

УДК 004.413.4

DOI:10.25729/ESI.2026.41.1.007

Роль задачи оценивания состояния в обеспечении ситуационной осведомленности диспетчера ИЭС

Колосок Ирина Николаевна, Коркина Елена Сергеевна

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия, Иркутск, *kolosok@isem.irk.ru*

Аннотация. Надежная и отказоустойчивая работа интеллектуальной электроэнергетической системы (ЭЭС) требует мониторинга и управления в режиме реального времени. Как и любая сложная динамическая система, функционирующая в постоянно изменяющихся условиях, ЭЭС нуждается в постоянном мониторинге состояния и диспетчерском управлении, которые осуществляются диспетчерским персоналом. Хотя многие процессы при управлении ЭЭС автоматизированы, в конечном счете, именно диспетчерский персонал поддерживает систему в рабочем состоянии. Ситуационную осведомленность (Situational Awareness – SA) диспетчера ЭЭС можно охарактеризовать, как полную информацию о текущем состоянии энергосистемы. Недостаточный уровень SA диспетчера существенно влияет на вероятность того, что система перейдет в каскадную фазу отключения электроэнергии – это подтверждается многочисленными инцидентами в энергосистемах. Сложность энергосистем постоянно растет, это повышает риск того, что диспетчер не сможет контролировать состояние и управлять сетью в любых ситуациях, если его когнитивные способности не будут подкреплены соответствующими инструментами. К таким инструментам относится процедура оценивания состояния (ОС), которая является важнейшей функцией, обеспечивающей расчет текущего состояния ЭЭС по данным измерений параметров режима в реальном времени.

В статье рассматриваются вопросы использования процедуры ОС для повышения ситуационной осведомленности при диспетчерском управлении интеллектуальными энергосистемами (ИЭС). Сформулированы особенности ИЭС, определяющие актуальность исследований проблемы SA и необходимость развития SA диспетчерского персонала. Рассмотрены рабочие состояния ИЭС и роль диспетчера при возникновении аварийных ситуаций и при проведении восстановительных мероприятий. Рассмотрена роль задачи оценивания состояния в повышении SA диспетчера энергосистемы. Сформулированы требования к процедуре ОС при ее использовании в структуре SA. Выполнен анализ основных источников данных, используемых для решения задачи ОС. Показано, что использование синхронизированных векторных измерений (данных PMU) обеспечивает быструю и гарантированную оценку состояния в режиме реального времени на основе сетевой модели реальной энергосистемы. Представлен разработанный в ИСЭМ СО РАН метод контрольных уравнений для ОС по данным PMU, соответствующий этим требованиям. Показано, что процедура ОС обеспечивает информацией требуемого качества задачи диспетчерского управления и мониторинга ИЭС и является эффективным средством поддержки принятия решений и повышения ситуационной осведомленности диспетчерского персонала ИЭС.

Ключевые слова: интеллектуальная энергосистема, ситуационная осведомленность, оценивание состояния, синхронизированные векторные измерения (данные PMU)

Цитирование: Колосок И.Н. Роль задачи оценивания состояния в обеспечении ситуационной осведомленности диспетчера ИЭС / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2026. – № 1(41). – С. 91-103. – DOI:10.25729/ESI.2026.41.1.007.

Введение. Ситуационная осведомленность (SA – Situational Awareness) – это способность распознавать и понимать ситуацию или окружающую среду, а также способность выявлять и оценивать любые потенциальные угрозы и предпринимать необходимые шаги для их устранения [1]. Термин SA был введен в попытке создать конструкцию процессов принятия решений человеком в сложных динамических системах и определяется как основа для всех решений и действий, принимаемых людьми при функционировании сложных и динамичных систем [2, 3]. С тех пор концепция SA вошла в основное русло исследований человеческого фактора и смежных областей, в которых люди действуют в сложных условиях [4]. Возрастающая сложность современных технических систем, а также задачи контроля их состояния повышают ответственность человека-оператора.

Ситуационная осведомленность играет решающую роль во многих отраслях и областях человеческой деятельности, таких, как обороноспособность, медицина, авиация, ракетно-космическая отрасль. К таким областям, несомненно, относится энергетика.

В России исследования по SA в энергетике проводятся, в основном, в сфере атомной энергетики, энергетической безопасности, интересные результаты получены в исследованиях кибербезопасности и кибер-ситуационной осведомленности энергетических объектов в ИСЭМ СО РАН [5].

Ситуационную осведомленность оператора ЭЭС можно охарактеризовать, как полную информацию о текущем состоянии энергосистемы и всех других объектов, которые могут оказать влияние на ее режимы [6-7]. Это подчеркивает необходимость повышения уровня SA как отдельных лиц, так и команд, осуществляющих диспетчерское управление ЭЭС в нормальных и аварийных режимах.

Сложность энергосистем постоянно растет, что повышает риск того, что люди-операторы не смогут управлять сетью в любых ситуациях, если их когнитивные способности не будут подкреплены соответствующими инструментами. Отсутствие или недостаточный уровень SA оператора существенно влияет на вероятность того, что система переходит в каскадную фазу отключения электроэнергии, и такой переход подтверждается многочисленными инцидентами в энергосистемах.

Расширение возможностей SA оператора ЭЭС означает преодоление когнитивного барьера с помощью соответствующих инструментов и визуализаций. К таким инструментам относится процедура оценивания состояния (ОС), которая является важнейшей функцией, обеспечивающей расчет текущего состояния ЭЭС в реальном времени. В связи с этим в последнее десятилетие за рубежом активно развиваются исследования по применению методов ОС для повышения SA диспетчеров передающих и распределительных сетей ЭЭС [8, 9], также эта проблема является предметом обсуждения на международных конференциях по энергетике, например, [10].

Программа оценки состояния является одним из ключевых приложений в системе энергоменеджмента (EMS). Она служит важным модулем, который проверяет исходные данные измерений, полученные из систем сбора данных, и рассчитывает текущие состояния системы для последующих приложений в EMS. До недавнего времени основным источником информации для ОС были телеизмерения и телесигналы, поступающие от системы SCADA. К недостаткам SCADA-систем, применяемых в энергетике, относятся низкая частота дискретизации (одна выборка за 2-4 секунды) данных SCADA и отсутствие их синхронизации по времени, вследствие чего результаты оценки состояния могут быть ненадежными и отставать от реального состояния системы. Недостовверные результаты ОС оказывают влияние на последующие сетевые и рыночные приложения, и операторы могут потерять правильное представление о состоянии системы в EMS.

Появление устройств нового поколения (PMU – Phasor Measurement Unit, УСВИ в России) для синхронизированных векторных измерений (значений напряжений и токов в линиях) позволяет реализовать алгоритмы статического и динамического линейного оценивания состояния (ЛОС). Статическое ЛОС использует данные PMU для онлайн-мониторинга величины напряжения и для обнаружения недостоверных данных, вызванных ошибками или кибератаками. Динамическое ЛОС отслеживает изменения, используя предварительно откалиброванные модели физических систем и синхронизированные по времени измерения PMU для оценки динамических состояний.

В ИСЭМ СО РАН был разработан метод контрольных уравнений для обнаружения ошибочных данных в SCADA-измерениях и ОС [11], который затем был адаптирован для проверки измерений PMU и реализации линейных алгоритмов ОС [12]. Алгоритмы ЛОС

позволяют получить решение в течение одной итерации. Практическая ценность такого подхода заключается в простоте его реализации и высокой скорости решения задачи.

В статье рассматриваются вопросы применения процедуры ОС для повышения SA диспетчерского персонала при управлении ИЭС. Показано, что синхронизированные измерения тока и напряжения и их производные составляют основу для разработки и функционирования быстродействующих алгоритмов оценивания состояния, способных помочь операторам оценить и диагностировать текущее состояние системы для принятия упреждающих и необходимых корректирующих мер при управлении ИЭС в реальном времени.

1. Ситуационная осведомленность диспетчера ЭЭС

1.1 Особенности современных ЭЭС, определяющие необходимость развития SA диспетчерского персонала. В первую очередь проблема SA была сформулирована и актуализирована в тех областях деятельности человека, где уже применялись технологии поддержки принятия решений и советчика диспетчера, таких, как работа авиадиспетчеров и диспетчерского персонала ЭЭС.

Ситуационная осведомленность диспетчера энергосистемы – это понимание текущей режимной ситуации, оптимизация управления компонентами энергосети, их поведением и производительностью, а также выявление, предотвращение или реагирование на возникающие проблемы в сети до того, как могут возникнуть сбои [13]. В первую очередь это относится к самой энергосистеме и состоянию всех ее элементов, включая шины, линии электропередачи, выключатели, генераторы, трансформаторы и т.д. Во-вторых, сюда входят условия и объекты, которые могут оказать влияние на энергосистему, такие, как суровые погодные условия, пожары, землетрясения, социальные беспорядки и события, вызывающие значительные изменения нагрузки.

Ситуационная осведомленность требует максимально возможного привлечения внимания оператора к этим вопросам. Новые свойства ИЭС и условия их функционирования повышают ответственность диспетчера при управлении энергосистемой и актуальность проблемы SA. К таким свойствам можно отнести следующее:

1. Современные ЭЭС являются кибер-физическими системами (КФС), в которых кибер- и физическая подсистемы влияют друг на друга. Анализ событий в процессе развития ряда системных аварий в различных странах, выполненный в отечественных и зарубежных работах, показал наличие при развитии аварий взаимного влияния отказов и возмущений в технологической и информационно-коммуникационной подсистемах ЭЭС, в результате чего могут возникнуть комбинированные аварийные состояния [14].

2. Основными составляющими современной ЭЭС являются передающие сети высокого напряжения (750-220 кВ) и распределительные сети напряжением 110кВ и ниже. До недавнего времени распределительные сети имели достаточно простую радиальную структуру без источников генерации, мощность передавалась из высоковольтной сети к потребителям всегда в одном направлении, диспетчерское управление такими сетями было достаточно простым, и ему не уделялось особого внимания. В современных условиях распределительная сеть претерпевает значительные изменения, связанные с распространением распределенных энергетических ресурсов, СНЭ, появлением активных потребителей (просьюмеров) и двунаправленных потоков энергии. Это приводит к существенному усложнению функций диспетчерского управления распределительными сетями, при котором ситуационная осведомленность в режиме реального времени играет решающую роль в обеспечении устойчивой и эффективной работы всей энергосистемы.

3. Укрупнение, создание Объединенных энергосистем. Современные ЭЭС представляют собой крупные объединенные энергосистемы, так, например, Единая энергетическая система

России (ЕЭС России) состоит из 75 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). В таких энергосистемах сбой в работе одной части системы могут быстро повлиять на всю систему в целом. Нормальное рабочее состояние может быстро перейти в аварийное или экстремальное состояние, при котором необходимо быстрое и информированное вмешательство человека-оператора. Следовательно, в таких ситуациях операторам необходимо сохранять ситуационную осведомленность.

4. Вследствие широкого внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и других технологий распределенной энергетики энергосистема демонстрирует более быструю и сложную динамику. Поэтому большое внимание уделяется автоматизированным системам управления энергосистемой, что влечет за собой изменение роли и задач операторов в диспетчерских центрах.

1.2 Рабочие состояния ЭЭС. Ситуационную осведомленность оператора ЭЭС можно охарактеризовать, как полную информацию о текущем состоянии (режиме) энергосистемы и всех ее элементов, включая шины, линии электропередачи, выключатели, генераторы, трансформаторы и т.д. Эта информация поступает в диспетчерский центр управления ЭЭС в виде измерений параметров режима и данных о состоянии коммутационного оборудования.

На рис.1, адаптированном из [9], показаны возможные рабочие состояния ЭЭС, в которых она может находиться в зависимости от режима работы, а также возможные переходы между этими состояниями при развитии аварии и при проведении восстановительных мероприятий.



Рис. 1. Рабочие состояния энергосистемы на основе [9]

SA позволяет классифицировать отдельные рабочие состояния электрической сети, и, в свою очередь, состояние определяет, какие аспекты SA важны для оператора.

Нормальный. В нормальном режиме работы все ограничения, которые указывают на то, что режимные переменные не должны превышать максимальных значений, отражающих ограничения физического оборудования, соблюдены, а существующие резервы достаточны. Выработка электроэнергии соответствует существующей нагрузке, а параметры режима находятся в пределах допустимых значений. Возможные сбои могут быть устранены без ограничений.

Тревога. Состояние тревоги (или оповещения) вводится, когда возникают режимные отклонения от штатных ситуаций и вероятность сбоя возрастает. Ограничения соблюдены, но сбой может привести к нарушению некоторых из них (например, перегрузке оборудования). В состоянии тревоги необходимые профилактические меры, например, изменение графика нагрузки, могут восстановить нормальное состояние.

Чрезвычайная ситуация вводится, когда возникают проектные или расчетные аварийные ситуации. Режимные ограничения могут быть нарушены, и для восстановления нормального режима требуется немедленное вмешательство (например, устранение неисправностей, быстрое повторное распределение, переключение нагрузки). Если при этом не будут приняты необходимые превентивные меры, то произойдет серьезное нарушение, система перейдет в критическое аварийное состояние.

В экстремальных условиях возникают нерасчетные (критические) аварийные ситуации. Если системные ограничения были существенно нарушены, а меры, принимаемые в аварийном состоянии, недостаточны, дальнейшие начальные или последующие нарушения приводят к разделению системы, и энергосистема находится в критическом состоянии. Необходимы действия по аварийному управлению, чтобы спасти систему от полного разрушения.

Системная (каскадная) авария. Если таких действий недостаточно, то система может перейти в состояние каскадной аварии, характеризующейся последовательной перегрузкой и отключением многих элементов энергосистемы и нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории. Такие аварии характеризуются значительным экономическим ущербом и риском для жизни людей.

Восстановительные работы. Система переходит в восстановительный режим, когда функциями управления выполняется повторное подключение и загрузка оборудования, синхронизация изолированных компонентов системы. После этого в зависимости от обстоятельств система переходит либо в аварийное, либо в нормальное состояние.

1.3 Роль диспетчера при управлении ЭЭС. Большую часть времени ЭЭС находится в нормальном состоянии, в течение которого не происходит нарушений ограничений, поэтому многие инструменты системы EMS, используемые в центре управления, ориентированы на нормальную работу, и это то состояние, с которым операторы имеют наибольший опыт.

Реже система переходит в режим оповещения, аварийный режим и режим восстановления. Однако такие ситуации возникают достаточно часто, поэтому диспетчерский персонал проходит подготовку к ним и, по большей части, располагает необходимыми инструментами для их решения.

Если предупредительные (превентивные) меры не будут приняты вовремя или окажутся неэффективными, а исходное или последующее нарушения будут достаточно серьезными, приводящими к перегрузке системы, система начнет разрушаться и окажется в экстремальном состоянии. Когда ЭЭС находится в этом состоянии, необходимы быстрые управляющие воздействия; в большинстве случаев это приводит к тому, что средства ПА “отключают” аварийные части системы от обслуживания.

По мере роста сложности энергосистем, увеличения количества и скорости сбора данных в диспетчерских центрах управления, а также требований к более быстрой диагностике и принятию решений операторами, достигается так называемый когнитивный барьер человека [15], и информация не может быть воспринята и обработана в дальнейшем. На обеспечение SA в центре ДУ влияет несколько факторов: разработка графических интерфейсов пользователя, стресс и рабочая нагрузка оператора, автоматизированная поддержка принятия решений, сложность применения и обучение оператора. Если все эти факторы будут согласованы с задачами, критические ситуации будут распознаваться быстрее и могут быть успешно устранены, что будет способствовать стабильности и снижению риска сбоев в работе. Следовательно, необходимые данные и информация должны быть собраны из доступных источников информации, а затем отфильтрованы, систематизированы, обобщены и оценены. Для этих целей используется процедура ОС.

2. Роль задачи ОС в Системном операторе ЭЭС

2.1. Задача ОС. Источники данных. Основными источниками данных, предназначенными для поддержки действий диспетчерского персонала при оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС и решения задачи ОС, в высоковольтных передающих сетях являются системы SCADA и СМПП – российский аналог WAMS.

SCADA-системы – это интегрированные технологии, включающие в себя: установленные на подстанциях ЭЭС удаленные устройства телемеханики (RTU) для снятия телесигналов о состоянии коммутационного оборудования и телеизмерений параметров режима, коммуникационные сети, базы данных и человеко-машинный интерфейс (HMI). Регистрируемые измерения включают значения напряжения, вводы активной/реактивной мощности и потоки активной/реактивной мощности. Синхронизация времени в SCADA-системах EMS важна для обеспечения корректной работы системы и записи событий с точностью до секунды. Наиболее распространенными методами являются синхронизация по сети (NTP) и синхронизация с помощью GNSS (Global Navigation Satellite System). Скорость передачи данных в SCADA составляет одна выборка за 2 - 5 секунд.

WAMS (СМПП) состоят из измерительных устройств PMU (УСВИ), коммуникационных сетей и концентраторов синхронизированных векторных данных PDC (КСВД). PMU обеспечивают высокоточные измерения комплексов напряжения и тока с отметками времени с помощью технологии GPS. Частота регистрации PMU обычно составляет от 5 до 60 сканирований в секунду [16].

Дополнительно к этим источникам в последнее время в передающих сетях стали использоваться два типа измерительного оборудования: интеллектуальные электронные устройства IEDs (intelligent electronic device) и объединяющие модули MUs (merging units), позволяющие реализовать дополнительные функции при оценке состояния [17].

3. IED определяется, как любое устройство, включающее в себя один или несколько процессоров, способных принимать или отправлять данные, или управляющие воздействия от внешнего источника или к нему (например, цифровые реле, контроллеры). Благодаря возможностям интеграции и интероперабельности IED постепенно заменяют RTU на современных подстанциях [18].

4. Объединяющие модули (Merging Units, MUs) предназначены для сбора выборочных значений от измерительных трансформаторов напряжения и тока и передачи их в IEDs [18]. Частота передачи MUs составляет 80 отсчетов за цикл, т.е. 4000/4800 отсчетов в секунду при частоте 50/60 Гц. Высокая скорость передачи данных позволяет им фиксировать электромагнитные переходные процессы в энергосистемах. Измерения MU не всегда синхронизированы по времени. Поэтому они обычно используются для выполнения локального ОС на объектах ЭЭС в целях защиты.

Задача ОС состоит в поиске таких расчетных значений измеряемых переменных режима, которые наиболее близки к измеренным значениям при условии соблюдения уравнений установившегося режима (УУР) ЭЭС [11,17]. При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x , включающего комплексы узловых напряжений, зная которые можно рассчитать все измеренные и неизмеренные параметры режима. Классическая постановка задачи ОС сводится к минимизации критерия:

$$J(x) = [\bar{y} - y(\hat{x})]^T \cdot R_y^{-1} \cdot [\bar{y} - y(\hat{x})], \quad (1)$$

где: \bar{y} – вектор измеренных параметров; x – вектор состояния, $y(\hat{x})$ – оценки измеренных параметров, R_y – ковариационная матрица ошибок измерений. Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$ задача решается итеративно.

ОС современной ЭЭС включает в себя решение следующих основных задач:

- формирование текущей расчетной схемы сети по данным ТС;
- анализ наблюдаемости полученной расчетной схемы;
- выявление ошибочных ТИ и подавление их влияния на результаты ОС;
- расчет оценок измеряемых и неизмеряемых переменных, которые удовлетворяли бы уравнениям установившегося режима с учетом ограничений в форме неравенств;

Если при вычислении оценок в момент времени t используется информация о состоянии ЭЭС в предшествующие моменты времени ($t-1, t-2, \dots$), то постановка задачи ОС называется *динамической*, иначе – *статической*.

Методы и алгоритмы ОС разрабатывались в России и за рубежом на протяжении более чем 50 лет, и к настоящему времени разработано большое количество методов статического и динамического ОС, которые отличаются минимизируемым критерием, методами поиска оптимума и решения систем нелинейных и линейных уравнений, методами достоверизации измерений и др.

2.2. Требования к процедуре ОС для использования в структуре SA. К измерительной информации и алгоритмам ОС, используемым для реализации в структуре SA, предъявляются высокие требования, заключающиеся в следующем.

1. Высокая частота получения измерений и широкий охват синхронизированными измерениями больших территорий, объединенных ЭЭС. Этим требованиям не удовлетворяют телеизмерения SCADA, поскольку данные SCADA генерируются локально с низкой частотой дискретизации (одна выборка за 2-5 секунд), и частично не синхронизированы по времени. Из-за этих ограничений операторы не имеют возможности отслеживать динамику системы или иметь полный обзор всей объединенной ЭЭС.

На рис. 2 из [19] показаны колебания активной мощности одного из блоков Калининской АЭС, измеряемые устройствами PMU с частотой 0,02 сек, а также телеизмерение SCADA перетока мощности по отходящей от АЭС линии и оценка этого перетока, рассчитанная ПБК КОСМОС по данным SCADA с интервалом 10 сек.

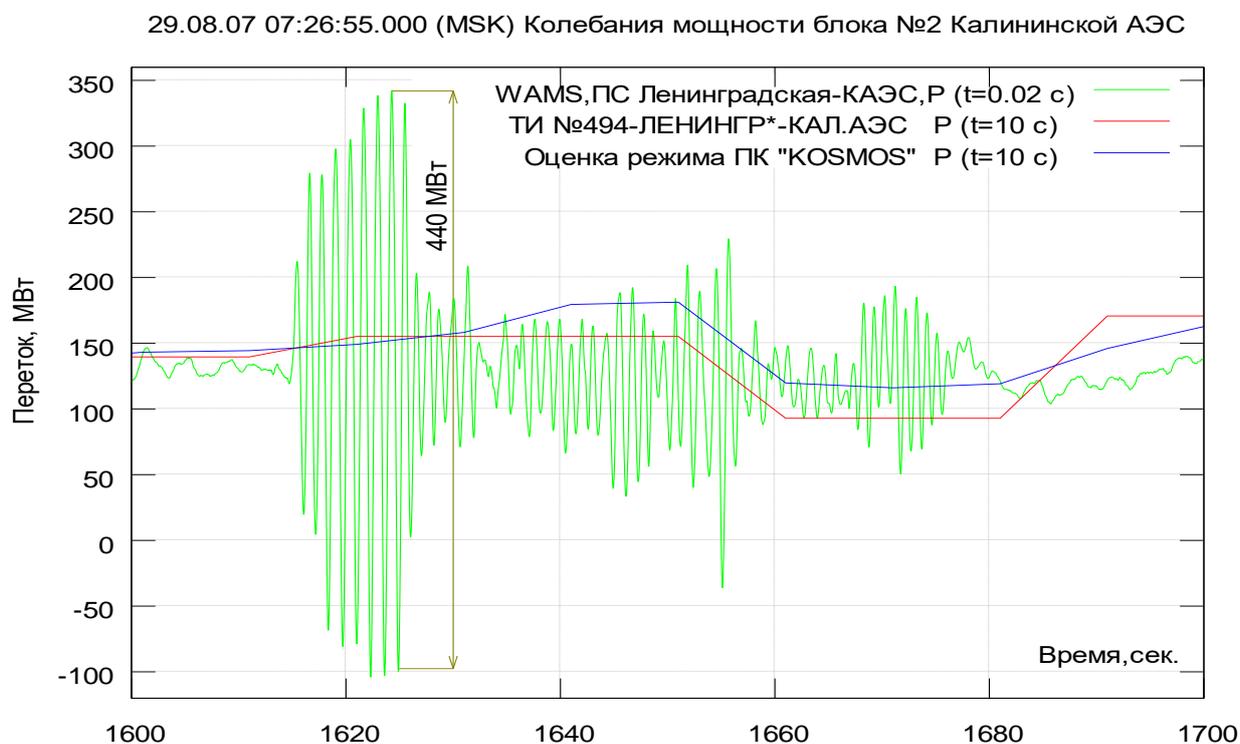


Рис.2. Отображения колебательного процесса перетока мощности средствами WAMS, телеизмерений SCADA и ПК КОСМОС

Как видно из рисунка, колебания перетока мощности на протяжении примерно 15 сек составляют около 400 МВт, но ТИ (телеизмерения) SCADA и рассчитанные по ним оценки не показывают этого. В то же время измерения от PMU, частота регистрации которых составляет от 5 до 60 сканирований в секунду, позволяют отследить эти колебания.

2. Высокое быстродействие алгоритмов ОС, обеспечивающих получение решения в темпе ведения технологического процесса.

Традиционное ОС по ТИ SCADA выполняется не чаще, чем обновляются данные, обычно один раз в интервале от 10 секунд до нескольких минут, кроме того, требуется время на выполнение итерационного алгоритма ОС, которое может оказаться достаточно большим, а в ряде случаев при расчете режимов, близких к аварийным, итерационный процесс может не сойтись.

Если количество PMU достаточно для обеспечения требуемой наблюдаемости схемы энергосистемы, то оценка состояния может быть выполнена только на основе данных PMU. Задача оценки состояния при решении в прямоугольных координатах вектора состояния (U_a , U_r) становится линейной и может быть решена за одну итерацию. Кроме того, благодаря значительно более высокой точности измерений PMU по сравнению с традиционными измерениями SCADA, повышается точность оценок.

3. Достоверность результатов ОС. Процедура ОС должна обнаруживать информацию, искаженную вследствие неисправностей и технических сбоев в системах сбора информации и кибератак, которая может привести к недостоверности результатов ОС. Недостоверные результаты ОС существенно влияют на последующие сетевые и рыночные приложения, поэтому надежные алгоритмы ОС должны иметь эффективную процедуру обнаружения недостоверных данных и служить защитным барьером от проникновения ошибочной информации в процесс принятия решений при управлении энергосистемой.

3. Метод контрольных уравнений для линейного ОС по данным PMU. Задачи, решаемые на базе оценки состояния в реальном времени, предъявляют высокие требования к быстродействию используемых алгоритмов ОС, их надежности и качеству получаемого решения. Этим требованиям удовлетворяет разработанный в ИСЭМ СО РАН метод контрольных уравнений (КУ) [11].

Контрольные уравнения – это уравнения электрических цепей, в которые входят только измеренные переменные режима y :

$$w_k(y) = 0. \quad (2)$$

Они могут быть получены из системы уравнений установившегося режима (УУР) после исключения неизмеренных переменных. Впервые предложенные для достоверизации ТИ, КУ затем стали применяться для решения перечисленных выше задач, входящих в комплекс ОС в реальном времени. КУ позволяют обнаружить недостоверные данные перед выполнением процедуры ОС, при этом априори одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения без повторения процедуры ОС.

Фильтрация случайных ошибок с использованием контрольных уравнений (задача оценивания состояния в узком смысле) при ограничениях (2) решается в координатах y :

$$\min_y (\bar{y} - y)^T R_y^{-1} (\hat{y} - y), \quad (3)$$

Такой подход не требует перехода к вектору состояния x , позволяет учесть точные измерения (при $r_{jj} = 0$ соответствующий y_j не входит в (3), а задается в (2) как константа).

Следует отметить, что на основе контрольных уравнений были разработаны также алгоритмы достоверизации телесигналов, при проведении циклических расчетов контрольные уравнения могут использоваться для идентификации систематических ошибок измерений и их дисперсий и др.

Метод КУ имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционной постановкой:

- 1) задача ОС решается непосредственно в координатах вектора измеренных переменных u , что позволяет избежать искажения результатов ОС, вызванного эффектом «размазывания» ошибок;
- 2) алгоритмы ОС по КУ менее трудоемки и имеют высокое быстродействие, так как порядок системы КУ обычно существенно ниже порядка исходной системы УУР;
- 3) КУ позволяют обнаружить недостоверные данные перед выполнением процедуры ОС, при этом априори одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения без повторения процедуры ОС, что делает предложенные алгоритмы быстродействующими.

Кроме того, в отличие от традиционных методов ОС, метод контрольных уравнений позволяет фиксировать значения измеренных переменных, задавая им нулевые дисперсии ($r_{jj}=0$). Это дает преимущества как при решении задачи ОС состояния для полной схемы, так и при декомпозиции расчетной схемы, поскольку позволяет фиксировать значения граничных параметров режима.

С появлением синхронизированных векторных измерений для решения задачи оценивания состояния могут быть использованы линейные алгоритмы. Это становится возможным, если имеется достаточно PMU для обеспечения наблюдаемости. При этом, как показывают исследования, нет необходимости устанавливать PMU во всех узлах сети, достаточно установить их примерно в 1/3 узлов. Задача получения оценок вектора состояния становится линейной и решается за одну итерацию. Помимо простоты вычислений, достоинством такого подхода является повышение точности оценок за счет существенно более высокой точности измерений от PMU по сравнению с обычными ТИ.

Хорошо зарекомендовавший себя метод КУ для ОС по данным SCADA был адаптирован для реализации линейного ОС по данным PMU [12]. Для этого были разработаны алгоритмы формирования линейных контрольных уравнений по измерениям PMU, которые позволяют, используя известную методику ОС по КУ, проводить проверку достоверности входящих в них измерений PMU, вычислять оценки измеренных переменных и оценки вектора состояния без выполнения итераций.

Использование измерений комплексных электрических величин, поступающих от PMU, позволяет существенно улучшить свойства решения задачи ОС – решить ряд проблем, связанных с невысокой избыточностью и низкой точностью измерений, а также существенно повысить эффективность решения задачи ОС как в классической постановке, так и при использовании КУ.

К сожалению, передающие сети ЕЭС России пока еще не полностью наблюдаемы по измерениям PMU, в распределительных сетях устройства PMU практически отсутствуют. В настоящее время PMU установлены на наиболее ответственных объектах энергетики, таких, как межсистемные связи, крупные электростанции и подстанции, объекты атомной энергетики. Это позволяет проводить мониторинг и оценку состояния только для наблюдаемых по данным PMU объектам и регионам, но с развитием системы СМПР и ростом количества PMU эти регионы будут расширяться.

Заключение. Новые свойства ИЭС и современные условия их функционирования повышают актуальность проблемы ситуационной осведомленности диспетчерского персонала энергосистемы при управлении нормальными и аварийными режимами.

Оценивание состояния является эффективным средством поддержки принятия решений и повышения ситуационной осведомленности диспетчерского персонала в режиме реального времени. Для реализации процедуры оценивания состояния в структуре ситуационной осведомленности необходимо обеспечить высокий темп поступления измерений, высокое

быстродействие алгоритмов оценивания состояния, их устойчивость к искажениям информации вследствие технических сбоев и кибератак.

Полученные от WAMS синхронизированные измерения тока и напряжения и их производные составляют основу для создания и функционирования инструментов нового качества для оценивания состояния ЭЭС и анализа их режимов.

В ИСЭМ СО РАН разработан метод КУ, позволяющий выполнять ЛОС по данным PMU. Метод имеет высокое быстродействие, позволяет выявлять грубые и систематические ошибки в измерениях и отличать «скачки» измерений, произошедшие вследствие сбоев и кибератак, от изменения параметров вследствие изменения режима.

Процедура оценивания состояния с использованием измерений PMU обеспечивает более надежные и точные данные для мониторинга состояния ЭЭС на обширной территории в режиме реального времени, а также анализа событий в энергосистеме, и является эффективным средством поддержки принятия решений и повышения ситуационной осведомленности диспетчерского персонала.

Благодарности. Исследование проводится в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2026-0001) программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2026-2030 годы (рег. № АААА-А26-121012190027-4).

Список источников

1. Карантаев В. Ситуационная осведомленность. Введение / В. Карантаев // Блог о Smart Grid, 2018. – URL: <http://smartgridib.blogspot.com/2018/07/blog-post.html>
2. Endsley M.R. Toward a theory of situation awareness in dynamic systems. *Human Factors*, 1995, vol. 37, no. 1, pp. 32–64, DOI: 10.1518/001872095779049543.
3. Endsley M.R., Connors E.S. Enhancing Situation awareness in power systems: overcoming uncertainty and variability with renewable resources. *Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*, 2017, ch. 29, pp. 395-404, DOI: 10.1016/B978-0-12-809592-8.00029-9
4. Wickens C.D. Situation awareness: review of Mica Endsley's 1995 articles on situation awareness theory and measurement. *Human Factors*, 2008, vol. 50, no. 3, pp. 397–403, DOI:10.1518/001872008X288420.
5. Гаськова Д.А. Метод определения уровня кибер-ситуационной осведомлённости энергетических объектов / Д.А. Гаськова // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2020. – № 4 (20). – С. 64-74. – DOI: 10.38028/ESI.2020.20.4.006.
6. Arunagirinathan P., Venayagamoorthy G.K. Situational awareness in an electric utility's control center of its generators' damping capabilities. 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017, pp. 1–5, DOI: 10.1109/ISGT.2017.8086046.
7. Грабчак Е.П. Модель обеспечения ситуационной осведомленности для поддержки принятия решений в энергетике в условиях особого периода и чрезвычайных ситуаций / Е.П. Грабчак, Е.Л. Логинов // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XIII Всероссийской научно-технической конференции. – Чебоксары, 2022.
8. Mavridou A., Papa M.A Situational awareness architecture for the smart grid. *Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering*, 2012, 99, DOI:10.1007/978-3-642-33448-1_31.
9. Prostejovsky A.M., Brosinsky C., Heussen K., et al. The future role of human operators in highly automated electric power systems. *Electric Power Systems Research*, 2019, vol. 175, p. 105883, DOI: 10.1016/j.eprsr.2019.105883
10. Proceedings of the IEEE Belgrade Powertech Conference, Jun 25-29, 2023, Belgrade, Serbia. Available at: <https://www.proceedings.com/content/070/070187webtoc.pdf>
11. Гамм А.З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.
12. Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E. The test equation method for linear state estimation based on PMU data. *Proceedings of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wroclaw, 2014, DOI: 10.3390/math12233802.
13. Zografopoulos I., Zhao J., Jahromi A., et al. Cyber-Physical. Interdependence for Power System Operation and Control. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2025. DOI 10.1109/TSG.2025.3538012
14. Дьяков А.Ф. Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения / А.Ф. Дьяков, В.А. Стенников, С.М. Сендеров и др. – Новосибирск: Наука, 2014. – 284 с

15. Wollenberg B.F., Sakaguchi T. Artificial intelligence in power system operations. Proceedings of the IEEE, 1987, vol. 75, no. 12, pp. 1678–1685, DOI: 10.1109/PROC.1987.13935.
16. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. – New York, NY, USA: Springer, 2008.
17. Cheng G., Lin Y., Abur A., Gómez-Expósito A., Wu W. A survey of power system state estimation using multiple data sources: PMUs, SCADA, AMI, and beyond. IEEE Transactions on Smart Grid, 2024, vol. 15, no. 1, pp. 1–1, DOI: 10.1109/TSG.2023.3286401
18. Thomas M.S., McDonald J.D. Power System SCADA and Smart Grids. – CRC Press, 2017.
19. Данилин А.В. Развитие технологии векторной регистрации параметров режима в ЕЭС России. – В кн.: Информационные технологии в электроэнергетике: материалы конференции. – Москва, 2010.

Колосок Ирина Николаевна. Д.т.н., ИСЭМ СО РАН, в.н.с. Основные направления исследований: Математические модели, методы и алгоритмы для решения комплекса задач информационного обеспечения для мониторинга и диспетчерского управления интеллектуальной энергосистемой (ИЭС) на базе современных средств измерений и новых информационных технологий, кибербезопасность и киберфизическая устойчивость ИЭС и ее объектов. AuthorID: 48007871, SPIN: 6463-5100, ORCID: 0000-0002-2843-4455. kolosok@isem.irk.ru. 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

Коркина Елена Сергеевна. К.т.н., ИСЭМ СО РАН, с.н.с. Основные направления исследований: кибербезопасность объектов электроэнергетики, синхронизированные векторные измерения, оценивание состояния электроэнергетических систем, кибер-физические системы. AuthorID: 24577537100, SPIN: 8084-7363, ORCID: 0000-0001-6488-5774, korkina@isem.irk.ru. 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

UDC 004.413.4

DOI:10.25729/ESI.2026.41.1.007

The role of the State Estimation problem in ensuring situational awareness of the Smart Grid operator

Irina N. Kolosok, Elena S. Korkina

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,

Russia, Irkutsk, kolosok@isem.irk.ru

Abstract. For reliable and fault-tolerant operation of an intelligent power system (IPS) operating in constantly changing conditions, monitoring and dispatching control in real time are necessary. Although many IPS control processes are automated, namely the dispatching personnel that keeps the system running. Situational awareness (SA) of an IPS operator can be described as complete information about the current IPS state. The insufficient level of the operator's SA significantly affects the likelihood that the system will enter a cascading power outage phase, and this transition is confirmed by numerous incidents in the power systems. The complexity of power systems is constantly rising, it increases the risk that human operators will not be able to manage the network in any situation if their cognitive abilities are not supported by appropriate tools. Such tools include the State Estimation (SE) procedure, which is the most important function that provides real-time calculation of the current EPS state.

The article discusses the issues of using the SE procedure to increase situational awareness in dispatching control of IPS (Smart Grid). The features of Smart Grid are formulated, which determine the relevance of research on the SA problem and the need to develop situational awareness of Smart Grid operators. The Smart Grid operating conditions, also the role of the dispatcher in emergency situations and during recovery measures are considered. The value of the Power System State Estimation (PSSE) in improving the SA of the power system dispatcher is presented. The analysis of the main data sources used to solve the PSSE problem has been performed. The requirements for the PSSE procedure when used in the SA structure are formulated. A PSSE Test Equations method developed at the Melentiev Energy Systems Institute (MESI SB RAS) based on synchronized phasor measurement (PMU data) that meets these requirements is presented. It is shown that the SE procedure provides information of the required quality for the tasks of dispatching control and monitoring of the Smart Grid and is an effective means of supporting decision-making and increasing situational awareness of Smart Grid operators.

Keywords: smart Grid, situational awareness, power system state estimation, synchronized phasor measurements (PMU data)

Acknowledgements: This study was carried out within the framework of the state assignment project (No. FWEU-2021-0001) of the program of fundamental research of the Russian Federation for 2021-2030 (Reg. No. AAAA-F21-121012190027-4).

References

1. Karantaev V. Situatsionnaya osvedomlennost. Vvedeniye [Situational Awareness. Introduction]. Blog o Smart Grid [Smart Grid Blog], 2018. Available at: <http://smartgridib.blogspot.com/2018/07/blog-post.html> (accessed: 03.15.2025).
2. Endsley M.R. Toward a theory of situation awareness in dynamic systems. *Human Factors*, 1995, vol. 37, no. 1, pp. 32–64, DOI: 10.1518/001872095779049543.
3. Endsley M.R., Connors E.S. Enhancing Situation awareness in power systems: overcoming uncertainty and variability with renewable resources. *Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*, 2017, ch. 29, pp. 395-404, DOI: 10.1016/B978-0-12-809592-8.00029-9
4. Wickens C.D. Situation awareness: review of Mica Endsley's 1995 articles on situation awareness theory and measurement. *Human Factors*, 2008, vol. 50, no. 3, pp. 397–403, DOI:10.1518/001872008X288420.
5. Gaskova D.A. Metod opredeleniya urovnya kiber-situatsionnoy osvedomlennosti energeticheskikh ob"yektov [Method for determining the level of cyber situational awareness of energy facilities]. *Informatsionnyye i matematicheskiye tekhnologii v nauke i upravlenii* [Information and Mathematical Technologies in Science and Management], 2020, no. 4 (20), pp. 64-74, DOI: 10.38028/ESI.2020.20.4.006.
6. Arunagirinathan P., Venayagamoorthy G.K. Situational awareness in an electric utility's control center of its generators' damping capabilities. 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017, pp. 1–5, DOI: 10.1109/ISG.T.2017.8086046.
7. Grabchak E.P., Loginov E.L. Model obespecheniya situatsionnoy osvedomlennosti dlya podderzhki prinyatiya resheniy v energetike v usloviyakh osobogo perioda i chrezvychaynykh situatsiy [A model for ensuring situational awareness to support decision-making in the energy sector under special conditions and emergencies]. *Informatsionnyye tekhnologii v elektrotekhnike i elektroenergetike: materialy XIII Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Information Technologies in Electrical Engineering and Electric Power Industry: Proceedings of the XIII All-Russian Scientific and Technical Conference]. Cheboksary, 2022.
8. Mavridou A., Papa M. A Situational awareness architecture for the smart grid. *Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering*, 2012, 99, DOI:10.1007/978-3-642-33448-1_31.
9. Prostejovsky A.M., Brosinsky C., Heussen K. et al. The future role of human operators in highly automated electric power systems. *Electric Power Systems Research*, 2019, vol. 175, p. 105883, DOI: 10.1016/j.eprsr.2019.105883
10. Proceedings of the IEEE Belgrade Powertech Conference, Jun 25-29, 2023, Belgrade, Serbia. Available at: <https://www.proceedings.com/content/070/070187webtoc.pdf>
11. Gamm A.Z., Kolosok I.N. Obnaruzheniye grubyykh oshibok teleizmereniy v elektroenergeticheskikh sistemakh [Detection of Gross Errors of Telemetry in Electric Power Systems]. *Novosibirsk, Nauka [Science] Publ.*, 2000, 152 p.
12. Kolosok I., Korkina E., Buchinsky E. The test equation method for linear state estimation based on PMU data. *Proceedings of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wroclaw, 2014, DOI: 10.3390/math12233802.
13. Zografopoulos I., Zhao J., Jahromi A., et al. Cyber-Physical. Interdependence for Power System Operation and Control. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2025, DOI 10.1109/TSG.2025.3538012.
14. D'yakov A.F., Stennikov V.A., Senderov S.M., et al. Nadezhnost' sistem energetiki: problemy, modeli i metody ih resheniya [Reliability of energy systems: problems, models and methods for their solution]. *Novosibirsk: Nauka*, 2014, 284p.
15. Wollenberg B.F., Sakaguchi T. Artificial intelligence in power system operations. *Proceedings of the IEEE*, 1987, vol. 75, no. 12, pp. 1678–1685, DOI: 10.1109/PROC.1987.13935.
16. Phadke A.G., Thorp J.S. *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. – New York, NY, USA: Springer, 2008.
17. Cheng G., Lin Y., Abur A., Gómez-Expósito A., Wu W. A survey of power system state estimation using multiple data sources: PMUs, SCADA, AMI, and beyond. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2024, vol. 15, no. 1, pp. 1–1, DOI: 10.1109/TSG.2023.3286401
18. Thomas M.S., McDonald J.D. *Power System SCADA and Smart Grids*. – CRC Press, 2017.
19. Danilin A.V. Razvitiye tekhnologii vektornoy registratsii parametrov rezhima v YeES Rossii [Development of technology for vector registration of regime parameters in the Unified Energy System of Russia].

Informatsionnyye tekhnologii v elektroenergetike: materialy konferentsii [Information Technologies in Electric Power Industry: Conference Proceedings]. Moscow, 2010.

Kolosok Irina Nikolaevna. Professor, Leading Researcher of Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. Main research areas: Mathematical models, methods and algorithms for solving a set of information support tasks for monitoring and dispatching of Smart Grid based on modern measuring instruments and new information technologies, cybersecurity and cyber-physical stability of the Smart Grid and its facilities. AuthorID: 48007871, SPIN: 6463-5100, ORCID: 0000-0002-2843-4455. kolosok@isem.irk.ru, 664033, Irkutsk, Russia, Lermontov Str., 130.

Korkina Elena Sergeevna. Doctor, Senior Researcher of Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Main research areas: cybersecurity of electric power facilities, synchronized vector measurements, assessment of the state of electric power systems, cyber-physical systems. AuthorID 24577537100, SPIN 8084-7363, ORCID 0000-0001-6488-5774, korkina@isem.irk.ru. 664033, Irkutsk, Russia, Lermontov Str., 130.

Статья поступила в редакцию 14.06.2025; одобрена после рецензирования 22.09.2025; принята к публикации 17.02.2026.

The article was submitted 06/14/2025; approved after reviewing 09/22/2025; accepted for publication 02/17/2026.