $0,25 \cdot S_{2НОМ} \leq S_{2НОМ} \leq 1,0 \cdot S_{2НОМ}$
ГОСТ 1983-2001	ТН находится в классе точности в случае, если мощность вторичной нагрузки (S _{2НОМ}) находится в диапазоне: $0,25 \cdot S_{2НОМ} \leq S_{2НОМ} \leq 1,0 \cdot S_{2НОМ}$
ТКП 339-2011	Потери напряжения в цепи ТН – СЭ для расчетного (коммерческого) учета не должны превышать 0,2 % номинального вторичного напряжения ТН, для контрольного (технического) учета – 0,25 %
ТКП 355-2011	Должны быть выполнены расчеты суммарной погрешности ИК

ности количества обмоток – дополнительную устойчивость системы.

Обеспечение точности измерений

При разработке проектов реконструкции АСКУЭ достаточно часто приходится знакомиться с проектами автоматизированных систем сторонних организаций. Опыт показал, что в подавляющем большинстве случаев сторонние организации не приводили результатов расчетов, предписанных ТНПА.

Обязывающие нормы ТНПА в части расчетов сведены в нижеследующей таблице.

Поскольку АСКУЭ является измерительной системой, определение точности измерений является важнейшей

задачей. Учитывая, что результаты превращаются в финансовые потоки (или потери), задачи точности и достоверности являются ключевыми.

Наибольший вклад в обеспечение точности учета вносит соблюдение требования 1 (см. таблицу). По сути, требуется обеспечить максимальное соответствие номинального тока ТТ и реального тока присоединения. С учетом срока службы ТТ (не менее 25–30 лет) эта задача трудновыполнима. Тем не менее диапазон значений токов в присоединениях, при которых можно обеспечить требуемую точность учета, можно расширить за счет применения ТТ с возможностью переключения по вторичной стороне (с отпайкой). Отпайка позволяет в 2 и более раза увеличить ди-



апазон первичных токов присоединения без потери точности. Стоимость такого ТТ или не увеличивается, или увеличивается на единицы процентов.

В проектах АСКУЭ, выполненных РУП «Белэнергосетьпроект», в обязательном порядке приводятся диапазоны токов, для которых соблюдается требование 1. Имея результаты замеров токов для присоединений и проектные расчеты, обслуживающий персонал может легко контролировать соблюдение данного требования.

При соблюдении требований 2 и 3 (см. таблицу) обеспечивается работа ТТ и ТН в соответствующем классе точности. Важно понимать, что если мы установим ТТ, скажем, со вторичной обмоткой для целей учета класса точности 0,2S, а вторичная нагрузка обмотки будет меньше требуемой, то работа в классе не гарантируется. Соответственно, на этапе проектирования важно путем расчетов доказать, что работа ТТ и ТН в требуемом классе точности обеспечена.

Инструментами решения этой задачи являются подбор мощности обмотки, нагрузки и сечения измерительных цепей. Если добиться соответствия требованиям не удалось, может возникнуть необходимость в установке во вторичных цепях догрузочных (или балластных) резисторов.

Следует упомянуть, что подобные требования применимы к вторичным обмоткам для целей РЗА и измерений. Требования по диапазону вторичной нагрузки для РЗА существенно отличаются от приведенных в таблице, а для измерений – практически соответствуют им.

Необходимость расчета потерь напряжения в цепи ТН – СЭ (требование 4), особенно для присоединений с высокими номинальными напряжениями и для присоединений расчетного учета, очевидна. Но его выполнение вручную практически невозможно. В данном случае, как и во многих других, «нисходящий» расчет не будет соответствовать «восходящему», поэтому необходимо применение рекурсивных методов. Соответствующее программное обеспечение разработано силами сотрудников РУП «Белэнергосетьпроект».

Расчет суммарной погрешности ИК (требование 5) является кульминацией всех предыдущих. Он позволяет определить максимальную погрешность измерительного канала (ИК) в целом. Этот показатель позволяет судить о соответ-



ствию или несоответствию небаланса допустимому пределу.

Корректность расчета погрешности ИК зависит от принятых проектировщиками составляющих и от того, какое влияние они оказывают на измерительные средства. Правильность определения указанных составляющих является ключевым моментом расчета, при этом важно использовать составляющие, которые имеются на энергообъектах.

Список литературы

1. Типовые требования к проектам региональных АСКУЭ и АСКУЭ потребителей: СТП 09110.35.122-08. – Введ. 01.01.2009. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «БЕЛТЭИ», 2009. – 34 с.
2. Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ: СТП 09110.35.126-09. – Введ. 01.11.2009. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «НИИ средств автоматизации», 2009. – 64 с.
3. Подстанции электрические напряжения 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования: СТП 33243.01.216-16. – Введ. 15.02.2016. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «Белэнергосетьпроект», 2016.
4. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования: СТБ 2096-2010. – Введ. 01.01.2011. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь: РУП «НИИ средств автоматизации», 2010.
5. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электро-

энергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний: ТКП 339-2011. – Введ. 01.12.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь: РУП «БЕЛТЭИ», 2011. – 601 с.

6. Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии: ТКП 355-2011. – Введ. 01.04.2012. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь: РУП «БЕЛТЭИ», 2011. – 15 с.
7. Трансформаторы тока. Общие технические условия: ГОСТ 7746-2001. – Введ. 01.03.2003. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь. – 32 с.
8. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: ГОСТ 1983-2001. – Введ. 01.03.2003. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь. – 48 с.
9. Правила электроснабжения. Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 23.10.2015 № 895).
10. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий: СТП 09110.47.104-08. – Введ. 17.09.2010. – Минск: ГПО «Белэнерго»: БелЭСР, 2010. – 64 с.
11. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии: ГОСТ 30804.4.30-2013. – Введ. 01.02.2016. – Госстандарт Республики Беларусь, 2015.
12. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств: ГОСТ 30804.4.7-2013. – Введ. 01.02.2016. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь.