

# ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ – ИНФОРМАЦИОННАЯ ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

**ВОРОТНИЦКИЙ В.Э.**, д.т.н., профессор, АО «Россети Научно-технический центр»

В статье рассматриваются основные проблемы и направления совершенствования и развития интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ) в составе автоматизированных систем управления цифровыми электрическими сетями.

**Ключевые слова:** интеллектуальный учет электроэнергии, цифровые счетчики, потери электроэнергии, система оперативного и эксплуатационного управления электрическими сетями, CIM-модель электрической сети



**Валерий Эдуардович  
ВОРОТНИЦКИЙ**

## **АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Без организации достоверного учета электроэнергии, поступившей в электрические сети, отпущенной из сетей и полезно потребленной, невозможно с достаточной точностью рассчитать фактические и прогнозные балансы электроэнергии по электросетевой организации в целом и по ступеням напряжения, технические и отчетные потери электроэнергии, локализовать места «очагов потерь» для выбора мероприятий по их снижению. Невозможно также обоснованно определить фактический эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий, спрогнозировать электропотребление для планирования развития электрических сетей.

Сегодняшние цифровые счетчики электроэнергии и системы передачи данных позволяют оперативно измерять, регистрировать, хранить в одном устройстве до 70 различных параметров, в том числе, токов, напряжений, активных и реактивных мощностей, электроэнергии, показателей ее качества, длительности и частоты перерывов электроснабжения и многое другое.

Основные современные требования к обеспечению учета электрической энергии и применению приборов учета при осуществлении расчетов за ее распределение и потребление сформулированы в целом ряде нормативных документов, в том числе, в [1–6].

Для полноценной реализации этих требований необходимо решить ряд проблем, которые достаточно хорошо известны. Они накапливались многие десятилетия, носят системный характер и требуют взаимосвязанных решений по их техническому, метрологическому, организационному, нормативно-правовому и финансовому обеспечению [7–10]. Главные из этих проблем сосредоточены в распределительных электрических сетях, которые являются последним звеном в цепи между производством и потреблением электроэнергии, определяющим уровень потерь при передаче и распределении электроэнергии, надежность, качество и доступность электроснабжения. Несмотря на значительные усилия по внедрению ИСУЭ, сегодня, по экспертным оценкам лишь около 30 % этих систем в распределительных электрических сетях ПАО «Россети» соответствуют требованиям интеллектуального учета электроэнергии. Планируется, что к 2035 году эта доля должна достигнуть 100 %. При существующих темпах эта цель вряд ли достижима. По этой причине имеет место преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета электроэнергии в коммунально-бытовом секторе потребления электроэнергии. По-прежнему остаются недостаточными: взаимодействие электросетевых, энергосбытовых и управляющих компаний (ТСЖ) в части установки приборов учета, снятия их показаний и

ответственности за потери электроэнергии между точками поставки и измерения электроэнергии; мотивация персонала электрических сетей и энергосбытовых компаний по снижению уровня нетехнических потерь; квалификация персонала (контролеров и инспекторов), их обеспеченность современными приборами по выявлению безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии.

До сих пор не утверждены и не введены в действие разработанные в соответствии с постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 № 530 «Правила коммерческого учета на розничном рынке электроэнергии», хотя проект этого документа был разработан еще в 2007 году [10].

С ростом количества дешевых энергосберегающих ламп и нелинейных электроприемников в низковольтных электрических сетях, питающих коммунально-бытовую нагрузку, наблюдается рост гармонических составляющих токов и напряжений. Эти составляющие, как показывают исследования, не только ухудшают качество электроэнергии, увеличивают потери в сети и нагрев оборудования, снижая срок его службы, но и отрицательно влияют на точность учета электроэнергии. В современных цифровых счетчиках электроэнергии алгоритмы ее расчета построены на учете токов и напряжений основной частоты (по первой гармонической составляющей). Официальная утвержденная методика по расчету систематических погрешностей учета от низкого качества электроэнергии пока отсутствует. В большинстве серийных цифровых счетчиков электроэнергии отсутствует учет гармонических составляющих токов и напряжений при расчете электроэнергии.

Не решены вопросы метрологической оценки и узаконивания методов расчета погрешности измерения фактических потерь и расчета технических потерь электроэнергии с учетом основных влияющих факторов. Имеются различные подходы к решению этой задачи. Но результаты этих подходов весьма противоречивы и далеки от практического применения в реальных условиях.

Медленно решаются вопросы кибербезопасности цифровых систем учета электроэнергии, в первую очередь, отечественного программного обеспечения.

В последнее время кроме всех вышеперечисленных проблем учета электроэнергии возникают другие, связанные с новыми вызовами, задачами и технологиями, требующие своего решения.

## БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

### ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.

### СТРУКТУРНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ

### ФАКТИЧЕСКИХ НЕБАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Всем понятно, что традиционные и новые интеллектуальные системы учета предназначены, в первую очередь, для достоверного измерения структурных составляющих баланса электроэнергии. В ГОСТ 21027-75 приведено следующее определение: «баланс электроэнергии энергосистемы – система показателей, характеризующая соответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем».

Аналогичное определение дано в ГОСТ 19431-84: «энергетический баланс – количественная характеристика производства, потребления и потерь энергии или мощности за установленный интервал времени для определенной отрасли хозяйства, зоны энергоснабжения, предприятия, установки». Очевидно, что термины «соответствие» и «количественная характеристика» не означают строгого равенства. Поэтому требование равенства нулю невязок балансовых уравнений на информационном уровне – это лишь переформулированный применительно к энергосистеме закон сохранения электрической энергии в ней, который выполняется всегда. На самом деле, на техническом и хозяйственном уровнях производственной деятельности электросетевых и энергосбытовых компаний задачи расчета и анализа баланса электроэнергии в электрической сети разбиваются на целый ряд подзадач. С одной стороны достоверность расчета баланса электроэнергии решающим образом зависит от точности измерения всех составляющих этого баланса, от качества метрологического обеспечения этих измерений. С другой стороны, необходимость выполнения нормативов потерь электроэнергии и оплаты этих потерь предъявляет достаточно жесткие требования к точности расчета как самих нормативов, так и оценки составляющих потерь, состоящих из технических и нетехнических потерь, имеющих сложную структуру. С этой точки зрения, важной становится не только задача расчета и анализа баланса электроэнергии в электрической сети, но и расчета и локализации небалансов электроэнергии для последующего их снижения [11–12].

В настоящее время в условиях сравнительно высокого уровня относительных отчетных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях России, задача их анализа и снижения становится особенно актуальной. Там, где отчетные относительные потери составляют 20 % и выше, более их половины приходится на нетехническую (коммерческую) составляющую. Для ее локализации и снижения необходим расчет допустимых и фактических небалансов электрической энергии [13].

Сравнение этих небалансов позволяет:

- выявить места их наибольшего значения – «высокопотерные» фидера;
- проанализировать причины наличия этих небалансов и наметить пути их уменьшения;
- вести целенаправленную работу персонала Энергосбыта и электрических сетей по выявлению фактов неоплаты и хищений электроэнергии, а, следовательно, снизить трудозатраты и повысить экономическую эффективность этой работы;
- расставить приоритеты по установке (замене) систем учета на проблемных фидерах, ТП 6(10)/0,4 кВ, у абонентов.

Расчет допустимых и фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях должен выполняться в соответствии с Типовой инструкцией [13].

Фактический небаланс электроэнергии определяется по формуле:

$$НБ_{\Phi} = W_{OC} - \Delta W_{TC} - W_{\Pi O}, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1)$$

где  $W_{OC}$  – отпуск электроэнергии в сеть 6–10 кВ, тыс. кВт·ч;  $\Delta W_{TC}$  – расчетные технические потери в сети, тыс. кВт·ч;  $W_{\Pi O}$  – полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч.

Расчет технических потерь в электрических сетях 0,38–10 кВ при определении фактического небаланса электроэнергии должен выполняться по формуле:

$$\Delta W_a = \frac{W_{oc}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2 \cdot T} R_{\Sigma} \cdot k_{\text{фр}}^2 + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P_{\text{хх}i}}{1000} \cdot T \cdot \left( \frac{U_{\text{Врасч}i}}{U_{\text{Вном}i}} \right)^2, \quad (2)$$

где  $U_{cp}$  – среднее за рассчитываемый период  $T$  напряжение в центре питания;  $k_{\text{фр}}$  – коэффициент формы графика нагрузки;  $R_{\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление линий и трансформаторов;  $\Delta P_{\text{хх}}$  – потери мощности на холостой ход трансформаторов (паспортные данные);  $U_{\text{Вном}}$ ,  $U_{\text{Врасч}}$  – номинальное и рассчитанное напряжения на стороне высшего напряжения трансформатора;  $n$  – количество трансформаторов, установленных в электрической сети, кроме абонентских.

Допустимый небаланс электроэнергии в электрической сети – это допустимые нетехнические потери электроэнергии, которые могут быть объяснены допускаемыми погрешностями средств учета электроэнергии. Согласно [13] допустимый небаланс электроэнергии определяется по предельным допускаемым погрешностям измерительных комплексов (ИК), учитывающим поступившую и отпущенную через ИК электроэнергию:

$$\text{НБ}_{\text{д.}\%} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_{\text{н}i}^2 \cdot d_{\text{н}i}^2 + \sum_{i=1}^n \delta_{\text{от}i}^2 \cdot d_{\text{от}i}^2}, \quad (3)$$

где  $\delta_{\text{н}i}$  ( $\delta_{\text{от}i}$ ) – суммарная относительная погрешность  $i$ -го измерительного комплекса, состоящего из трансформатора напряжения (ТН), трансформатора тока (ТТ) и счетчика, учитывающего поступившую (отпущенную) электроэнергию, %;  $d_{\text{н}i}$  ( $d_{\text{от}i}$ ) – доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через  $i$ -й измерительный комплекс, о.е.;  $m$  – количество измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, поступившую в сеть;  $n$  – количество измерительных комплексов, учитывающих отпущенную электроэнергию.

Доля электроэнергии, учтенной  $i$ -м измерительным комплексом, вычисляется по формуле:

$$d_i = W_i / W_{\text{п(о)}}, \quad \text{о.е.}, \quad (4)$$

где  $W_i$  – количество электроэнергии, учтенной  $i$ -м измерительным комплексом за отчетный период, тыс. кВт·ч;  $W_{\text{п(о)}}$  – суммарное количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) в сеть, тыс. кВт·ч.

Количество неучтенной электроэнергии в электрической сети 0,38–10 кВ определяется как разница между абсолютными значениями допустимого и фактического небалансов и равно:

$$W_{\text{нв}} = \text{НБ}_{\text{ф}} - \text{НБ}_{\text{д}}, \quad \text{тыс. кВт·ч}. \quad (5)$$

По существу, неучтенная электроэнергия в формуле (5) есть ни что иное как нетехнические потери (безучетное и бездоговорное потребление) электроэнергии, определение, локализация и снижение которых являются особенно актуальными задачами для отечественных распределительных электрических сетей. Эти потери составляют по экспертным оценкам по стране в целом около 15–25 млрд. кВт·ч в год [10, 12]. На сегодняшний день используются традиционные методы и средства выявления мест безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии [14], известно достаточно много схемно-технических и информационных

математических методов для расчета и локализации этих потерь [15,16]. Тем не менее, актуальность решения задачи снижения нетехнических потерь не снижается и в России и за рубежом. Отечественный и зарубежный опыт со всей очевидностью подтверждает, что внедрение ИСУЭ в сочетании с применением перечисленных методов являются стратегическим направлением этого решения [12].

### СОВРЕМЕННЫЕ ФУНКЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Передовой зарубежный и отечественный опыт показывает, что наиболее перспективным путем совершенствования системы учета электроэнергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии является ее автоматизация, создание и внедрение ИСУЭ с постепенным переходом к полнофункциональной модели интеллектуальных измерений (Smart Metering), как части интеллектуальной электрической сети Smart Grid [3, 6, 11, 12].

К сожалению, широко используемые в публикациях и в различных нормативных документах понятия «интеллектуальные измерения», «интеллектуальная система учета», «интеллектуальный счетчик», «интеллектуальная сеть» (Smart Grid) допускают различные толкования.

В стандарте [7] дано следующее определение: интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности) – это совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации (по Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ).

В ходе разработки техники и технологий Smart Metering, их пилотного внедрения и тиражирования определились некоторые их общие основные признаки [11, 12], которые следует рассматривать в совокупности, в том числе:

- дополнительные функциональные возможности приборов интеллектуального учета, в том числе измерение: мощности за короткие периоды; коэффициента мощности; показателей качества электроэнергии, в том числе глубины и длительности провалов и отсутствия питающего напряжения с фиксацией даты и времени;
- наличие самодиагностики счетчиков и защиты от распространенных методов хищения электроэнергии, в том числе фиксация в журнале событий вскрытия кожуха, крышки клеммной колодки, воздействий сильного магнитного поля и других воздействий, как на счетчик, так и на его информационные входы и выходы;
- наличие функций для управления нагрузкой и подачи команд на включение и отключение электрических приборов;

- предоставление возможностей потребителям и энергонабжающим организациям выбирать вид тарифа в зависимости от объема и профиля потребления электроэнергии;
- адаптивное управление потребителями и возможность временного ограничения потребления в пиковые часы;
- веерное управление потребителями для повышения надежности энергосистемы;
- интеграция измерений учета всех энергоресурсов потребителя для минимизации расходов на их оплату и создания единых центров учета всех энергоресурсов.

В последнее время перечисленный набор функций интеллектуальных счетчиков все более увеличивается. Эти счетчики становятся приборами учета электрической энергии и одновременно измерителями параметров и показателей качества электроэнергии, надежности электроснабжения.

Одной из первых теоретических публикаций 1982 года, посвященной рассмотрению особенностей измерения мощности и электроэнергии в электрических сетях с искажающими нагрузками была работа Зыкина Ф.А. и Кахановича В.С., создателей информационно-измерительной системы учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1-48 [17]. Более подробно эти же вопросы обсуждались в 2008 году на 1-й Научно-технической конференции «Метрология-Измерения-Учет и оценка качества электрической энергии» [18].

Сегодня разрабатываются многофункциональные интеллектуальные счетчики электроэнергии, которые могут применяться как в классических системах АСКУЭ и АСТУЭ, СМиУКЭ, АСДУ, АСУ ТП и ССПИ, так и для реализации концепций Цифровая подстанция, Цифровой РЭС, Smart Grid, Smart Metering.

Одним из примеров такого счетчика может служить счетчик TOPAZ SM (рис. 1) [19], который демонстрировался на выставке IX Международной научно-технической конференции «Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей» [8] в июне 2024 года. Счетчик в настоящее время проходит необходимые проверки и согласования для последующего практического применения.

Счетчик выполняет следующие функции:

- измерения и учет активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений в трехфазных трех- и четырехпроводных сетях переменного тока в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, классы точности 0,2S/0,5;
- измерения частоты сети;
- измерения напряжения и силы тока по каждой фазе;
- измерения симметричных составляющих напряжения и тока;
- измерения активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и суммарно, в том числе гармонических составляющих и симметричных составляющих;
- учет потерь энергии (путем измерения квадратов тока, напряжения, и дальнейшего расчета потерь);
- измерения полного перечня показателей качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ Р 8.655-2009, ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс А), ГОСТ 30804.4.7-2013 (класс I), ГОСТ Р 51317.4.15-2012;
- проведение контроля и мониторинга качества электрической энергии согласно ГОСТ 33073-2014 и статистиче-



Рис. 1. Внешний вид счетчика TOPAZ SM [19]

ская обработка результатов измерений с целью установления соответствия показателей качества нормам по ГОСТ 32144-2013:

- отклонения напряжения;
- отклонения частоты;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
- коэффициенты гармонических составляющих напряжения до 50-й гармоники;
- коэффициенты интергармонических составляющих напряжения до 49-й интергармоники;
- кратковременная и длительная дозы фликера;
- число перенапряжений по максимальному напряжению и длительности;
- число провалов и прерываний напряжения по остаточному напряжению и длительности.
- осциллографическая регистрация параметров нормального режима, переходных процессов и нарушений качества электроэнергии;
- архивирование;
- сбор данных телесигнализации;
- телеуправление;

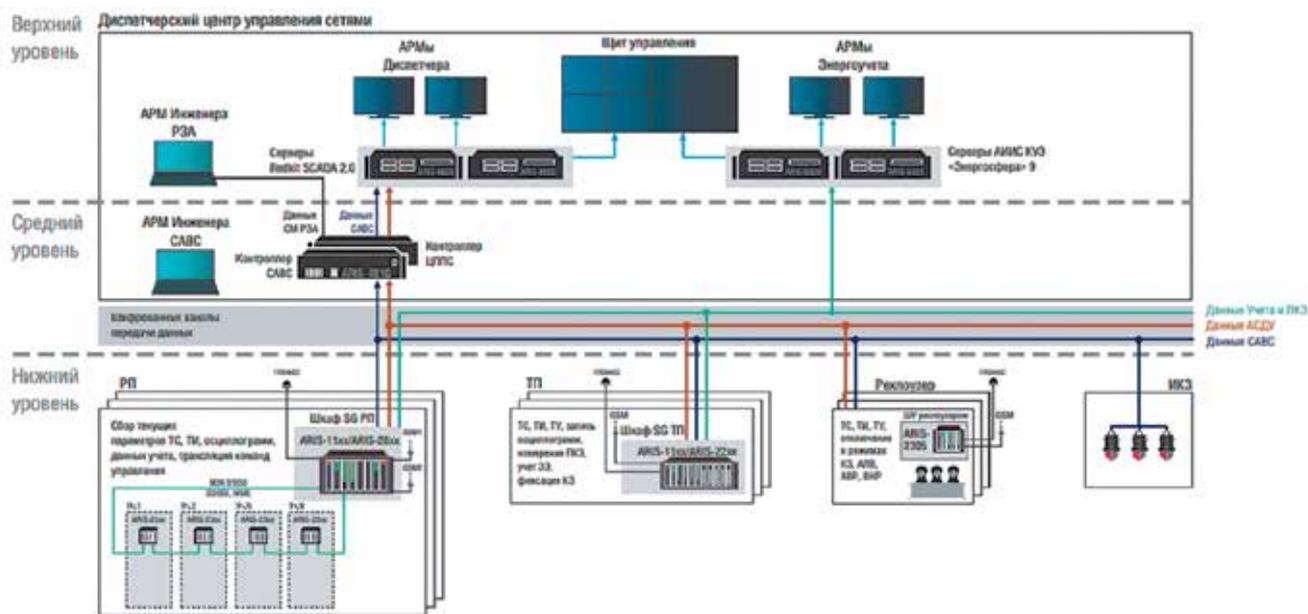


Рис. 2. Общая структура цифрового РЭС [8]

■ хранение, агрегирование и передача всех данных по каналам связи на верхние иерархические уровни автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (АСУЭ) и/или диспетчерского управления энергоресурсами (АСДУ).

Из-за своей многофункциональности стоимость одного счетчика сравнительно высока и достигает 90–100 тыс. руб. Поэтому после необходимых проверок и согласования счетчик скорее всего найдет применение на магистральных подстанциях 220 кВ и выше ЕЭС России и подстанциях глубоких вводов оптовых потребителей, где имеется необходимость одновременного учета и контроля количества и качества электроэнергии.

Имеются и другие примеры таких многофункциональных счетчиков. Ведутся разработки и опытно промышленная апробация гибридных устройств передачи данных, объединяющих в своем составе информацию о телеизмерениях, учете и показателях качества электроэнергии. Это позволяет более чем в 10 раз сократить количество приборов, по сравнению с отдельным их использованием, уменьшить габариты шкафов телемеханики, учета количества и контроля качества электроэнергии и т.п. (рис. 2). Вместе с тем такое объединение потребует пересмотра и совершенствования организации взаимодействия между структурными подразделениями электросетевых организаций, корректировки требований метрологической поверки таких гибридных устройств и ужесточения требований к их киберзащите.

### ИНТЕГРАЦИЯ ИСУЭ В СИСТЕМУ ОПЕРАТИВНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

В соответствии с [7] *цифровая электрическая сеть* – это организационно-техническое объединение электросетевых объектов, оснащенных цифровыми системами измерения параметров режима сети, мониторинга состояния оборудования и линий электропередачи, защиты и противоаварийной автоматики, сетевого и объектового управления,

информационный обмен между которыми осуществляется по единым протоколам с обеспечением синхронизации по времени. На рис. 2 приведен один из примеров общей структуры практически реализованного проекта цифрового района распределительных электрических сетей (РЭС) в одной из электросетевых компаний.

Как показали передовой отечественный и зарубежный опыты, внедрение интеллектуальных систем учета должно быть одним из базовых этапов перехода к построению цифровой электрической сети [7, 8, 20–22] с интеграцией в общую автоматизированную систему управления электрическими сетями.

Одним из обязательных условий создания многоуровневой интегрированной системы интеллектуального учета и управления электрическими сетями, является объединение разнородных программно-технических комплексов, разработка и внедрение общей информационной модели электрической сети (Common Information Model) (CIM), представляющей собой описание объектов электросетевого хозяйства и потребителей, их свойств и связей между ними, в том числе:

- топологическую модель электрических соединений сети;
- паспортные характеристики силового оборудования сети;
- паспортные характеристики оборудования автоматизации и учета;
- описание телеизмерений/телесигналов, получаемых с подстанции;
- адресную базу потребителей с их привязкой к узлам сети и с указанием договорных характеристик (присоединенная мощность).

CIM-модель должна создаваться в соответствии с требованиями международных стандартов IEC 61970/61968, а также целого ряда других международных (рис. 3) и отечественных стандартов и обеспечивать возможность описания объектов электросетевого хозяйства независимо от используемых продуктов и форматов [6, 20–22].

Формирование данных CIM-модели должно осуществляться на уровне объектов автоматически в процессе наладки и обслуживания объектов.

Опыт показал, что для систем интеллектуального учета энергоресурсов чрезвычайно большое значение имеют вопросы защиты баз данных, программного обеспечения, средств связи и передачи информации от несанкционированного доступа. В этом направлении и в России, и за рубежом в настоящее время ведутся активные работы. Особенно этот вопрос становится актуальным при применении приборов учета со встроенными контроллерами и возможностью дистанционного ограничения потребления.

К системным задачам создания и внедрения технологий отечественных интеллектуальных сетей и интеллектуального учета электроэнергии относятся:

- создание SCADA-системы, управляющей оборудованием телемеханики РП, РТП, ТП, реклоузерами, пунктами учета и секционирования, надежным и качественным электропитанием потребителей;
- создание интеллектуальной системы учета и контроля параметров качества электроэнергии;
- организация сети связи с решением задач безопасности, контроля и распределения доступа, маршрутизации и переключения на аварийные каналы связи;
- создание современной высокоавтоматизированной системы управления электрическими сетями с подсистемами:
  - диспетчерского управления (DMS),
  - управления восстановлением электроснабжения (OMS),
  - учета электроэнергии (AMI),
  - активного потребителя с аналитическим модулем энергоснабжения и энергетического менеджмента, управления электропотреблением и генерацией электроэнергии,
  - геоинформационной системы с многослойной структурой графических и атрибутивных данных с их привязкой к электронным картам различного масштаба и назначения,
  - контроля и фиксации работы персонала на энергообъектах (видеорегистрация, видеофиксация);
- создание системы сервисного обслуживания потребителей, в том числе «активных потребителей».

Структурная схема интеграции задач электросетевой организации с использованием данных интеллектуальных приборов учета электроэнергии представлена на рис. 4. Эта интеграция будет осуществляться эволюционным путем от «умного» учета к «умной» сети и энергосистеме, «умному» городу, «умному» региону и т.д.

Из рис. 2 и 4 видно, что подсистема учета электроэнергии с ее техническими и программными средствами является частью общей интегрированной системы управления электросетевыми активами. Уже в настоящее время имеется существенный задел для такой интеграции в виде имеющихся программно-технических ком-

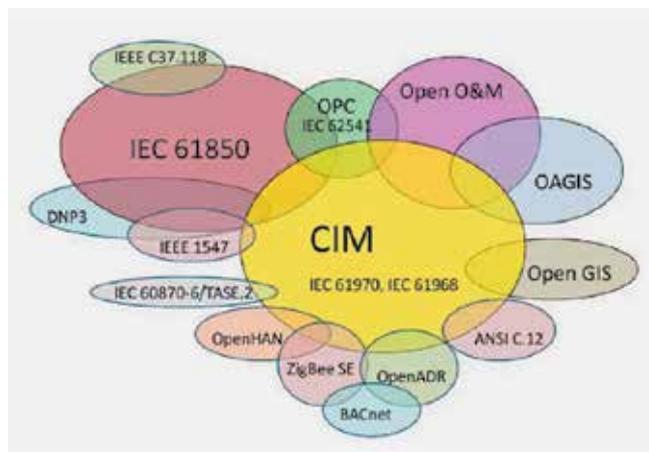


Рис. 3. Структура международных стандартов, на основе которых разрабатываются CIM

плексов по управлению распределительными электрическими сетями, расчету и нормированию потерь электроэнергии, оперативному мониторингу режимов электрических сетей, качества и надежности электроснабжения потребителей.

### СТРУКТУРА И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИСУЭ

Очевидно, что создание в короткие сроки (3–5 и даже 10 лет) полномасштабной для всей страны интеллектуальной ИСУЭ невозможно в связи со значительными материальными и временными затратами и необходимостью решения сопутствующих проблем, о которых было сказано выше. Тем не менее, эту работу необходимо начинать уже сейчас в рамках пилотно-демонстрационных проектов так, как это делается в промышленно развитых странах с последующим тиражированием лучших из них.

Внедрение технологий Smart Metering в Европе началось в конце 90-х годов XXвека. Первыми странами были



Рис. 4. Общая структура задач системы управления электрическими сетями и учета электроэнергии

Италия, Швеция, Нидерланды, Ирландия, Норвегия, Франция, Испания, Германия, Швейцария. Активные работы ведутся также в Израиле, Японии, Китае, Бразилии, Канаде и США. Ряд пилотных проектов «интеллектуального учета» был реализован в России. Прошло более 25 лет, но до сих пор, несмотря на реальные успехи и впечатляющие результаты, многое еще предстоит осознать и сделать для создания полноценного, информационно защищенного интеллектуального учета электроэнергии.

В целом следует заметить, что результаты пилотных и промышленных внедрений «умного» учета электроэнергии и в России, и за рубежом подтвердили их эффективность не только в части снижения потерь электроэнергии в сетях. Диапазон составляющих эффекта значительно шире и включает:

- снижение энергопотребления и, соответственно, уменьшение не только нетехнических, но и технологических потерь электроэнергии;
- снижение потребности в новых мощностях (генерирующих и электросетевых) за счет сглаживания пиков электропотребления;
- экономию операционных затрат сетевых и сбытовых компаний;
- возможность расширения услуг энергоснабжающих компаний за счет создания дополнительных сервисов;
- возможность более обоснованного планирования мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережению с фактическим подтверждением результатов внедрения мероприятий;
- создание заинтересованности электроснабжающих организаций и потребителей в повышении качества электроэнергии;
- повышение надежности электроснабжения и эффективности управления потреблением электроэнергии;
- вовлечение конечных потребителей в процесс управления объемами и стоимостью своего энергопотребления;
- повышение точности и оперативности расчетов с поставщиками за потребленную электроэнергию;
- повышение достоверности расчетов фактических энергетических балансов и эффектов энергосбережения;
- повышение точности расчета технологических потерь электроэнергии, оценки и локализации нетехнических потерь, эффективности мероприятий по их снижению;
- повышение точности и обоснованности прогноза структурных составляющих балансов электроэнергии.

Сегодня задача состоит в том, чтобы создать современную нормативную базу для объективного расчета экономической эффективности, определить регионы и электросетевые организации для первоочередного внедрения интеллектуального учета электроэнергии, принять своевременные меры по снижению известных рисков внедрения и эксплуатации. Эти меры должны основываться на:

- тщательном анализе зарубежного и отечественного опыта и эффектов внедрения систем интеллектуального учета;
- квалифицированном предпроектном обследовании существующей системы учета, анализе балансов, технических и фактических потерь электроэнергии;
- достоверном анализе уровня и организации метрологического обеспечения приборов учета электроэнергии;

- разработке технологий и единых стандартов на средства и системы сбора данных, минимизации затрат по их наладке и обслуживанию, в том числе, на создании моделей объектов электрической сети для их автоматизированной верификации и поддержания в актуальном состоянии;
- всестороннем технико-экономическом обосновании проектов создания и внедрения интеллектуального учета, достоверных прогнозах электропотребления;
- разработке нормативной базы внедрения системы учета электроэнергии и внутренних корпоративных регламентов по организации ее эксплуатационного обслуживания, актуализации и ведения баз данных, их администрированию и защите от несанкционированного доступа;
- интеграции системы интеллектуального учета с другими задачами повышения оперативного и эксплуатационного обслуживания электрических сетей;
- разработке, широкой апробации и стандартизации технических решений по созданию комплексных приборов и систем, совмещающих в себе функции учета количества и контроля качества электроэнергии, телеизмерений, телесигнализации и телеуправления, мониторинга надежности электроснабжения.

## ВЫВОДЫ

1. Современные системы интеллектуального учета являются источником достоверной оперативной информации о профилях нагрузки, режимах электропотребления и потоках мощности и электроэнергии по электрической сети в целом, ее участкам, уровням напряжения, о показателях качества электроэнергии, фактах несанкционированного доступа к учету электроэнергии, о надежности электроснабжения.

2. Создание и внедрение комплексных систем интеллектуального учета является одним из ключевых этапов к переходу к интеллектуальным электрическим сетям, управлению их режимами, ремонтным и эксплуатационным обслуживанием.

3. Совершенствование системы учета электроэнергии на основе современных интеллектуальных технологий измерения и управления электропотреблением является основой для достоверного расчета и мониторинга балансов, фактических, технических и коммерческих потерь электроэнергии, разработки мероприятий по снижению потерь и оценки их экономической эффективности, мониторинга и оптимизации качества и надежности электроснабжения потребителей.

4. В последние годы возникли новые проблемы достоверного измерения электроэнергии. Необходима разработка и утверждение методик: расчета систематических погрешностей учета от низкого качества электроэнергии; случайной и систематической погрешностей измерения фактических и расчета технических потерь электроэнергии; оценки допустимых нетехнических потерь электроэнергии.

5. Высокоавтоматизированные цифровые электрические сети являются сложными многоуровневыми, иерархическими информационно-управляемыми объектами, требующими значительных временных и финансовых затрат на их создание, внедрение и эксплуатацию, а также высокой

квалификации обслуживающего персонала. Разработке и внедрению таких сетей должны предшествовать: тщательное обследование потенциальных объектов внедрения; технико-экономическое обоснование проектных решений и оценка рисков реализации этих проектов; подготовка и повышение квалификации персонала; четкая организация работ по проектированию, внедрению и информационной защите систем учета и автоматизации сетей от внешних воздействий.

6. При создании комплексных (гибридных) систем учета мониторинга количества и качества электроэнергии, интегрированных с системами телемеханики и релейной защиты будет необходимо создавать новую нормативную базу по координации деятельности структурных подразделений электрических сетей и по метрологическому обеспечению таких интегрированных систем. При этом еще большее значение будет иметь их информационная защита.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 N 890 (ред. от 30.12.2022) «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» (вместе с «Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)») <https://uralenergia.ru/assets/dok/2023/fz890.pdf>.
2. Федеральный закон от 27.12.2018 N 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» <https://vsrenergo.ru/assets/files/zakon/FZ%2027.12.2018%20N%20522-ФЗ.pdf>.
3. СТО 34.01-5.1-002-2014 Стандарт ПАО Россети. «Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети»».
4. СТО 34.01-5.1-001-2014 Стандарт ПАО Россети. «Программное обеспечение информационно вычислительного комплекса автоматизированной системы учета электроэнергии. Типовые функциональные требования».
5. СТО 34.01-5.1-006-2019 Стандарт ПАО Россети. «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2)».
6. СТО 34.01-5.1-012-2022 Стандарт ПАО Россети. «Профиль информационной модели интеллектуальных систем учета электроэнергии».
7. СТО 34.01-21-005-2019 Стандарт ПАО Россети. «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4–220 кВ».
8. Презентация докладов и видеозаписи всех выступлений на IX Международной научно-технической конференции «Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей» с вопросами из зала и ответами URL:<https://event.eepir.ru/materialy.html>
9. Пешков А.В., Кудрявцев И.В. Повышение операционной эффективности деятельности сетевых организаций при внедрении интеллектуального учета электроэнергии // Энергоэксперт. 2024. № 1. С. 20–27.
10. Воротицкий В.Э., Севостьянов А.В. Опыт и перспективы применения систем интеллектуального учета электроэнергии // Энергия единой сети. 2013. № 4(9), август-сентябрь. С.10–19.
11. Осика Л.К. Расчетные методы интеллектуальных измерений Smart Metering в задачах учета и сбережения электроэнергии. / Л.К. Осика. – Москва : ИД МЭИ, 2013. – 422 с. – ISBN 978-5-383-00793-8. – URL: <https://ibooks.ru/bookshelf/202/reading> (дата обращения: 06.07.2024).
12. Воротицкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Сравнительный анализ зарубежного и отечественного опыта: монография / В.Э. Воротицкий, А.В. Могиленко под общей редакцией В.Э. Воротицкого. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия. 2023.–308 с.: ил.табл.
13. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.- М.: СПО ОРГРЭС,1995
14. Воротицкий В.Э., Комкова Е.В., Туркина О.В., Апрыткин В.Н. Методы и средства выявления несанкционированного потребления электрической энергии при наличии приборов учета: Учебно-методическое пособие. – М.: ИУЭ ГУУ ВИПКэнерго,ИПКгосслужбы,2005.–64 с.
15. Паздерин А.В., Верховин А.М., Мухлынин Н.Д., Самойленко В.О. Анализ схемно-технических методов выявления и локализации нетехнических потерь электроэнергии// Электроэнергия. Передача и распределение. 2023. № 5(80). С. 62–70.
16. Самойленко В.О., Верховин А.М., Тацилин В.А., Паздерин А.В., Мухлынин Н.Д. Анализ эффективности современных информационных методов выявления нетехнических потерь электроэнергии// Электроэнергия. Передача и распределение.2023.№4(79). С. 64–74.
17. Зыкин Ф.А., Каханович В.С. Измерение и учет электрической энергии. – М.: Энергоиздат. 1982.- 104с., ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).
18. Метрология-Измерения-Учет и оценка качества электрической энергии: Труды 1-й научно-технической конференции. 12–16 мая 2008 г./ Под ред. Е.З.Шапиро- СПб.: ООО «Полиграфуслуги», 2008.–204с.: ил.
19. Счетчик электрической энергии TOPAZ SM Руководство по эксплуатации [https://tpz.ru/RE/scada/TOPAZ\\_SM\\_RE.pdf?ysclid=lzxbd0pwx2558190955](https://tpz.ru/RE/scada/TOPAZ_SM_RE.pdf?ysclid=lzxbd0pwx2558190955).
20. Воротицкий В.Э. О системном подходе к повышению энергетической и экономической эффективности электрических сетей нового технологического уклада // Энергетик/ 2022. № 4. С.14–19.
21. Наумов В.А., Матисон В.А., Разумов Р.В., Кустиков А.В. Измерительная инфраструктура с расширенной функциональностью – информационная основа цифровизации электроэнергетики // Энергия единой сети. 2024. № 1(72). С. 30–43.
22. Армашова-Тельник Г.С., Соколова О.Л. Цифровая трансформация энергетического сектора посредством реализации технологических решений smart grid в России и за рубежом / Российский экономический интернет-журнал. – 2022 – № 3 URL: <https://docs.yandex.ru/docs/view>.