

*На правах рукописи*

КОЧНЕВА Елена Сергеевна

**ДОСТОВЕРИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ**

05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические системы

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2015

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы»  
Федерального государственного автономного образовательного учреждения  
высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,  
**Паздерин Андрей Владимирович**

Официальные оппоненты: **Колосок Ирина Николаевна**,  
доктор технических наук, ФГБУН Институт систем  
энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского  
отделения Российской академии наук, ведущий  
научный сотрудник лаборатории №43;

**Степанов Александр Сергеевич**,  
доктор технических наук, доцент, ФГАОУ ВПО  
«Северо-Кавказский федеральный университет»,  
заместитель директора по науке Института  
электроэнергетики, электроники и нанотехнологий.

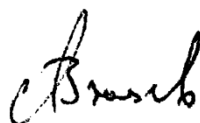
Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет», (г. Томск).

Защита диссертации состоится 30 сентября 2015 г. в 16:00 ч на заседании  
диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВПО «Уральский  
федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» по  
адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, зал Ученого совета (И-420).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВПО  
«Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.  
Ельцина», <http://dissovet.science.urfu.ru/news2/>

Автореферат разослан « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета



Зюзев Анатолий Михайлович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность исследования.** Источником данных, на основании которых производятся финансовые взаиморасчеты на рынках электрической энергии (ЭЭ), являются счетчики ЭЭ, установленные вблизи границ разграничения балансовой принадлежности участников энергообмена. Счетчики, вместе с измерительными трансформаторами тока и напряжения, образуют измерительную часть автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Ошибки и искажения измерительной информации о потоках ЭЭ приводят к финансовым потерям участников рынка ЭЭ, поэтому задача повышения точности и достоверности этой информации является актуальной.

Искажение измерений ЭЭ может происходить как на информационном, так и на измерительном уровне системы учета. Ошибки передачи, происходящие на верхнем (информационном) уровне, могут выявляться программно-техническими методами. Сбой, либо появление повышенной погрешности на измерительном уровне, технически сложно отследить. Современная тенденция развития АСКУЭ направлена на применение интеллектуальных цифровых устройств, а также на увеличение количества измерительных комплексов электроэнергии (ИКЭЭ), входящих в состав системы. На верхних уровнях АСКУЭ собирается измерительная информация о потоках ЭЭ на минутных и часовых интервалах времени для больших фрагментов электрической сети. При этом появляется возможность осуществлять оценку достоверности измерений ЭЭ на основе контроля балансовых соотношений для потоков ЭЭ. Оперативное выявление недостоверных измерений ЭЭ является достаточно сложной задачей, решение которой позволяет минимизировать финансовые риски для участников энергообмена.

Оценка достоверности позволяет выявить измерения, погрешности которых превышают предельно допустимые значения, определяемые классами точности компонентов ИКЭЭ. Измерительным комплексам в большей степени присущи отрицательные систематические погрешности, то есть недоучет ЭЭ. При измерении отпускаемой потребителям ЭЭ недоучет приводит к возникновению для энергоснабжающих предприятий коммерческих потерь ЭЭ, которые связаны как со сверхнормативными погрешностями измерений, так и с намеренными хищениями ЭЭ, что определяет актуальность темы работы в первую очередь для электросетевых предприятий. Процесс достоверизации измерений ЭЭ складывается из нескольких этапов. Первый этап - выявление факта наличия недостоверных данных (детекция плохих данных), второй этап - поиск сбойного измерения (идентификация плохих данных) и последним этапом является коррекция плохих измерений.

Наиболее легитимным методом оценки достоверности измерений, является метрологический контроль системы учета ЭЭ, который проводится покомпонентно один раз в несколько лет на основе утвержденных методик и процедур. В случае искажения метрологических характеристик в межповерочном интервале, показания ИКЭЭ будут содержать ошибки вплоть до проведения следующей поверки. Чаще, чем раз в несколько лет, оценка достоверности может проводиться путем составления и анализа фактических и допустимых небалансов ЭЭ на основе типовой инструкции по учету ЭЭ. Одним из основных недостатков

балансового метода является невозможность определить конкретный измерительный комплекс, который вносит небаланс, поскольку в формировании балансового выражения могут входить показания большого числа ИКЭЭ.

В настоящей работе исследованы математические методы оценки достоверности информации, получаемой от систем учета ЭЭ с использованием подходов теории оценивания состояния (ОС), когда условия балансов ЭЭ записываются в виде системы уравнений для всей схемы сети, и любое измерение может присутствовать сразу в нескольких уравнениях системы. Проведенные исследования показали, что методы достоверизации измерительной информации, применяемые для телеизмерений, разработанные в рамках теории ОС, могут успешно применяться для достоверизации измерений ЭЭ, полученных от АСКУЭ. Представленные в настоящей работе методы оценки погрешностей ИКЭЭ позволяют выявлять комплексы, обладающие систематической погрешностью, выходящей за рамки предельно допустимой. Необходимым условием для проведения расчетов является наличие достаточной информационной избыточности измерительной системы и наличие представительной статистической выборки измерений. По результатам расчетов формируется перечень ИКЭЭ, требующих внимания оперативного персонала, проведения внеочередной метрологической поверки и/или полной замены.

Существенной проблемой является невозможность достоверизации «малых» измерений, численные значения которых значительно меньше остальных. В случае если такое измерение содержит грубую ошибку, ее величина, чаще всего, не превышает предельно допустимых погрешностей остальных измерений.

В настоящей работе проведен анализ измерений реактивной ЭЭ на примере данных фрагмента ЕЭС России. Показано, что погрешности измерения реактивной ЭЭ значительно выше погрешностей измерения активной ЭЭ.

**Степень разработанности проблемы:** в исследованиях, проводимых на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (бывш. УГТУ-УПИ), сформулирована задача энергораспределения (ЭР), позволяющая осуществлять расчет потоков ЭЭ, а также технических потерь на всех элементах схемы сети. Модель ЭР позволяет осуществлять расчет энергетического режима на основе измерений ЭЭ. Уравнениями состояния для задачи ЭР являются уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети, а также уравнения для расчета технических потерь ЭЭ во всех элементах схемы замещения. Решая задачу ЭР можно получить расчетные оценки потоков ЭЭ по всем элементам схемы, технические потери ЭЭ, а также оценить достоверность каждого измерения путем его сравнения с расчетным аналогом. Для проведения процедуры достоверизации необходимо иметь избыточный состав измерений. Как было показано ранее, решение задачи ЭР целесообразно осуществлять на основе методических подходов теории ОС. В электроэнергетике ОС широко применяется для расчета установившегося режима энергосистемы в координатах мощностей на основе телеизмерений и телесигнализации. В рамках решения классической задачи ОС разработаны, имеющие высокую степень научной проработки, методы анализа наблюдаемости, выявления сбойных измерений, подавления влияния плохих измерений на результаты оценивания. В настоящей работе данные методы адаптированы к измерениям ЭЭ.

**Цели и задачи исследования:** предложить методики и подходы, позволяющие расширить функциональность систем учета ЭЭ. Показать значимость для современной электроэнергетики проблемы оценки достоверности данных учета ЭЭ; выполнить анализ существующих подходов достоверизации данных систем учета ЭЭ; провести сравнительный анализ традиционной задачи ОС и задачи ЭР; адаптировать методы теории ОС для достоверизации данных систем учета ЭЭ; выявить проблемы в предложенных подходах достоверизации данных; предложить методику оценки систематической погрешности ИКЭЭ; оценить возможность достоверизации информации по реактивной ЭЭ.

#### **Научная новизна результатов исследования**

1. Показано что использование методических подходов теории оценивания состояния позволяет эффективно решать задачу достоверизации измерений ЭЭ. Предлагаемые методы достоверизации могут решить полный цикл подзадач оценки достоверности: детекция, идентификация и коррекция плохих измерений.
2. Адаптированы методы оценки достоверности измерений, разработанные в рамках теории оценивания состояния на основе решения задачи энергораспределения, по отношению к измерениям ЭЭ. Наибольшей эффективностью обладает метод, основанный на анализе системы контрольных уравнений, и метод анализа взвешенных и нормализованных остатков оценивания. Необходимым условием применения математических методов оценки достоверности является информационная избыточность систем учета.
3. Выявлена проблема невозможности идентификации грубых ошибок в измерениях, значения которых существенно меньше остальных измерений. Показано, что погрешность измерительного комплекса ЭЭ должна зависеть от значения измеряемого потока ЭЭ, чем больше измеряемый поток ЭЭ, тем выше должны быть классы точности всех компонентов измерительного комплекса.
4. Разработана методика мониторинга и оценки статистических характеристик погрешностей измерительных комплексов ЭЭ. Методика основана на оценке систематической составляющей погрешности, рассчитываемой с помощью групп проверочных выражений. Применение подхода на верхнем уровне АСКУЭ позволит существенно расширить функционал системы в части оценки достоверности измерений ЭЭ и снизить время выявления недостоверных измерений.

**Теоретическая и практическая значимость работы** заключается в направленности на совершенствование систем учёта ЭЭ, в возможности в темпе процесса отслеживать достоверность измерений ЭЭ. Реализация данных положений позволит производить диагностику работы АСКУЭ на малых интервалах времени, а также повысить достоверность измерений ЭЭ, используемых для проведения финансовых расчётов между участниками энергообмена. Предложенные методы позволят значительно уменьшить время выявления мест недостоверного учета, снижая тем самым финансовые риски энергокомпаний. Алгоритм выявления систематической погрешности ИКЭЭ позволит определять комплексы, требующие внеочередной метрологической проверки.

**Методология и методы исследования.** Диссертация подготовлена с использованием теоретических, экспериментальных и специальных методов научного познания. В работе широко использованы методы сравнения и аналогии, обобщения, исследования, моделирования, эксперимента. При разработке методики оценки статистических характеристик и вычисления расчетного аналога измерения использовались методы математического анализа, а также законы теории статистики, фильтрации и основы метрологии. Методом исследования при выполнении экспериментальной части диссертации являлось математическое моделирование и пассивный эксперимент.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Повышение достоверности информации систем учета ЭЭ, основанное на анализе нормализованных остатков оценивания, а также на обработке системы контрольных уравнений. Данные подходы позволяют оперативно выявлять измерения, содержащие грубые ошибки. Методики были разработаны в рамках традиционной задачи ОС и адаптированы в данной работе к измерениям ЭЭ и задаче ЭР.
2. Оценка статистических характеристик погрешностей ИКЭЭ. Реализуется возможность в течение межповерочных интервалов отслеживать систематические погрешности комплексов учета. Основой методики являются формирование групп проверочных выражений.
3. Вычисление расчетного аналога измерения, обладающего более низкой предельно допустимой погрешностью по сравнению с самим измерением.

**Степень достоверности результатов исследования.** Методы выявления недостоверных измерений опробованы на выборке измерений АСКУЭ фрагмента Кировской энергосистемы. Методы детекции плохих данных на основе системы контрольных уравнений показали хорошие результаты. Даны рекомендации по делению схемы на фрагменты разного класса напряжения, для проведения процедуры достоверизации измерений ЭЭ. Апробирован метод идентификации систематических погрешностей с построением графиков динамического распределения погрешностей и гистограмм. Анализ погрешности измерений реактивной энергии также проведен на фрагменте Кировской энергосистемы.

**Апробация результатов исследования.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались: на НПК «Энергосбережение – теория и практика», VI международной школе-семинаре молодых ученых 2008 г., «Проблемы и достижения в промышленной энергетике» XII конференции 2008 г., «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» III международная НПК 2008 г., 6-ом НТ семинаре-выставке "Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях" 2008 г., НПК «Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики» 2008 г., «Source of the Document IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)» 2009 г.; «The First International Conference on Sustainable Power Generation and Supply» 2009 г., Всероссийской НТК «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» 2010 г., Евроазиатской выставке и конференции «Энергетика настоящего и будущего» 2010 г., НТК «Энергобезопасность и энергоэффективность» 2011 г., «International Conference on Future Electrical Power

and Energy Systems Lecture Notes in Information» 2012 г., 3-ей НПК «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» 2012 г., «EnergyCON, IEEE International Energy Conference», 2014 г., «3<sup>rd</sup> International Conference on Energy and Environmental Protection» 2014г, НПК «Электроэнергетика глазами молодежи», г.Томск, 2014 г.

**Публикации.** В ходе работы над диссертацией было опубликовано 16 работ, в том числе 4 в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией («Известия Высших учебных заведений: «Проблемы энергетики», «Электрические станции», «Электричество», «Вестник Самарского государственного технического университета»); 3 в изданиях, индексируемых в базе Scopus.

**Структура и объём диссертации.** Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы. Весь материал работы изложен на 157 страницах, включает 31 рисунок и 18 таблиц. Список использованной литературы состоит из 135 наименований.

### ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** даётся общая характеристика и структура диссертационной работы, обосновывается актуальность темы выявления недостоверных измерений ЭЭ. Формулируются проблемы, связанные с существующими системами учета ЭЭ и методами оценки достоверности учета ЭЭ. Подчеркивается несоответствие технической сложности внедряемых систем АСКУЭ и простоты математического моделирования процессов, контролируемых этими системами на основе контроля балансов ЭЭ. Также сформулирована проблема выявления ИКЭЭ, погрешности которых выходят за границы классов точности в течение межповерочного интервала.

В **первой главе** сделан обзор основных подходов к проблеме достоверизации данных систем учета ЭЭ:

- метрологический контроль и надзор;
- дублирование измерительных комплексов;
- «инженерные» способы оценки достоверности;
- метод сравнения фактических и допустимых небалансов на основе типовой инструкции;
- методы, разработанные в рамках теории ОС.

В общем виде измерение ЭЭ можно представить в виде суммы трех величин: истинного, но неизвестного значения потока энергии  $\mathcal{E}_i^{ист}$ ; систематической составляющей погрешности  $\varphi_{\mathcal{E}_i}$  и случайной ошибки  $\sigma_{\mathcal{E}_i}$ :

$$\mathcal{E}_i^{изм} = \mathcal{E}_i^{ист} + \varphi_{\mathcal{E}_i} + \sigma_{\mathcal{E}_i}. \quad (1)$$

Поскольку неизвестно истинное значение потока ЭЭ, неизвестны и статистические характеристики погрешностей. Интересным, с точки зрения повышения достоверности, является получение расчетных оценок всех трех величин, входящих в выражение (1) с последующей реализацией мероприятий по устранению значимых погрешностей.

В соответствии с нормативными документами, в нормальных условиях функционирования ИКЭЭ его погрешность не должна превышать предельно допустимое значение, определяемое известной формулой:

$$\delta_{\Sigma} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{CO}^2 + \delta_L^2} \quad (2)$$

где  $\delta_I$ ,  $\delta_U$  - пределы допустимых значений относительных погрешностей трансформатора тока (ТТ) и трансформатора напряжения (ТН), соответственно, %;  $\delta_{CO}$  - предел допустимой основной погрешности счетчика, %;  $\delta_L$  - предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к ТН, %.

Если фактическая погрешность измерения превышает величину (2), измерение можно считать недостоверным. В зависимости от решаемых задач, недостоверное измерение исключается, либо заменяется расчетным аналогом. Подобные аналоги могут быть получены в ходе решения задачи ЭР, либо вычислены с использованием ретроспективных показаний. Идентификация недостоверных измерений заключается в выявлении измерений, фактическая погрешность которых превышает предельно допустимую (2).

Наиболее легитимный метод контроля достоверности измерительной информации – это метрологический контроль и надзор, проводимый в соответствии с утвержденными методиками. В эксплуатационной практике очередным поверкам зачастую подвергаются только счетчики ЭЭ, поскольку для них данная процедура наименее сложна. Проведение метрологических процедур для измерительных трансформаторов требуют снятия напряжения с поверяемого элемента, что приводит к сложностям, особенно в сетях сверхвысоких напряжений. Существенным недостатком является высокая стоимость метрологической поверки, поскольку требует присутствия специалистов на местах, а также специального оборудования. Стоимость поверки измерительного трансформатора сопоставима, а зачастую превышает стоимость установки нового, поверенного заводом-изготовителем, трансформатора.

Дублирование ИКЭЭ является наиболее простым, однако, самым финансово затратным способом контроля достоверности. С двух сторон границы балансовой принадлежности устанавливаются два независимых ИКЭЭ. Показания этих комплексов сопоставляются, и в случае, если небаланс ЭЭ не превышает допустимый, учет признается достоверным.

Еще одним подходом к повышению достоверности данных, полученных от систем учета ЭЭ, являются так называемые «инженерные методы». В алгоритме АСКУЭ прописывается ряд критериев, которым должны соответствовать получаемые данные: наличие пробелов в информации (пропущенных интервалов), выход за заданные пределы по мощности или ЭЭ, сравнение показаний ИКЭЭ за сутки с суммой почасовых измерений, перезагрузка счетчика, ошибка контрольной суммы и многие другие. Недостатком подхода является направленность на выявления сбоев в информационной системе, и невозможность определения ошибок в измерительной подсистеме.

Наиболее распространенным подходом к оценке достоверности измерительной информации в России является балансовый метод, в основе которого лежит сравнение величин фактического  $НБ_{ф}$  и допустимого  $НБ_{доп}$  небалансов ЭЭ для фрагмента электрической сети. В качестве таких фрагментов



используются подразделения энергосистемы: подстанции, районные электрические сети и т.д. Процедура и формулы для расчета приведены в РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету ЭЭ при ее производстве, передаче и распределении». Учет признается достоверным, когда выполняется неравенство:

$$НБ_{ф} \leq НБ_{доп} \cdot \quad (3)$$

Величина фактического небаланса рассчитывается по измерениям ЭЭ и выражается в процентах. Допустимый небаланс вычисляется исходя из предельно допустимых погрешностей ИКЭЭ, участвующих в формировании балансовых выражений, и выражается в процентах. Важно также отметить, что для применения балансового метода необходимо иметь полный охват присоединений измерениями. В случае, когда отсутствует учет хотя бы на одном из присоединений, составить балансовые выражения не представляется возможным. Кроме того, в случае нарушения условия (3), не ясно, какое измерение является сбойным.

В данной работе исследуется группа методов достоверизации измерений ЭЭ, в основе которых лежит теория ОС. Разработанные в рамках теории ОС методы достоверизации можно разделить на три группы. Критерием деления является место методов по отношению к решению задачи ОС. Методы, применяемые до решения задачи ОС, принято называть априорными. В их основе лежат топологические свойства уравнений состояния. Обычно данные методы позволяют разделить измерения на четыре группы: «плохие», «хорошие», «подозрительные» и «непроверяемые». Методы второй группы применяются непосредственно во время решения задачи ОС. Процедура основана на модификации целевой функции задачи ОС таким образом, чтобы минимизировать влияние плохих данных. К третьей группе относятся методы апостериорного анализа. То есть те, которые применяются после решения задачи ОС. Анализируемым параметром являются остатки оценивания, разница между фактическим измерением и соответствующим ему расчётным значением.

Классическая для электроэнергетики задача ОС в качестве уравнений состояния использует уравнения установившегося режима. Эти уравнения связывают между собой параметры установившегося режима, такие как потоки активной и реактивной мощностей, токи и напряжения, а также параметры схемы замещения электрической сети, которые считаются условно-постоянными. Токи, напряжения, потоки активной и реактивной мощностей являются телеизмеряемыми.

Системы учета ЭЭ измеряют потоки энергии, выраженные в кВт·ч, которые могут относиться к любому промежутку времени – минута, час, неделя, месяц и даже год. При достаточной величине рассматриваемого промежутка времени, в электрической схеме сети могут происходить значительные топологические и режимные изменения.

В рамках теории ОС основными являются две проблемы: наблюдаемость и эффект «размазывания» грубой ошибки. Анализ наблюдаемости позволяет оценить наличие избыточных измерений, что является необходимым условием для выявления и локализации сбойных измерений. В случае проведения расчетов с использованием набора измерений, в состав которого входит грубая ошибка, значения расчетных аналогов измерений будут искажены не только у сбойного

измерения, но и у хороших измерений, соседних сбойному на графе сети, что называется эффектом «размазывания» ошибки.

Во **второй главе** проводится сравнение традиционной для электроэнергетики задачи ОС и задачи ЭР для оценки возможности применения методов достоверизации. Цель решения задачи ОС – получить на основе набора исходных данных все остальные параметры режима. Источником информации о быстроизменяющихся параметрах режима служит система телеметрии.

Современные системы АИИС КУЭ присваивают измерениям потоков ЭЭ метку времени, что позволяет точно синхронизировать между собой все измерения. Использование традиционных уравнений установившегося режима для моделирования распределения потоков ЭЭ в сети приводит к появлению значительных погрешностей. В предшествующих работах было показано, что появление погрешностей моделирования связано с двумя факторами. Первый фактор определяется тем, что в течение интервала моделирования могут происходить режимные изменения. Вторая проблема возникает в случае появления топологических изменений во время интервала моделирования. Сравнительная характеристика традиционной задачи ОС и задачи ЭР приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика традиционной задачи ОС и задачи ЭР

Параметр сравнения	Традиционная задача оценивания состояния	Задача энергораспределения
Система уравнений состояния	Классические уравнения установившегося режима, основанные на I и II законах Кирхгофа и законе Ома.	Уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети, уравнения для расчета потерь ЭЭ
Вектор состояния	Комплексные значения узловых напряжений	Потоки ЭЭ в условных началах ветвей
Источник измерений	Система диспетчерского управления, АСДУ	Системы учета ЭЭ, АСКУЭ.
Тип измерений	Действующие значения активной и реактивной мощностей, напряжений и токов	Потоки активной и реактивной ЭЭ
Расчетный интервал времени	Мгновенный срез времени	Соответствует интервалу измерений (минута, час, сутки, месяц)
Чувствительность к топологическим и режимным изменениям	Чувствительны	Нечувствительны

В качестве исходных данных используются измерения активной и реактивной ЭЭ, полученные от систем учета. Результатом решения задачи ЭР являются расчетные значения потоков ЭЭ, а также технических потерь по всем элементам электрической сети. Для расчетных значений, в отличие от измерений, балансовые уравнения выполняются точно. Телеизмерения, получаемые от систем диспетчерского управления, могут быть использованы в качестве дополнительной, дублирующей информации. Величины напряжений, мощностей и токов могут быть использованы для повышения избыточности измерений ЭЭ, а также при расчете потерь ЭЭ.

В качестве уравнений состояния задачи ЭР используются уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети. Расчет потоков ЭЭ, на первом этапе, происходит без использования законов Ома и второго закона Кирхгофа, что позволяет учесть

схемно-режимное многообразие сети. Кроме этого, в состав уравнений состояния добавляются выражения для расчета технических потерь ЭЭ на всех элементах схемы замещения сети. Уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети являются тождествами при любых схемных и режимных изменениях режима работы ЭЭС за период наблюдения. Проведенные исследования показали, что методы достоверизации измерительной информации, разработанные в рамках теории ОС, могут успешно применяться для верификации измерений ЭЭ с использованием задачи ЭР.

В **третьей главе** показана возможность применения метода достоверизации, в основу которого положена малая связность уравнений состояния, для измерений ЭЭ. Этот метод входит в число априорных. Согласно терминологии теории ОС, уравнения, в состав которых входят только измеренные переменные, называется контрольным (КУ). Небаланс (невязка) такого уравнения будет равен нулю в случае, если все измерения, входящие в его состав, не содержат ошибок, и отличен от нуля, если в уравнение входит измерение с ошибкой. Наличие грубых ошибок приводит к появлению значительных невязок. Таким образом, метод КУ близок к методу сравнения фактических и допустимых небалансов, однако он позволяет анализировать систему связанных балансовых уравнений.

В реальных энергосистемах практически никогда нет полного охвата присоединений измерениями ЭЭ, в этом случае система КУ может быть получена из системы уравнений состояния ЭР путем математического исключения всех неизмеренных переменных.

Топологический метод формирования системы КУ является наглядным и основан на топологии сети и размещении ИКЭЭ. Формализованная процедура получения КУ (алгебраический метод) основана на исключении алгебраическим способом всех неизмеренных переменных из системы уравнений состояния ЭР. Перенеся все узловые и линейные потоки ЭЭ в левую часть, можно получить систему из  $N + K$  линейных уравнений с  $N + 2K$  переменными. Рассматривая узловые и линейные потоки ЭЭ как равноправные переменные, можно произвести исключение всех неизмеренных переменных методом Гаусса. Исключение неизмеряемых переменных соответствует приведению матрицы коэффициентов к трапецеидальному виду. В зависимости от имеющегося состава и от количества измеренных переменных возможны три принципиальные ситуации, которые наглядно представлены на рисунке 1:

1. В процессе исключения неизмеренных переменных методом Гаусса использованы все имеющиеся уравнения, а неизмеренные переменные в системе остались. Данные переменные являются ненаблюдаемыми, и ситуация соответствует неполной наблюдаемости задачи ЭР (рисунок 1,а).
2. В процессе исключения неизмеренных переменных использованы все уравнения, и неизмеренных переменных не осталось. Матрица коэффициентов приведена точно к трапецеидальному виду. Состав использованных измерений в точности соответствует одному из базисных. Избыточные измерения отсутствуют, нет и КУ (рисунок 1,б).
3. В процессе исключения не осталось неизмеренных переменных. При этом остались уравнения, которые не использовались в процессе факторизации. Получилось конечное число уравнений, содержащих только измеренные

переменные. Эти уравнения являются контрольными. Измерения ЭЭ обеспечивают наблюдаемость и избыточность задачи ЭР (рисунок 1,в).

Данный метод получения КУ одновременно позволяет произвести анализ наблюдаемости и анализ избыточности измерений на конкретных участках сети.

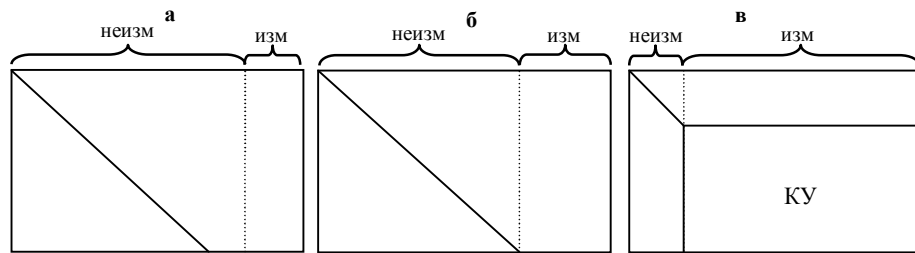


Рисунок 1 – Варианты получения системы КУ

В качестве иллюстрации на рисунке 2 приведен процесс формирования системы КУ для фрагмента сети. На рисунке 2 представлен пятиузловой фрагмент сложноразветвленной сети. Места измерений ЭЭ обозначены W. Измерения, соответствующие отдаче ЭЭ, имеют отрицательный знак, приему – положительный. Потоки ЭЭ в МВт·ч нанесены на схему. Технические потери в линиях схемы для упрощения приняты рассчитанными заранее и известными. Система (4) является системой уравнений состояния ЭР. Размерность системы равна числу узлов плюс число ветвей, то есть 11. Подчеркивание в системе (4) означает, что поток ЭЭ является измеряемым. В данной системе шесть переменных неизмеряемы.

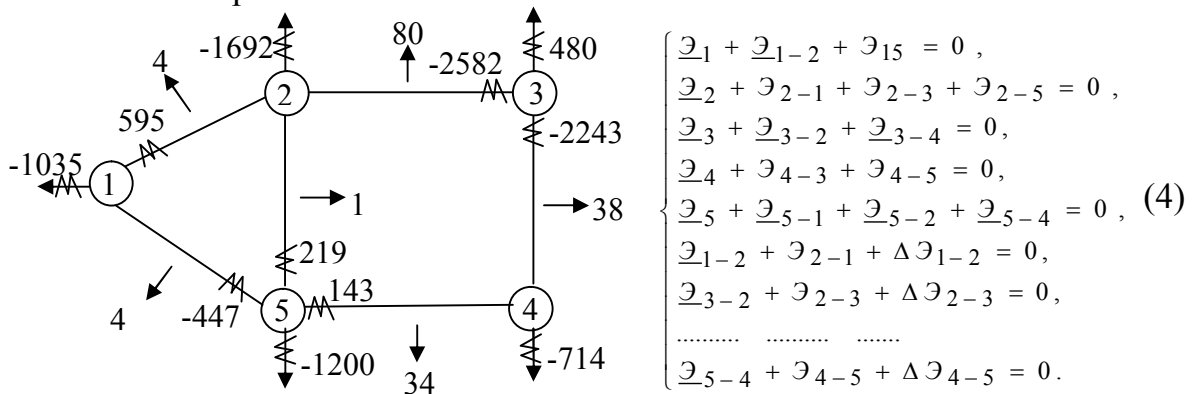


Рисунок 2 – Фрагмент сети и соответствующая ему система уравнений состояния ЭР

Для получения системы КУ необходимо математически исключить все шесть неизмеряемых переменных. В результате получим систему из пяти КУ (5), в которой все переменные являются измеряемыми. В правой части уравнений приведено сравнение фактических невязок (небалансов) КУ со значениями допустимых невязок:

$$\begin{cases} \underline{\vartheta}_1 + \underline{\vartheta}_{1-2} - \underline{\vartheta}_{5-1} - \Delta \underline{\vartheta}_{1-5} = -1035 + 595 + 447 - 4 = 3 < \pm 14 = \omega_{1\_дон}, \\ \underline{\vartheta}_2 - \underline{\vartheta}_{1-2} - \Delta \underline{\vartheta}_{1-2} - \underline{\vartheta}_{5-2} - \Delta \underline{\vartheta}_{2-5} - \underline{\vartheta}_{3-2} - \Delta \underline{\vartheta}_{2-3} = -1692 - 595 - 4 - 219 - 1 + 2582 - 80 = -9 < \pm 35 = \omega_{2\_дон}, \\ \underline{\vartheta}_3 + \underline{\vartheta}_{3-2} + \underline{\vartheta}_{3-4} = 480 - 2582 - 2243 = -20 < \pm 65 = \omega_{3\_дон}, \\ \underline{\vartheta}_4 - \underline{\vartheta}_{3-4} - \Delta \underline{\vartheta}_{3-4} - \underline{\vartheta}_{5-4} - \Delta \underline{\vartheta}_{4-5} = -714 + 2243 - 38 - 143 + 34 = 26 < \pm 30 = \omega_{4\_дон}, \\ \underline{\vartheta}_5 + \underline{\vartheta}_{5-1} + \underline{\vartheta}_{5-2} + \underline{\vartheta}_{5-4} = -1200 - 447 + 219 + 143 = 3 < \pm 21 = \omega_{5\_дон} \end{cases} \quad (5)$$

Расчет допустимых невязок КУ производится на основе классов точности всех ИКЭЭ, показания которых участвуют в КУ:

$$\omega_{k\_дон} = \pm \sqrt{\sum_{i \in \omega_k} \delta_{\mathcal{E}_i}^2 \cdot (\mathcal{E}_i^{изм})^2}, \quad (6)$$

здесь  $\delta_{\mathcal{E}_i}$  - предельно допустимая погрешность ИКЭЭ  $\mathcal{E}_i$ , вычисленная по (2). В подкоренное выражение входят все измерения, входящие в КУ номер  $k$ .

В качестве примера рассмотрен расчет допустимой невязки для КУ номер 1:

$$\omega_{1\_дон} = \pm \sqrt{1035^2 \cdot 0,011^2 + 595^2 \cdot 0,011^2 + 447^2 \cdot 0,011^2} = \pm 14 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

В КУ входят только измеренные переменные, таким образом, небаланс КУ формируется ошибками измерений, составляющих данное уравнение, и по величине небаланса можно судить о наличии грубых ошибок в измерениях. В случае если фактическая невязка КУ не превышает допустимую, все измерения, входящие в данное КУ, считаются достоверными. Если фактическая невязка больше допустимой, то хотя бы одно из измерений содержит грубую ошибку. Алгоритм выявления плохих данных основан на последовательном математическом исключении каждого подозрительного измерения, входящего в уравнения с большой невязкой, из системы КУ. Исключение измерения с грубой ошибкой приведет к резкому снижению невязок.

Выявление измерения с грубой ошибкой удобно рассматривать на примере. На рисунке 2 приведены измерения, погрешности которых не превышает предельно допустимую. Технические потери ЭЭ рассчитаны заранее и известны, значения потерь нанесены на схему. Класс точности всех средств измерения принят одинаковым и равным 0,5%, тогда предельно допустимая погрешность ИКЭЭ согласно формуле (2) составит  $\pm 1,1\%$ . На первом шаге рассчитываются допустимые и фактические невязки КУ (5).

Значения фактических невязок не превышают допустимые, поэтому все измерения необходимо отнести к достоверным. В случае внесения грубой ошибки в измерение  $\mathcal{E}_{3-4} = -1500$ , величины фактических невязок изменятся и у КУ номер три и четыре расчетная невязка превышает допустимую (7):

$$\begin{cases} \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_{1-2} - \mathcal{E}_{5-1} - \Delta \mathcal{E}_{1-5} = -1035 + 595 + 447 - 4 = 3 < \pm 14 = \omega_{1\_дон}, \\ \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_{1-2} - \Delta \mathcal{E}_{1-2} - \mathcal{E}_{5-2} - \Delta \mathcal{E}_{2-5} - \mathcal{E}_{3-2} - \Delta \mathcal{E}_{2-3} = -1692 - 595 - 4 - 219 - 1 + 2582 - 80 = -9 < \pm 35 = \omega_{2\_дон}, \\ \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{3-2} + \mathcal{E}_{3-4} = 4805 - 2582 - 1500 = 723 > \pm 63 = \omega_{3\_дон} \\ \mathcal{E}_4 - \mathcal{E}_{3-4} - \Delta \mathcal{E}_{3-4} - \mathcal{E}_{5-4} - \Delta \mathcal{E}_{4-5} = -714 + 1500 - 38 - 1431 - 34 = -717 > \pm 24 = \omega_{4\_дон} \\ \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{5-1} + \mathcal{E}_{5-2} + \mathcal{E}_{5-4} = -1200 - 447 + 219 + 1431 = 3 < \pm 21 = \omega_{5\_дон} \end{cases} \quad (7)$$

Общее измерение в этих КУ –  $\mathcal{E}_{3-4}$ . После математического исключения данного измерения, получено новое КУ, в состав которого измерение  $\mathcal{E}_{3-4}$  не входит:  $\mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{3-2} + \mathcal{E}_4 - \mathcal{E}_{5-4} - \Delta \mathcal{E}_{3-4} - \Delta \mathcal{E}_{4-5} = 4805 - 2582 - 2243 - 714 + 2243 - 38 - 1431 - 34 = 50 < \pm 63 = \omega_{дон}$ . Фактическая невязка меньше допустимой, можно сделать вывод о наличии грубой ошибки в измерении  $\mathcal{E}_{3-4}$ .

Наличие избыточных измерений и формирование системы КУ позволяет вычислять расчётные оценки измерений и определять, насколько эти оценки

точнее измерений. На первом этапе необходимо рассчитать относительную погрешность расчета  $\sigma_{w_i}$  потока  $\mathcal{E}_i$ , вычисленного с использованием КУ:

$$\mathcal{E}_i = \sum_{j=1}^n a_j \cdot \mathcal{E}_j^{uzm}, \quad (8)$$

где  $a_j$  - коэффициент перед измеренным потоком  $\mathcal{E}_j^{uzm}$  в КУ номер  $i$ .

Количество КУ равно числу избыточных измерений  $\eta_i$ . Для каждого КУ относительную погрешность расчета  $\sigma_{w_i}$  можно вычислить с помощью выражения:

$$\sigma_{w_i} = \sqrt{\sum_{j=1}^n a_j^2 \cdot \delta_{\mathcal{E}_j}^2}, \quad (9)$$

где  $\delta_{\mathcal{E}_j}$  – предельно допустимая относительная погрешность  $j$ -го измерения  $\mathcal{E}_j$ , рассчитанная согласно (2).

Приведенный на рисунке 3 гипотетический пример позволяет наглядно иллюстрировать идею того, что расчетные оценки, полученные с использованием КУ, имеют меньшую погрешность по сравнению с самими измерениями. На участке сети, изображенном на рисунке 3, обозначены уровни измерения потока  $\mathcal{E}_1$ , т.е. схема обладает четырехкратной избыточностью и могут быть составлены три проверочных (контрольных) уравнения (10).

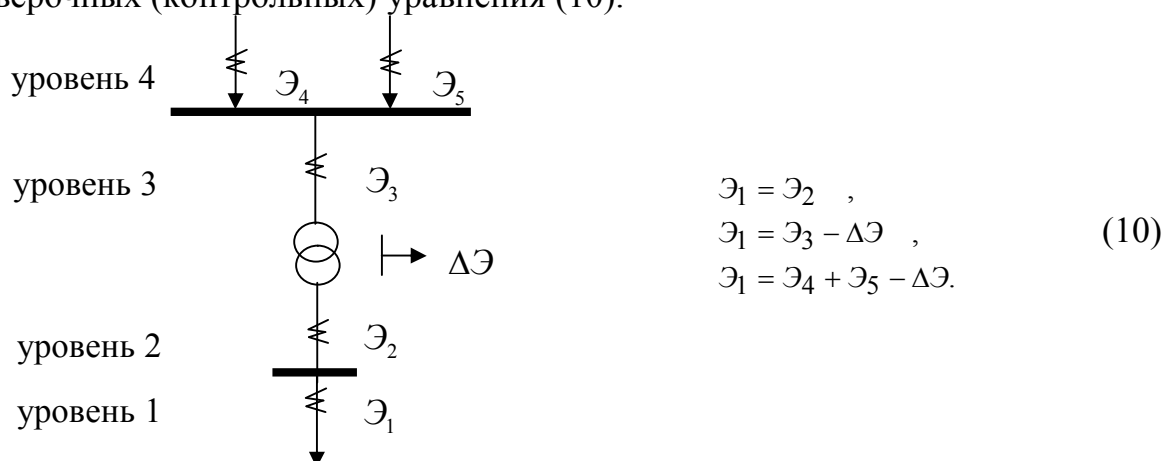


Рисунок 3 – Уровни измерений и контрольные уравнения для потока  $\mathcal{E}_1$

Предельно допустимая погрешность всех измерительных комплексов  $\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_5$ , изображенных на рисунке 3, одинакова и равна 1,6%, тогда для уровня 2 предельно допустимая погрешность будет составлять также 1,6%. Для упрощения погрешность расчета потерь принята равной 10% от величины этих потерь.

На основе взвешенного метода наименьших квадратов может быть вычислена оценка относительной погрешности расчетного потока  $\mathcal{E}_1$ , найденного с помощью резервных измерений:

$$\sigma_{рас} = \sqrt{\prod_{k=1}^{K_{узб}} \sigma_k^2 / \sum_{k=1}^{K_{узб}} \prod_{k=2}^{K_{узб}} \sigma_k^2}, \quad \% \quad (11)$$

Относительная погрешность расчета потока  $\mathcal{E}_1$  с использованием проверочных выражений (10), будет равна  $\sigma_{\mathcal{E}_1} \approx 0,856\%$ .

Поскольку относительная погрешность измерения  $\mathcal{E}_1$  равна 1,6%, а относительная погрешности расчета - 0,9%, четырехкратная избыточность измерений позволила снизить погрешность практически в два раза.

Также необходимо упомянуть, что число КУ равно числу избыточных измерений. В случае применения балансового метода оценки достоверности возможна ситуация, когда условие (3) соблюдается, а в измерениях присутствуют грубые ошибки. Система КУ позволяет сформировать группы проверочных выражений для наиболее ответственных измерений. Измерение может быть рассчитано через линейную комбинацию других измерений, по разнице в результатах расчета можно судить о достоверности измерения, для которого были сформированы проверочные выражения. Система проверочных выражений будет иметь «ступенчатый вид», то есть на первом этапе узловое измерение может быть выражено как сумма измерений по всем ветвям, присоединенным к узлу с соответствующим знаком, вторая «ступень» будет сформирована некоторым числом проверочных выражений, где каждое из линейных измерений выражено через соответствующее измерение другого конца линии и потерь и т.д. Относительная точность расчетов на каждой «ступени» будет примерно одинакова.

Метод КУ позволяет более эффективно производить идентификацию сбойных измерений, чем методика сравнения фактических и допустимых небалансов. В случае составления балансовых выражения для достаточно распределенной сети, количество ИКЭЭ, участвующих в формировании баланса, будет значительным. Может сложиться ситуация, когда величина допустимого небаланса превышает переток ЭЭ по некоторым присоединениям. Значительным преимуществом метода КУ является связь уравнений балансов ЭЭ в узлах между собой. Это достигается наличием уравнений баланса по ветвям.

Методы обнаружения грубых ошибок показывают хорошие результаты в случае, когда порядок измерений примерно одинаков. В случае, когда в наборе оказывается «малое» измерение с грубой ошибкой, выявить такое сбойное измерение невозможно.

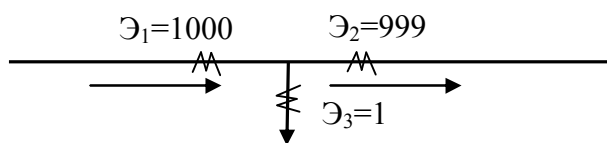


Рисунок 4 – «Малые» измерения ЭЭ

Рисунок 4 демонстрирует пример «малого» измерения ЭЭ. Если все ИКЭЭ имеют одинаковую предельно допустимую погрешность измерения равную 1%, то в абсолютных единицах для первого и второго комплексов предельная погрешность составит 10 единиц, а для третьего 0,01 единицы. Вероятность обнаружения грубой ошибки в измерении  $\mathcal{E}_3$  низка. Даже в случае 500% превышения предельно допустимой погрешности, измерение составит 5 МВт·ч, что не превышает предельно допустимые погрешности остальных ИКЭЭ.

Выявление грубых ошибок в измерениях, масштаб которых значительно меньше остального набора измерений, невозможно, даже в случае значительного превышения пороговых значений ошибок. Чем больше численное значение потока ЭЭ, фиксируемое ИКЭЭ, тем меньше должна быть величина предельно

допустимой погрешности измерительного комплекса (2). Обычно, с увеличением класса напряжения, растет и фиксируемый комплексами учета объем ЭЭ, самые точные приборы учета должны устанавливаться на сверхвысоких классах напряжения. Снижение предельно допустимой погрешности с увеличением класса напряжения позволит выравнять величину предельно допустимых погрешностей измерений в абсолютных единицах.

Второй важный вывод состоит в том, что балансы крупных подстанций следует сводить по секциям и шинам, а не в общем по объекту. Сложностью в данном подходе может стать необходимость полного охвата не только на «прием» и «отдачу» с подстанции, но и перетоки ЭЭ внутри нее. На подстанциях разных классов напряжений, при сведении традиционного общеподстанционного ежемесячного баланса, ошибки в измерениях на низких классах напряжения определить практически невозможно. Причиной является значительное отличие абсолютных величин ЭЭ, измеряемых на присоединениях высоких и низких классов напряжения. Предельно допустимое значение ошибки ИКЭЭ 500 кВ в абсолютных единицах может быть равно измеряемому объему ЭЭ на присоединении 10 кВ. Появление ошибки на низком классе напряжения практически не скажется на величине фактического небаланса в целом по подстанции. Эффективность процесса оценки достоверности значительно увеличится при «уменьшении» объекта, для которого формируются балансовые выражения, это означает, что КУ должны быть максимально «короткими».

Дополнительным преимуществом метода КУ является возможность его применения также для схемы, содержащей ненаблюдаемые фрагменты. В этом случае, ненаблюдаемый фрагмент выделяется и эквивалентуруется в узел. Топология остальной сети остается неизменной, к получившейся эквивалентной схеме могут быть применены любые методы оценки достоверности измерений.

В четвертой главе исследуются апостериорные методы обнаружения плохих данных в задаче ЭР. В основе данной группы методов лежит обработка «остатков оценивания»  $r$ , то есть величины отклонения расчетной оценки потока ЭЭ от его измеренного значения. Расчетное значение измеренного потока ЭЭ (оценка) может быть определено по формуле:

$$\mathcal{E}^{\text{расч}} = \mathcal{E}^{\text{изм}} - \mathbf{R}_{\mathcal{E}} \cdot \mathbf{A}_{\mathbf{K}}^{\text{T}} \cdot \left( \mathbf{A}_{\mathbf{K}} \cdot \mathbf{R}_{\mathcal{E}} \cdot \mathbf{A}_{\mathbf{K}}^{\text{T}} \right)^{-1}, \quad (12)$$

где  $\mathbf{R}_{\mathcal{E}}$  – весовая диагональная ковариационная матрица дисперсий ошибок измерений в абсолютных единицах,  $\mathbf{A}_{\mathbf{K}} = \frac{\partial \omega_{\mathbf{K}}}{\partial \mathcal{E}^{\text{изм}}}$  – матрица коэффициентов в системе КУ.

В методах апостериорного анализа вместо остатков часто используют взвешенные  $r_{\mathbf{W}}$  и нормализованные  $r_{\mathbf{N}}$  остатки оценивания:

$$r_{\mathbf{W}} = \mathbf{R}_{\mathcal{E}}^{-1/2} \cdot r \quad (13)$$

$$r_{\mathbf{N}} = \mathbf{D}^{-1/2} \cdot r \quad (14)$$

где  $\mathbf{D}$  – диагональная матрица остатков оценивания. Наличие большого остатка является основным признаком присутствия ошибки в данном измерении.



Методы, основанные на апостериорном анализе, требуют больших временных затрат и являются более трудоемкими, по сравнению с априорным анализом измерений, однако обладают более сильными свойствами по идентификации сбойных измерений.

На примере схемы, изображенной на рисунке 2, приведены результаты апостериорного выявления грубых ошибок. При отсутствии грубых ошибок все остатки оценивания имеют небольшую величину, что соответствует левой части таблицы 2. Средняя часть соответствует случаю грубой ошибки в измерении  $\mathcal{E}_{52} = -500$ . Максимальный остаток оценивания, а также нормализованный остаток соответствуют верному измерению, максимальный взвешенный остаток оценивания указывает на измерение с грубой ошибкой. На каждом этапе расчетов желательно отбраковывать только одно некорректное измерение, соответствующее наибольшему остатку (нормализованному или взвешенному), затем повторять цикл расчетов для достоверизации остальных измерений.

Правая часть таблицы иллюстрирует результаты расчета при исключении измерения  $\mathcal{E}_{52}$ , соответствующего максимальному нормализованному остатку. Поскольку в итоге расчетов величина остатков резко снизилась, можно сделать вывод о том, что было исключено измерение, содержащее грубую ошибку.

Таблица 2 – Остатки оценивания для измерений

Изм	Только верные измерения, грубых ошибок нет				Введено неверное измерение $\mathcal{E}_{52} = -500$				Неверное измерение исключено			
	$\mathcal{E}^{расч}$	$r$	$r_w$	$r_N$	$\mathcal{E}^{расч}$	$r$	$r_w$	$r_N$	$\mathcal{E}^{расч}$	$r$	$r_w$	$r_N$
$\mathcal{E}_1$	-1038,4	3,7	2,3	0,3	-1022,4	-6,1	1,2	1,5	-1033,7	5,2	3,3	0,4
$\mathcal{E}_2$	-1690,7	-1,1	0,6	0,1	-1864,5	201,3	24,2	42,3	-1670,5	7,3	4,2	0,4
$\mathcal{E}_3$	4814,5	-9,7	4,5	0,1	4640,8	154,4	6,4	6,9	4781,1	14,1	6,5	0,1
$\mathcal{E}_4$	-714,4	0,9	0,6	0,5	-693,5	-26,5	5,3	24,1	-720,5	0,5	0,4	0,2
$\mathcal{E}_5$	-1202,9	2,9	1,7	0,2	-898,0	-292,4	<b>49,1</b>	74,0	-1194,1	3,7	2,3	0,5
$\mathcal{E}_{12}$	593,7	1,4	0,9	0,4	620,3	-27,6	9,3	18,8	591,9	0,8	0,6	0,2
$\mathcal{E}_{51}$	-448,6	-0,3	0,2	0,2	-405,9	-39,9	17,9	43,3	-445,3	-0,5	0,3	0,3
$\mathcal{E}_{52}$	218,3	0,1	0,1	0,6	<b>-430,2</b>	<b>-69,8</b>	<b>27,9</b>	<b>89,7</b>	-	-	-	-
$\mathcal{E}_{32}$	-2582,5	-0,2	0,1	0,0	-2140,5	<b>-439,6</b>	34,1	40,8	-2566,7	-13,5	7,0	0,3
$\mathcal{E}_{34}$	-2232,0	-11,0	5,9	0,3	-2500,3	283,9	25,6	29,1	-2214,4	-1,9	1,0	0,0
$\mathcal{E}_{54}$	1433,1	0,4	0,3	0,0	1734,1	-313,4	44,1	56,8	1417,3	3,3	2,0	0,2

В пятой главе приводятся результаты применения методов КУ и групп проверочных выражений для фрагмента Кировской энергосистемы. Рассматриваемая сеть состоит из четырехузлового кольца и трех радиальных участков. Расчеты проводились на часовых интервалах, промежуток выборки составил 792 часа.

На основе метода КУ производилась идентификация систематических погрешностей ИКЭЭ. В качестве исходных данных используются измеренные значения потоков ЭЭ  $\mathcal{E}_i^{изм}$ , на основании которых вычисляются их расчетные значения  $\mathcal{E}_i^{расч}$ . Для измеренных потоков соотношения балансов в узлах и ветвях сети, а также для фрагментов сети могут не выполняться, расчетные величины потоков соответствуют балансовым выражениям в точности. Вычисление

расчетного значения измерения с помощью группы проверочных выражений позволяет вычислить оценки ошибок измерений на каждом из рассматриваемых временных интервалов. Чем выше точность ИКЭЭ, тем меньше должна быть разница  $\Delta\Xi$  между измеренным  $\Xi_i^{izm}$  и расчетным  $\Xi_i^{расч}$  значением потока. Таким образом, о фактической погрешности ИКЭЭ можно судить по величине относительного значения остатка оценивания:

$$r_{\Xi} = \left[ \Delta\Xi_i / \Xi_i^{izm} \right] \cdot 100\%. \quad (15)$$

Наличие большого количества интервалов для расчета позволяет накопить статистическую информацию о расчетных оценках погрешностей каждого ИКЭЭ. Дальнейшая обработка этих статистических рядов позволяет выявлять наличие и определять величину оценок систематических погрешностей. Значение математического ожидания ряда расчетных оценок погрешностей соответствует оценке постоянной во времени составляющей погрешности ИКЭЭ.

Таким образом, проведение подобных расчетов позволяет:

- расширить функциональность системы учета – опираться при расчетах на вычисленные значения с более низкой погрешностью;
- обрабатывать существующие архивы данных для получения информации о давно работающих системах учета;
- наблюдать за характеристиками комплексов учета в течение длинных межпроверочных интервалов;
- откладывать очередные поверки при нормальных характеристиках ИКЭЭ;
- выявить ИКЭЭ, требующие внеочередной метрологической поверки.

Результаты расчетов удобно представлять в виде графиков динамического распределения погрешностей, а также гистограмм отклонения погрешностей от их математического ожидания для любого из ИКЭЭ. Вид диаграмм позволит судить о наличии погрешности, постоянной во времени.

Для фрагмента энергосистемы была составлена расчетная модель. Для проведения расчетов из системы АСКУЭ использовались измерения за 792 часовых интервала. Технические потери ЭЭ учитывались продольной и поперечной составляющей на каждом участке сети. Исходный режим нагрузки принят средним на интервале выборки измерений. Конфигурация схемы замещения изображена на рисунке 5.

Формирование системы КУ производится путем исключения всех неизмеренных переменных из системы уравнений состояния ЭР. Исходная система уравнений состояния ЭР для тестовой схемы содержит 61 уравнение:

$$\begin{cases} \underline{\Xi}_2 + \underline{\Xi}_4 + \underline{\Xi}_5 + \underline{\Xi}_{12} + \underline{\Xi}_{13} + \underline{\Xi}_{14} + \underline{\Xi}_3 + \underline{\Xi}_{15} + \underline{\Xi}_{16} + \underline{\Xi}_{11} + \underline{\Xi}_{10} = 0, \\ \underline{\Xi}_{17} + \underline{\Xi}_{18} + \underline{\Xi}_{2-21} + \underline{\Xi}_{2-22} = 0, \\ \underline{\Xi}_{23} + \underline{\Xi}_{3-31} + \underline{\Xi}_{3-32} = 0 \\ \dots \\ \underline{\Xi}_{10} + \underline{\Xi}_{35} + \Delta\Xi_{10-35} = 0, \\ \underline{\Xi}_{11} + \underline{\Xi}_{34} + \Delta\Xi_{11-34} = 0, \\ \dots \end{cases} \quad (16)$$

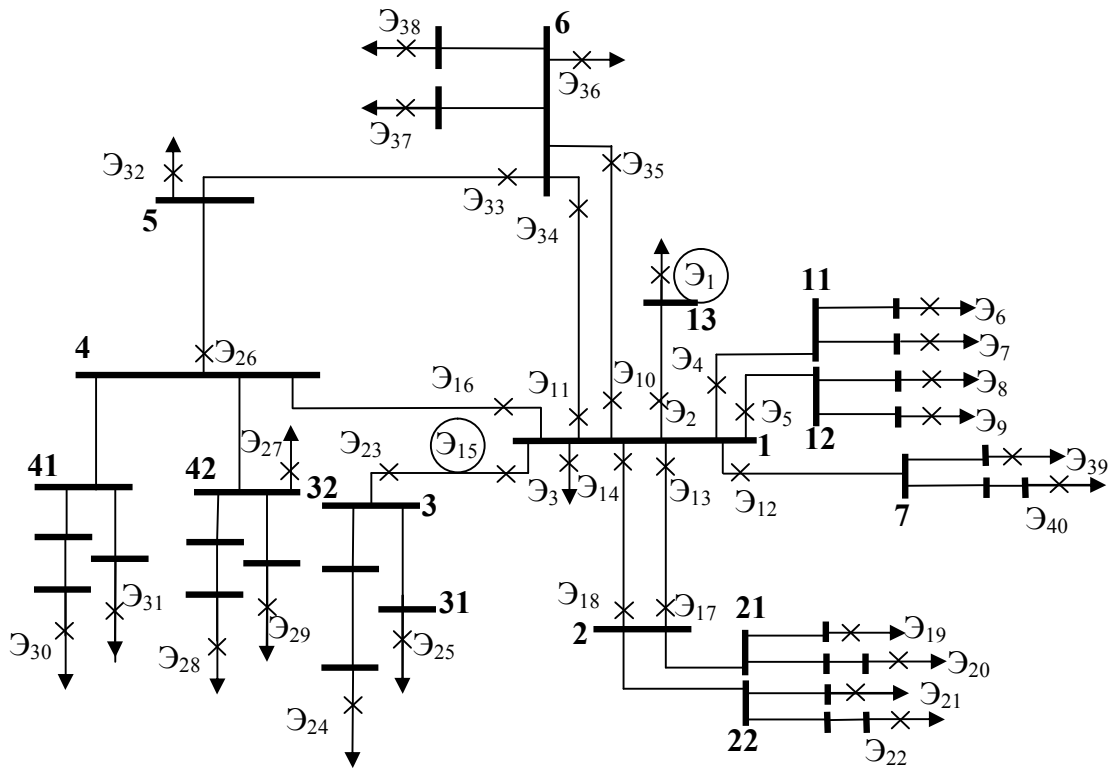


Рисунок 5 – Конфигурация схемы замещения

Следующим шагом является получение системы КУ. Из системы КУ могут быть сформированы группы проверочных выражений для каждого измерения. Группа проверочных выражений приведена для измерения  $\mathcal{E}_1$ :

$$\begin{aligned}
 \mathcal{E}_1^1 &= \mathcal{E}_2 - \Delta\mathcal{E}_{1-13}; \\
 \mathcal{E}_1^2 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{11}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13}; \\
 \mathcal{E}_1^3 &= -(\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13} + \mathcal{E}_{14} + \mathcal{E}_{15} + \mathcal{E}_{16} + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{10} + \mathcal{E}_{34} - \Delta\mathcal{E}_{1-6(II)}) - \Delta\mathcal{E}_{1-13}; \\
 &\dots\dots\dots
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

$$\begin{aligned}
 \mathcal{E}_1^n &= \mathcal{E}_6 + \mathcal{E}_7 + \mathcal{E}_8 + \mathcal{E}_9 + \mathcal{E}_{39} + \mathcal{E}_{40} + \mathcal{E}_{19} + \mathcal{E}_{20} + \mathcal{E}_{21} + \mathcal{E}_{22} + \mathcal{E}_{11} + \mathcal{E}_{25} + \mathcal{E}_{24} + \mathcal{E}_{29} + \mathcal{E}_{28} + \mathcal{E}_{27} + \mathcal{E}_{31} + \mathcal{E}_{30} + \\
 &+ \mathcal{E}_{32} + \mathcal{E}_{37} + \mathcal{E}_{38} + \mathcal{E}_{36} + \Delta\mathcal{E}_{1-111-112} + \Delta\mathcal{E}_{1-121-122} + \Delta\mathcal{E}_{72-7111} + \Delta\mathcal{E}_{1-7} + \Delta\mathcal{E}_{1-2(I)} + \\
 &+ \Delta\mathcal{E}_{1-2(II)} + \Delta\mathcal{E}_{2-212-2111} + \Delta\mathcal{E}_{2-221-2221} + \Delta\mathcal{E}_{1-3} + \Delta\mathcal{E}_{3-312-3111} + \Delta\mathcal{E}_{1-4} + \Delta\mathcal{E}_{4-422-4211} + \\
 &+ \Delta\mathcal{E}_{5-4} + \Delta\mathcal{E}_{5-6} + \Delta\mathcal{E}_{6-61} + \Delta\mathcal{E}_{6-62} + \Delta\mathcal{E}_{1-6(I)} + \Delta\mathcal{E}_{1-6(II)} + \Delta\mathcal{E}_{1-13}.
 \end{aligned}$$

Погрешность расчета технических потерь принята равной 10% от их величины, погрешности каждого ИКЭЭ – 1,1%. На основании составленной системы проверочных выражений вычисляются расчетные значения для каждого измерения на каждом из рассматриваемых интервалов времени. Результаты расчетов, абсолютные и относительные значения погрешностей проверочных выражений (17) представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные значения и расчетные погрешности проверочных выражений (17) для измерения  $\mathcal{E}_1 = 257600$  на часовом интервале времени 00.00-01.00, 02.11.12.

Параметр	Значение $\mathcal{E}$ , МВт·ч	Погр., %	Погр., МВт·ч
$\mathcal{E}_1^{расч(1)}$	253894	1,15	2911
$\mathcal{E}_1^{расч(2)}$	256446	2,15	5509
$\mathcal{E}_1^{расч(3)}$	256969	2,15	5516
.....	.....	.....	.....
$\mathcal{E}_1^{расч(n)}$	280893	4,09	11490
$\mathcal{E}_1^{итог\_расч}$	<b>254623</b>	<b>0,59</b>	<b>1502</b>

В результате применения взвешенного метода наименьших квадратов ко всем проверочным выражениям может быть получена итоговая оценка измерения  $\mathcal{E}_i^{итог\_расч}$ . Относительное значение погрешности расчетных значений составляет 0,59%, что почти в два раза меньше погрешности ИКЭЭ, равной 1,1%.

В таблице 4 представлены значения погрешностей, рассчитанные для часовых интервалов. В нижней строке представлены значения относительных остатков оценивания, анализ которых позволяет сделать вывод о величине систематической погрешности ИКЭЭ.

Таблица 4 – Результаты расчетов для часовых интервалов

Временной интервал	02.11.12 00.00-01.00	02.11.12 01.00-02.00	02.11.12 02.00-03.00	02.11.12 03.00-04.00	...	03.12.12 23.00-00.00
параметр	1	2	3	4	...	792
$\mathcal{E}_1^{измер}$ , МВт·ч	257600	268000	281400	291800	...	108800
$\mathcal{E}_1^{итог\_расч}$ , МВт·ч	254623	265341	278223	288625	...	107589
$r^{расч}$ , %	1,16	0,99	1,13	1,09	...	1,11

Результаты расчетов наглядно представлять в виде распределения погрешности и гистограмм. На основании расчетных значений измерений вычисляются погрешности измерений на каждом конкретном временном интервале.

Подобные графические зависимости для ИКЭЭ 1 и 15 представлены на рисунке 5.

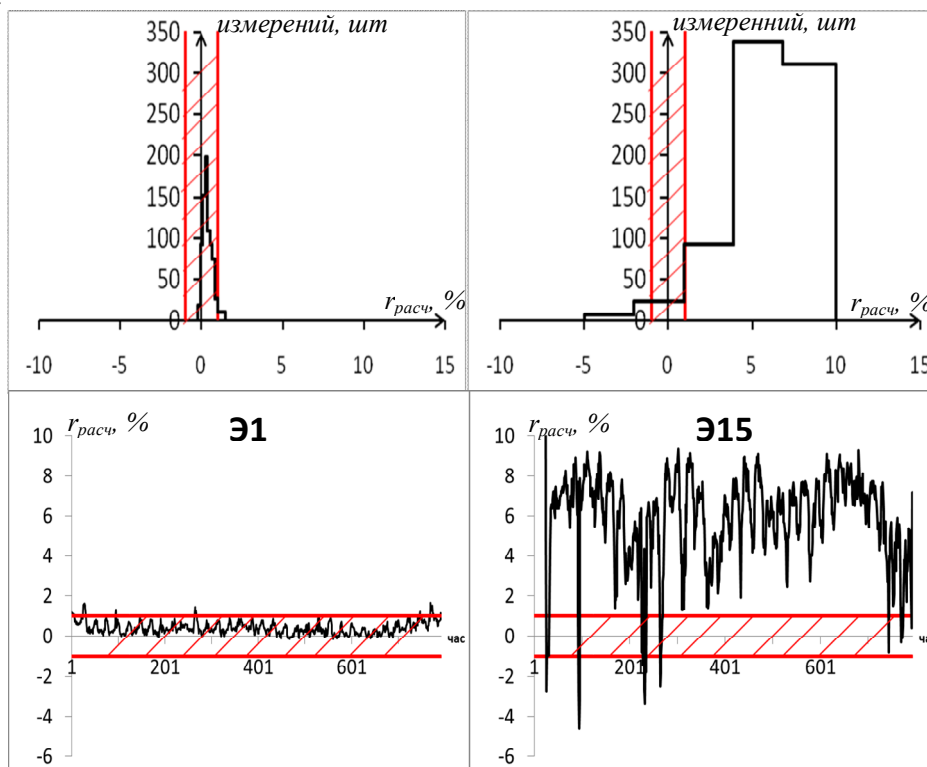


Рисунок 5 – Гистограмма погрешностей для ИКЭЭ №1 и №15

Заштрихованные области соответствуют предельно допустимому интервалу погрешностей для каждого ИКЭЭ. Критерием исправности является выражение:

$$\bar{r}_i^{расч} \leq \delta_i, \quad (18)$$

где  $\bar{r}_i^{расч}$  - среднее значение ряда расчетных погрешностей для измерения  $\mathcal{E}_i$ ,  $\delta_i$  - значение предельно допустимой погрешности  $i$ -го комплекса учета ЭЭ,

определяемое согласно (2). Среднее значение погрешности по всем 792 часовым интервалам составило 0,4%, что является оценкой систематической составляющей погрешности ИКЭЭ. Среднеквадратичное отклонение массива погрешностей является оценкой случайной компоненты погрешности и для ИКЭЭ №1 равно 0,3%. Для ИКЭЭ №1 условие (18) выполняется, комплекс считается исправным.

Аналогичные расчеты проведены для ИКЭЭ №15. Математическое ожидание составило 6,84%, что превышает предельно допустимую величину погрешности. Требуется проведение внеочередной метрологической поверки. Среднеквадратичное отклонение равно 5,9%. Согласно критерию (18) может быть выдана рекомендация по откладыванию очередной метрологической поверки для комплекса № 1 и проведение внеочередной для ИКЭЭ № 15.

В рамках работы был произведен анализ измерений реактивной ЭЭ. Выявлено, что качество измерений реактивной ЭЭ находится на более низком уровне по сравнению с измерениями активной ЭЭ. Системы АСКУЭ в настоящее время оснащаются современными микропроцессорными счетчиками, что позволяет вести учет не только по приему и отдаче активной ЭЭ, но также и по приему и отдаче реактивной ЭЭ с помощью одного и того же прибора. Однако учета реактивной энергии нет, поэтому измерения реактивной ЭЭ не считываются со счетчиков и никак не используются. Перспективность использования этих измерений высока в части уточнения расчета технических потерь на элементах схемы сети, в технико-экономических расчетах и при определении скидок и надбавок за реактивную мощность.

Анализ измерений реактивной ЭЭ проведен на фрагменте энергосистемы, проведено сравнение (не)балансов активной и реактивной ЭЭ. Измерения потоков реактивной энергии анализировались на фрагменте Кировской энергосистемы. В качестве примера приведен узел № 6 - подстанция 220-110 кВ с четырьмя отходящими ВЛ 220 кВ и двумя трансформаторами 220/110 кВ. На рисунке 6 приведены измерения а) активной энергии за один час, б) реактивной энергии за этот же час. (Не)баланс по измерениям активной энергии составляет 367,4 кВт·ч, с учетом расчетных потерь величина невязки для КУ узлового баланса составит 160,4 кВт·ч, что равно 9,6% от допустимого.

Ситуация с измерениями реактивной энергии противоположная. Суммарный (не)баланс по узлу с учетом потерь холостого хода 144861 квар·ч, что в 67 раз превышает величину допустимого небаланса.

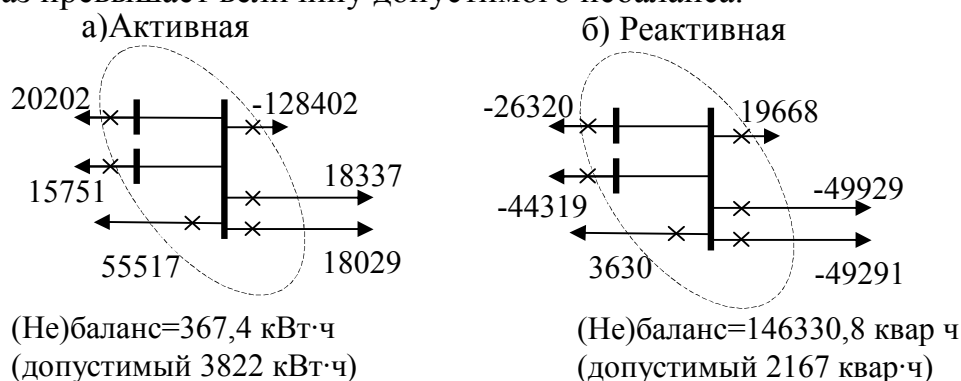


Рисунок 6 – Сравнение (не)балансов ЭЭ фрагмента Кировской энергосистемы по а) активной, б) реактивной ЭЭ

Аналогичная ситуация при попытках составления балансов по линиям. В этом случае при небольшой нагрузке линий может быть велико значение генерации реактивной энергии за счет емкостных шунтов. На рисунке 7 показан пример (не)балансов активной и реактивной ЭЭ на часовом интервале для ветви.

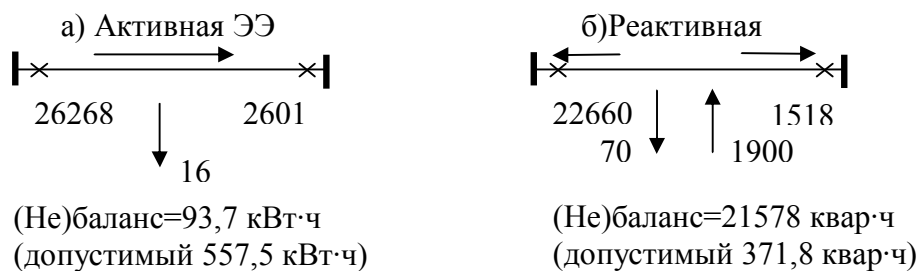


Рисунок 7 – Сравнение (не)балансов ЭЭ линии а) активной, б) реактивной ЭЭ  
 Суммарная генерация реактивной ЭЭ по линии составляет около 1,9 Мвар·ч, потери в линии около 0,7 Мвар·ч.

Подобные расчеты были проведены для ПС2, схема которой представлена на рисунке 8.

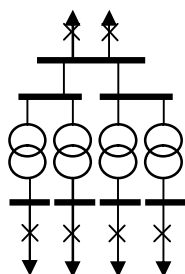


Рисунок 8 – Схема подстанции узла 2

Были составлены балансы по подстанции для активной и реактивной ЭЭ. В таблице 5 приведены расчеты для первых 11 часов и общая статистика по всем 792 интервалам измерений.

Таким образом, измерения реактивной энергии имеют большую погрешность по сравнению с измерениями активной ЭЭ и требуют использования методов повышения достоверности.

В случае наличия достоверных измерений реактивной энергии, их можно использовать для более точных расчетов потерь как активной, так и реактивной энергий, а также при вычислении технико-экономических показателей.

Приведенные методы повышения достоверности могут быть применены также к измерениям реактивной энергии на любых интервалах времени.

В **заключении** приведены выводы и основные результаты, полученные в ходе выполнения работы.

1. Показана важность математических методов достоверизации измерений ЭЭ, полученных от систем учета, в части снижения финансовых рисков участников энергообмена, в первую очередь электросетевых компаний.

Таблица 5 – Учет реактивной ЭЭ

час №	Небаланс фактический	
	Активная ЭЭ, %	Реактивная ЭЭ, %
1	0,57	-6,86
2	0,45	-6,37
3	0,36	-6,54
4	0,37	-7,26
5	0,47	-7,44
6	0,21	-6,69
7	0,41	-8,09
8	0,47	-7,92
9	0,18	-8,49
10	0,36	-7,43
11	0,35	-6,91
.....	.....	.....
792	-0,41	-3,2
Мин	<b>-0,15</b>	<b>-15,36</b>
Макс	<b>0,92</b>	<b>2,98</b>
среднее	<b>0,49</b>	<b>-7,17</b>

2. Анализ нормативных методов контроля достоверности и точности измерений ЭЭ показал сложность выявления конкретного измерения, содержащего грубую ошибку и невозможность коррекции сбойных измерений.
3. Показано, что методы оценки достоверности телеизмерений, разработанные в рамках теории оценивания состояния, могут использоваться для достоверизации данных учета ЭЭ при обработке измерений ЭЭ в рамках задачи энергораспределения.
4. Произведена адаптация методов, основанных на анализе системы контрольных уравнений и методе анализа остатков оценивания, для достоверизации измерений ЭЭ. Важнейшим условием для применения методов является информационная избыточность систем учета.
5. Показано, что выявление грубых ошибок в малых по величине измерениях связано со значительными затруднениями. Повышения эффективности достоверизации можно добиться путем деления схемы на более локальные фрагменты, снижая разномасштабность измерений. С увеличением класса напряжения целесообразно повышать классы точности средств измерений.
6. Разработан метод оценки погрешностей ИКЭЭ на основе групп проверочных выражений, что позволяет оценивать систематическую и случайную погрешности, проводить самодиагностику системы учета ЭЭ в течение межпроверочных интервалов времени. Применение методики целесообразно осуществлять на верхнем уровне АСКУЭ.
7. Измерения реактивной ЭЭ являются перспективными в части определения надбавок и скидок к тарифам на транспорт ЭЭ и снижения погрешности расчета потерь ЭЭ. Анализ (не)балансов реактивной ЭЭ показал более высокую погрешность измерений реактивной ЭЭ по сравнению с активной.

**Основное содержание работы отражено в следующих публикациях:**

***Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК:***

1. Егоров А.О. Расстановка измерительных комплексов электроэнергии в сетях на основе теории наблюдаемости / А. О. Егоров, **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин, Е. В. Шерстобитов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2008. - № 7-8. - С. 53-59. (0,6 п.л./0,2 п.л.).
2. Egorov A. O. Solution of energy flow problem using state estimation technique / A. O. Egorov, S. E. Kokin, **E. S. Kochneva**, A. V. Pazderin // IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference). 2009. - №1. - P. 1750-1755. (0,5 п.л./0,1 п.л.).
3. Егоров А.О. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии / А. О. Егоров, **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин, П. Г. Скворцов // Электрические станции. 2011. - №11. - С.42-46. (0,5 п.л./0,3 п.л.).
4. Кочнева Е.С. Выявление недостоверных измерений электрической энергии с помощью апостериорного анализа / **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин // Вестник Самарского государственного технического университета, серия «Технические науки». 2014. - №2(42). - С.32-39. (0,7 с./0,4 п.л.).
5. Kochneva E. S. Bad data validation on the basis of posteriority analysis / **E. S. Kochneva**, A. V. Pazderin // EnergyCON, IEEE International Energy Conference. 2014, 13-16 may. - 6850456. - P 386-391. (0,5 п.л./0,3 п.л.)
6. Кочнева Е.С. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях /

**Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин, В. О. Самойленко //Электричество. 2014. - №10. - С. 12-21. (0,8 п.л./0,3 п.л.)

7. Egorov A. O. Detection of systematical errors of AMR system complexes / A. O. Egorov, **E. S. Kochneva**, A. V. Pazderin // Advanced Materials Research. 2014. - №960-961. P. 1342-1346. (0,5 п.л./0,3 п.л.)

*Статьи, опубликованные в других печатных изданиях*

8. Кочнева Е.С. Достоверизация данных учета электроэнергии в рамках АСКУЭ / **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин // Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: сборник материалов. Екатеринбург: УГТУ-УПИ. 2007. - С. 125-127. (0,2 п.л./0,1 п.л.)

9. Кочнева Е.С. Повышение достоверности измерительной информации на основе методов контрольных уравнений / **Е. С Кочнева**, А. В. Паздерин // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III международной НПК. Екатеринбург- изд-во УГТУ -УПИ. 2008. - С. 395-399. (0,5 п.л./0,2 п.л.)

10. Егоров А.О. Достоверизация данных учета электроэнергии и расчета потерь на основе задачи энергораспределения / А. О. Егоров, **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин, Е. А. Плесняев, С. Н. Шелюг // Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях: материалы 6-го научно-технического семинара-выставки. – М.: Диалог–Электра 2008. - С. 52-56. (0,5 п.л./0,2 п.л.)

11. Egorov A. O. Improving of metering information validity on the basis of the control equation method / A. O. Egorov, **E. S. Kochneva**, A. V. Pazderin // The first international conference on sustainable power generation and supply. 2009. SUPERGEN'09. IEEE Computer Society. - P.217-222. (0,5 п.л/0,2 п.л.)

12. Егоров А.О. Контроль метрологических характеристик систем учета электроэнергии на основе задачи энергораспределения/ А. О. Егоров, С. Е. Ерошенко, **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин, П. Г. Скворцов // Энергетика настоящего и будущего: сборник материалов I Евроазиатской выставки и конференции. Екатеринбург: УГТУ- УПИ. 2010. - С. 111-113. (0,3 п.л./0,1 п.л.)

13. Егоров А.О. Electrical energy flow calculation using state estimation theory / А. О. Егоров, С. А. Ерошенко, С. Е. Кокин, **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин // Энергобезопасность и энергоэффективность: сборник трудов международной научно-технической конференции. Екатеринбург: УГТУ-УПИ. 2011. - С. 170-174. (0,4 п.л./0,1 п.л.)

14. Egorov A. O. The test equation method for energy metering verification / А. О. Егоров, S. A. Eroshenko, **E. S. Kochneva**, A. V. Pazderin // International conference on future electrical power and energy systems lecture notes in information. 2012. Volume 9. - P. 125-130. (0,5 п.л./0,2 п.л.)

15. Кочнева Е.С. Оценка достоверности измерений электрической энергии методами теории оценивания состояния / **Е. С. Кочнева**, А. В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи 2014: сборник докладов международной молодежной конференции. Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. - Томск. 2014. – Т. 2. - С. 98-102. (0,4 п.л./0,2 п.л.)

16. Kochneva E. S. Verification of electrical energy meterings using the state estimation theory / **E. S. Kochneva** // Advanced Materials Research. 2014. - №1092-1093. P. 455-458. (0,3 п.л./ 0,3 п.л.)

Подписано в печать 02.07.2015

Офсетная печать

Формат 60 x 84 1/16

Тираж 120

Бумага писчая

Заказ №104

---

Ризография НИЧ УрФУ  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19